

République Algérienne Démocratique et Populaire  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

Université Amar Telidji Laghouat



**MEMOIRE**

Présenté à la faculté de Technologie  
Département d'Electrotechnique

Pour l'obtention du Diplôme de

**Master**

**Option : Électromécanique**

Présentée par :

**BENZIANE Taha Omar Mourad**

**LAKHAL Aissa**

**Thème :**

**Application des nouvelles méthodes pour le diagnostic des défauts dans les transformateurs de puissance.**

**Devant jury**

<b>Dr. OUBBATI Youssef</b>	Université d' Amar Telidji Laghouat	Président
<b>Pr. SEGHIR Tahar</b>	Université d' Amar Telidji Laghouat	Examineur
<b>Dr. BOUDRAA Saliha</b>	Université d' Amar Telidji Laghouat	Encadreur

**Session 2020**

# Remerciements

En tout premier lieu A l'issue de ce travail, nous remercions Dieu Tout-Puissant de nous avoir aidés à mener à bien ce travail.

Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à notre Directrice de mémoire, Mme **Boudraa Saliha**, Docteur à l'université de Laghouat en Algérie, pour son aide dans la préparation et la rédaction de ce travail. Nous sommes très reconnaissants à elle, pour tous les précieux conseils, son soutien, sa disponibilité, la confiance qu'elle nous a témoignée et ses grandes qualités humaines.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à Monsieur **Nouar Allal**, le chef d'option de l'électromécanique, pour le soutien permanent qu'il nous a apporté tout au long de nos études.

Nos remerciements vont bien entendu à Monsieur **Beidou Salah**, ingénieur et chef service de production d'énergie électrique - Sonelgaz -In Guezzam - Tamanrasset -.

Nos remerciements vont bien entendu aux membres de jury, pour avoir accepté de nous faire l'honneur de présenter à notre soutenance, et pour l'intérêt manifesté à l'égard de ce travail.

Enfin nous remercions tous ceux qui ont contribué de prêt ou de loin à l'aboutissement de ce travail.

*Merci*

## **Je dédie ce travail**

Je dédie ce travail à ma mère pour ses encouragements et ses prières tout au long  
parcours de mes études,, et je le remercie monsieur Nouar Allal pour leurs  
encouragements et leurs aides et soutien ainsi que mon chère ami Idris Remmache

ainsi que toute ma grande famille.  
A tous mes amis sans citer les noms

**Benziane Taha Omar Mourad**

## **Je dédie ce travail**

Je dédie ce travail à ma mère, qui est sur le lit de la maladie depuis trois mois, puis à ma mère forte, puis à ma sage mère.

Je dédie également ce travail à l'esprit de mon père, mon père mon idole, ses conseils sont encore frais dans ma mémoire, et je le dédie à ma famille, à mon frère Ibrahim et Muhammad et à tous mes frères et amis, Addy, Abdel Rahim, Umm Al Khair, Djamila, Aicha et Abdel Malik, la liste est longue et je ne peux pas tous les nommer.

**Lakhal Aissa**

## ملخص

أظهرت التجارب أن زيت المحولات يحتوي على حوالي 70٪ من معلومات التشخيص. لذلك فإن التحليلات الفيزيائية والكيميائية لعينات الزيت مفيدة للغاية في مراقبة حالة محولات الطاقة. يوجد حاليًا العديد من تقنيات التشخيص الكهربائية والفيزيائية الكيميائية المتاحة لمراقبة حالة محولات الطاقة، من بينها، تم تطوير ثلاث تقنيات تشخيصية جديدة مؤخرًا من قبل الباحثين في مختبرات مختلفة حول العالم وهي: القياس الطيفي المرئي / فوق البنفسجي لقياس كمية المواد المذابة في الزيت؛ قياس العكارة، والتي تقيس درجة نقاء الزيت الجديد أو المستعمل، والتحليل الطيفي بالأشعة تحت الحمراء لتحويل فوربييه لمتابعة التغيرات في المجموعات الكيميائية أثناء شيخوخة الزيوت العازلة. تهدف هذه الدراسة إلى اختبار طرق التشخيص الفيزيائية والكيميائية الحديثة لتقييم محولات الطاقة المملوءة بزيت بوراك 22. يبدو من هذه الدراسة أن المعلمات الثلاثة (DDP، التعكر، التحليل الطيفي FTIR) يمكن أن تكون تقنيات تشخيص موثوقة لمراقبة محولات الطاقة. كلمات مفتاحية: محول الكهرباء، الزيوت العازلة، التشخيص، منتجات التحلل المذابة، العكارة، مطياف الأشعة تحت الحمراء.

## Résumé

Les expériences ont montré que l'huile de transformateur contient environ 70% des informations de diagnostic, les analyses physico-chimiques d'échantillons d'huile peuvent donc être extrêmement utiles pour surveiller l'état des transformateurs de puissance.

Actuellement, il existe plusieurs techniques traditionnelles utilisées pour le diagnostic des transformateurs de puissance, parmi eux, trois nouvelles techniques de diagnostic sont développées récemment par des chercheurs dans des différents laboratoires à travers le monde sont : La spectrophotométrie UV/Visible qui permet de mesurer la quantité des produits de décomposition dissous dans l'huile ; la turbidité qui mesure la pureté d'une huile neuve ou usagée et la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier pour suivre l'évolutions des groupes chimiques au cours de vieillissement des huiles isolantes.

Cette étude, vise à tester les méthodes de diagnostics physico-chimiques modernes pour l'évaluation de l'état d'isolation des transformateurs remplis de l'huile Borak22. Il ressort de cette étude que les trois paramètres (DDP, Turbidité, spectroscopie IRFT) peuvent être des techniques de diagnostic fiables pour la surveillance de l'isolation des transformateurs de puissance.

**Mots clés :** Transformateurs de puissance, huiles isolantes, diagnostic, produits de décomposition dissous, turbidité, spectroscopie infrarouge.

## .Abstract

Experiences have shown that transformer oil contains about 70% of diagnoses information; the physicochemical analyses of oil samples can therefore be extremely useful in monitoring the condition of power transformers.

Currently, there are various electrical and physicochemical diagnoses techniques available for insulation condition monitoring of power transformers, among them, three new diagnostic techniques have been recently developed by researchers in different laboratories around the world are: UV / Visible spectrophotometry for measuring the quantity of Dissolved Decay Products in oil (DDP); turbidity, which measures the purity of new or used oil, and Fourier transform infrared spectroscopy to follow changes in chemical groups during aging of insulating oils.

This study aims to test modern physical-chemical diagnostic methods for the evaluation of the power transformers filled with Borak22 oil. It appears from this study that the three parameters (DDP, Turbidity, FTIR spectroscopy) can be reliable diagnoses techniques for monitoring the power transformers insulation.

**Keywords:** Power transformer, insulating oils, diagnoses, dissolved decomposition products, Turbidity, Infrared Spectroscopy

## Sommaire

Introduction générale	
Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance	
I.1. Introduction.....	05
I.2 .Définition et classification des transformateurs de puissance.....	05
I.3 .Technologies de construction de transformateur de puissance.....	07
I.3.1 Partie active.....	07
I.3.2. Equipements.....	08
I.3.3 partie Isolation.....	10
I.3.3.1 Isolation solide.....	11
A) Principaux types d'isolation solide.....	11
B) Propriétés du papier isolant.....	11
I.3.3.2. Isolants liquides .....	13
I.3.3.3. Principaux types d'isolants liquide .....	13
I.4. Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique .....	14
I.5. Les huiles minérales .....	15
I.6. Complexe Huile/Papier .....	16
I.7. Les défauts dans les transformateurs .....	17
I.7.1 Définition.....	17
I.7.2 Causes de défauts.....	17
A) Causes internes.....	18
B) Causes externes.....	18
I.7.3 Les types de contraintes dans le transformateur de puissance.....	19
A) Contraintes électriques .....	20
B) Contraintes mécaniques .....	20
C) Contraintes thermiques .....	20
D) Contraintes chimiques .....	20
I.7.4 Vieillissement et dégradation des isolants .....	20
I.7.5 Identification des défauts .....	21
I.8 Conclusion.....	23

Références.....	24
<b>Chapitre II : Synthèse des méthodes de diagnostic</b>	
II.1. Introduction.....	27
II.2 Stratégies de maintenance des transformateurs.....	28
II.2.1 Définition de maintenance .....	28
II.2.2 La stratégie de maintenance (normes NF EN 13306 & FD X 60-000) .....	28
II.2.3 Types de maintenance .....	29
II.2.3.1 La maintenance préventive .....	30
II.2.3.2 Objectifs de la maintenance préventive.....	30
II.2.4 définition de Diagnostic.....	30
II.3 Surveillance de transformateurs de puissance.....	31
II.4 Les méthodes de surveillance et de diagnostic des transformateurs de puissance .....	33
II.4.1 Les méthodes conventionnelles.....	33
II.4.1.1 Les tests Physico-chimiques .....	33
A) Mesure de la teneur en eau .....	33
B) L'acidité et indice de neutralisation .....	34
C) Mesure de la viscosité.....	34
D) La tension de claquage.....	35
E) Examen visuel et couleur .....	35
F) Mesure du facteur de dissipation diélectrique.....	36
G) mesure de la tension interfaciale.....	36
H) Indice de Myers.....	37
I) Teneur en inhibiteur.....	37
II.4.1.2 Diagnostic avec analyse de gaz dissous.....	38
II.4.2 Les méthodes de diagnostic non traditionnelles.....	39
II.4.2.1 Mesure des produits dissous.....	39
II.4.2.2 Mesure de produits insolubles.....	40

II.4.2.3 Analyse de la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier.....	40
II.5 Méthodes de Surveillance et de diagnostic des isolants solides.....	41
II.5.1 Mesures conventionnelles.....	41
A) Mesure de degré de polymérisation.....	41
B) Dérivés furaniques.....	41
C) Mesure du facteur de dissipation.....	42
D) Mesure de tension de claquage (BDV) .....	42
E) Mesure de la résistance à la traction.....	43
F) Spectroscopie diélectrique pour le contrôle de la qualité d'un isolant solide.....	43
II.5.2. Techniques modernes.....	44
II.5.2.1 Mesure de courant de polarisation/dépolarisation: PDC .....	44
A) Mesures dans le domaine fréquentiel .....	44
B) Mesure de la tension de rétablissement (RVM) .....	45
II.5.2.2 Essai en service des décharges partielles (DP) .....	45
II.6 Méthodes de surveillance et de vérification des accessoires.....	45
II.6.1 Thermographie infrarouge.....	45
II.6.2 Diagnostic par Caméra Ultraviolet.....	46
II.7. Conclusion.....	47
Références.....	48

## Chapitre III : Analyse des résultats expérimentaux

III.1 Introduction .....	51
III.2 Techniques suivies.....	51
III.2.1 Vieillissement thermique des échantillons d'huile minérale.....	52
III.2.2 Vieillissement électrique des échantillons d'huile minérale.....	53
III.2.3 Application de contrainte thermique sur des échantillons d'huile minérale.....	53
III.2.4 Application des contraintes multiples sur des échantillons d'huile minérale.....	54
III.3. Normes des nouvelles méthodes appliquées.....	55
III.4 Analyse des résultats.....	56
III.4.1 Cas de vieillissement électrique.....	56
A) Produits de décomposition dissous.....	56
B) La turbidité.....	56
C) Test Infrarouge FTIR.....	57
III.4.2 Cas de vieillissement thermique.....	58
A) Produits de décomposition dissous et turbidité.....	58
B) Test Infrarouge FTIR.....	59
III.4.3 Cas d'application de contraintes thermiques.....	60
A) Produits de décomposition dissous et turbidité.....	60
B) Test Infrarouge FTIR .....	61
III.4.4 Cas d'application des contraintes multiples.....	62
Produits de décomposition dissous et turbidité.....	62
III.5 Conclusions.....	63
Références.....	64

## Chapitre IV : Etude de l'huile isolante Borak 22

IV.1 Introduction.....	66
IV.2 L'huile Minérale Borak 22.....	66
IV.3 Préparation des échantillons .....	67
IV.4 Mesure de produits dissous (DDP Dissolved Decay Product) .....	67
IV.4.1 Standards de diagnostic par DDP.....	69
IV.4.2 Résultats et interprétation.....	69
IV.5 Mesure de la turbidité.....	71
IV.5.1 Standards de diagnostic par la turbidité.....	71
IV.5.2 Interprétation des résultats .....	71
IV.6 Le Test FTIR ( <i>Fourier Transform Infrared Spectroscopy</i> ) .....	73
IV.7. Interprétation des résultats .....	74
IV.8 Échantillon de l'huile soumis à des décharges partielles.....	74
IV.9 Conclusion .....	75
Références.....	76
Conclusions générales .....	78

## Liste des figures :

### Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

<b>Figure (I.1)</b> Transformateur monophasé .....	06
<b>Figure (I.2)</b> Transformateur Triphas.....	06
<b>Figure (I.3)</b> Symbole de transformateur de puissance.....	06
<b>Figure (I.4)</b> Vue intérieure d'un transformateur, type colonne.....	07
<b>Figure(I.5)</b> Traversé en porcelaine.....	08
<b>Figure (I.6)</b> La cuve d'un transformateur de puissance. ....	09
<b>Figure (I.7)</b> Aéroréfrigérant .....	09
<b>Figure (I.8)</b> Radiateurs sur un transformateur .....	09
<b>Figure (I.9).</b> Vue intérieure d'un transformateur, type colonne.....	11
<b>Figure(. I.10).</b> Différent type de papier d'isolation .....	12
<b>Figure (I.11) :</b> Processus de raffinage pour les huiles brutes .....	15
<b>Figure (. I.12) :</b> Une partie de la section transversale d'un système d'isolation des transformateurs de puissance .....	16
<b>Figure(I.13) :</b> Principe du mécanisme de défaut.....	17
<b>Figure (I.14).:</b> Distribution des causes de défaillances de 188 transformateurs en Afrique du sud.....	18
<b>Figure (I.15).</b> Modèle typique des défaillances des transformateurs.....	19
<b>Figure (I.16) :</b> Les différentes contraintes dans le système d'isolation du transformateur.....	20
<b>Figure. (I.17)</b> Synthèse du mécanisme principal de dégradation des isolants électriques dans un transformateur de puissance .....	21

### Chapitre II : Synthèse des méthodes de diagnostic

<b>Figure (II.1)</b> Stratégies de maintenance.....	29
<b>Figure (II.2)</b> Les différents types de maintenance. ....	29
<b>Fig. II.3</b> Évaluation de l'état de l'huile .....	31
<b>Fig. II.4</b> Évaluation de l'état de papier .....	32
<b>Figure (II. 5)</b> Viscosimètre .....	35
<b>Figure (II-6)</b> Schéma de cellule de claquage .....	35

<b>Figure (II-6) photographie</b> de colorimètre pour la mesure de l'indice couleur .....	36
<b>Figure (II-7) Tensiomètre</b> pour la mesure de la tension interfaciale. ....	37
<b>Figure (II-8) :</b> Spectrophotomètre T60 UV/Visible .....	39
<b>Figure (II.9) :</b> Turbidimètre modèle 2100AN avec sa cellule de mesure.....	40
<b>Figure (II.10) :</b> Photographie du dispositif FTIR (Laboratoire de chimie Laghouat). .....	40
<b>Figure (II.11)</b> Chromatographe en phase liquide HPLC (FTIR-ATR) (Laboratoire de chimie université de Laghouat) .....	42
<b>Figure (II.12)</b> Cellule de mesure du facteur de dissipation diélectrique de papier isolant de laboratoire de la Société Rymoil S.A, spécialisé dans les huiles de transformateurs et les sols contaminés, Polígono Industrial Logrezana, 0 S N, 33438, Espagne .....	42
<b>Figure (II.13)</b> Testeur d'huile BDV 2904.....	43
<b>Figure (II.14)</b> La résistance à la traction d'un papier thermiquement amélioré vieilli à 150°C. Dans l'huile minérale et dans un ester naturel .....	43
<b>Figure (II.15)</b> Balayage en fréquence pour les trois étapes de fabrication : conception, séchage sous vide et imprégnation.....	44
<b>Figure (II.16)</b> Appareil de mesure de tension de rétablissement au laboratoire ISOLIME.....	45
<b>Figure (II.17) Inspection</b> infrarouge sur les transformateurs et disjoncteur.....	46
<b>Figure (II.18)</b> Dispositif de mesure par camera UV .....	46

### Chapitre III : Analyse des résultats expérimentaux

<b>Figure. (III.1).</b> Technique de déshumidification et dégazage de l'huile.....	51
<b>Figure (III 2.)</b> Séchage et imprégnation de papier.....	52

<b>Figure.( III.3 ):</b> Dispositif expérimental.....	53
<b>Figure (III.4)</b> dispositif expérimental utilisé pour l'application des points chauds .....	54
<b>Figure. (III.5)</b> Schéma de l'appareil utilisé pour l'essai du claquage de l'huile. ....	55
<b>Figure (III.6)</b> Procédure de mesure de la turbidité selon la norme ASTM D6180.....	56
<b>Figure. (III.7) :</b> Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous d'une huile minérale soumise au test de stabilité pendant des périodes prolongées.....	57
<b>Figure. (III.8) :</b> Effet de l'exposition au champ électrique durant des périodes prolongées sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 500-3000 $\text{cm}^{-1}$ sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 500-3000 $\text{cm}^{-1}$ .....	58
<b>Figure. (III.9).</b> Evolution de produits de décomposition en fonction de la durée de vieillissement thermique de l'huile minérale Nynas .....	58
<b>Figure. (III.10 )</b> Effet de la durée de vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 500 à 3000 $\text{cm}^{-1}$ . .....	59
<b>Figure. (III.11)</b> valeurs de produits de décomposition dissous des huiles minérales neuves avant et après passage sous contrainte thermique (point chaud) .....	60
<b>Figure. (III.12)</b> Valeurs de turbidité de différentes huiles neuves avant et après le passage sous la contrainte thermique (point chaud) .....	60
<b>Figure. ( III.13)</b> Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 3000-2800 $\text{cm}^{-1}$ pour les huiles neuves.....	61
<b>Figure. ( III.14)</b> Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 1500 -500 $\text{cm}^{-1}$ pour les huiles neuves.....	61
<b>Figure. (III.15 )</b> Courbes de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous sous des contraintes multiples. ....	62

## Chapitre IV : Etude de l'huile isolante Borak 22

<b>Figure (IV.1).</b> Technique de déshumidification de l'huile.....	67
<b>Figure (IV.2)</b> Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible .....	68
<b>Figure(IV.3) :</b> Cellule de mesure. ....	68
<b>Figure (IV.4) :</b> Spectres d'absorbance mesurés. L'aire sous chaque spectre détermine la quantité de produits de décompositions dissous qui lui est associée. ....	68
<b>Figure (IV.5) Spectres</b> d'absorbance mesurés présentant les produits solubles dans l'huile Borak 22 neuve.....	69
<b>Figure (IV.6)</b> Spectres d'absorbance mesurés montrant l'effet de vieillissement thermique. ....	69
<b>Figure (IV.7) comparaisons</b> de l'effet de vieillissement thermique sur les produits solubles des différentes huiles.les produits solubles d'Huile borak 22 (400 h avec catalyseur et papier) .....	70
<b>Figure (IV.8) :</b> Procédure de mesure de la turbidité. ....	71
<b>Figure(IV.9) :</b> Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 2800 à 3000 $\text{cm}^{-1}$ pour huile Borak22 vieillie. ....	73
<b>Figure.( IV.10 ):</b> <b>A)</b> Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité.	
<b>B)</b> Déroulement de test ( D6180) au laboratoire isolime .....	74
<b>Figure. (IV. 11)</b> comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits de décomposition dissous de différentes huiles avant et après D6180. ....	74
<b>Figure (IV.12)</b> comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits insolubles des différentes huiles avant et après test de stabilité. ....	74

## Liste des tableaux :

### Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

Tableau I.1. Données techniques du carton Transformer board TIV d'épaisseur 3 mm. ....	13
Tableau I.2 : Comparaison de paramètres typiques des principaux liquides diélectriques...	14
Tableau. I.3 : Choix du liquide isolant pour différents types de transformateurs .....	15

### Chapitre II : Synthèse des méthodes de diagnostic

Tableau II.1 Normes utilisées par SONEGAS pour l'analyse de la BORAK22.....	33
Tableau II.2 Valeurs limites de la teneur en eau de l'huile. ....	34
Tableau II.3 Formation de gaz dans les défauts.....	38

### Chapitre III : Analyse des résultats expérimentaux

Tableau III.1 : guide pour l'interprétation des valeurs de produit de dégradation dissous. .	55
Tableau III.2 : guide pour l'interprétation des valeurs de turbidité .....	55

### Chapitre IV : Etude de l'huile isolante Borak 22

Tableau IV.1 Caractéristiques de l'huile Borak 22.....	66
Tableau .IV.2 Guide d'interprétation de valeurs de produits de décomposition dissous.....	69
Tableau IV.3. Guide d'interprétation de valeurs de la turbidité.....	71
Tableau .IV.4. Valeurs mesurées.....	71
Tableau .IV.5. Diagnostic de l'état de l'huile basant sur l'indice couleur.....	72

# **Introduction générale**

## Introduction générale

---

Les transformateurs de puissance sont des équipements importants et coûteux dans les réseaux d'énergie électrique. En termes d'investissement, ces équipements représentent près de 60% du prix d'un poste de transformation. N'importe quelle panne ou mise hors service imprévisible de cet élément peut entraîner des dommages dans les réseaux électriques et peut conduire à d'immenses pertes financières. Leur fiabilité est d'une importance qu'ils requièrent une surveillance particulière. Un programme de maintenance approprié s'avère nécessaire pour augmenter autant que possible leur durée de vie.

Dans de bonnes conditions de fonctionnement, la durée de vie des transformateurs se situe entre 30 et 40 ans. Cependant, en réalité, ce n'est généralement pas toujours le cas, car dans des applications pratiques, les systèmes d'isolation sont soumis à plusieurs sortes de contraintes, les plus importantes étant d'origines électrique, thermique mécanique et chimiques. Ces contraintes donnent naissance à des défauts internes qui se développent lentement entraînant la détérioration progressive de l'isolation. Cela peut mener à des pannes catastrophiques et engendrer par conséquent, d'énormes coûts de réparation.

Plusieurs outils et méthodes pour la surveillance et le diagnostic des transformateurs de puissance sont actuellement disponibles. Fondamentalement, ceux-ci peuvent être divisés en des méthodes de diagnostic traditionnelles qui ont été utilisées pendant plusieurs années, et des méthodes nouvelles qui sont encore au stade de la recherche pour leur normalisation. Dans les méthodes traditionnelles, nous trouvons, l'Analyse des Gaz Dissous dans l'huile (AGD), le facteur de dissipation diélectrique, la teneur en eau, les dérivés furaniques, la tension interfaciale, l'acidité, et la thermographie infrarouge. Les nouvelles méthodes développées par L'ASTM incluent la mesure de produits de décomposition dissous (ASTM D6802) et la mesure de la turbidité (ASTM D6181). La connaissance de ces contaminants est d'une importance capitale dans le diagnostic des transformateurs de puissance, car ceux-ci contribuent à la dégradation prématurée des huiles isolantes. Ces méthodes modernes prouvent une certaine vigueur dans la surveillance et le diagnostic de l'état des liquides isolants par rapport aux méthodes traditionnelles.

Dans la présente étude, un vieillissement accéléré a été effectué sur des échantillons de l'huile isolante Borak22 utilisées par la compagnie algérienne Sonelgaz,

## Introduction générale

---

cette vieillissement été selon la norme ASTM D 1934 (vieillissement thermique), suivi par un vieillissement électrique selon la norme ASTM D6180. Les propriétés affectées par la dégradation, sont périodiquement évaluées, et ce, par la mesure de produit de décomposition dissous, de la turbidité et de la spectroscopie infrarouge par transformée de fourrier.

Ce travail comporte quatre chapitres.

- Le premier chapitre présente de manière générale les éléments constituant les transformateurs de puissance. Les types de l'isolation ont été largement exposés.

- . • Le deuxième chapitre présenter les différentes méthodes de l'évaluation, de surveillance et de diagnostic des transformateurs, on va mettre l'accent sur les nouvelles méthodes développées par quelques laboratoires de recherches sur les isolants liquides et mixtes, tel que Chaire de Recherche Isolime à l'université de Québec de Chicoutimi à Canada.

- Le troisième chapitre, traite des différentes méthodes du diagnostic conventionnelles et modernes, en exposant les dispositifs expérimentaux utilisés pour les mesures, la surveillance et le diagnostic de l'isolation solide et liquide du transformateur. Nous avons mis l'accent sur les méthodes modernes d'analyse des liquides isolants que nous avons utilisés dans cette étude.

- Le quatrième chapitre est consacré à l'étude par divers scénarios expérimentaux le comportement l'huile Borak22 sous diverses conditions. Les méthodes de mesures et d'analyse récentes ont été utilisées et l'interprétation des résultats est largement étalée.

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

**Chapitre I : Généralités  
sur les transformateurs de  
puissance.**

## I.1. Introduction

Les transformateurs de puissance sont les organes vitaux des réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique pour la conversion et le maintien du flux de puissance. Ce sont des composants critiques dont toute défaillance peut entraîner des pannes de réseaux aux conséquences extrêmement coûteuses. [I.1]

Les transformateurs de puissance comportent des structures mixtes, combinant au moins deux phases : solide/liquide ou solide/gaz. Les solides ont pour l'isolation des bobinages et des traversées, et servent comme panneaux (rôle mécanique) et barrière isolante en particulier dans les transformateurs cuirassés. Quant aux fluides, ils jouent également deux rôles: isolant et caloporteur [I.2]

Ce chapitre présente une description des transformateurs de puissance d'une façon générale, le type d'isolation liquide et solide utilisées, ainsi que les différents types de défaillances naissants dans ces équipements.

## I.2 .Définition et classification des transformateurs de puissance

Selon la commission Électrotechniques Internationale, un transformateur de puissance se définit comme un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, de même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [I.3]. Cette commission classe les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [I.4]

- **Transformateurs de distribution** : ont pour mission de faire l'interface entre l'utilisateur et le réseau de distribution. Leur puissance nominale est de 2500 KVA en triphasé (ou 833 KVA par noyau monophasé) et la haute tension a une valeur nominale qui ne dépassant pas 33 KV.
- **Transformateur de moyenne puissance** : Assurent généralement l'interconnexion entre les réseaux de transport et de distribution d'énergie, leur puissance est au-delà de 2,5 MVA et ne dépasse pas 100MVA dans le cas de transformateurs triphasés.
- **Transformateur de grande puissance** : sont des unités dont la puissance nominale dépasse 100 MVA en triphasé. Les installations de ce type sont

## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

utilisées pour élever la tension à la sortie des générateurs afin d'injecter le courant dans le réseau de transport d'énergie.

Un transformateur électrique permet donc de faire transiter la puissance électrique en courant alternatif (AC) depuis la centrale de production d'électricité jusqu'à son utilisateur final avec un minimum de pertes, à différents niveaux de tensions. Le transformateur est l'élément du réseau qui permet le passage d'une tension alternative donnée à une autre : c'est un convertisseur AC/AC à fréquence fixe, celle du réseau.



Figure (I.1) Transformateur monophasé.



Figure (I.2) Transformateur Triphasé

- **Symbole de transformateur**

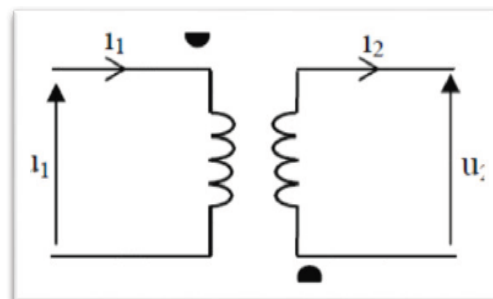
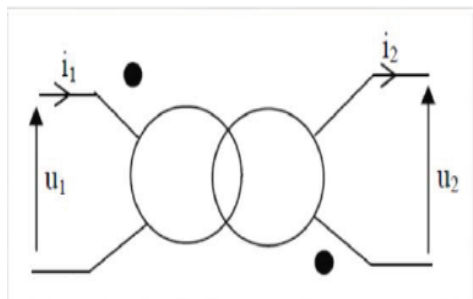


Figure (I.3) Symbole de transformateur de puissance.

### I.3 Technologies de construction de transformateur de puissance

La figure (I.4) suivant montre la constitution d'un transformateur de puissance triphasé

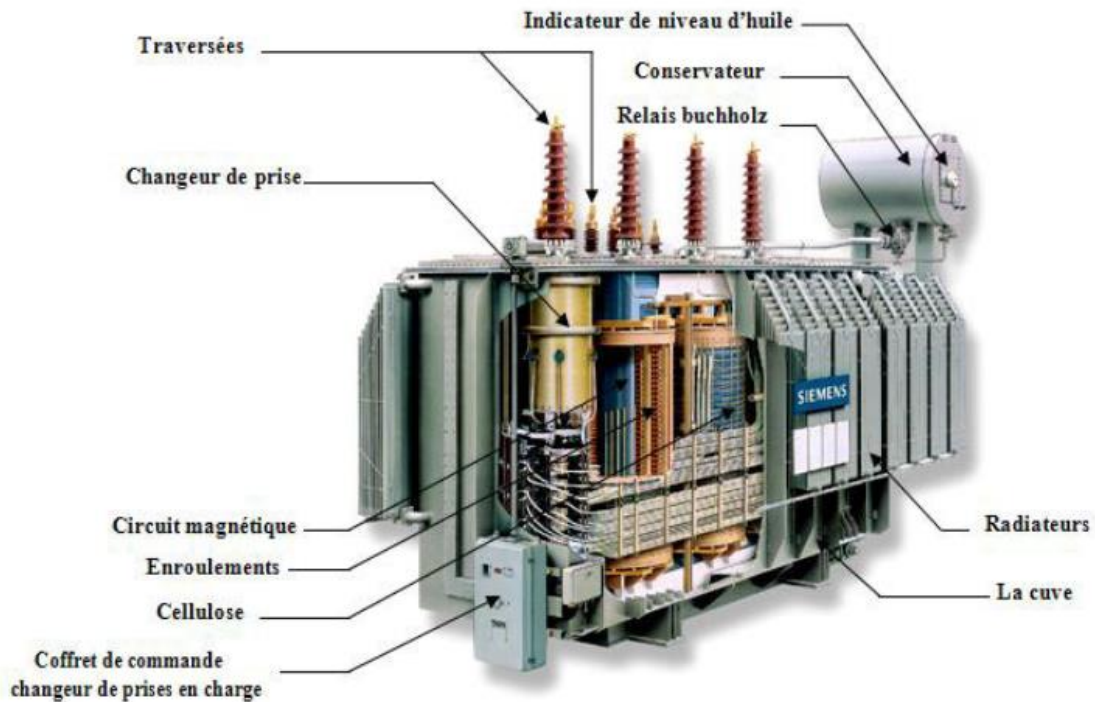


Figure (I.4) Vue intérieure d'un transformateur, type colonne.

#### I.3.1 Partie active

La partie active d'un transformateur est définie comme le circuit magnétique et les enroulements.

##### A) Circuit magnétique

Le noyau magnétique constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possibles.

##### B) Enroulements

Les enroulements (feuillard ou rond, ou méplat de cuivre ou d'aluminium) sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation d'huile et les échanges thermiques.

### C) Traversées

Les traversées isolante sont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ;d'où le nom de traversées.

Leurs fonctions sont principalement l'isolement du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversée. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaine de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant [I.5].



**Figure(I.5)** Traversé en porcelaine

### I.3.2. Equipements

#### - La cuve

La cuve constituée de tôles d'acier. Les parois de la cuve sont, selon les modèles, radiantes à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une vanne d'arrêt. La structure et les soudures d'assemblage peuvent être renforcées dans le cas où une bonne tenue au vide est nécessaire.



Figure (I.6) La cuve d'un transformateur de puissance.

- **Changeurs de prise**

Le changeur de prise est un ensemble de quelques spires qui sont condensés en série avec les spires de l'enroulement haute tension. Elles permettent de modifier le rapport de transformation en charge et hors charge d'un transformateur de puissance sur une plage de réglage, on distingue deux types de changeur de prise en charge et hors charge (a vide).

- **Refroidissement**

Dans les transformateurs de puissance le refroidissement s'effectue via cette huile circulant en circuit fermé de la partie active, siège des pertes vers une source froide à la quelle il abandonne des calories celle-ci peut être. [I.5] :

- Directement la surface de la cuve pour les petites puissances,
- Des aéro réfrigérants,
- Des radiateurs,
- Des hydro réfrigérants.



Figure (I.7) Aéroréfrigérant



Figure (I.8) Radiateurs sur un transformateur

### - Conservateur

Le conservateur (réservoir d'expansion) est utilisé pour les transformateurs dits « respirant » son rôle est de permettre la dilatation de l'huile en fonction de la température.

La surface du diélectrique peut être en contact avec l'air ambiant (conservateur classique) ou être séparée par une paroi étanche souple (conservateur à diaphragme) [I.6].

### - Coffret des auxiliaires

Le coffret des auxiliaires contient. [I.6]

- appareillage de commande et de protection des ventilateurs des pompes,
- borniers de raccordement des contacts des appareils de mesure et de protection,
- Résistance de chauffage.

### - Coffret de commande du changeur de prise en charge:

Ces équipements permettent de commander les changeurs de prise en charge qui se trouve à l'intérieur de la cuve du transformateur [I.6].

### I.3.3 partie Isolation

Les transformateurs de puissance sont tous remplis d'huile afin d'assurer une isolation électrique efficace par imprégnation avec des isolants celluloseux tels que les polymères naturels (bois, papier Kraft, carton) ou bien des polymères synthétiques (Nomex), en plus de réaliser une bonne évacuation de la chaleur dégagée par le circuit magnétique et les bobinages (Figure I.9), [I.7].

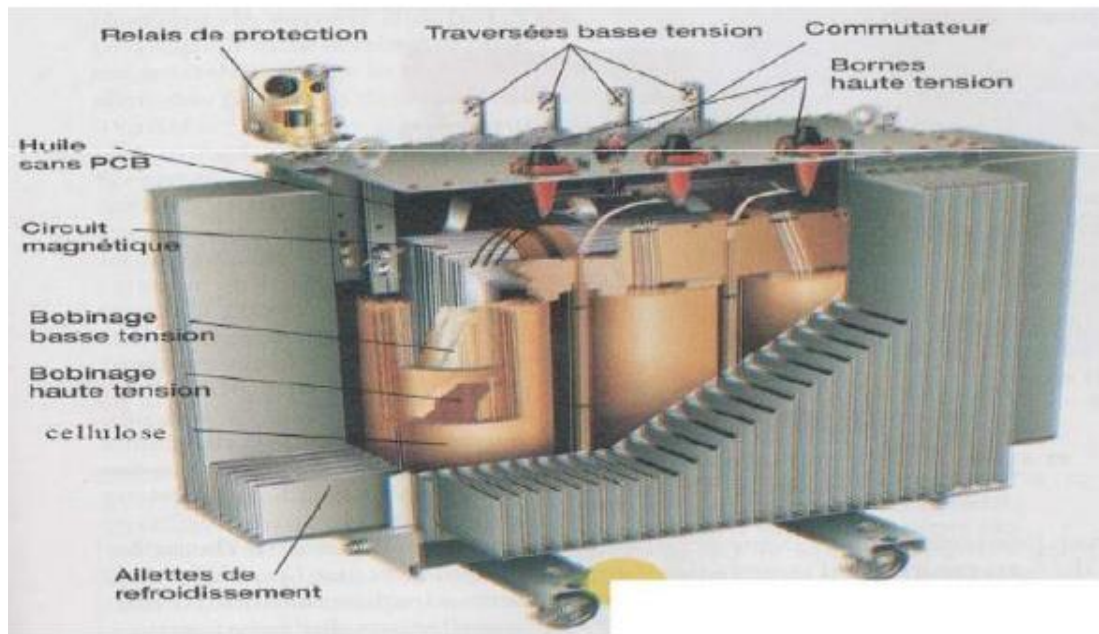


Figure (I.9). Vue intérieure d'un transformateur, type colonne [I.7]

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation [I.8] :

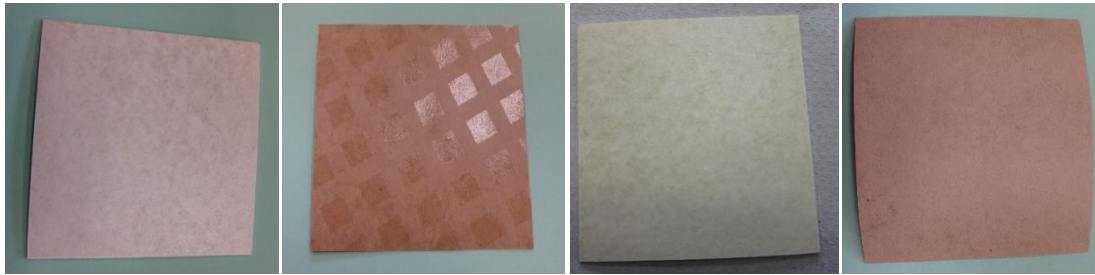
### I.3.3.1. Isolation solide

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

#### A) Principaux types d'isolation solide

On distingue trois types d'isolation solide

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



Papier Diamant

Aramid ( Nomex)

Papier Press-board

Papier Kraft

**Figure. I.10.** Différent type de papier d'isolation [I.9]

### B) Propriétés du papier isolant [I.2]

- **Degré de polymérisation** : Le degré de polymérisation (DP) indique le nombre moyen d'unités d'anhydroglucose constituant la molécule. Le degré de polymérisation de la cellulose varie suivant l'origine des fibres et les procédés d'isolation. Il est de l'ordre de 3000 dans les pâtes cellulosiques de linters de coton, et d'environ 1500 pour les pâtes de bois obtenues avec le minimum de dégradation (pâte kraft).
- **Caractéristiques physiques et mécaniques du carton [I.2]**

Les caractéristiques mécaniques des cartons de transformateurs sont déterminées par le choix de la matière première, les traitements pendant la fabrication, et la préparation des plaques. Le tableau I.1 présente quelques valeurs typiques des propriétés des cartons Weidmann TIV données par le constructeur. Les tests de mesure de ces caractéristiques sont effectués dans les laboratoires de la société Weidmann, selon les normes IEC 641-2 et 243-1. [I.2]

## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

**Tableau I.1.** Données techniques du carton Transformer board TIV d'épaisseur 3 mm.

Propriétés	Valeurs
Densité apparente (g/cm <sup>3</sup> )	1,19
Résistance a la traction, sens machine (N/mm <sup>2</sup> )	130
Résistance a la traction, sens travers (N/mm <sup>2</sup> )	95
Elongation, sens machine (%)	5
Elongation, sens travers (%)	5
Rétrécissement, sens machine (%)	0,3
Rétrécissement, sens travers (%)	0,4
Rétrécissement, épaisseur (%)	3,9
Taux d'humidité (%)	<6
Absorption d'huile (%)	13

### - Caractéristiques diélectriques

Trois facteurs peuvent être étudiés pour caractériser les performances diélectriques du carton :

- La permittivité relative
- La rigidité diélectrique
- Le facteur de dissipation

### I.3.3.2. Isolants liquides

Les isolants liquides sont utilisés en électrotechnique comme imprégnant d'isolations cellulosiques ou comme produit de remplissage des transformateurs. Les huiles isolantes assurent plusieurs fonctions :

- Fonction diélectrique**
- Fonction transfert de chaleur**
- Autres fonctions** (extincteur d'arcs électriques, lubrifiant pour les matériels renfermant des pièces en mouvement, améliore la résistance au feu, comme

## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

c'est le cas dans les transformateurs de distribution à proximités de la population, ralentir l'oxydation de l'isolation cellulosique ).

### I.3.3.3. Principaux types d'isolants liquide

On distingue trois types :

- les huiles végétales (produit naturels),
- les huiles minérales (à base de produits pétroliers raffinés)
- et les liquides de synthèse

Le Tableau I.2 indique les caractéristiques de performance typiques des liquides diélectriques utilisés dans les transformateurs immergés.

**Tableau I.2 : Comparaison** de paramètres typiques des principaux liquides diélectriques [I.2]

Propriétés	Huiles Minérales	Huiles Silicones	Esters de synthèse	Huiles Végétales	Méthodes d'essais
Tension de claquage, kV	30 – 85	35 – 60	45 – 70	82 – 97	IEC 60156
Relative Permittivité à 25°C	2,1 – 2,5	2,6 – 2,9	3,0 – 3,5	3,1 – 3,3	IEC 60247
Viscosité à 0°C, mm <sup>2</sup> .s <sup>-1</sup>	< 76	81 – 92	26 – 50	143 – 77	ISO 3104
“ à 40°C, “	3 – 16	35 – 40	14 – 29	16 – 37	
“ à 100°C, “	2 – 2,5	15 – 17	4 – 6	4 – 8	
Point d'écoulement, °C	-30 – -60	-50 – -60	-40 – -50	-19 – -33	ISO 3016
Point d'éclair, °C	100 – 170	300 – 310	250 – 270	315 – 328	ISO 2592
Point de feu, °C	110 – 185	340 – 350	300 – 310	350 – 360	(1)
Densité à 20°C, kg.dm <sup>3</sup>	0,83 – 0,89	0,96 – 1,10	0,90 – 1,00	0,87 – 0,92	ISO 3675
Chaleur spécifique, J.g <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>	1,6 – 2,0	1,5	1,8 – 2,3	1,5 – 2,1	ASTM E1269
Conductivité Thermique, W.m <sup>-1</sup> .K <sup>-1</sup>	0,11 – 0,16	0,15	0,15	0,16 – 0,17	(DCS)
Coefficient de dilatation, 10 <sup>-4</sup> .K <sup>-1</sup>	7 – 9	10	6,5 – 10	5,5 – 5,9	ASTM D1903

L'huile minérale isolante, conformément à la CEI 60296 est le liquide le plus commun utilisé dans les transformateurs et il est généralement la référence de performance à laquelle tous les autres liquides sont comparés.

### I.4 Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique

Le tableau I.3 illustre les différents types d'huiles pour divers types de transformateurs. [I.10]

## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

Tableau. I.3 : Choix du liquide isolant pour différents types de transformateurs [I,10]

	Huile minérale	Fluide silicone	Ester synthétique	Huiles végétales (Esters naturels)
Transformateurs de puissance	A	X	B	B
Transformateurs de traction	A	A	A	X
Transformateurs de distribution	A	A	A	A
Transformateurs d'instrument	A	X	X	X

A= Largement utilisé B= Utilisé moins fréquemment X= Couramment non utilisé

### I.5. Les huiles minérales

Les huiles minérales sont obtenues par raffinage de bruts de pétrole (Figure I.11). Ces pétroles bruts doivent passer par divers stades de raffinage pour donner des huiles isolantes conformes aux applications électrotechniques. La composition des huiles minérales isolantes dépend de la composition des pétroles d'origine. Elles contiennent près de 3000 molécules différentes, dont 10 % seulement sont caractérisées. La norme CEI 60296 spécifie les propriétés requises pour les huiles minérales utilisées dans les transformateurs. [I.2, I.10].

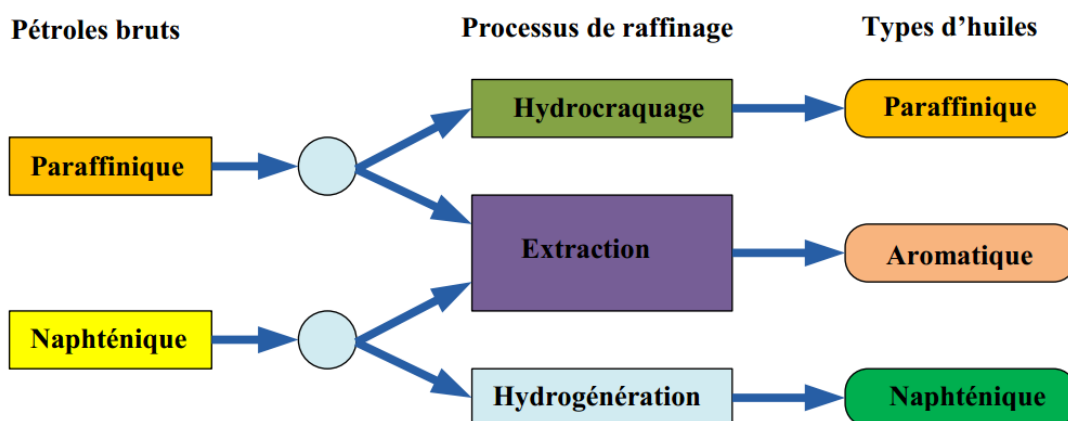
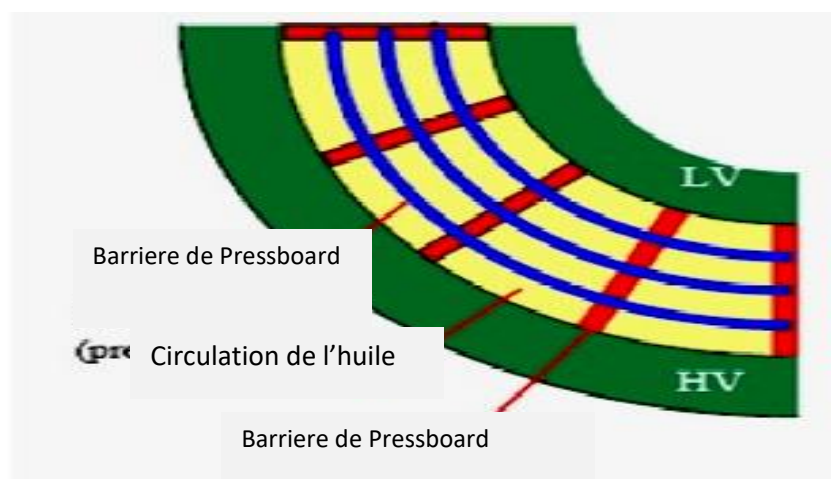


Fig. I.11 : Processus de raffinage pour les huiles brutes [I.10]

Compte tenu de leur large disponibilité et de leur coût, les huiles minérales sont utilisées dans pratiquement tous les types de matériel électrique. La consommation annuelle dans le monde est estimée à 1 million de tonnes. Environ 90% sont utilisées dans les transformateurs, les huiles sont également employées dans les diviseurs capacitifs, les traversées, les changeurs de prise, les répartiteurs, les disjoncteurs et les câbles [I.2]. Elles possèdent de bonnes propriétés diélectriques et de transfert de chaleur, et une bonne compatibilité avec les isolants celluloseux. Avec le développement de nouvelles techniques de traitement (séchage, purification ...), les propriétés des huiles minérales n'ont cessé de s'améliorer depuis leur première utilisation au début du siècle dernier. [I.6].

### I.6 Complexe Huile/Papier

L'isolation des parties actives des transformateurs de puissance est réalisée à l'aide de papier, de carton et d'huile (minérale ou synthétique). Le papier sert à l'isolation des enroulements et le carton sert d'isolation entre les enroulements, et entre ces derniers et le noyau tel qu'illustré à la Figure I.12 [I.11].



**Fig. I.12** : Une partie de la section transversale d'un système d'isolation des transformateurs de puissance [I.11]

L'huile assure avec le papier un complexe isolant très efficace. Ce qui constitue une clé maîtresse dans l'isolation électrique dans un transformateur de puissance. Les

caractéristiques électriques des complexes sont obtenues grâce à l'huile. La tenue mécanique du groupe est assurée par le papier. Les phénomènes vibratoires dus aux parties actives du transformateur sont en partie atténués par la présence des cales. **I.10**].

### I.7 Les défauts dans les transformateurs

#### I.7.1 Définition

Un défaut est tout écart entre la caractéristique observée sur le dispositif et la caractéristique de référence lorsque celui-ci est en dehors des spécifications.

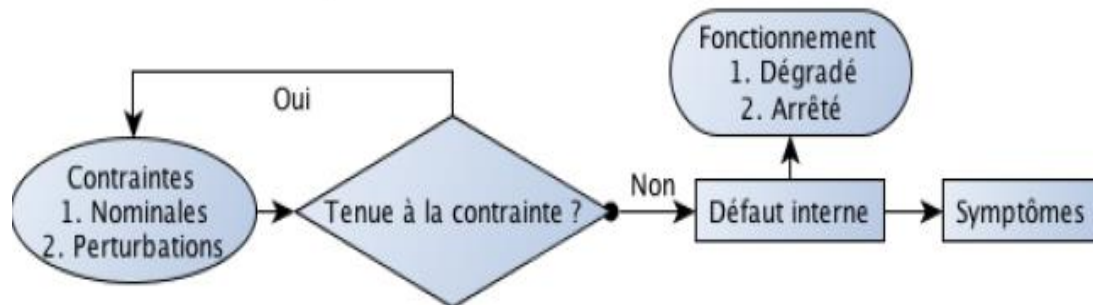
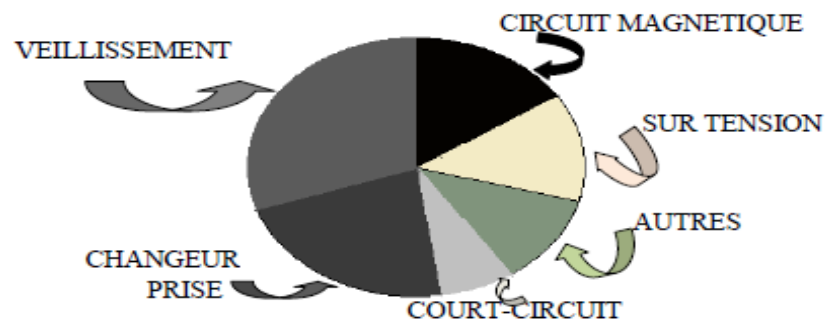


Figure I.13 : Principe du mécanisme de défaut

#### I.7.2 Causes de défauts

Les défauts naissants dans les transformateurs proviennent d'un changement permanent et irréversible de l'état du transformateur. Les défauts naissants sont très fréquents dans les transformateurs et se produisent par intermittence, provoquant un vieillissement accéléré et une détérioration du système d'isolation. Ils peuvent servir comme avertissement d'un état défectueux du transformateur **[I.13]**

En 1983, une enquête internationale sur les causes de défaillances des transformateurs de puissance a été effectuée. L'enquête a montré que pour des transformateurs avec changeurs de prises, 40 % des défaillances ont été causées par ces derniers, 26 % sont reliés aux enroulements et 12 % aux traversées. Dans une autre enquête effectuée en Afrique de sud, sur 188 transformateurs, les défaillances de 56 d'entre eux ont été causées par le vieillissement de l'isolation **[I.14]**. Figure (I.14), montre la distribution des causes de défaillances de ces transformateurs



**Figure (I.14).**: Distribution des causes de défaillances de 188 transformateurs en Afrique du sud

#### A) Causes internes

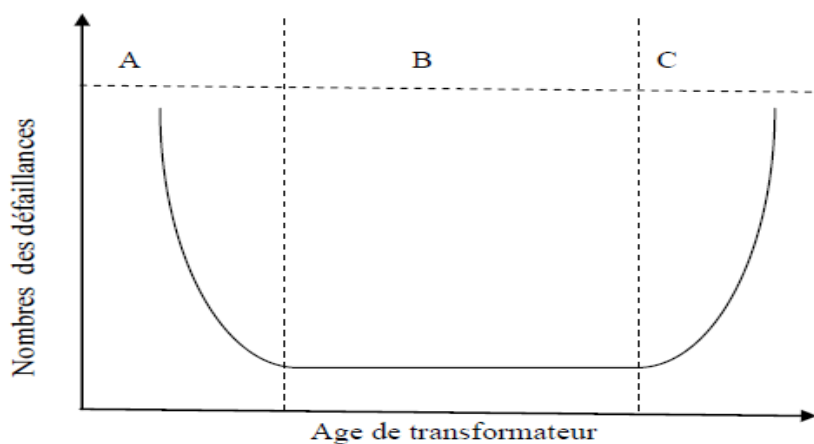
- Détérioration et vieillissement d'isolation
- Perte de serrage d'enroulement
- Défaillance d'isolation du noyau
- Déformation d'enroulement due aux forces de court-circuit
- Les traversées (Brushings) et les bornes
- Changeurs de prises
- Connexion
- Surchauffèrent.
- Oxygène
- Humidité
- Contamination solide dans l'huile d'isolation
- Décharge partielle
- Défauts de conception et de fabrication.
- Résonance d'enroulement

#### B) Causes externes

- Les surtensions de foudre ou de manoeuvre transitoire
- Court circuits externes
- Température
- Événements Séismiques : Les événements séismiques tels que les tremblements de terre peuvent causer des dommages internes.
- Surcharge du système.
- Surchauffe lors de traitement d'huilé
- Echauffement par mauvaise ventilation et dissipation calorifique

- La défaillance dans les pompes
- Transport : Les incidents pendant le transport des nouveaux transformateurs ou en service qui peuvent endommager sa structure interne.

En général, les probabilités de défaillances des transformateurs sont très élevées surtout au début et vers la fin de leur durée de vie théorique. Ceci est souvent représenté par une courbe en baignoire comme le montre la Figure.1.15 [I.14].



**Figure (I.15).**: Modèle typique des défaillances des transformateurs

les défaillances qui se produisent dans les premières années sont généralement couvertes par la garantie du fabricant. Dans la deuxième phase (zone B), le transformateur peut fonctionner jusqu'à 30 ans, avec des défaillances mineures. Après cette période, le transformateur devient très vulnérable aux défaillances (zone C). Ceci est dû aux différents phénomènes de vieillissement du transformateur. En effet, le temps nécessaire pour qu'un transformateur soit dans la zone C dépend de la politique de maintenance.

### I.7.3 Les types de contraintes dans le transformateur de puissance

Le plus difficile à maîtriser dans les transformateurs de puissance est l'interaction de plusieurs types de contraintes, conduisant pendant une durée limitée ou non, avec des répétitions possibles, à augmenter la dégradation des isolations. Les contraintes

## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

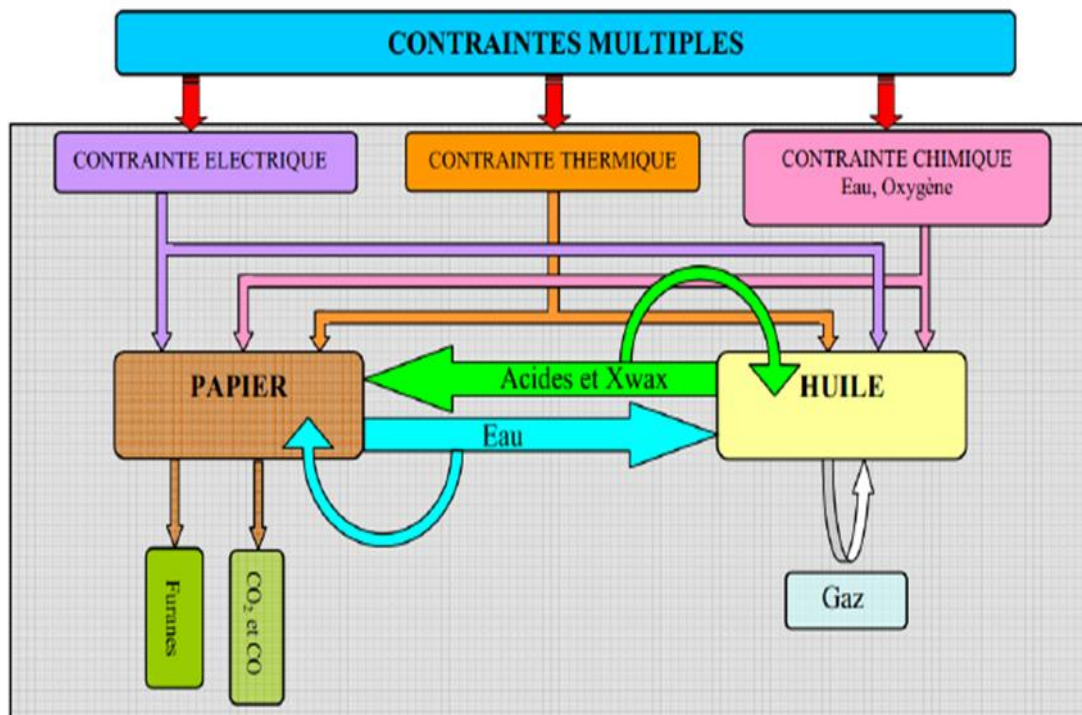
susceptibles d'affecter le bon fonctionnement des équipements électriques sont au nombre de quatre :

**A) Contraintes électriques :** (décharges partielles, courts-circuits, surtensions de manoeuvres ou atmosphériques, etc.) ;

**B) Contraintes mécaniques :** (à cause des courts-circuits, régimes transitoires, surcharges, vibrations, etc.);

**C) Contraintes thermiques :** (effet joules, courant de Foucault, pertes magnétiques et diélectriques, etc.) ;

**D) Contraintes chimiques :** (humidité relative, eau, oxygène, etc.).



**Figure (I.16):** Les différentes contraintes dans le système d'isolation du transformateur [I.10, I.12]

### I.7.4 Vieillessement et dégradation des isolants

Le vieillissement des isolants est le résultat d'une détérioration graduelle due à des réactions physiques et chimiques affectant la tenue mécanique et diélectrique du système d'isolation. [I.2, I.10]. Les principaux agents présents dans les transformateurs, susceptibles à dégrader les isolants (solides et liquides) sont



## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

---

- La surchauffe de l'huile peut être provoquée par le noyau du transformateur ou la surchauffe de conducteurs. La surchauffe est caractérisée par la présence de l'hydrogène ainsi que de méthane, d'éthane et d'éthylène.
- Décharge électrique de haute énergie, est le processus de défaut le plus grave, impliquant de hautes températures et courants élevés. La décharge d'arc est caractérisée par la présence de l'acétylène. En plus de l'acétylène, les autres gaz d'hydrocarbure et l'hydrogène seront produits dû au gradient de température entourant l'arc. Les défauts impliquant des matériaux d'isolation de cellulose ont comme conséquence la formation du monoxyde de carbone et/ou du dioxyde de carbonique.

### **I.8 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons décrit les différents éléments constituant des transformateurs de puissance et les principales propriétés des huiles et isolants solides utilisés, à la fin du chapitre, nous avons présenté d'une façon générale, les défaillances probables ayant lieu d'un isolant mis en service, nous nous intéressons aux différents types et causes de vieillissement des isolants liquides, solides et mixtes.

### Références

[I.1] : Amidou Betie, Contribution a l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique, maîtrise en ingénierie, séminaire 2, Université de Québec a Chicoutimi, 2012.

[I.2] : Saliha Boudraa, Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile - Applications de l'IA-, Thèse doctorat en sciences, Université de Batna, Janvier 2017.

[I.3]: International Electrotechnical Commission(IEC) , «Transformateurs de puissance Partie 1: Généralités», Désignation 60076, édition 04-2011.

[I.4]: International Electrotechnical Commission (IEC), «Power transformers Part 7: Loading guide for oil immersed power transformers », Designation 60076, edition 2005-12.

[I.5] C. Perrier, "Etude Des Huiles Et Des Mélanges A Base D'huile Minérale Pour Transformation De Puissance – Recherche D'un Mélange Optimal," Docteur, Thèse, L'école Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique De Lyon, 12 Avril 2005.

[I.6] Pauwels international service « formation générale sur les transformateurs de puissance GRTE octobre 2008 ».

[I.7] Sif Eddine Abdi, « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Thèse de doctorat en sciences, Ecole National Polytechnique, ENP, Alger, Algérie, 2012.

[I.8] Mr ZELLAGUI Mohamed, « Etude de protection des réseaux électriques 30 & 10 kv », mémoire de magister université de Constantine. Juillet 2010.

[I.9] Saliha Boudraa, « Stage CD Octobre 2012- rapport visé- », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec a Chicoutimi, Canada.

[I.10] Janvier Sylvestre N'cho, «Développement de nouvelles méthodes de Diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance», Thèse doctorat, Ecole générale de Lyon, Mars 2011

[I.11] Amidou Betie, « Contribution a l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique », maîtrise en ingénierie, séminaire 2, Université du Québec / Chicoutimi, 2012.

## Chapitre I : Généralités sur les transformateurs de puissance

---

[I.12]: I. Fofana, Y. Zié and M. Farzaneh, «Dielectric Response methods for diagnostics of Power equipment », In Recent Advances in Dielectric Materials, Editor: Ai Huang, © Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60692-266-8; 2006.

[I.13] J. A. Gómez, "Experimental Investigations on the Dissolved Gas Analysis Method (DGA) through Simulation of Electrical and Thermal Faults in Transformer Oil", Ph.D. thesis, Universität Duisburg-Essen (2014).

[I.14] S. Chakravorti, D. Dey, et B. Chatterjee, Recent Trends in the Condition Monitoring of Transformers: Theory, Implementation and Analysis: Springer London; Imprint: Springer, 2013.

# **Chapitre II : synthèse des méthodes de diagnostic**

**II.1. Introduction**

La détection précoce de la dégradation du système d'isolement permet de réduire autant que possible les arrêts imprévus dus à des dysfonctionnements. C'est pourquoi de nombreuses méthodes de diagnostic ont été développées pour surveiller l'état des transformateurs.

Actuellement, l'un des moyens les plus simples de déterminer l'état du transformateur consiste à utiliser de l'huile isolante comme outil de diagnostic. La qualité de l'huile isolante est évaluée par des différentes méthodes de diagnostic, qui sont classées sous deux grandes catégories :

- Les méthodes de diagnostic traditionnelles largement utilisées tel que les analyses physiques et chimiques (teneur en eau ; acidité ; analyse des gaz dissous ...) et les mesures diélectrique (facteur de pertes diélectrique, la perméabilité, la conductivité... etc.).
- Les méthodes de diagnostic modernes tel que la mesure des produits insolubles, la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier...etc

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes méthodes de l'évaluation, de surveillance et de diagnostic des transformateurs, on va mettre l'accent sur les nouvelles méthodes développées par quelques laboratoires de recherches sur les isolants liquides et mixtes, tel que Chaire de Recherche Isolime à l'université de Québec de Chicoutimi à Canada. Le matériel et les normes utilisés sont aussi présentés.

**II.2 Stratégies de maintenance des transformateurs****II.2.1 Définition de maintenance**

« Ensemble de toutes les actions techniques, administratives et de management durant le cycle de vie d'un bien, destinées à le maintenir ou à le rétablir dans un état dans lequel il peut accomplir la fonction requise. » [II.1]

Les objectifs de la maintenance : (norme FD X 60-000) :

Selon la politique de maintenance de l'entreprise, les objectifs de la maintenance seront :

- la disponibilité et la durée de vie du bien ;
- la sécurité des hommes et des biens ;
- la qualité des produits ;
- la protection de l'environnement ;
- l'optimisation des coûts de maintenance ;...etc.

La politique de maintenance conduit, en particulier, à faire des choix entre :

- maintenance préventive et/ou corrective, systématique ou conditionnelle
- maintenance internalisée et/ou externalisée.

**II.2.2 La stratégie de maintenance (normes NF EN 13306 & FD X 60-000)**

"La stratégie de maintenance est une méthode de management utilisée en vue d'atteindre les objectifs de maintenance."

Les choix de stratégie de maintenance permettent d'atteindre un certain nombre d'objectifs de maintenance :

- développer, adapter ou mettre en place des méthodes de maintenance ;
- élaborer et optimiser les gammes de maintenance ;
- organiser les équipes de maintenance ;
- internaliser et/ou externaliser partiellement ou totalement les tâches de maintenance ;
- définir, gérer et optimiser les stocks de pièces de rechange et de consommables
- étudier l'impact économique (temps de retour sur investissement) de la modernisation ou de l'amélioration de l'outil de production en matière de productivité et de maintenabilité .

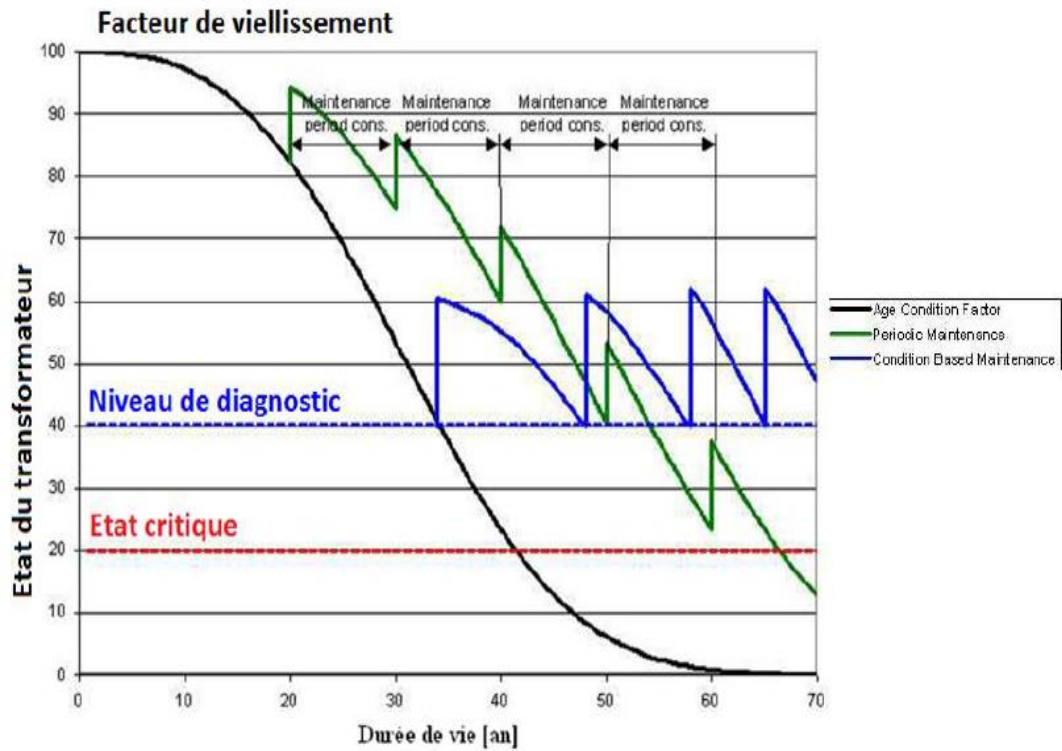


Figure (II.1) Stratégies de maintenance [II.2]

II.2.3 Types de maintenance :

Cette description reprend celle de la norme NF EN 13306 de 2010, de terminologie, suivant le schéma de la Figure (II.2).

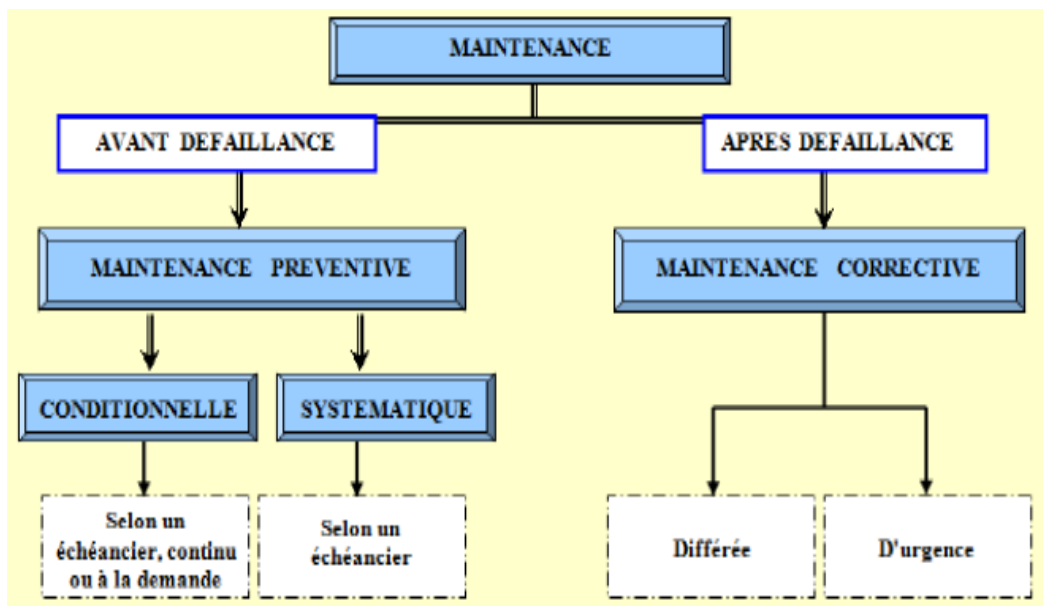


Figure (II.2) Les différents types de maintenance.

➤ *Dans cette étude, nous nous soucions de la maintenance préventive.*

### **II.2.3.1 La maintenance préventive :**

Maintenance effectuée selon des critères prédéterminés, dans l'intention de réduire la probabilité de défaillance d'un bien ou la dégradation d'un service rendu. Elle doit permettre d'éviter les défaillances du matériel en cours d'utilisation. L'analyse des coûts doit mettre en évidence un gain par rapport aux défaillances qu'elle permet d'éviter.

#### **A) La maintenance préventive systématique**

C'est la maintenance préventive exécutée à des intervalles de temps préétablis ou selon un nombre défini d'unités d'usage mais sans contrôle préalable de l'état du bien.

#### **B) La maintenance préventive conditionnelle**

C'est la maintenance préventive basée sur une surveillance du fonctionnement du bien et/ou des paramètres significatifs de ce fonctionnement intégrant les actions qui en découlent. On l'appelle aussi maintenance prédictive (terme non normalisé).

### **II.2.3.2 Objectifs de la maintenance préventive**

- Augmenter la durée de vie du matériel.
- Diminuer la probabilité des défaillances en service.
- Diminuer les temps d'arrêt en cas de révision ou de panne.
- Prévenir et aussi prévoir les interventions coûteuses de maintenance corrective.
- Permettre de décider la maintenance corrective dans de bonnes conditions.
- Eviter les consommations anormales d'énergie, de lubrifiant, etc....
- Améliorer les conditions du travail du personnel de production.
- Diminuer le budget de maintenance.
- Supprimer les causes d'accidents graves.

### **II.2.4 définition de Diagnostic**

« Le diagnostic est l'identification de la cause probable de la (ou des ) défaillance(s) à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur un ensemble d'informations provenant d'une inspection, d'un contrôle ou d'un test.» [AFNOR, CEI]

Deux tâches essentielles en diagnostic :

- Observer les symptômes de défaillance,
- Identifier la cause de la défaillance à l'aide d'un raisonnement logique fondé sur des observations.

**II.3 Surveillance de transformateurs de puissance**

L'évaluation de l'état du transformateur est vérifiée en examinant l'isolation huile/papier. L'huile du transformateur contient 70 % des informations sur l'état du transformateur [II.6]. Les variations observées dans les différentes caractéristiques de l'huile peuvent être utilisés pour identifier les défauts naissants dans le transformateur. La figure II.3 présente de façon presque exhaustive l'ensemble des tests pour l'évaluation des propriétés de l'huile et la figure II.4, l'ensemble des tests pour l'évaluation des propriétés du papier.

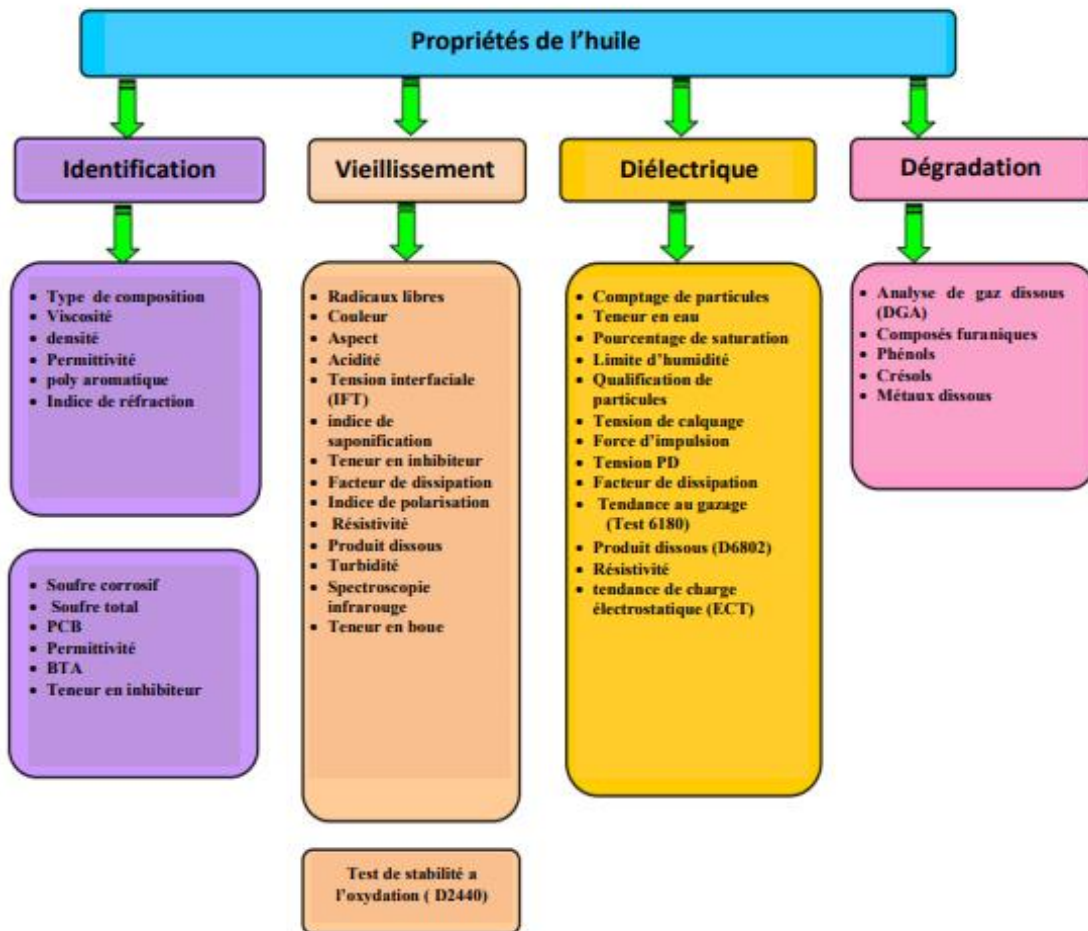


Fig. II.3 Évaluation de l'état de l'huile [II.6, II.7]

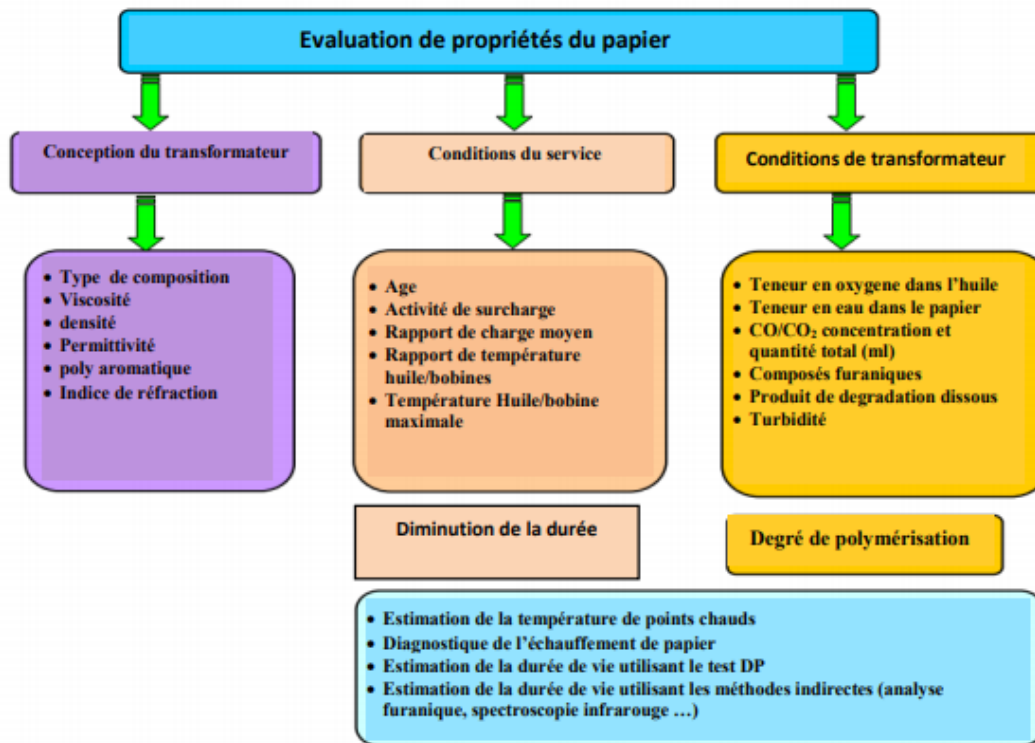


Fig. II.4 Évaluation de l'état de papier [II.6, II.7]

C'est en connaissant les variations des divers paramètres de l'huile et du papier que l'on est en mesure de savoir si le transformateur comporte une défaillance.

L'analyse des variations des caractéristiques de ces matériaux isolants s'effectue au moyen d'essais conventionnels (normes) ou plus perfectionnés. Ces méthodes (techniques) d'essais sont indispensables pour apprécier l'état du système d'isolation neuve et après plusieurs années d'exploitation. [II.8]

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

Ces méthodes sont divisées en deux grandes catégories : méthodes conventionnelles pratiquées par les différents compagnies et laboratoires, et méthodes non conventionnelles dites modernes qui sont spéciales à certains laboratoires et objet de plusieurs recherches [II.8].

## II.4 Les méthodes de surveillance et de diagnostic des transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance électrique sont diagnostiqués à l'aide de méthodes spécifiques, ces méthodes sont divisés en deux catégories principales: les méthodes traditionnelles pratiquées par différentes entreprises et laboratoires et les méthodes dites non traditionnelles ou modernes qui faisant l'objet de nombreuses recherches.

### II.4.1 Les méthodes conventionnelles

Les techniques traditionnelles largement utilisées sont les analyses physiques et chimiques des huiles isolantes et l'analyse des gaz dissous (AGD). Ces analyses fait partie des inspections de routine tous les trois / six / douze mois, selon la taille des transformateurs et leur importance dans le réseau.

#### II.4.1.1 Les tests Physico-chimiques

Les essais et les normes utilisés par la SONELGAZ sont donnés dans Tableau II.1

Type d'essai	Norme
Couleur	ASTM D 1500
Viscosité cinématique	NF-T-60 100
Acidité totale	CEI 296
Rigidité diélectrique	CEI 156
Pertes diélectriques	CEI 250
Teneur en eau	ISO R 760

Tableau II.1 Normes utilisées par SONELGAZ pour l'analyse de la BORAK22

Ces tests permettent de déterminer l'état de vieillissement de l'isolation et permettent également de connaître le degré de sa contamination.

#### A) Mesure de la teneur en eau

L'humidité (eau) est considérée comme l'ennemi numéro un des appareils de haute tension. Pour garantir la tenue diélectrique aux tensions de fonctionnement, la teneur en eau doit être maintenue au plus faible niveau possible. Notons que lors du premier remplissage du transformateur neuf, il est souhaitable de ramener, par traitement préalable, la teneur en eau à une valeur inférieure de 10 ppm environ à celles

figurant au tableau I.4 (ISO R760). La méthode de mesure est décrite dans le standard D 1533 [II.17].

Tensions nominales	$U_n \leq 36$ kV	$36 < U_n \leq 70$	$70 < U_n \leq 170$	$170 < U_n$
Valeurs limites de la teneur en eau de l'huile.	40	35	30	20

Tableau II.2 Valeurs limites de la teneur en eau de l'huile.

### B) L'acidité et indice de neutralisation

Est obtenu à l'aide d'un test de neutralisation consistant à déterminer la quantité d'hydroxyde de potassium nécessaire pour neutraliser 1g d'huile, l'indice de neutralisation est exprimé en KOH/g. Il permet de détecter la contamination et le vieillissement de l'huile. Les acides organiques ne sont qu'un des groupes de produits d'oxydation qui entraîne la détérioration graduelle de l'huile et confirment la disparition progressive de l'antioxydant, ce qui entraîne la formation de limon en attaquant les métaux à l'intérieur de la cuve et réduit la durée de vie du transformateur, ils affectent également la cellulose et accélèrent la dégradation de l'isolation. Il a été trouvé que la formation de boues commence à s'établir lorsque le nombre d'acides atteint 0.4 mg KOH/g. Il est recommandé que l'huile doit être régénérée lorsque l'indice de neutralisation atteint 0.2 mg KOH/g [II.17].

### C) Mesure de la viscosité

La viscosité de l'huile est définie comme sa résistance à l'écoulement. C'est une caractéristique essentielle pour les liquides isolants. Les viscosités élevées sont moins désirables plus particulièrement dans les climats froids. La viscosité cinématique est mesurée en chronométrant le temps d'écoulement de l'huile dans un tube capillaire calibré. La figure (II.5) montre une photographie des viscosimètres utilisés [II.4].



Figure (II. 5) Viscosimètre

#### D) La tension de claquage

Est la tension maximale pour que le claquage du diélectrique ait lieu. C'est l'une des mesures les plus significatives, elle évalue la capacité de l'isolation de tenir les contraintes électriques aux fréquences industrielles. Une valeur faible de la tenue diélectrique nous informe de la présence d'impuretés, d'eau ou d'autres contaminants. Il existe deux sortes de mesures dans les standards ASTM, le D877 et le D1816 [II.17].



Figure (II-6) Schéma de cellule de claquage [II.11].

#### E) Examen visuel et couleur

La surveillance de couleur et de l'aspect visuel de l'huile isolante fournit une évaluation rapide de la qualité d'huile. Les huiles isolantes obscurciront en vieillissant en raison de l'oxydation. L'examen visuel fournit une évaluation des matériaux indésirables suspendus dans l'huile. [II.6]



**Figure (II-6) photographie de colorimètre pour la mesure de l'indice couleur [II.11].**

#### **F) Mesure du facteur de dissipation diélectrique**

Le facteur de dissipation des huiles isolantes électriques est une propriété de grande importance, car elle constitue un moyen de détermination de la concentration des porteurs de charges qui détériorent la principale fonction diélectrique du liquide. Si la concentration des porteurs de charges excède une certaine limite (valeur critique) sous contrainte électrique, une panne latente peut survenir dans le transformateur. Une faible valeur du facteur de dissipation indique de faibles pertes diélectriques et un faible niveau de contaminants ioniques polaires solubles ou colloïdaux. Ces caractéristiques constituent un moyen de contrôle de qualité et un indicateur des modifications de l'huile en service résultant d'une contamination ou de la détérioration de l'huile. [II.7]

#### **G) mesure de la tension interfaciale**

La mesure des tensions interfaciale avec des huiles isolantes électriques est une méthode sensible pour détecter de petites quantités de polluants polaires solubles et de produits d'oxydation. La valeur d'inter-tension élevée de l'huile minérale indique qu'il n'y a pas de polluants polaires indésirables. Ce test est également appliqué pour déterminer le degré de détérioration des huiles qui s'étendent sur une longue période d'utilisation. La mesure de la tension entre les faces est effectuée selon la norme ASTM 971. [II.13]



**Figure (II-7)** Tensiomètre pour la mesure de la tension interfaciale.

### **H) Indice de Myers**

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

[II.14]

### **I) Teneur en inhibiteur**

La plupart des transformateurs de type conservateur utilisent des huiles inhibées) à cause du contact inévitable de l'huile avec l'oxygène atmosphérique au conservateur (citerne) du transformateur. L'additif de l'inhibiteur est mélangé à l'huile pendant la fabrication ou peut être ajouté pendant l'entretien du transformateur. Le but de ces inhibiteurs est d'augmenter la résistance de l'huile à l'oxydation en captant les produits fortement réactifs de décomposition d'huile et ses dérivés. En conséquence ces additifs sont consommés avec le temps. Il est important que le niveau d'inhibiteur soit surveillé et complété à temps avant que les effets de l'affaiblissement d'huile se manifestent par une détérioration de ses propriétés diélectriques. [II.15].

### II.4.1.2 Diagnostic avec analyse de gaz dissous ( Dissolved Gas Analysis DGA)

L'analyse des gaz dissous (en anglais Dissolved Gas Analysis DGA), introduite depuis plus de quarante ans, est l'une des techniques les plus utilisées pour le diagnostic des transformateurs grâce au fait qu'elle est non destructive et qu'elle peut être utilisée pour la surveillance en temps réel. Pour effectuer une analyse, cette technique n'exige qu'une petite quantité de l'huile isolante et ne demande pas une interruption de service du transformateur. Les gaz dissous dans les huiles isolantes sont généralement le résultat de la détérioration des systèmes d'isolation (papier et huile) causée par les décharges, les arcs électriques, la surchauffe et le claquage du papier. Les principaux gaz produits sont le méthane (CH<sub>4</sub>), l'éthane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), l'éthylène (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), l'acétylène (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) l'hydrogène (H<sub>2</sub>), le monoxyde et le dioxyde du carbone (CO, CO<sub>2</sub>). Pour extraire et quantifier ces gaz, la chromatographie en phase gazeuse est appliquée. Les résultats indiquent les taux des gaz dissous dans l'huile en ppm. Les résultats peuvent être comparés aux tests effectués auparavant, leur interprétation est toujours l'objet d'études des chercheurs à travers le monde. Des recherches extensives ont été entreprises pour analyser et interpréter la signification des gaz mesurés et plus particulièrement leurs taux. [II.16]

Défauts	Gaz détectés	Gaz principaux
Arcs électrique	Formation de quantités importantes d'hydrogène et d'acétylène, avec de petites quantités de méthane et d'éthylène. Il peut y avoir également formation de CO et CO <sub>2</sub> s'il y a de la cellulose à l'endroit du défaut	Acétylène
Décharge partielles	Les décharges de faible énergie produisent de l'hydrogène et du méthane, avec de petites quantités d'éthane et d'éthylène. Des quantités comparables de CO et CO <sub>2</sub> peuvent provenir de décharges dans la cellulose.	Hydrogène
Surcharge de l'huile	Les gaz produits sont l'éthylène et le méthane, avec des petites quantités d'hydrogène et d'éthane. Des traces d'acétylène peuvent être produits si la surchauffe est sévère ou si un contact électrique intervient dans le défaut.	Ethylène
Surchauffement de la cellulose	Formation de grandes quantités de CO et CO <sub>2</sub> . Si le défaut a lieu dans une structure imprégnée. Du méthane et de l'éthylène sont également formés.	Monoxyde de carbone (CO)

Tableau II.3 Formation de gaz dans les défauts

#### II.4.2 Les méthodes de diagnostic non traditionnelles

Récemment, les traditionnelles techniques de diagnostic des transformateurs ont été développées pour obtenir un diagnostic précis et efficace, Compte tenu de l'importance de transformateur de puissance et de son coût élevé.

Il existe quatre méthodes de diagnostic non traditionnelles principales :

##### II.4.2.1 Mesure des produits dissous

Dans les conditions d'exploitation, l'isolation de transformateur se dégrade sous l'effet de diverses contraintes, électriques, chimiques et thermiques. Il en résulte des produits de décomposition dissous qui sont le résultat du vieillissement de l'isolant en service. La teneur des produits de décomposition dissous dans l'huile isolante se compose d'une variété de composés, tels que les peroxydes, les aldéhydes, les cétones, et les acides organiques. Chacun d'eux est partiellement adsorbé sur la grande surface de l'isolation de papier menant au vieillissement prématuré des transformateurs. Ce processus a lieu longtemps avant que d'autres procédés analytiques moins sensibles puissent l'indiquer. Par conséquent, l'évaluation relative et la surveillance de la formation de sous-produits peut être utilisée comme indicateur de vieillissement de l'isolation du complexe huile/papier, aussi bien que les changements des propriétés diélectriques des enroulements. Selon les standards ASTM [ASTM 6802], la valeur du DDP pour une huile minérale neuve doit être inférieure à 25 a.u. (unité aléatoire). [II.7]



Figure (II-8) : Spectrophotomètre T60 UV/Visible [II.7]

### II.4.2.2 Mesure de produits insolubles

Dans les conditions normales de fonctionnement, certains produits de dégradation résultants, sont solubles dans le liquide diélectrique. Cependant, des réactions chimiques secondaires peuvent générer des particules solides insolubles, invisibles et de dimensions microscopiques, connues sous le nom générique “sludge”. Ces suspensions invisibles sont capables de boucher les pores de l’isolation papier, ce qui entrave la capacité de l’huile à dissiper l’énergie thermique générée par les enroulements. Il est donc extrêmement important de détecter ces suspensions, avant que la tension de claquage de l’huile ait diminué. [II.7]



Figure (II.9) : Turbidimètre modèle 2100AN avec sa cellule de mesure. [II.7]

### II.4.2.3 Analyse de la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier

La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR) est considérée comme un outil très puissant pour la surveillance et le contrôle, puisqu'elle identifie les composés et la constitution des échantillons [II.14].



Figure (II.10) : Photographie du dispositif FTIR (Laboratoire de chimie Laghouat).

Comme chaque liaison se caractérise par ses propres nombres d'onde, elle peut facilement être identifiée. Cette sensibilité aux constituants de l'huile peut être utilisée pour détecter tous les produits de dégradation. Comme pour l'huile des machines, FTIR peut être utilisée pour identifier l'eau, les acides et d'autres produits de détérioration dans les huiles des transformateurs. Cette méthode a un énorme potentiel pour améliorer l'analyse des données recueillies par les méthodes traditionnelles. [II.6]

## **II.5 Méthodes de Surveillance et de diagnostic des isolants solides**

### **II.5.1 Mesures conventionnelles**

#### **A) Mesure de degré de polymérisation**

Le test du degré de polymérisation (DP) de la cellulose est l'un des moyens les plus sûrs pour déterminer la détérioration du papier et pour estimer la durée de vie restante. Il est même plus significatif que l'analyse des gaz dissous et est déterminé à partir de la viscosité intrinsèque de la solution de l'échantillon du papier, mesurée avec un viscosimètre selon la norme ASTM. [II.6].

#### **B) Dérivés furaniques**

Cette méthode est appliquée pour évaluer la dégradation de l'isolation solide. Quand la cellulose se dégrade, les liaisons qui tiennent les molécules ensemble se brisent, raccourcissant ainsi les chaînes de cellulose et libérant le glucose dans l'huile. Ce glucose, étant instable, est converti en furanne. Le furanne est une molécule stable, soluble dans l'huile et seulement produite dans un transformateur par la dégradation de la cellulose. Elle apparaît ainsi comme une substance idéale à mesurer pour obtenir des informations sur l'état de l'isolation de papier.

L'échantillon d'huile est prélevé et analysé selon la norme ASTM D-5837 [ASTM 5837] en utilisant la chromatographie en phase liquide de haute performance (HPLC). La concentration du dérivé de furanne le plus élevé et le plus significatif, le 2-furaldéhyde est mesurée, et un DP estimé, est calculé empiriquement. [II.6].



**Figure (II.11)** Chromatographe en phase liquide HPLC (FTIR-ATR)  
(Laboratoire de chimie université de Laghouat) [II.6].

### C) Mesure du facteur de dissipation

Différents dispositifs existent pour mesurer le facteur de dissipation diélectrique du papier. La figure (II.12) montre un de ces dispositifs.



**Figure (II.12)** Cellule de mesure du facteur de dissipation diélectrique de papier isolant de laboratoire de la Société Rymoil S.A, spécialisé dans les huiles de transformateurs et les sols contaminés, Polígono Industrial Logrezana, 0 S N, 33438, Espagne [II.6]

### D) Mesure de tension de claquage (BDV)

La tension de claquage du papier peut être mesurée par un testeur BDV. Ce type de testeur BDV model 2904, Tettex (Switzerland) est montré dans la figure II.13. Le test peut être effectué sur des échantillons neufs comme sur des échantillons vieillis. Avant le test, les échantillons doivent être séchés sous vide à une température de 105°C durant 24 heures. Des spécimens de 100 mm<sup>2</sup> sont utilisés et la tension sera calibrée avant chaque test. [II.8].



Figure (II.13) Testeur d'huile BDV 2904.

### E) Mesure de la résistance à la traction

Cette mesure permet une évaluation directe de la qualité de l'isolation solide dans les transformateurs. La méthode est décrite dans D202.

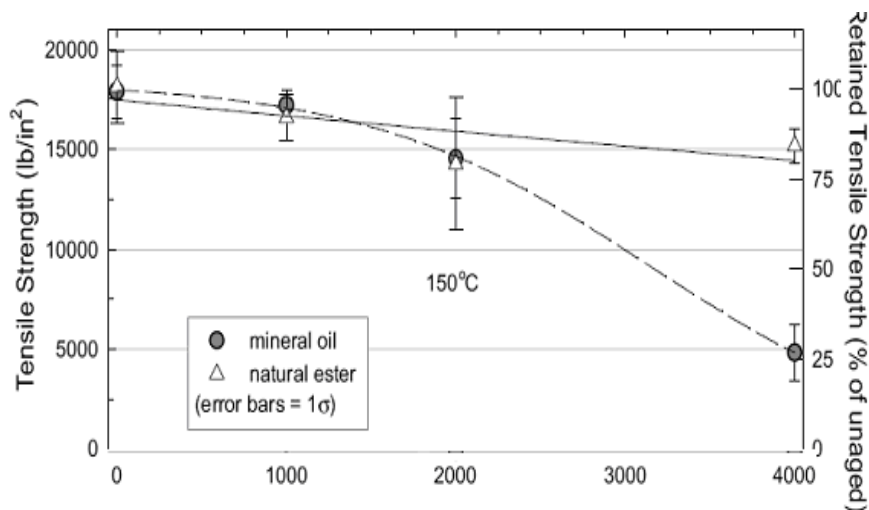
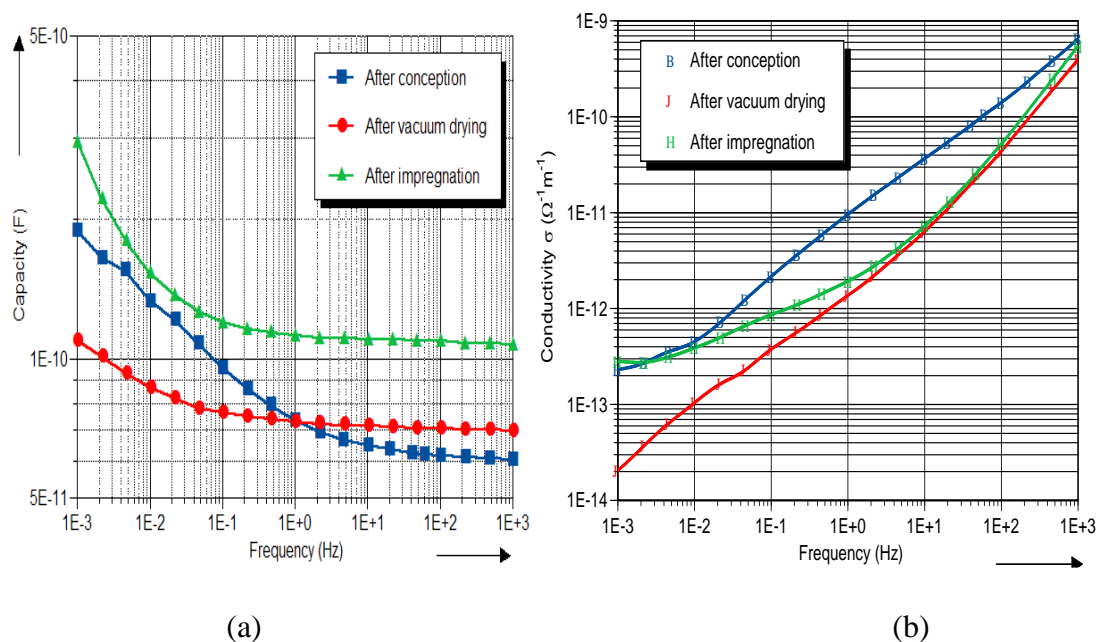


Figure (II.14) La résistance à la traction d'un papier thermiquement amélioré vieilli à 150°C. Dans l'huile minérale et dans un ester naturel [II.14]

### F) Spectroscopie diélectrique pour le contrôle de la qualité d'un isolant solide

La qualité d'un matériau en tant qu'isolant peut être contrôlée à travers la conductivité (ou son inverse, i.e. la résistivité). Le comportement résistif de l'isolation papier est représenté à La figure (II.15). Comme l'humidité est un facteur de polarisation, la valeur de la conductivité est nettement réduite quand le papier isolant

est séché. Par conséquent, le balayage en fréquence de la conductivité (résistivité) peut être utilisé pour le suivi de la fabrication du transformateur. [II.14]



**Figure (II.15)** Balayage en fréquence pour les trois étapes de fabrication : conception, séchage sous vide et imprégnation. [II.14]

## II.5.2. Techniques modernes

### II.5.2.1 Mesure de courant de polarisation/dépolarisation: PDC

L'analyse PDC est la plus récente technique capable de différencier entre "Conduction" et "polarisation" de l'isolation interne entre les enroulements d'un transformateur de puissance. [II.6]

#### A) Mesures dans le domaine fréquentiel

La spectroscopie en domaine fréquentiel a été développée à partir de mesures traditionnelles telles que le facteur de puissance, la capacitance et le facteur des pertes diélectriques. La polarisation et le comportement des diélectriques soumis au champ électrique ont aussi attiré l'attention des chercheurs. En s'appuyant sur la théorie de la réponse diélectrique, beaucoup de travaux ont été menés pour le développement des règles d'interprétation afin d'identifier les causes de dégradation et de contamination, pour séparer la présence de l'eau du processus de vieillissement et pour améliorer les techniques de mesure. [II.6].

### B) Mesure de la tension de rétablissement (RVM)

La méthode de mesure de la tension de rétablissement (en anglais Recovery Voltage Measurement - RVM) est employée pour détecter l'état de l'isolation huile-papier et la teneur en eau de l'isolation. Cette méthode se fonde sur le principe de la polarisation interfaciale des matériaux diélectriques stratifiés.



**Figure (II.16)** Appareil de mesure de tension de rétablissement au laboratoire ISOLIME. [II.14]

#### II.5.2.2 Essai en service des décharges partielles (DP)

Les deux méthodes les plus utilisées pour la détection de DP sont : La détection des signaux acoustiques et la mesure des signaux électriques produits par les DP. Les impulsions des DP produisent des ondes de contraintes mécaniques qui se propagent à travers l'huile environnante (dans la gamme de 100 à 300 kHz). Pour détecter ces ondes, des détecteurs d'émission acoustique sont montés sur les parois du réservoir du transformateur ou dans l'huile à l'intérieur du même réservoir. Les méthodes acoustiques de détection des DP sont limitées par l'atténuation du signal et les mesures électriques sont limitées par des problèmes d'interférence électromagnétique. [II.18]

### II.6 Méthodes de surveillance et de vérification des accessoires

#### II.6.1 Thermographie infrarouge

Les systèmes électriques deviennent chauds quand les raccordements se desserrent ou corrodent et la puissance n'est pas correctement transmise. La thermographie peut visualiser le déséquilibre de phase, écrous mal serrés, mauvais sertissage, oxydation des contacts, échauffement ..., elle peut déterminer des dysfonctionnements si le fonctionnement normal est connu par infrarouge. [II.6]

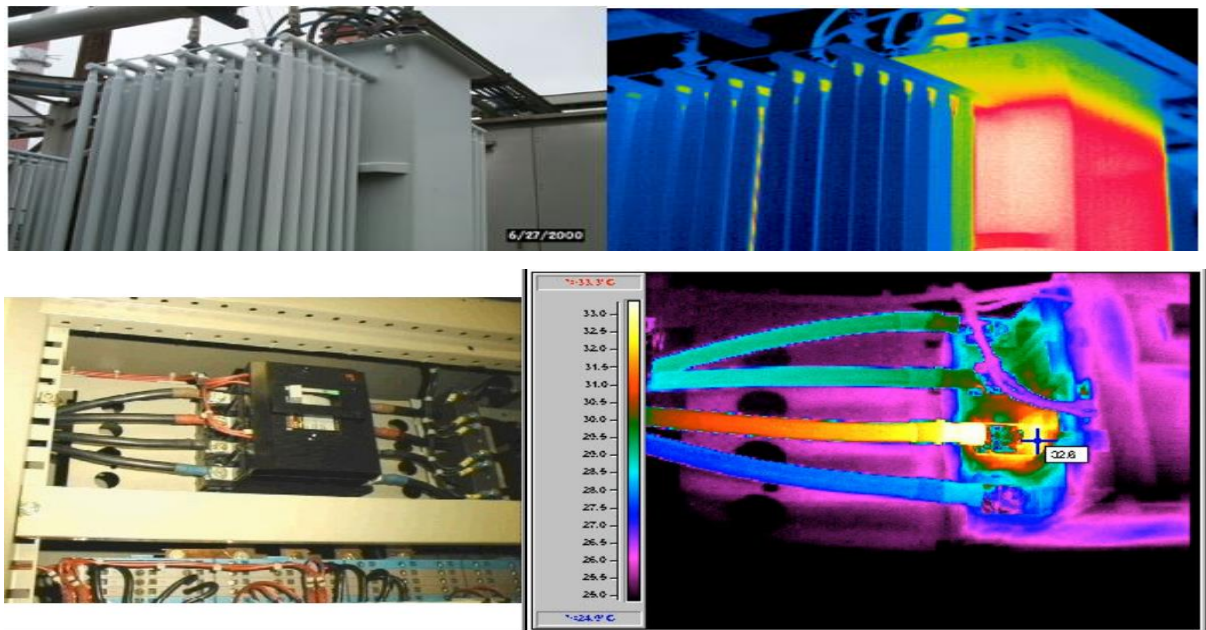


Figure (II.17) Inspection infrarouge sur les transformateurs et disjoncteur. [II.6]

### II.6.2 Diagnostic par Caméra Ultraviolet

Les caméras UV sont les solutions pour observer et localiser les décharges couronne sur les équipements de hautes tensions. [II.2]

L'utilisation d'une caméra UV sensible permet de localiser les zones d'émission lumineuse dues aux décharges partielles. Le système est placé dans une cage de Faraday hermétique à la lumière extérieure. Cette cage permet également de diminuer fortement les perturbations électriques d'origine externe. Représente la figure (II.18) dispositif de mesure par camera UV. [II.12]

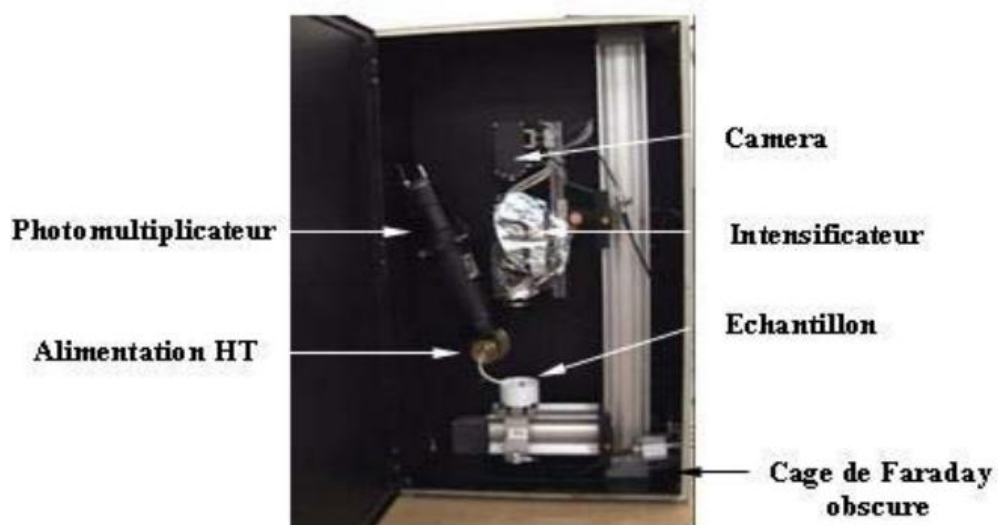


Figure (II.18) Dispositif de mesure par camera UV [II.12]

**II.7. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté, les différentes méthodes conventionnelles et modernes, ainsi que les dispositifs expérimentaux utilisés pour les mesures, le diagnostic, et la surveillance des isolant solide et liquide de transformateur. Nous avons donné avec plus de détails, les méthodes les plus récentes, découverts et utilisées dans les laboratoires de recherches, telles que la turbidité (ASTM D 6181), la spectrophotométrie UV/Visible (ASTM D 6802) ainsi que l'analyse de la spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier.

**Références**

- [II.1] : Maintenance: Terminologie de la maintenance- NF en 13306, 2001.
- [II.2] : Boudraa Saliha, « Stage CD Février-Mars 2011- rapport visé- », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec à Chicoutimi, Canada, Mars 2011.
- [II.3] : The American Society for Testing and Materials , Designation 6180-05
- [II.4] : Boudraa Saliha, « Stage CD Octobre 2012- rapport visé- », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec a Chicoutimi, Canada.
- [II.5]: The American Society for Testing and Materials, « Standard Test Method for Oxidation Stability of Mineral Insulating Oil», Designation 2440, Annual Book of Standards, Vol. 10.03, 2005.
- [II.6] : Boudraa Saliha , « Maintenance des transformateurs de puissance par l’analyse de l’huile - Applications de l’IA - » , Thèse doctorat, université de Batna 2/ Algérie 2016.
- [II.7] : Janvier Sylvestre N’CHO, «Développement de nouvelles méthodes de Diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance», Thèse doctorat, Ecole générale de Lyon, Mars 2011.
- [II.8] : Boudraa Saliha, « Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l’intelligence artificielle », mémoire magistère, Université de Batna/ Algérie 2005.
- [II.9] : I. Fofana, Y. Zié and M. Farzaneh, «Dielectric Response methods for diagnostics of Power equipment », In Recent Advances in Dielectric Materials, Editor: Ai Huang, © Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60692-266-8; 2006.
- [II.10] : Koutoua Simon KASSI, « Étude de l’isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance », mémoire de la maîtrise en ingénierie présenté à l’université du Québec à Chicoutimi, Décembre 2013.
- [II.11] : Boudraa saliha, « Rapport de stage- rapport visé », Laboratoire des Analyses des Huiles Diélectriques de l’Entreprise de Réparation des Transformateurs Electriques SKMK (ex. transfo centre) -SONELGAZ de Blida, 2005.
- [II.12]: Minh Tuan DO, « Propriétés diélectriques des gels isolants: Application aux composants d’électronique de puissance », thèse doctorat, Université Joseph Fourier, 2001.

- [II.13] The American Society for Testing and Materials, « Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil against Water by the Ring Method », Designation: D 971, Annual Book of Standards, Vol. 10.03.2004.
- [II.14] : A. Bouaicha, « Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance », Maitrise en ingénierie, séminaire 2, Université de Québec/Chicoutimi, 2008.
- [II.15] : The American Society for Testing and Materials, « Standard Test Method for 2,6- di-tert-Butyl-p-Cresol and 2,6- ditert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption», Designation D 2668 – 02, Annual Book of Standards, Vol. 10.03,2010.
- [II.16] : Abdelghafour Bouaicha, « Application de techniques modernes au diagnostic des transformateurs de puissance », Thèse de doctorat, Université du Québec à Chicoutimi/Canada, 2015.
- [II.17] : Senoussaoui Mohammed El Amine, «Contributions des techniques intelligentes au diagnostic industriel des transformateurs de puissance», Thèse de doctorat, université Djillali Liabbes de Sidi Bel Abbas/ Algérie 2019.
- [II.18] : Leila Mokhnache, « Application de RN dans le diagnostique et la prédiction des isolations HT », Thèse Doctorat, , école nationale polytechnique, Janvier 2004.

# **Chapitre III : Analyse des résultats expérimentaux**

### III.1 Introduction :

Dans ce chapitre, nous allons analyser les résultats de différents tests effectués dans des laboratoires internationaux sur les liquides isolants.

Nous avons étudié des huiles soumis aux tests suivants :

- 1- Vieillissement électrique selon l'ASTM D6180
- 2- Vieillissement thermique
- 3- Contrainte thermique.
- 4- Contrainte multiples

Les tests ont été effectués sur deux types d'huiles neuves, recueillis auprès de divers fabricants, Il s'agit de l'huile minérale Nynas et l'huile minérale Luminol.

### III.2 Techniques suivies

L'huile est déshumidifiée puis dégazée avec une pompe appropriée. La figure III.1 montre la technique de déshumidification utilisée pour sécher et dégazer une huile. L'échantillon d'huile stocké dans un béccher de marque KIMAX est placé dans un dessiccateur avec un couvercle détachable contenant du gel de silice. Le dégazage et la déshumidification des échantillons d'huile ont été réalisés sous vide. Ce conditionnement des huiles par cette technique garantit des teneurs en gaz très faibles de moins de 0,5 % et des teneurs en eau très faibles (moins de 5 ppm pour l'huile minérale de transformateur).



**Fig. III.1.** Technique de déshumidification et dégazage de l'huile

### III.2.1 Vieillessement thermique des échantillons d'huile minérale

Des spécimens de papiers *Kraft* et *Pressboard* ont été séchés sous vide à une température de 105°C durant 24 heures. Les échantillons ont été ensuite imprégnés avec de l'huile déshumidifiée et dégazée (Figure. III.2). Le vieillissement des huiles est effectué sur différentes périodes, des volumes sont placés dans différents béchers, des catalyseurs (3 g/l de cuivre) ont été mis dans du papier-filtre et suspendus dans les béchers contenant les échantillons d'huile, le papier *Kraft* et *Pressboard* sont ajoutés à l'huile après imprégnation. Notre objectif est de simuler les réactions catalytiques comme dans un transformateur réel.

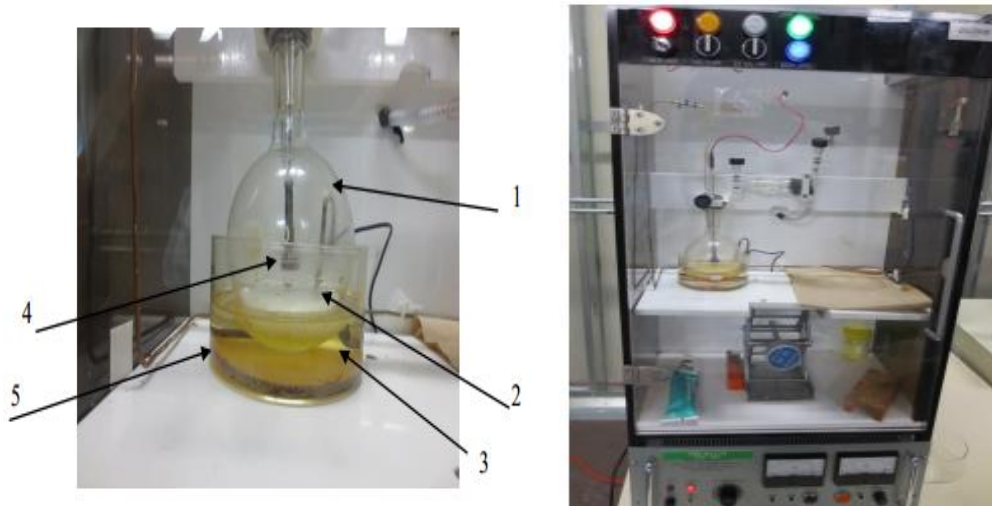


**Fig. III 2.** Séchage et imprégnation de papier

Une fois tous ces procédés terminés, les béchers d'huile sont placés dans un four à convection à 115 °C, le vieillissement est réalisé conformément à la norme ASTM D1934 [III.1]. Le système a été mis dans le four pour des périodes de 250, 500, 750, et 1000 heures de vieillissement accéléré.

**III.2.2 Vieillesse électrique des échantillons d'huile minérale :**

Ce test consiste à appliquer un champ électrique suivant la norme D6180 [III.2] pendant des périodes prolongées. ( 5 heures, 12 h, 24h, 50h, 75h) sur les échantillons des huiles neuves. (Figure. III.3).

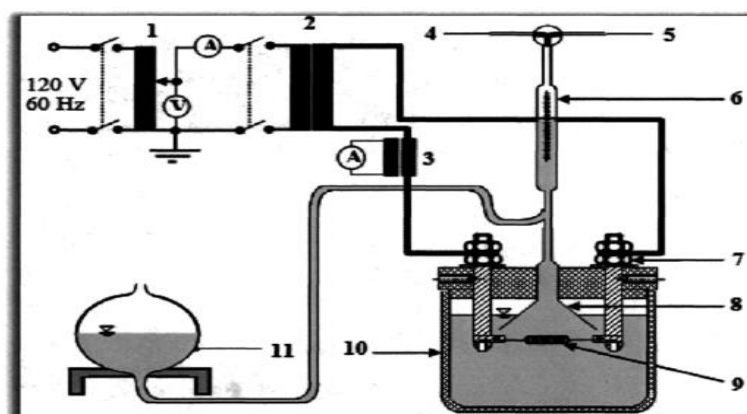


1	Erlenmeyer	4	Électrode haute tension
2	comportement de l'huile après l'application de la tension	5	Électrode basse tension relié à la masse
3	Récipient en verre		

**Figure. III.3 :** Dispositif expérimental

**III.2.3 Application de contrainte thermique sur des échantillons d'huile minérale**

C'est la simulation des défauts thermiques sur les échantillons des huiles neuves pendant 30 minutes, à l'aide de l'équipement «Thermo-contraintes» (figure III.4), en appliquant plusieurs passes (12 passes, chacun de 30 minutes) sur 800 ml de l'huile minérale.



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

**Figure III.4** Dispositif expérimental utilisé pour l'application des points chauds

[III.3]

### III.2.4 Application des contraintes multiples sur des échantillons d'huile minérale

Dans les conditions de service, l'huile du transformateur est exposée à plusieurs types de contraintes. Les propriétés physiques, chimiques et électriques de l'huile sont affectées par l'interaction de ces contraintes.

Pour s'approcher plus des conditions réelles du transformateur, il faut réaliser au laboratoire, des essais semblables à une multitude de contraintes, en faisant simuler ces différentes contraintes qui peuvent toucher l'isolation, et les appliquer simultanément.

La méthodologie adoptée est la suivante :

- Simulation de défauts thermiques sur les échantillons des huiles neuves pendant 30 minutes à l'aide de l'équipement «Thermo-contraintes » (12 passes, chacun de 30 minutes) ;
- Application d'une série de claquages sur des échantillons des huiles précédentes ;
- Application du test D6180 sur les échantillons.

Donc :

800 de l'huile est soumise a une contrainte thermique, après, une partie de cette huile sera exposée au champ électrique selon la norme D6180, puis 250 ml de la même huile est soumise à une série de claquages (50 claquages) selon la norme ASTM [ASTM D877]. puis, une partie de cette dernière sera exposée au champ électrique selon la norme D6180.

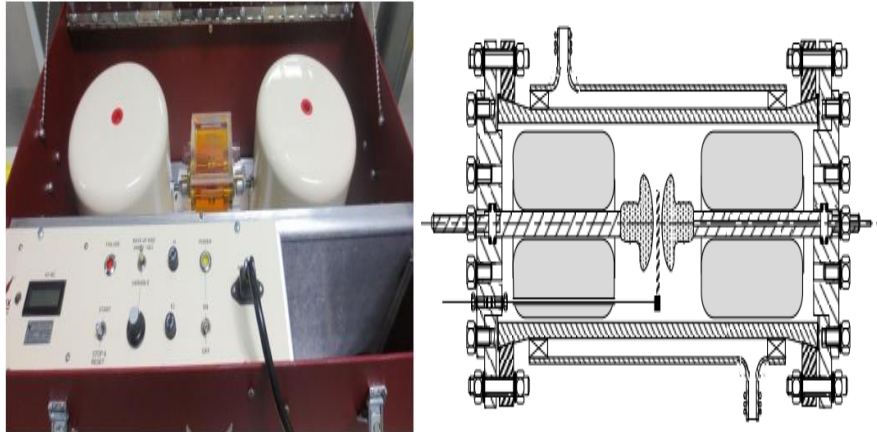


Figure. III.5 Schéma de l'appareil utilisé pour l'essai du claquage de l'huile.

### III.3. Normes des nouvelles méthodes appliquées

Tableau III.1 : guide pour l'interprétation des valeurs de produit de dégradation dissous [III.7]

Oil Condition	DDP (a.u.)
Good oils	0-10
Proposition A oils	10-25
Marginal oils	4-10
Bad oils	25-50
Very bad oils	50-300
Extremely bad oils	>550

Tableau III.2 : guide pour l'interprétation des valeurs de turbidité [III.7]

Oil Condition	Turbidity (NTU)
Good oils	0-1
Proposition A oils	1-4
Marginal oils	4-10
Bad oils	10-30
Very bad oils	30-150
Extremely bad oils	>150

### III.4 Analyse des résultats

#### III.4.1 Cas de vieillissement électrique

##### A) Produits de décomposition dissous

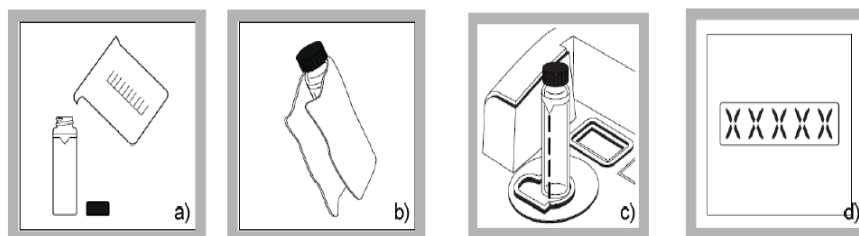
- La norme ASTM Désignation 6802 [III.5], est utilisée pour la mesure des produits de décomposition dissous. Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible commercialisé par Thuramed a été utilisé pour les mesures.
- Le spectre est obtenu sur la plage de longueur d'onde allant de 360 à 600nm en ordonnées et en abscisses l'absorbance va de 0 à 2,5. Les produits de décomposition dissous représentent l'intégrale de la zone en dessous de la courbe d'absorbance.

##### B) La turbidité

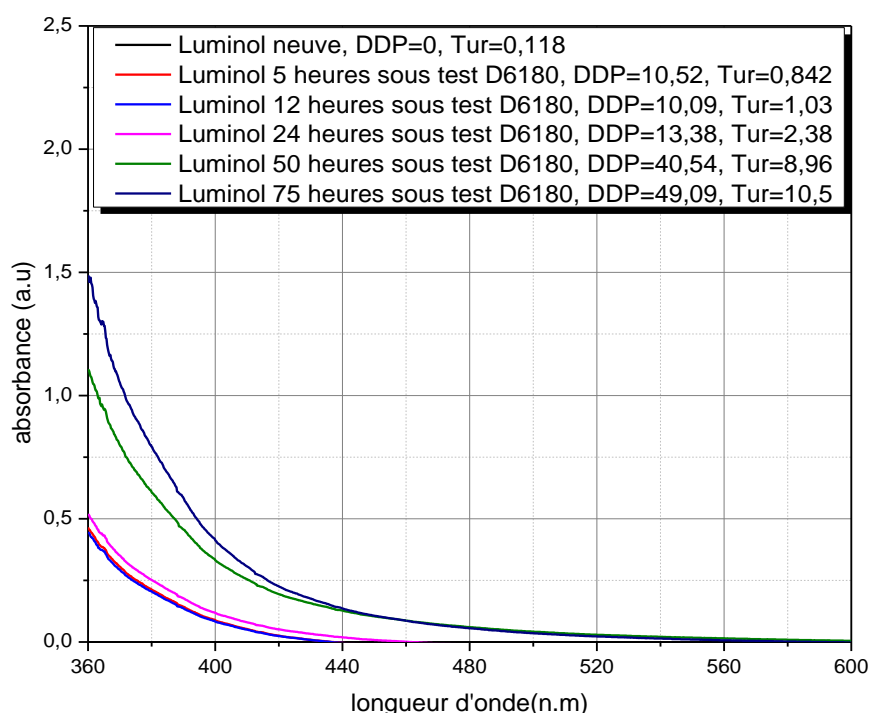
Pour mesurer la turbidité, Le turbidimètre utilisé est un modèle de laboratoire de référence 2100AN Hach conçu par la société HACH COMPAGNY. Il mesure la turbidité de 0 à 10000 NTU (Nephelometric Turbidity Unit) en mode de sélection automatique et positionnement automatique du point décimal.

La mesure de la turbidité se fait selon la norme ASTM D6181 [III.6]. Les étapes à exécuter de façon chronologique sont indiquées par la figure III.6 comme suit:

- a) Renverser 30ml d'huile dans le flacon
- b) Bien nettoyer le flacon
- c) introduire le flacon dans la cellule de mesure
- d) lire la valeur affichée.



**Figure III.6** Procédure de mesure de la turbidité selon la norme ASTM D6180

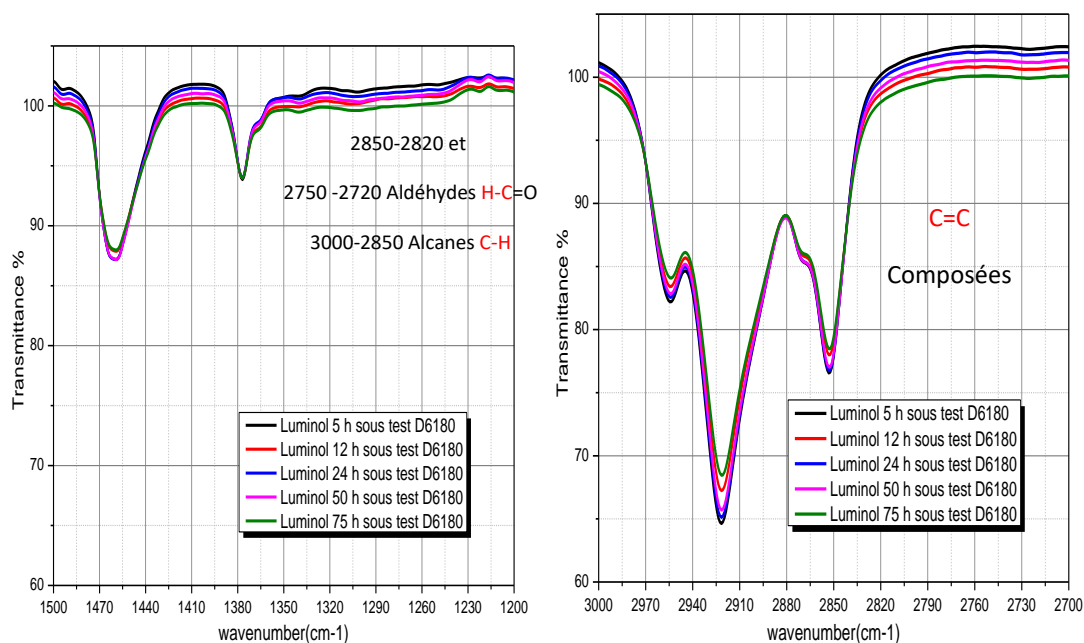


**Figure. III.7 :** Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous d'une huile minérale soumise au test de stabilité pendant des périodes prolongées

Nous constatons une augmentation des produits dissous de décomposition et de la turbidité comme l'atteste la figure III.7. Le DDP augmente à cause des larges quantités de radicaux libres générées sous le champ électrique. En même temps, la turbidité augmente due aux réactions chimiques secondaires entre les chaînes d'hydrocarbures cassées. L'huile isolante contient une quantité limitée d'hydrocarbures instables. Cette petite quantité d'hydrocarbures instables génère des produits de décompositions dissous et de suspensions colloïdales. Ces produits s'ajoutent au fil du temps de vieillissement ainsi que la turbidité. [III.3].

### C) Test Infrarouge FTIR

Les figures suivantes représentent les résultats des tests effectués par spectroscopie infrarouge avec transformée de Fourier (FTIR), sur les échantillons d'huile minérale.

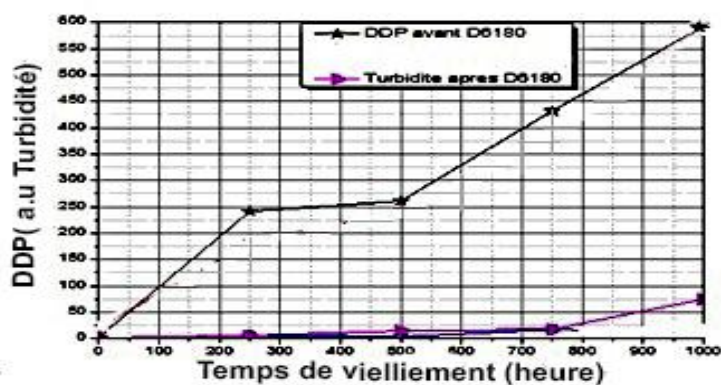


**Figure. III.8** : Effet de l'exposition au champ électrique durant des périodes prolongées sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 500-3000  $\text{cm}^{-1}$  sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 500-3000  $\text{cm}^{-1}$

Nous pouvons conclure de la figure III.8, que les concentrations des groupes C=O (aldéhydes) dans l'huile minérale, augmentent en fonction des périodes de décharge. Nous remarquons aussi que les cycles aromatiques (C=C) ont présenté une augmentation appréciable.

### III.4.2 Cas de vieillissement thermique

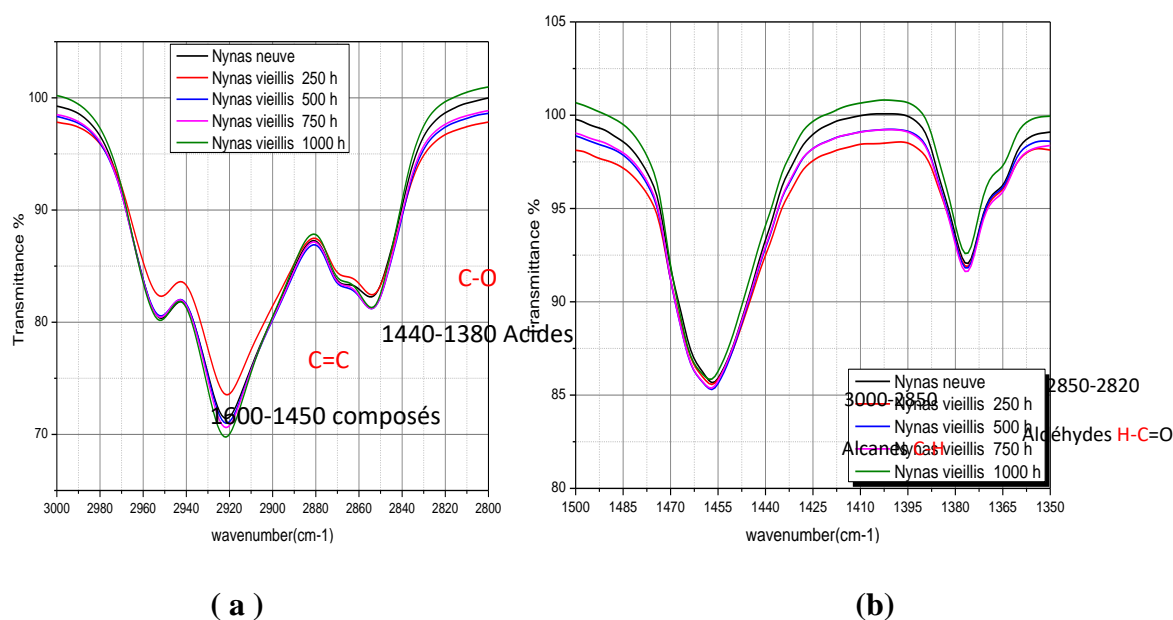
#### A) Produits de décomposition dissous et turbidité



**Figure. III.9.** Evolution de produits de décomposition en fonction de la durée de vieillissement thermique de l'huile minérale Nynas [III.3]

### B) Test Infrarouge FTIR

La figure III.10 montre l'effet de la durée de vieillissement thermique sur la concentration des groupes fonctionnels dans l'huile minérale.



**Fig. III.10** Effet de la durée de vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 500 à 3000  $\text{cm}^{-1}$ .

Comme l'huile vieillit, les concentrations des acides et des composés aromatiques augmentent, formant des liaisons  $\text{C}=\text{O}$  durant le processus d'oxydation et les liaisons doubles  $\text{C}=\text{C}$  au cours de la décomposition thermique [III.3].

Nous remarquons que les fonctions acides, aldéhydes, les composés aromatiques et les fonctions alcanes augmentent en fonction des durées de vieillissement thermique. Cette augmentation apparaît clairement à 750 heures. L'augmentation remarquable des hydrocarbures alcanes (lien  $\text{C}-\text{H}$ ) rend l'huile plus lourde et plus visqueuse.

En générale, les spectres IFTR indiquent que la durée du vieillissement thermique entraîne l'augmentation des composés issus de la dégradation de l'huile. Cette augmentation se traduit physiquement par le changement de couleur de l'huile qui devient de plus en plus foncée.

III.4.3 Cas d'application de contraintes thermiques:

A) Produits de décomposition dissous et turbidité

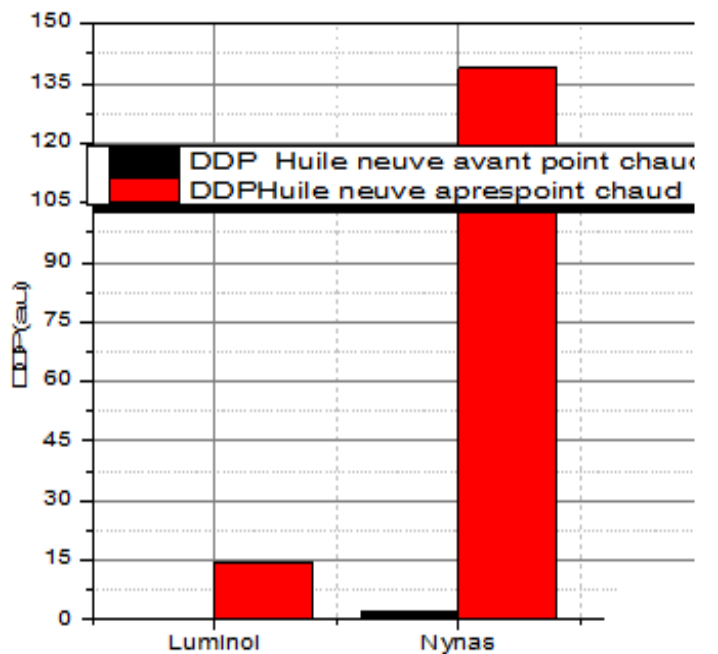


Figure. III.11 valeurs de produits de décomposition dissous des huiles minérales neuves avant et après passage sous contrainte thermique (point chaud)

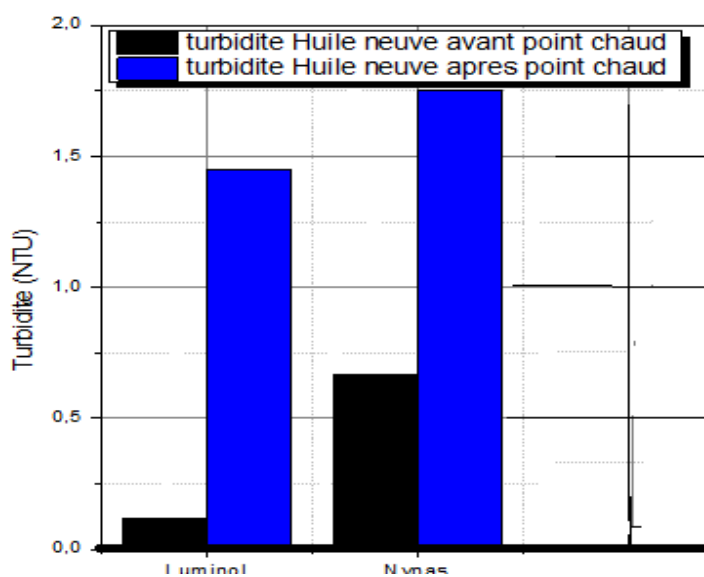
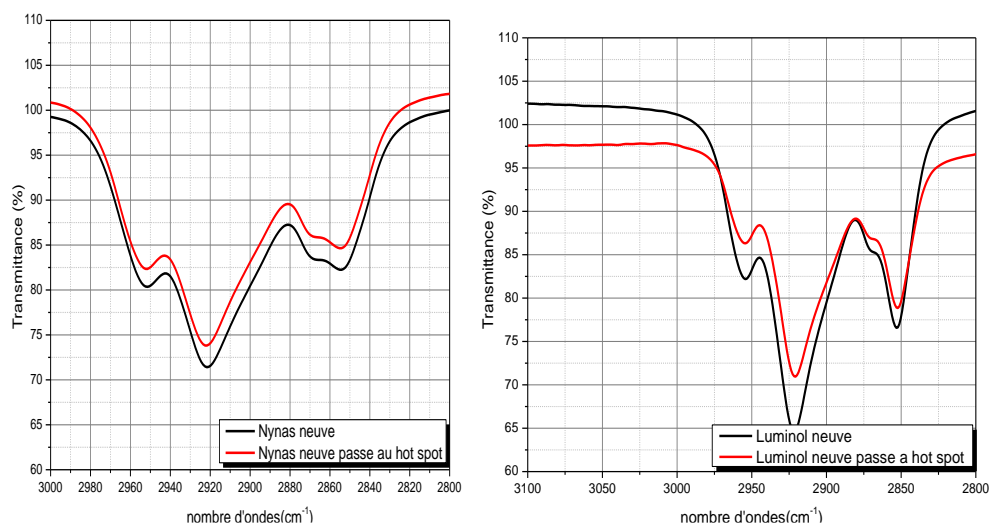


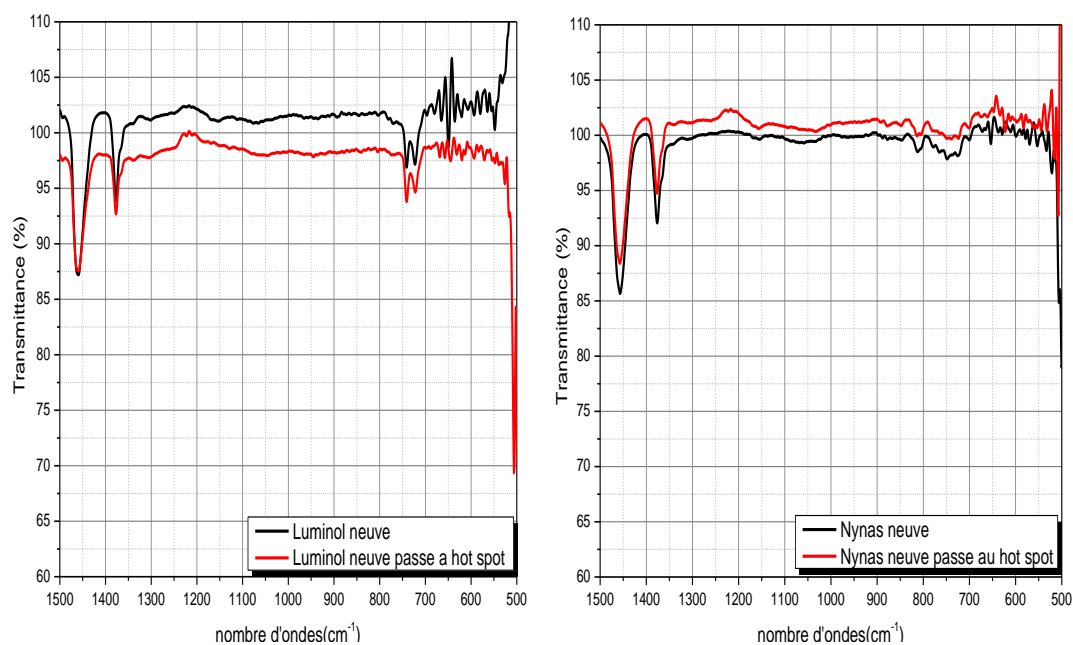
Figure. III.12 Valeurs de turbidité de différentes huiles neuves avant et après le passage sous la contrainte thermique (point chaud)

Les résultats des figures III.11 et III.12 montrent l'augmentation du DDP pour les huiles minérales. D'autre part la turbidité pour les huiles minérales augmente après passage sous contrainte thermique locale.

### B) Test Infrarouge FTIR



**Figure. III.13** Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 3000-2800  $\text{cm}^{-1}$  pour les huiles neuves



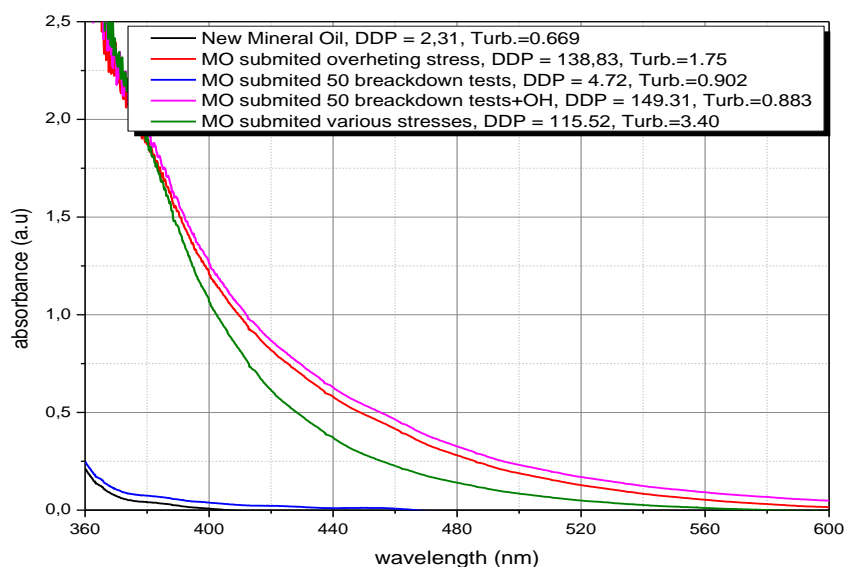
**Figure. III.14** Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 1500 -500  $\text{cm}^{-1}$  pour les huiles neuves

D'après les Figures III.13 et III. 14 nous pouvons extraire les résultats suivants :

- Les aldéhydes, les acides et les hydrocarbures alcanes ont fortement diminué dans les huiles minérales après le test du point chaud.
- Les deux faibles bandes entre 1600 et 1450  $\text{cm}^{-1}$  caractérisant les composés aromatiques, les acides et les hydrocarbures alcanes, diminuent dans les huiles minérales.

### III.4.4 Cas d'application des contraintes multiples

#### Produits de décomposition dissous et turbidité



**Figure. III.15** Courbes de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous sous des contraintes multiples

La figure III.15 montre que les valeurs de DDP augmentent due à la grande quantité de radicaux libres générés de la décomposition des bandes de molécules de l'huile. La diminution de la valeur de DDP après la combinaison de contraintes, est due aux réactions secondaires qui font augmenter la turbidité.

La combinaison des contraintes n'a pas une influence significative sur les propriétés de l'huile isolante, la quantité de produits dissous sous la contrainte thermique augmente d'environ 60 % de sa valeur dans l'huile neuve [III.8]. Cependant, cette augmentation ne dépasse pas 10% après l'application de contraintes multiples.

Nous pouvons expliquer ce comportement, par la recombinaison et/ou l'agrégation des radicaux libres qui contribuent à la formation de grosses molécules (colloïdales) qui ne sont pas solubles dans l'huile.

**III.5 Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons analysé des résultats des tests expérimentaux par des nouvelles méthodes (D 6802 et D 6181) qui ont été utilisées pour le diagnostic des liquides isolants sous diverses conditions et pour voir la capacité de ces méthodes à évaluer et suivre l'évolution des propriétés des liquides isolants.

---

**Références**

[III.1]: The American Society for Testing and Materials, « Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method», Designation 1934, Annual Book of Standards, Vol. 10.03.2005.

[III.2] : The American Society for Testing and Materials, « Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin under Electrical Discharge», Designation 6180, Annual Book of Standards, Vol. 10.03. 2008.

[III.3] : Saliha Boudraa, Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile- Applications de l'IA-, Thèse doctorat en sciences, Université de Batna, Janvier 2017.

[III.4]: The American Society for Testing and Materials, « Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes», Designation D877-02, Annual Book of Standards, Vol. 2002.

[III.5] :The American Society for Testing and Materials, «Standard Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry», Designation 6802, Annual Book of Standards, Vol. 10.03. 2010.

[III.6] : The American Society for Testing and Materials, «Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin», Designation 6181, Annual Book of Standards, Vol. 10.03. 2003.

[III.7]: Janvier Sylvestre N'CHO, Issouf Fofana, Yazid Hadjadj and Abderrahmane Beroual, «Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers», Energies, special issue, Vol 9, Issue 5, May 2016.

[III.8]: S. Boudraa, I. Fofana and I. Mokhnache, « Influence of various stresses on the physicochemical properties of transformer oil», in proceeding of the 18th International Symposium on High Voltage Eng., ISH, Seoul, Korea, Aout 2013.

# **Chapitre IV : Etude de l'huile isolante Borak 22**

### IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, et vu la large utilisation de l'huile isolante Borak 22 dans les transformateurs de puissance en Algérie, nous avons appliqué les nouvelles méthodes de diagnostic, sur des échantillons de l'huile Borak22 soumis au différentes contraintes, et ce, pour tester les performances de l'huile algérienne face aux différentes contraintes, d'une part, et d'autre part pour confirmer la fiabilité et les performance des nouvelles méthodes dans le diagnostic des transformateurs de puissance.

### IV.2 L'huile Minérale Borak 22

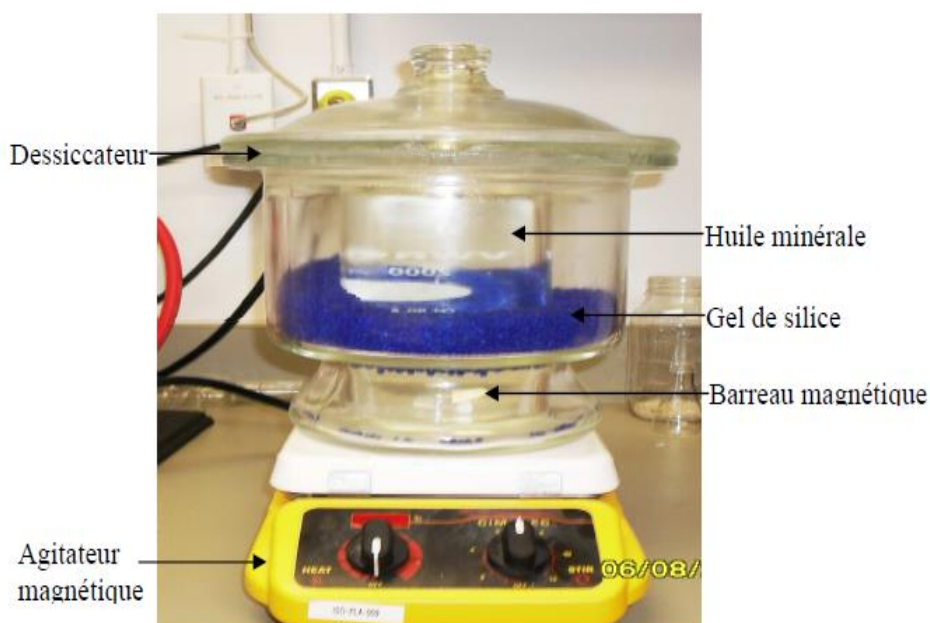
Huile de transformateur largement utilisée par la SONELGAZ en Algérie. Cette huile est commercialement appelée BORAK 22. Ses caractéristiques principales sont données au tableau suivant : [IV.1]

**Tableau IV.1** -Caractéristiques de l'huile Borak 22

<i>Propriétés électriques</i>	<i>Unité de mesure</i>	<i>Exigence de la norme huile neuve</i>	<i>Norme</i>	<i>Valeur mesurée</i>
Tension de claquage après repos	kV	> 70	CEI 156	38,8 - 72
Facteur de dissipation diélectrique à 90°C tgδ		≤ 5,00 E-03	CEI 247	0,87 E-03
<b><i>Propriétés physiques</i></b>				
Aspect		Limpide et exempte de matière solide	CEI 296	Limpide
Viscosité cinématique à 40°C	mm <sup>2</sup> /s	< 11	ISO 3104	6,940
Point d'éclair	°C	> 130	ISO 2719	137
Densité		< 8,95 E-01	ISO 12185	8,57 E-01
<b><i>Propriétés chimiques</i></b>				
Indice d'acidité	mg KOH/g	< 3,00 E-2	CEI 296	(2,00 – 5,8) E-02
Teneur en Eau	ppm	< 30	CEI 814	
Indice de couleur	ppm	< 02	ASTM D 1500	< 0,5
Indice de réfraction				1,474

### IV.3 Préparation des échantillons

L'huile est déshumidifiée puis dégazée avec une pompe appropriée, La figure (IV.1) montre la technique de déshumidification utilisée pour sécher et dégazer une huile, L'échantillon d'huile stockée dans un b cher de marque KIMAX est placé dans un dessiccateur avec un couvercle détachable contenant du gel de silice, Le dégazage et la déshumidification des échantillons d'huile ont été réalisés sous vide, Ce conditionnement des huiles par cette technique garantit des teneurs en gaz très faibles de moins de 0,5 % et des teneurs en eau très faibles (moins de 5 ppm pour l'huile minérale de transformateur),



Figure(IV.1). Technique de déshumidification de l'huile

### IV.4 Mesure de produits dissous (DDP Dissolved Decay Product)

La norme ASTM Désignation 6802 est utilisée pour la mesure des produits de décomposition dissous. Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible Figure (IV.2) commercialisé par Thuramed a été utilisé pour les mesures.

Sur le trajet optique du spectrophotomètre, un emplacement libre est réservé pour y placer la cellule (figure IV.3). Le spectre est obtenu sur la plage de longueur d'onde allant de 360 à 600 nm en ordonnées et en abscisses l'absorbance allant de 0 à 2,5, un exemple de résultats obtenu est montré sur figure IV.5. Les produits de décomposition dissous représentent l'intégrale de la zone en dessous de la courbe

d'absorbance. Ils sont déterminés automatiquement par le logiciel commercial UVWin 5 software v5.2.0 associé au spectrophotomètre. [IV.2]



Figure (IV.2) Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible



Figure(IV.3) : Cellule de mesure.

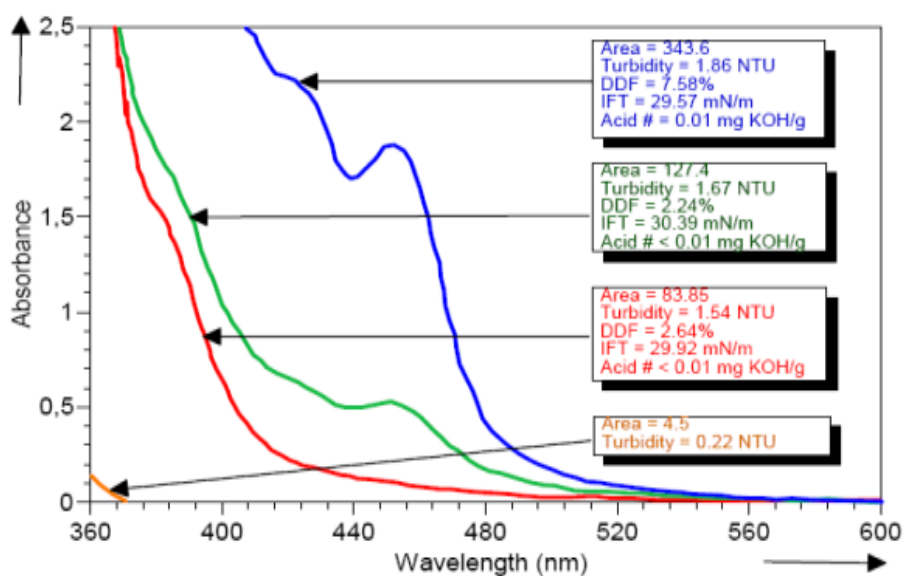


Figure IV.4 : Spectres d'absorbance mesurés. L'aire sous chaque spectre détermine la quantité de produits de décompositions dissous qui lui est associée.

#### IV.4.1 Standards de diagnostic par DDP

Le tableau 1 montre les valeurs référence de DDP, pour le diagnostic de l'huile isolante [IV.3]

Oil Condition	DDP (a.u.)
Good oils	0-10
Proposition A oils	10-25
Marginal oils	4-10
Bad oils	25-50
Very bad oils	50-300
Extremely bad oils	>550

Tableau .IV.2 Guide d'interprétation de valeurs de produits de décomposition dissous

#### IV.4.2 Résultats et interprétation

Les figures IV.5 et IV.6 représentent les résultats de test 6802, effectué sur l'échantillon de Borak22 neuve et soumis a un vieillissement thermique pendant 400 heure.

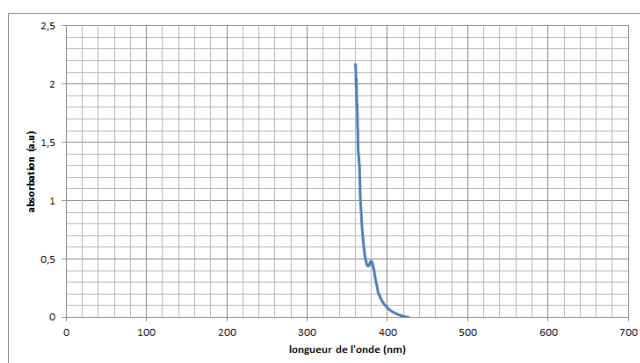


Figure IV.5 Spectres d'absorbance mesurés présentant les produits solubles dans l'huile Borak 22 neuve

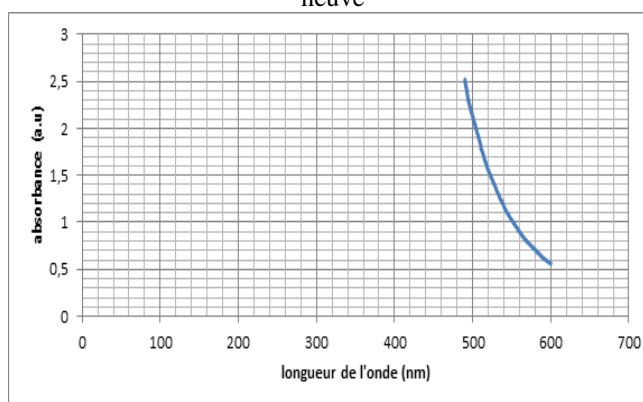


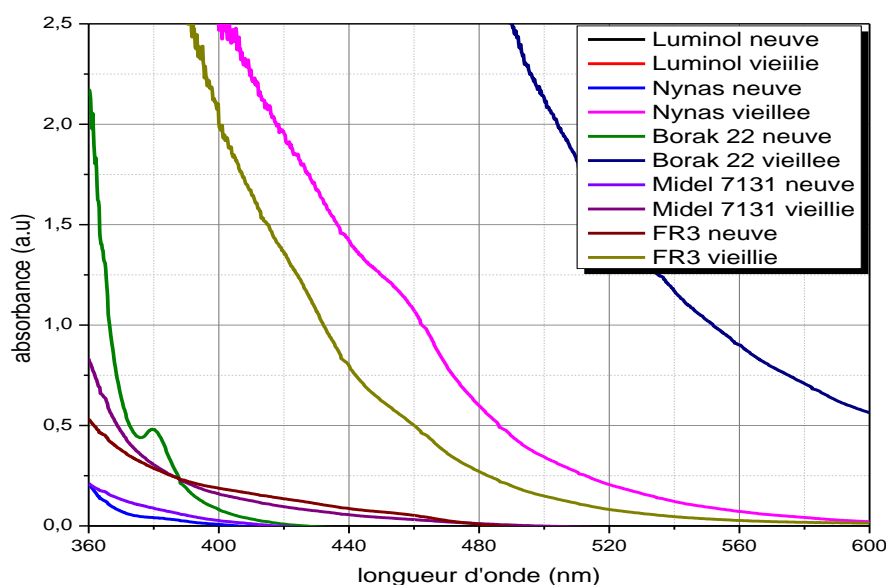
Figure IV.6 Spectres d'absorbance mesurés montrant l'effet de vieillissement thermique sur les produits solubles d'huile borak 22 (400 h avec catalyseur et papier)

La figure IV.5 montre la courbe d'absorbance mesurée pour une huile BORAK22 neuve, le calcul de l'air sous la courbe donne une valeur de 22.83.

D'après le tableau IV.2 cette valeur indique que cette huile n'est pas neuve, ce qui est expliqué par le mauvais raffinage de cette huile.

D'après la figure IV.6, nous pouvons remarquer que l'huile minérale (Borak22), est influencée par le vieillissement thermique. La quantité de produits dissous augmente, la quantité de produit dissous mesurée est de 460.97 qui représente l'air sous la courbe d'absorbance ; cette huile est très mauvaise d'après les normes du tableau IV.2.

La quantité initiale de produits dissous dans l'huile neuve participe à l'augmentation de produits de dégradation au cours de vieillissement thermique, le bon raffinage de l'huile pendant sa fabrication peut éviter le vieillissement accéléré de l'isolation dans les transformateurs de puissance.



**Figure (IV.7) comparaisons** de l'effet de vieillissement thermique sur les produits solubles des différentes huiles.

La figure IV.7 montre le niveau de pureté de l'huile Algérienne Borak 22 parmi les huiles minérales utilisées à travers le monde.

**IV.5 Mesure de la turbidité**

La norme ASTM Désignation 6181, est utilisée pour mesurer la turbidité des huiles. C'est un essai très sensible capable de mesurer la quantité de dépôts insolubles, de solides en suspension et cire.

La figure (IV.8) montre l'ordre chronologique (a, b, c, d) de la procédure de mesure pour la détection de la turbidité. La cuvette de mesure est remplie jusqu'au trait, environ 30 ml de l'échantillon à mesurer. [IV.2]

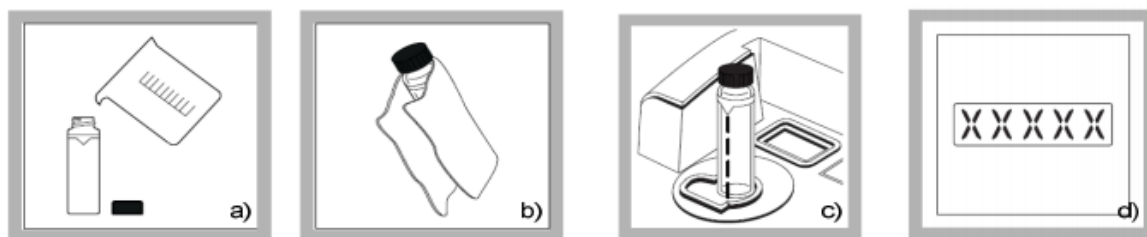


Figure IV.8) : Procédure de mesure de la turbidité.

**IV.5.1 Standards de diagnostic par la turbidité**

Tableau IV.3 représente un guide de diagnostic par la mesure de la turbidité [IV.3]

Tableau IV.3. Guide d'interprétation de valeurs de la turbidité

Oil Condition	Turbidity (NTU)
Good oils	0-1
Proposition A oils	1-4
Marginal oils	4-10
Bad oils	10-30
Very bad oils	30-150
Extremely bad oils	>150

**IV.5.2 Interprétation des résultats**

Le tableau IV.4 résume les résultats de différentes mesures effectuées sur les échantillons de l'huile Borak22, selon les méthodes modernes.

Tableau .IV.4. Valeurs mesurées

Huile Neuve	DDP Area spectromètre	Turbidité NTU	Huile vieillie à 400 heures	DDP Area spectromètre	Turbidité NTU
	22.83.	1.74		460.97	222
Huile Neuve	Tension de claquage	Indice couleur	Huile vieillie à 400 heures	Tension de claquage	Indice couleur
	--	2		--	14.5

Le tableau IV.5 montre l'interprétation des valeurs de l'indice couleur dans les huiles de transformateurs.

**Tableau .IV.5.** Diagnostic de l'état de l'huile basant sur l'indice couleur

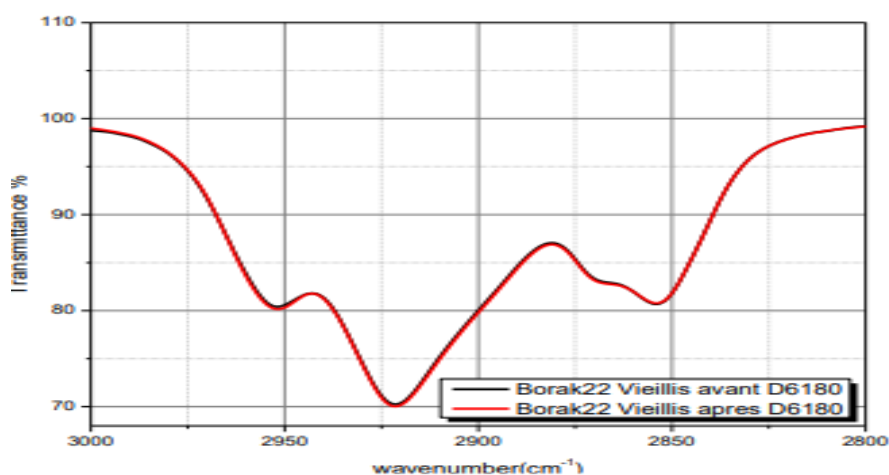
Color Comparator Number	Color	Oil Condition
<7	Pale yellow	Good oil
7-10	Yellow	Proposition A oil
10-11	Bright yellow	Service-aged oil
11-14	Amber	Marginal condition
14-15	Brown	Bad condition
16-18	Dark brown	Severe condition (reclaimed oil)
>18	Black	Extreme condition (scrap oil)

D'après les Tableaux des normes IV.3 et IV.5 la valeur de turbidité de l'huile borak22 vieillis est très élevée, ce qui explique la couleur presque noir de l'échantillon de l'huile soumis au vieillissement thermique pendant 400 heures. L'augmentation des produits insolubles fait changer la e couleur de l'huile a une couleur plus sombre.

#### IV.6 Le Test FTIR (*Fourier Transform Infrared Spectroscopy*)

La spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier (FTIR) est considérée comme un outil très puissant pour la surveillance et le contrôle des lubrifiants et des huiles des machines, puisqu'elle identifie les composés et la constitution des échantillons. Comme chaque liaison se caractérise par ses propres nombres d'onde, elle peut facilement être identifiée. Cette sensibilité aux constituants de l'huile peut être utilisée pour détecter tous les produits de dégradation. Le FTIR peut être utilisée pour identifier l'eau, les acides et d'autres produits de détérioration dans les huiles des transformateurs. Cette méthode a un énorme potentiel pour améliorer l'analyse des données recueillies par les méthodes traditionnelles [IV.4].

Les figures suivantes représentent les résultats des tests effectués par spectroscopie infrarouge par transformée de Fourier(FTIR), sur les différents échantillons de l'huile Borak22. Ces tests serviront à identifier les composants des échantillons avant et après le vieillissement thermique, et de fournir des pistes d'explication des résultats précédents



**Figure IV.9 :** Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 2800 à 3000  $\text{cm}^{-1}$  pour huile Borak22 vieillie.

#### IV.7. Interprétation des résultats

L'effet du vieillissement thermique et de l'instabilité sur les propriétés de l'huile Borak 22, où les propriétés de l'huile changent comme indiqué dans les tableaux ci-dessus, et ce changement est une prédiction d'une panne future du transformateur de puissance en raison du non-respect des normes d'utilisation du transformateur et de son utilisation pendant une longue période de sorte que l'huile perd ses propriétés isolantes et perd sa première tâche.

Nous obtenons les propriétés de l'huile grâce à son diagnostic, et l'une des méthodes de diagnostic les plus importantes utilisées est mesure de la turbidité. Où la turbidité dans la vieillesse est grande, ainsi qu'après stabilisation.

#### IV.8 Échantillon de l'huile soumis à des décharges partielles

Après la phase de préparation des échantillons, nous passons au test de stabilité sous champ électrique, tel que décrit dans le standard ASTM. La cellule d'essai Merell définie dans la norme ASTM D 6180 [ASTM D 6180], est utilisée comme cellule de décharge.

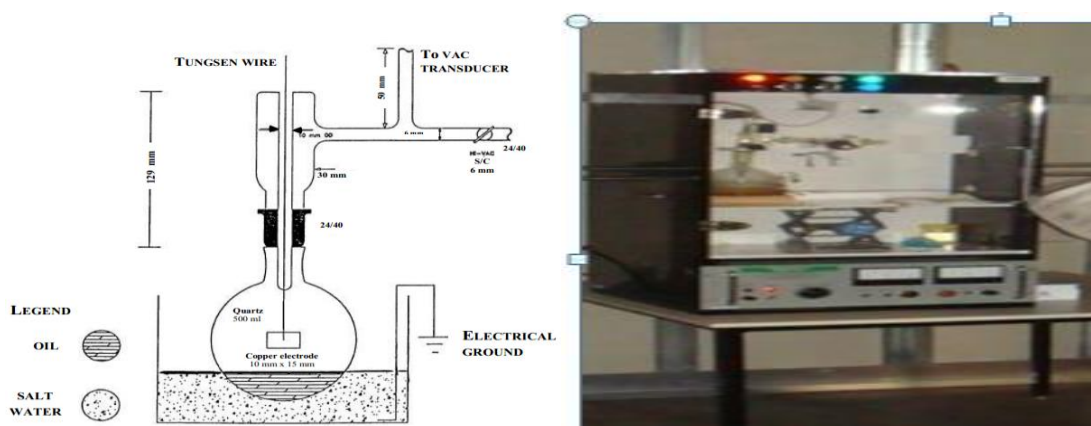


Fig. IV.10 : a) Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité. b) Déroulement de test ( D6180) au laboratoire isolime [IV.4]

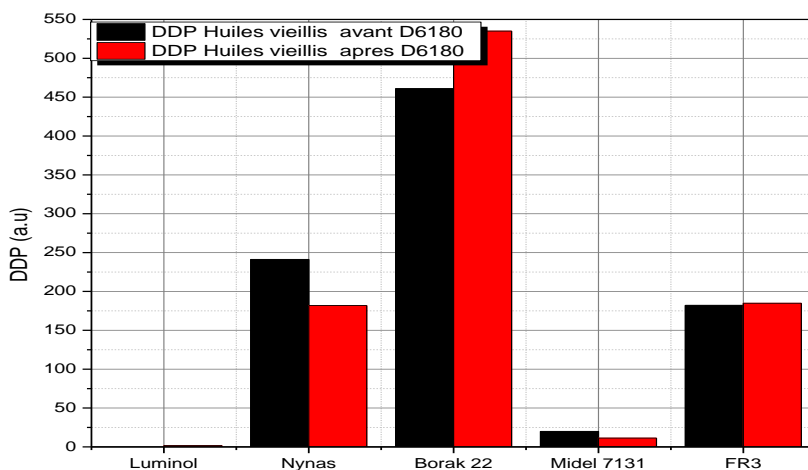


Fig. (IV. 11) comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits de décomposition dissous de différentes huiles avant et après D6180.

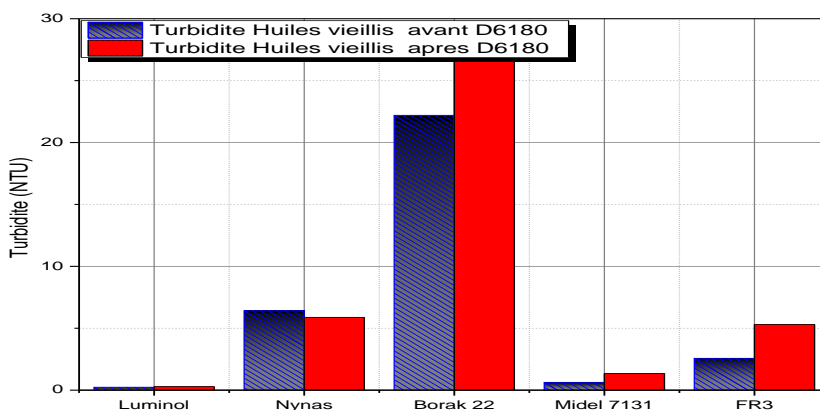


Figure ( IV.12) comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits insolubles des différentes huiles avant et après test de stabilité.

D'après les figure IV.11 et IV.12, nous pouvons remarquer que le décharge partielle affecte l'huile borak22 plus que les autres huiles, les produits dissous et non dissous augmentent après application de décharge électrique.

**IV.9 Conclusion**

Les produits de décomposition solubles et insolubles augmentent au cours de vieillissement thermique et électrique, cette augmentation est due à l'effet de l'oxydation des radicaux libres et des réactions chimiques secondaires. Parmi les huiles minérales, la Borak22 marque l'augmentation la plus importante, et nous constatons. Les méthodes modernes turbidité (ASTM D 6181), la spectrophotométrie UV/Visible (ASTM D 6802) servent des outils puissants et rapides pour le diagnostic des huiles isolantes dans les transformateurs de puissance.

Nous constatons aussi que le test de la spectroscopie infrarouges permet de donner de façon plus précise la nature des produits naissants dans les huiles dégradées, et nous permet, par sa combinaison avec les deux autres méthodes, un diagnostic plus fiable et plus efficace.

**Références**

[IV.1] Sif Eddine Abdi, « Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur », Thèse de doctorat en sciences, Ecole National Polytechnique, ENP , Alger, Algérie, 2012.

[IV.2] Janvier Sylvestre N'cho, «Développement de nouvelles méthodes de Diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance», Thèse doctorat, Ecole générale de Lyon, Mars 2011

[IV.3] Janvier Sylvestre N'CHO, Issouf Fofana, Yazid Hadjadj and Abderrahmane Beroual, «Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers», Energies, special issue, Vol 9, Issue 5, May 2016.

[IV.4] S. Boudraa, " Maintenance des transformateurs de puissance par l'analyse de l'huile - Apport de l'Intelligence artificielle-", Thèse de doctorat de l'Université de Batna2, 2017.

[ASTM 6180]: ASTM Designation 6180, "Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin under Electrical Discharge", Book of Standards Volume: 10.03, 2008.

[ASTM 6181]: The American Society for Testing and Materials, «Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin», Designation 6181, Annual Book of Standards, Vol. 10.03. 2003.

[ASTM 6802]: The American Society for Testing and Materials, «Standard Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry», Designation 6802, Annual Book of Standards, Vol. 10.03. 2010.

-

# **Conclusions générales**

## Conclusions générales

---

### Conclusions générales

Dans ce travail, deux outils de diagnostic modernes (ASTM D6802 et ASTM D6181) ainsi que le test spectroscopie Infrarouge (IRTF) ont été utilisés pour déterminer la concentration des produits de décomposition dissous, les suspensions colloïdales, ainsi que l'évolution des groupes fonctionnels dans des échantillons de l'huile isolante Borak22 utilisée dans les transformateurs de puissance en Algérie. La connaissance de contaminants est d'une importance capitale dans le diagnostic des transformateurs de puissance, car ceux-ci contribuent à la dégradation prématurée des huiles isolantes.

A la lumière des résultats que nous avons obtenus, nous pouvons conclure ce qui suit :

- L'évaluation de la dégradation de l'huile Borak22, dévoile le rôle des produits de décomposition dissous dans leur comportement sous champ électrique et/ou vieillissement thermique.

- un aperçu à titre comparative dévoile le mauvais raffinage de l'huile Borak22, ce qui augmente son taux de dégradation, particulièrement au cours de vieillissement thermique.

- Les méthodes modernes prouvent une certaine vigueur dans la surveillance et le diagnostic de l'état des liquides isolants par rapport aux méthodes traditionnelles. Ces méthodes sont fiables et moins coûteuse pour la surveillance et le diagnostic de l'huile des transformateurs.

Les résultats obtenus dans ce travail de recherche nous permettent d'ouvrir de nombreuses perspectives. Parmi eux, et dans le but de mieux étudier les transformateurs dans la Sonelgaz Algérie, nous proposons la reproduction des expériences au laboratoire et aussi des mesures sur des échantillons provenant de transformateurs en service ou en réparation.