

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



**Université de Batna2**  
Faculté de Technologie  
**Département d'Electrotechnique**



**THESE DE**  
**DOCTORAT EN SCIENCES**  
**EN ELECTROTECHNIQUE**

**Option : MATERIAUX ELECTROTECHNIQUES**

Présentée par :

**BOUDRAA Saliha**

(Magister en Electrotechnique de l'université de Batna)  
(Maître Assistante Chargée de Cours Univ. De Laghouat)

**Maintenance des transformateurs de  
puissance par l'analyse de l'huile  
- Apport de l'Intelligence artificielle-**

**Thèse soutenue le : 04 /01/2017 devant le jury :**

Nait Said Nasredine	Président	Professeur	Univ. Batna2
Mokhnache Leila	Rapporteur	Professeur	Univ. Batna2
Fofana Issouf	Examineur	Professeur	UQAC Canada
Flazi Samir	Examineur	Professeur	USTO- Oran
Mahi Djilali	Examineur	Professeur	Univ.Laghouat
Boukhtache Sebti	Examineur	Professeur	Univ. Batna2

# *Dédicaces*

*A mon mari Gacemi Lamine*

*A mon cher fils Mohammed Rayane*

*A toute ma famille*

*A mes deux chères amies, Fadila Benabed et Allaoui Rekia*

*A tous ceux qui me sont chers*

*Je dédie ce travail*

# *Remerciements*

Ce travail a été réalisé à la Chaire de Recherche du Québec – Canada, sur les isolants liquides et mixtes en électrotechnologie.- **ISOLIME**-.

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à ma Directrice de thèse, Mme **Leila Mokhnache**, Professeure à l'université de Batna2 en Algérie, pour son aide dans la préparation et la rédaction de ce travail. Je suis très reconnaissante à elle, pour tous les précieux conseils, son soutien, sa disponibilité, la confiance qu'elle m'a témoignée et ses grandes qualités humaines.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Monsieur **Issouf Fofana**, Professeur à l'Université du Québec à Chicoutimi et directeur de la chaire de recherche Isolime, de m'avoir accueilli au sein de son équipe, de m'avoir fait bénéficier de son savoir, ainsi que pour le soutien permanent qu'il m'a apporté tout au long de ce travail. Qu'il soit assuré de ma profonde reconnaissance.

Je tiens à remercier tous les membres du Laboratoire Isolime, qui m'ont aidé à réaliser les tests et les analyses, et avec qui j'ai passé de bons moments, **Yazid Hadjaj, Luc Loiselle, Amidou Bétie, Fethi megenfi, Hossein Hamadjou, Kassi Simon Koutoua, Mama Talhi et Abderahman Zouaghi d'ABB- Canada**.

Mes remerciements vont bien entendu à Monsieur **Nait Said Nasredine**, Professeur à l'université de Batna 2, pour avoir accepté de me faire l'honneur de présider le jury de ma soutenance. Mes remerciements vont également à Messieurs **Issouf Fofana** Professeur à l'université UQAC de Canada, **Samir Flazy** Professeur à l'université USTO-Oran, **Mahi Djilali**, Professeur à l'université de Laghouat, d'avoir accepter d'être membres de jury et pour l'intérêt manifesté à l'égard de ce travail.

A tous ceux qui ont contribué de prêt ou de loin à l'aboutissement de ce travail : **Merci**

# Liste des figures

## Chapitre I

<b>Fig I.1</b> Réseau électrique	10
<b>Fig. I.2</b> Constitution de transformateurs de puissance	13
<b>Fig. I.3</b> Vue intérieure d'un transformateur type colonne	14
<b>Fig. I.4</b> Processus de raffinage pour les huiles brutes	17
<b>Fig. I.5</b> Les différents types d'hydrocarbures	18
<b>Fig. 1.6</b> Influence des composés aromatiques sur les propriétés des huiles	19
<b>Fig. I.7</b> Dépôts de sulfure de cuivre sur le conducteur cuivre	20
<b>Fig. 1.8</b> Évaluation de la viscosité cinématique des huiles en fonction de la température	21
<b>Fig. I.9</b> Structure de l'ester synthétique	24
<b>Fig. I.10</b> Courbe de gavage des huiles sous contrainte thermique	25
<b>Fig. I.11</b> Courbe de gassing des huiles utilisées dans les transformateurs de puissance	25
<b>Fig. I.12</b> Structure d'ester naturel	26
<b>Fig. I.13</b> Biodégradabilité de différents liquides	27
<b>Fig. I.14</b> Teneur en eau à saturation des différents types des huiles isolantes	28
<b>Fig. I.15</b> Structure chimique générale des huiles silicones	29
<b>Fig. I.16</b> Différent type de papier d'isolation	30
<b>Fig. I.17</b> Structure chimique du Glucose et de la cellulose	31
<b>Fig. I.18</b> Structure chimique élémentaire de l'aramide	32
<b>Fig. I.19</b> Calcul de $\tan\delta$	36
<b>Fig. I.20</b> Une partie de la section transversale d'un système d'isolation des transformateurs	38
<b>Fig I.21</b> Illustration de différents systèmes d'isolation de transformateur de puissance	40

## Chapitre II

<b>Fig. II.1</b> Interaction entre les différentes contraintes et le système d'isolation	46
<b>Fig. II.2</b> Synthèse du mécanisme principal de dégradation des isolants électriques	47
<b>Fig. II.3</b> Variation de la viscosité cinématique en fonction du temps et de températures	48
<b>Fig. II.4</b> Variation de la densité en fonction du temps et de températures de vieillissement	49
<b>Fig. II.5</b> Variation de la conductivité de l'huile en présence d'oxygène.	51
<b>Fig. II.6</b> Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale	52
<b>Fig. II.7</b> Acidité des huiles en fonction du temps de vieillissement	53
<b>Fig. II.8</b> Changement de couleur des liquides isolants durant le vieillissement	53
<b>Fig. II.9</b> Comparaison de la couleur des deux huiles après 15 jours à 115°C	55
<b>Fig. II.10</b> a) Le contenu des produits de dégradation solubles. b) La turbidité en fonction de la durée de vieillissement	55
<b>Fig. II.11</b> Acidité soluble en fonction du temps de vieillissement à 120°C.	56
<b>Fig. II.12</b> Génération des gaz dissous dans l'huile minérale après vieillissement thermique	56
<b>Fig. II.13</b> Génération des gaz dissous dans l'ester synthétique après vieillissement thermique	57
<b>Fig. II.14</b> Génération des gaz dissous dans l'huile minérale après vieillissement thermique	57
<b>Fig. II.15</b> Influence du vieillissement thermique sur les propriétés électriques de l'ester naturel, l'huile minérale, et ester synthétique	58
<b>Fig. II.16</b> Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages	59



<b>Fig. II.17</b>	Variation de la permittivité en fonction de la température et du nombre de claquages	60
<b>Fig. II.18</b>	Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquages	60
<b>Fig. II.19</b>	Analyse des gaz dissous dans l'huile minérale après claquage	61
<b>Fig. II.20</b>	Analyse des gaz dissous dans l'ester synthétique après claquage	62
<b>Fig. II.21</b>	Courbes de gassing de différents types de liquides isolants	63
<b>Fig. II.22</b>	Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huiles.	64
<b>Fig. II.23</b>	Evolution de radicaux libres dans l'huile avant et après application de champ.	66
<b>Fig. II.24</b>	Facteur de dissipation diélectrique avant et après application de champ	67
<b>Fig. II.25</b>	Evolution des produits solubles et insolubles dans différentes huiles durant l'application du champ électrique	68
<b>Fig. II.26</b>	Génération des gaz dissous dans l'huile minérale neuve et vieillie après application du champ électrique	69
<b>Fig. II.27</b>	Vue microscopique de a) papier neuf avec valeur élevée du DP et b) papier vieilli avec faible valeur du DP	70
<b>Fig. II.28</b>	Hydrolyse d'une liaison glucosique	70
<b>Fig. II.29</b>	Formation par catalyse acide du 2-furaldehyde, du 5-hydroxymethyl 2-furaldehyde et de l'acide lubenilique a partir e monosaccharides	71
<b>Fig. II.30</b>	Structure chimique des dérivés furaniques	71
<b>Fig. II.31</b>	Reduction de l'oxygene conduisant a la generation de peroxyde d'hydrogene	72
<b>Fig. II.32</b>	Résumé de différents processus de dégradation de la cellulose	73
<b>Fig. II.33</b>	Facteur de dissipation diélectrique (DDF) et de conductivité mesurés pour les trois étapes de fabrication.	74
<b>Fig. II.34</b>	Courbes de Fabre-Pichon sur la distribution d'humidité dans le complexe papier/huile sous différentes températures	75
<b>Fig. II.35</b>	Évolution de la $\tan\delta$ en fonction de l'humidité pour un papier vieilli à 250 heures	75
<b>Fig. II.36</b>	L'effet du vieillissement thermique sur les pertes diélectrique du papier imprégné.	76
<b>Fig. II.37</b>	Type de gaz dissous générés par le papier sous l'effet du vieillissement thermique.	76
<b>Fig. II.38</b>	Processus de dégradation de l'isolation huile/papier dans les transformateurs de puissance à air libre.	78

### *Chapitre III*

<b>Fig. III.1</b>	Nombre et cout de pannes de transformateurs 25 kV a USA (1997-2001)	85
<b>Fig. III.2</b>	Évaluation de l'état de l'huile isolante	87
<b>Fig. III.3</b>	Évaluation de l'état de papier isolant	88
<b>Fig. III.4</b>	Titreur Coulométrique Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau	90
<b>Fig. III.5</b>	Système de titration selon ASTM D 1534	91
<b>Fig. III.6</b>	Viscosimètre	91
<b>Fig. III.7</b>	Schéma de la cellule de mesure de la tension de claquage	92
<b>Fig. III.8</b>	Dégradation de liquide isolant au cours de vieillissement thermique (changement de couleur) et photographie de colorimètre pour la mesure de l'indice couleur	92
<b>Fig. III.9</b>	Dieltest DTL utilisé dans la mesure du facteur de dissipation diélectrique et la permittivité relative	93
<b>Fig. III.10</b>	Tensiomètre pour la mesure de la tension interfaciale.	94
<b>Fig. III.11</b>	Gassing (formation de gaz) de l'huile.	95
<b>Fig. III.12</b>	Les gaz principaux caractérisant le défaut	97
<b>Fig. III.13</b>	Résultats de chromatographe d'un échantillon d'huile vieillis à 450 et 16 claquage	98
<b>Fig. III.14</b>	Triangle de Duval	99
<b>Fig. III.15</b>	Spectrophotomètre T60 UV/Visible	103

<b>Fig. III.16</b>	Affichage de spectres d'absorbance mesurés	103
<b>Fig. III.17</b>	Turbidimètre modèle 2100AN avec sa cellule de mesure.	104
<b>Fig. III.18</b>	Photographie de dispositif FTIR (laboratoire de chimie Laghouat)	105
<b>Fig. III.19</b>	Exemple d'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 1600 to 1820 $\text{cm}^{-1}$ et de 1400 a 1550 $\text{cm}^{-1}$ .	105
<b>Fig. III.20</b>	Exemple d'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 3200 to 3600 $\text{cm}^{-1}$ . (Détection d'eau)	106
<b>Fig. III.21</b>	Dispositif de mesure IDA 200 TM avec Cellule d'essai de type 2903.	107
<b>Fig. III.22</b>	Exemple d'Affichage de logiciel IDA.	107
<b>Fig. III.23</b>	Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité.	109
<b>Fig. III.24</b>	Décharge dans la cellule (Erlenmeyer)	110
<b>Fig. III.25</b>	Dispositif expérimental pour l'application des points chauds	110
<b>Fig. III.26</b>	Types de papiers utilisés dans les transformateurs	111
<b>Fig. III.27</b>	Chromatographe en phase liquide HPLC (FTIR-ATR)	112
<b>Fig. III.28</b>	Cellule de mesure de facteur de dissipation électrique du papier isolant	113
<b>Fig. III.29</b>	Testeur BDV	113
<b>Fig. III.30</b>	La résistance à la traction d'un papier thermiquement amélioré vieilli à 150°C dans l'huile minérale et dans un ester naturel	114
<b>Fig. III.31</b>	Balayage en fréquence pour les trois étapes de fabrication.	114
<b>Fig. III.32</b>	Tension de recouvrement (RVM) maximale en fonction du temps pour les trois étapes de fabrication.	115
<b>Fig. III.33</b>	Schéma d'interprétation d'une analyse PDC sur transformateur.	116
<b>Fig. III.34</b>	L'effet du vieillissement thermique sur le courant de dépolarisation	116
<b>Fig. III.35</b>	Cellule d'essai de type 2903 pour la mesure des propriétés électriques	117
<b>Fig. III.36</b>	Analyse du facteur de dissipation diélectrique dans le domaine fréquentiel FDS	117
<b>Fig. III.37</b>	Photographie de l'appareil de mesure au laboratoire ISOLIME	118
<b>Fig. III.38</b>	Courbe typique de la RVM des transformateurs	118
<b>Fig. III.39</b>	Inspection infrarouge sur un transformateur et sur un disjoncteur	119
<b>Fig. III.40</b>	Dispositif de mesure par camera UV.	120
<b>Fig. III.41</b>	Prédiction du facteur de dissipation diélectrique pour 5000 heures et à 0.1mHz	122
<b>Fig. III.42</b>	Prédiction de furane dans l'huile de transformateurs	122
<b>Fig. III.43</b>	L'évolution de gassing en fonction de paramètres de liquides isolant (Ester naturel)	123
<b>Fig. III.44</b>	Comparaison entre l'humidité mesurée et l'humidité estimée par réseau de neurone	123
<b>Fig. III.45</b>	Prédiction des gaz dissous $\text{C}_2\text{H}_6$ et $\text{CH}_4$ utilisant les méthodes PSO-SVM, GM	124
<b>Fig. III.46</b>	Interface homme-ordinateur pour le diagnostic des transformateurs	125
<b>Fig. III.47</b>	Interface de menu conçus pour le diagnostic des transformateurs	126
<b>Fig. III.48</b>	Interface de menu conçus pour le diagnostic par différentes méthodes DGA	126

## ***Chapitre IV***

<b>Fig. IV.1</b>	Technique de déshumidification de l'huile	134
<b>Fig. IV.2</b>	Séchage et imprégnation de papier	134
<b>Fig. IV.3</b>	Stratégie générale du travail expérimental	136

### ***- Partie 1-***

<b>Fig. IV.1.1</b>	Méthodologie expérimentale adoptée pour l'étude de stabilité des liquides isolants sous test D6180	138
<b>Fig. IV.1.2</b>	Déroulement de test ( D6180) au laboratoire Isolime	139

<b>Fig. IV.1.3</b> Courbes de pression des gaz générés sous décharge électrique de différentes huiles neuves	140
<b>Fig. IV.1.4</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique de différentes huiles neuves	141
<b>Fig. IV.1.5</b> Balayage de fréquence de la conductivité électrique de différentes huiles neuves	141
<b>Fig. IV.1.6</b> Comparatif des propriétés électriques des différents liquides avant et après test de stabilité	142
<b>Fig. IV.1.7</b> Cellule ou cuve de mesure à usage unique de 2,5 ml d'huile	143
<b>Fig. IV.1.8</b> Procédure de mesure de la turbidité selon la norme ASTM D6180	144
<b>Fig. IV.1.9</b> Courbe de l'absorbance avant illustrant les produits de décomposition dissous de différentes huiles neuves	144
<b>Fig. IV.1.10</b> La teneur en eau dans différentes huiles neuves avant et après le test D6180	145
<b>Fig. IV.1.11</b> La tension interfaciale (IFT) de différentes huiles neuves avant et après le test de stabilité	146
<b>Fig. IV.1.12</b> Effet de l'exposition des différents liquides au champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 500 à 3000 cm <sup>-1</sup> .	147
<b>Fig. IV.1.13</b> Effet du temps de vieillissement sur le dégagement de gaz des huiles neuves sous champ électrique	148
<b>Fig. IV.1.14</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour des périodes prolongées.	149
<b>Fig. IV.1.15</b> Balayage de fréquence de la conductivité pour des périodes prolongées	149
<b>Fig. IV.1.16</b> Effet de vieillissement électrique durant des périodes prolongées sur le facteur de dissipation diélectrique	150
<b>Fig. IV.1.17</b> Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous d'une huile isolante soumise au test de stabilité pendant des périodes prolongées.	150
<b>Fig. IV.1.18</b> Effet du vieillissement sur les produits de dégradation.	151
<b>Fig. IV.1.19</b> Effet du vieillissement électrique sur la teneur en eau pour l'huile minérale et l'ester naturel	151
<b>Fig. IV.1.20</b> Effet du vieillissement électrique sur la tension interfaciale	152
<b>Fig. IV.1.21</b> Effet du l'exposition au champ électrique a des périodes prolongées sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 500 à 3000 cm <sup>-1</sup> .	153
<b>Fig. IV.1.22</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour des huiles neuve et vieillis thermiquement a 115 <sup>0</sup> C avec cuivre et papier	154
<b>Fig. IV.1.23</b> Comparaison de l'effet de vieillissement thermique sur les produits solubles des différentes huiles.	154
<b>Fig. IV.1.24</b> Influence de vieillissement thermique sur les paramètres des différentes huiles	155
<b>Fig. IV.1.25</b> Effet du vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 500 à 3000 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles	156
<b>Fig. IV.1.26</b> Effet du période de vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 500 à 3000 cm <sup>-1</sup> .	157
<b>Fig. IV.I.27</b> Pression des gaz générés pour différentes huiles vieillis thermiquement.	158
<b>Fig. IV.I.28</b> Effet de période de vieillissement sur l'évolution de gaz générés sous décharge électrique de l'huile minérale Nynas.	159
<b>Fig. IV.1.29</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour des huiles neuves et vieillis thermiquement a 115 <sup>0</sup> C avec cuivre et papier	159
<b>Fig. IV.1.30</b> Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur le facteur de dissipation électrique de différentes huiles avant et après D6180	160
<b>Fig. IV.1.31</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour l'huile minérale Nynas a différents durées de vieillissement	160

<b>Fig. IV.1.32</b> Evolution de facteur de dissipation diélectrique en fonction de l'âge de vieillissement thermique avant et après D6180	161
<b>Fig. IV.1.33</b> Courbe de l'absorbance avant illustrant les produits de décomposition dissous pour différentes huiles vieillis.	161
<b>Fig. IV. I.34</b> Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits de décomposition dissous de différentes huiles avant et après le test de stabilité.	162
<b>Fig. IV.1.35</b> Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits insolubles pour différentes huiles avant et après le test de stabilité.	162
<b>Fig. IV.1.36</b> Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur la teneur en eau pour différentes huiles avant et après le test de stabilité.	163
<b>Fig. IV.1.37</b> Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur la tension interfaciale pour différentes huiles avant et après le test de stabilité	163
<b>Fig. IV.1.38.</b> Evolution de produits de décomposition en fonction de la durée de vieillissement thermique avant et après le test de stabilité	164
<b>Fig. IV.1.39.</b> Evolution de la teneur en eau en fonction de la durée de vieillissement thermique avant et après le test de stabilité	164
<b>Fig. IV.1.40.</b> Evolution de la tension interfaciale en fonction de la durée de vieillissement thermique avant et après le test de stabilité	165
<b>Fig. IV.1.41</b> Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 500 à 3000 cm-1 des différentes huiles vieilles	165
<b>Fig. IV.1.42</b> Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 2800 à 3000 cm-1 des différentes huiles vieilles	167
<b>Fig. IV.1.43</b> Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 2000 à 1500 cm-1 des différentes huiles vieilles	167
<b>Fig. IV.1.44</b> Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 1500 à 1000 cm-1 des différentes huiles vieilles	169
<b>Fig. IV.1.45</b> Effet de période de vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge s avant et après le test de stabilité	170

## **- Partie 2.-**

<b>Fig. IV.2.1</b> Méthodologie expérimentale à adopter pour l'étude de stabilité des liquides isolants sous contrainte thermique	175
<b>Fig. IV.2.2</b> Dispositif expérimental utilisé pour l'application des points chauds	175
<b>Fig. IV.2.3</b> Déroulement du test de stabilité thermique sur le prototype 'hot spot'	176
<b>Fig. IV.2.4</b> Influence de nombre de passages sous les points chauds sur le volume des gaz générés pendant 30min	177
<b>Fig. IV.2.5</b> Comparaison des tendances au dégagement gazeux sous contrainte thermique pendant 30min pour différents liquides isolants neufs	178
<b>Fig. IV.2.6</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique et de conductivité électrique de différentes huiles neuves avant et après le test de point chaud	179
<b>Fig. IV.2.7</b> Comparatif des valeurs de DDF à 60 Hz pour différents liquides avant et après passage sous contrainte thermique locale.	179
<b>Fig. IV.2.8</b> Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous de différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique	180
<b>Fig. IV.2.9</b> Comparaison de valeurs de produits de décomposition dissous de différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique	180
<b>Fig. IV.2.10</b> Comparaison de valeurs de turbidité de différentes huiles neuves avant et après le passage sous la contrainte thermique locale	181

<b>Fig. IV.2.11</b> Variation de la teneur en eau dans différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique (point chaud)	181
<b>Fig. IV.2.12</b> La tension interfaciale dans différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique (point chaud)	182
<b>Fig. IV.2.13</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 4000 à 500 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles neuves	183
<b>Fig. IV.2.14</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 3000 à 2800 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles neuves	184
<b>Fig. IV.2.15</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 2000 à 1500 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles neuve	184
<b>Fig. IV.2.16</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 1500 à 500 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles neuves	185
<b>Fig. IV.2.17</b> Influence de vieillissement thermique sur la tendance au dégagement de gaz des différents liquides isolants vieillis	187
<b>Fig. IV.2.18</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité pour différentes huiles neuves et vieilles après le test point chaud	187
<b>Fig. IV.2.19</b> Comparatif des propriétés électriques des différents liquides passés sous contrainte thermique	188
<b>Fig. IV.2.20</b> Courbes de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous pour différentes huiles neuves et vieilles après le passage sous contrainte thermique	188
<b>Fig. IV.2.21</b> Comparaison de valeurs de produits de décomposition dissous pour différentes huiles neuves avant et après le passage sous contrainte thermique	189
<b>Fig. IV.2.22</b> Comparaison de valeurs de produits insolubles pour différentes huiles neuves avant et après le passage sous contrainte thermique	189
<b>Fig. IV.2.23</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 4000 à 500 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles vieilles	190
<b>Fig. IV.2.24</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 3000 à 2700 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles vieilles	190
<b>Fig. IV.2.25</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 2000 à 1500 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles vieilles	191
<b>Fig. IV.2.26</b> Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par IFTR dans la gamme allant de 2000 à 1500 cm <sup>-1</sup> des différentes huiles vieilles	192

### **- Partie 3-**

<b>Fig. IV.3.1</b> Méthodologie expérimentale adoptée pour l'étude de contraintes multiples	197
<b>Fig. IV.3.2</b> Schéma de l'appareil utilisé pour l'essai du claquage de l'huile	198
<b>Fig. IV.3.3</b> Résultats expérimentaux de gassing sous champ électrique des échantillons d'huile minérale soumis à plusieurs types de contraintes	198
<b>Fig. IV.3.4</b> Résultats expérimentaux de gassing sous champ électrique des échantillons d'ester synthétique soumis à plusieurs types de contraintes	198
<b>Fig. IV.3.5</b> Résultats expérimentaux de gassing sous champ électrique des échantillons d'ester naturel soumis à plusieurs types de contraintes	199
<b>Fig. IV.3.6</b> Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique sous des contraintes multiples	200
<b>Fig. IV.3.7</b> Balayage de fréquence de la conductivité électrique sous des contraintes multiples	201
<b>Fig. IV.3.8</b> Comparatif du facteur de dissipation diélectrique sous contraintes multiples pour différents liquides isolants	202

<b>Fig. IV.3.9</b> Courbes de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous sous des contraintes multiples	203
<b>Fig. IV.3.10</b> Comparatif de produits solubles et insolubles pour différents liquides sous des contraintes multiples	203
<b>Fig. IV.3.11</b> Comparatif de teneur en eau dans différentes huiles sous des contraintes multiples	204
<b>Fig. IV.3.12</b> Comparatif de tension interfaciale (IFT) sous différents contraintes	205

## *Chapitre V*

### *- Partie 1-*

<b>Fig. V.1.1</b> Modélisation des paramètres de l'huile minérale en fonction du temps de décharge	216
<b>Fig. V.1.2</b> Modélisation des paramètres de l'ester naturel en fonction de temps de décharge	216
<b>Fig. V.1.3</b> Courbes de régression du facteur de dissipation diélectrique à 0.1 Hz par les deux méthodes en fonction des paramètres sélectionnés pour une huile minérale	219
<b>Fig. V.1.4</b> Courbes de régression du facteur de dissipation diélectrique à 0.1 Hz par les deux méthodes en fonction des paramètres sélectionnés pour un ester naturel	219
<b>Fig. V.1.5</b> Architecture du modèle ANNs proposé pour le calcul de $\text{tg}\delta$	220
<b>Fig. V.1.6</b> Performance de la prédiction (Phase d'apprentissage)	221
<b>Fig. V.1.7</b> Prédiction de $\text{tg}\delta$ de l'huile minérale par réseaux de neurones	222
<b>Fig. V.1.8</b> Prédiction de $\text{tg}\delta$ de l'ester naturel par réseaux de neurones	222
<b>Fig. V.1.9</b> Structure du modèle ANFIS proposée	223
<b>Fig. V.1.10</b> Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées pour une huile minérale	224
<b>Fig. V.1.11</b> Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées pour un Ester naturel	225
<b>Fig. V.1.12</b> Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour une huile minérale	225
<b>Fig. V.1.13</b> Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour un Ester naturel	226

### *- Partie 2-*

<b>Fig. V.2.1</b> Courbes de régression de la pression de gaz dégagé par les deux méthodes en fonction des paramètres de dégradation pour une huile minérale	230
<b>Fig. V.2.2</b> Courbes de régression de la pression de gaz dégagé par les deux méthodes en fonction des paramètres de dégradation pour un Ester naturel	231
<b>Fig. V.2.3</b> Architecture du modèle ANNs proposé pour la prédiction de pression de gaz généré sous décharge électrique pour l'huile minérale	231
<b>Fig. V.2.4</b> Performance de la prédiction (Phase d'apprentissage)	232
<b>Fig. V.2.5</b> Prédiction de gazage en fonction des paramètres de dégradation de l'huile minérale par réseaux de neurone	233
<b>Fig. V.2.6</b> Prédiction de gazage en fonction des paramètres de dégradation de l'ester naturel par réseaux de neurone	233
<b>Fig. V.2.7</b> Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées par la méthode Anfis pour une huile minérale	234
<b>Fig. V.2.8</b> Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour une huile minérale	234
<b>Fig. V.2.9</b> Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées par la méthode Anfis pour un Ester naturel	235
<b>Fig. V.2.10</b> Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour un Ester naturel	235

# *Liste des tableaux*

## *Chapitre I*

<b>Tableau I.1</b> Comparaison des Propriétés typiques des principaux liquides diélectriques en valeurs typiques	16
<b>Tableau I.2</b> Choix du liquide isolant pour différents types de transformateurs	30
<b>Tableau I.3</b> Différentes marques de papier aramide.	33
<b>Tableau I.4</b> Données techniques du carton Transformer board TIV d'épaisseur 3 mm	34
<b>Tableau I.5</b> Propriétés typiques de matériaux isolants solides	37

## *Chapitre II*

<b>Tableau II.1</b> Les gaz dissous dans les échantillons de l'huile minérale après application de test de calquage	62
<b>Tableau II.2</b> Énergies requises pour briser les liaisons moléculaires.	64
<b>Tableau II.3</b> Vitesse de dégradation Kn par jour	73
<b>Tableau II.4</b> Variation de l'humidité du papier imprégné et de l'huile vieillis avec ce papier sous l'influence de la température	75

## *Chapitre III*

<b>Tableau III.1</b> Normes utilisées par SONELGAZ pour l'analyse de la BORAK22	89
<b>Tableau III.2</b> Action basée sur la méthode TDCG/C57	100
<b>Tableau III.3</b> Les méthodes d'essais sur les fluides diélectriques	101

## *Chapitre V*

<b>Tableau V.1.1</b> Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes	217
<b>Tableau V.1.2</b> Degré de corrélation des approches	220
<b>Tableau V.2.1</b> Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes	228
<b>Tableau V.2.2</b> Comparaison de degré de corrélation des approches	230

# *Table des matières*

<i>Introduction générale</i>	01
<i>Problématique</i>	05
<i>Objectifs de l'étude</i>	07
<i>Originalité du travail</i>	09

## *Chapitre I    Système d'isolation des transformateurs de puissance*

I.1. Introduction	10
I.2. Classification des transformateurs de puissance	11
I.3 Constitution des transformateurs de puissance	11
I.4 Le système d'isolation dans les transformateurs de puissance	13
I.4.1. Isolants liquides	14
I.4.2 Principaux types d'isolants liquides	16
I.4.2.1 Les huiles minérales	17
I.4.2.2 Huiles synthétiques	23
I.4.2.3 Avantage des esters par rapport à l'huile minérale	27
I.4.2.4. inconvénients des esters par rapport à l'huile minérale	28
I.4.3 Huiles silicones	28
I.4.4 Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique	29
I.5 Isolation solide	30
1.5.1 Principaux types d'isolation solide	30
I.5.1.1 Isolation solide conventionnelle	31
I.5.1.2 Isolation solide haute température	32
1.5.2 Propriétés du papier isolant	33
I.6 Complexe Huile/Papier	37
I.6.1 Les différentes configurations du système d'isolation des transformateurs	39
I.7 Conclusion	41
I.8 Références	42

## *Chapitre II    Vieillissement des isolants électriques dans les transformateurs de puissance*

II.1. Introduction	45
II.2 Les types de contraintes dans le transformateur de puissance	46
II.3 Vieillissement et dégradation des isolants	47
II.4 vieillissement des isolants liquides	47



II.4.1 Vieillissement thermique des isolants liquides	54
II.4.1.1 Stabilité chimique des huiles en fonction du temps de vieillissement thermique	54
II.4.1.2 Influence du vieillissement thermique sur les propriétés diélectriques	57
II.4.2 Vieillissement électrique des isolants liquides	58
II.4.2.1 Vieillissement électrique par claquage	59
II.4.2.2 Vieillissement électrique sous champ	62
II.5 Vieillissement de l'isolation solide	69
II.5.1 Vieillissement du papier.	69
II.6 Vieillissement du complexe huile/papier	74
II.6.1 Vieillissement thermique du papier imprégné	74
II.6.2 Vieillissement électrique du papier imprégné	77
II.6.2.1 Vieillissement sous l'effet de champ électrique	77
II.6.2.2 Vieillissement par décharge partielle	77
II.6.2.3 Vieillissement par claquage	77
II.7 Vieillissement des accessoires	78
II.8 Conclusion	79
II.9 Références	80

### ***Chapitre III      Méthodes de surveillance et de diagnostic des isolants de transformateurs***

III.1. Introduction	85
III.2 Surveillance des transformateurs de puissance	86
III.3 Méthodes de Surveillance et de diagnostic des isolants liquides	88
III.3.1 Méthodes conventionnelles	89
III.3.1.1 Test Physico-chimiques	89
III.3.1.2 Analyse de gaz dissous ( Dissolved Gas Analysis DGA)	95
III.3.2 Méthodes non conventionnelles (modernes)	102
III.3.3 Méthodes d'évaluation des isolants des transformateurs	107
III.3.3.1 Mesure de la stabilité à l'oxydation	108
III.3.3.2 Mesure de la stabilité sous décharge électrique	108
III.3.3.3 Mesure de la stabilité sous contrainte thermique	110
III.4. Méthodes de surveillance et de diagnostic de l'isolant solide	111
III.4.1 Mesures conventionnelles	111
III.4.2 Techniques modernes pour la surveillance et le diagnostic les isolants solides	115
III.5 Méthodes de surveillance et de vérification des accessoires	119
III.5.1 Thermographie infrarouge	119
III.5.2 Diagnostic par Caméra Ultraviolet	119
III.6 Application de techniques intelligentes à la surveillance et au diagnostic de transformateurs	121
III.6.1. Application des techniques de l'intelligence artificielle pour la prédiction	121
III.6.2 Application de l'intelligence artificielle pour la surveillance et le diagnostic	124
III.7 Conclusion	127
III.8 Références	128

## ***Chapitre IV Procédures expérimentales et résultats***

IV.1 Introduction	133
IV.2 Préparation des échantillons	133
IV.3 Vieillessement thermique des échantillons	134
IV.4 Stratégie du travail expérimental	135

### ***Partie 1 Etude de la stabilité des liquides isolants sous champs électrique (Test D6180)***

IV.1.1 Introduction	138
IV.1.2 Etude de la stabilité des huiles neuves sous décharge électrique	139
IV.1.3 Effet des périodes prolongées de décharge électrique sur la tendance du dégagement de gaz dans les liquides	148
IV.1.4 Effet du vieillissement thermique sur les huiles isolantes	154
IV.1.5 Etude de la stabilité des huiles vieillis sous décharge électrique	158
IV.1.5.1 Comparaison de la tendance au gazage sous champ électrique pour différents liquides	158
IV.1.5.2 Effet des périodes de vieillissement sur la tendance au gazage	158
IV.1.6 Récapitulation de la partie 1	171

### ***Partie 2 Etude de la stabilité des liquides isolants sous contrainte thermique***

IV.2.1 Introduction	174
IV.2.2 Stabilité des isolants liquides neufs sous contrainte thermique	175
IV.2.3 Stabilité des liquides vieillis sous contrainte thermique	187
IV.2.4 Récapitulation de la partie 2	193

### ***Partie 3 Etude de l'impact de contraintes multiples sur les isolants liquides***

IV.3.1 Introduction	196
IV.3.2 Procédures expérimentales	197
IV.3.3 Test de stabilité	198
IV.3.4 Mesure des caractéristiques électriques	200
IV.3.5 Mesure des caractéristiques physico-chimiques	202
IV.3.6 Récapitulation de la partie 3	205
IV.5 Conclusion	207
IV.6 Références	209

## **Chapitre V Prédiction de vieillissement par les méthodes d'intelligence artificielle**

V.1 Introduction	212
------------------	-----

### **Partie 1 Prédiction de l'évolution des paramètres électriques sous un champ électrique**

V.1.1 Introduction	215
V.1.2 Modélisation des paramètres de vieillissement électrique	215
V.1.2.1 Technique de modélisation	215
V.1.2.2 Prédiction avec la modélisation du facteur de dissipation diélectrique	218
V.1.3 Application des réseaux de neurones pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique	220
V.1.3.1 Conception d'une base de données	220
V.1.3.2 Phase d'apprentissage	221
V.1.3.3 Phase de test (la prédiction)	221
V.1.3.4 Interprétation de résultats	222
V.1.4 Application des systèmes neuro-flou pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique	223
V.1.4.1 Choix des paramètres du système ANFIS	224
V.1.4.2 Interprétation des résultats	226

### **Partie 2 Prédiction de l'évolution du dégagement de gaz sous un champ électrique**

V.2.1 Introduction	228
V.2.2 Modélisation de la génération du gaz sous un champ électrique	228
V.2.3 La prédiction de la tendance au dégagement de gaz	229
V.2.4 Application des réseaux de neurones pour la prédiction de la tendance au gazage	231
V.2.4.1 Conception d'une base de données	231
V.2.4.2 Phase d'apprentissage	231
V.2.4.3 Phase de test (la prédiction)	232
V.2.4.4 Interprétation des résultats	233
V.2.5 Application des systèmes neuro-flou pour la prédiction de tendance de gazage	234
V.2.5.1 Choix des paramètres du système ANFIS	234
V.2.5.2 Interprétation de résultats	235
V. 2 Conclusion	236
V.3 Références	237

<b>Conclusion Générale</b>	238
----------------------------	-----

Annexe I	242
----------	-----

Annexe II	255
-----------	-----

## Résumé

Vu les faiblesses présentées par les huiles minérales, de nouveaux liquides isolants commencent à être une alternative des huiles minérales dans les transformateurs. Dans cette étude, les essais sur les esters synthétiques et les esters naturels montrent leurs grandes performances, et pour la raison de sa grande stabilité sous les différentes contraintes, électriques, thermiques, et même sous des contraintes multiples, l'accent est mis sur l'ester naturel qui présente la tendance au gazage la plus faible que celle de tous les autres types d'huile.

En plus des techniques traditionnelles, trois nouvelles techniques de diagnostic issues des normes ASTM ont été utilisées : le test de stabilité qui permet de simuler le comportement sous champ électrique d'une huile, la spectrophotométrie UV/Visible qui permet de mesurer la quantité des produits de décomposition dissous dans l'huile ; et la turbidité qui mesure la pureté d'une huile neuve ou usagée.

Une modélisation mathématique du phénomène de vieillissement électrique est présentée, pour prédire le facteur de dissipation diélectrique et la tendance au gazage sous un champ électrique d'une huile minérale et d'un ester naturel. Cette modélisation utilise les paramètres de dégradation qui ont la plus forte corrélation comme des paramètres de régression. Il ressort de cette étude que les trois paramètres (DDP, Turbidité, Pression de gaz dans la cellule de décharge) sont suffisants pour prédire le facteur de dissipation diélectrique, ce qui justifie l'importance de ces nouvelles méthodes. Il a été remarqué aussi, que chaque type de fluide a son modèle et son comportement. Cette différence est attribuée à la compositions chimique qui affecte le comportement de l'huile.

L'utilisation des méthodes d'intelligence artificielle: réseaux de neurones et le system ANFIS, pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique et de la tendance au gazage de l'huile minérale et de l'ester naturel, montre que l'apprentissage sur un modèle mathématique prédéterminé, donne des résultats meilleurs que celui entraîné directement à partir des valeurs mesurées. Ce qui permet de conclure que la régression faite par les deux techniques intelligentes, n'est pas toujours convenable, l'exécution prend un temps plus lent, avec une erreur plus élevée.

**Mots clés :** Transformateurs de puissance, huiles isolantes, diagnostic, test de stabilité, suspensions colloïdales, produits de décomposition dissous, contrainte thermique, champ électrique, contraintes multiples, intelligence artificielle.

## Abstract

Because of weaknesses presented by mineral oils, new insulating liquids begin to be alternative of mineral oils in transformers. In this study, the different tests on synthetic esters and natural esters show their great performance, and for the reason of its high stability under various constraints, electrical, thermal, and even under severe conditions, the focus is on the natural ester that has the lower gassing tendency than all other oils types.

In addition to traditional techniques, three new diagnostic techniques from ASTM standards were used: stability testing to simulate the insulating oil behavior under electric field, the visible spectrophotometry UV to measure the quantity of dissolved products dissolved in the oil; and turbidity measuring the purity of new or used oil.

Mathematical modeling of electrical aging is presented to predict the dielectric dissipation factor and the gassing tendency under electrical field of mineral oil and natural ester. This model uses the degradation parameters that have the highest correlation as regression parameters. It appears from this study that the three parameters (DDP, Turbidity, gas pressure in the discharge cell) are sufficient to predict the dielectric dissipation factor, justifying the importance of these new methods. It was noted also that each type of fluid has its model and its behavior. This difference is attributed to the chemical composition that affects the oil behavior.

The use of artificial intelligence methods: neural networks and ANFIS system for the prediction of the dielectric dissipation factor and the gassing of mineral oil and natural ester shows that learning about a predetermined mathematical model gives better results that led directly from the measured values. This allows concluding that the regression made by both intelligent techniques, is not always suitable, performance takes a slower time, with a higher error.

**Keywords:** Power transformer, insulating oils, diagnostics, stability testing, colloidal suspensions, dissolved decomposition products, overheating stress, electrical field, multiple constraints, artificial intelligence.

## ملخص

إن نقاط الضعف العديدة للزيوت المعدنية كسوائل عازلة دفعت باستبدالها بأنواع زيوت أخرى. في هذه الدراسة، أظهرت مختلف التجارب على زيوت استر اصطناعية وأخرى طبيعية أدائها الكبير ونسبة استقرار عالية تحت إجهادات مختلفة: كهربائية، حرارية، وحتى تحت ظروف عمل قاسية، وقد تم التركيز على زيت الاستر الطبيعي بما لديه من مستوى انبعاث الغازات أقل من جميع الأنواع الأخرى.

بالإضافة إلى التقنيات التقليدية، استخدمت ثلاث تقنيات تشخيصية جديدة مستمدة من المعايير الأمريكية ASTM: اختبار الاستقرار لمحاكاة السلوك في مجال كهربائي، القياس الطيفي بالأشعة فوق البنفسجية، لقياس كمية المنتجات المتحللة المذابة في الزيت. والمقياس الطيفي لقياس نسبة تعكر الزيت سواء كانت جديدة أو مستعملة.

قدمنا أيضاً نمذجة رياضية لظاهرة الشبوخة الكهربائية وذلك للتنبؤ بتغير عامل التبريد الكهربائي و تغير انبعاث الغازات تحت تأثير الحقل الكهربائي وذلك للزيت المعدني والاستر الطبيعي. استخدم هذا النموذج الخصائص الفيزيائية أو الكهربائية التي لديها أعلى درجة ارتباط. ويبدو من هذه الدراسة أن الخصائص الثلاث (المواد المتحللة والمذابة، العكارة، ضغط الغاز في خلية التفريغ) كافية للتنبؤ بتغير عامل التبريد، وهذا يبرر أهمية هذه الأساليب التشخيصية الجديدة. ولوحظ أيضاً أن كل نوع من السوائل لديها نموذج وسلوك معين. ويعزى هذا الفارق إلى التراكيب الكيميائية التي تؤثر على سلوك الزيوت.

إن استخدام تقنيات الذكاء الاصطناعي: الشبكات العصبية والنظام الهجين شبكات عصبية صناعية/المنطق الغامض للتنبؤ بعامل التبريد و بضغط الغاز المنبعث من الزيوت المعدنية والاستر الطبيعي، قد بين أن مرحلة التكوين في البرمجة بتقنيات الذكاء الصناعي بنموذج رياضي محدد سلفاً يعطي نتائج أفضل من ذلك المكون مباشرة من القيم المقاسة. وهذا يسمح بالاستنتاج بأن النماذج المحسوبة بالتقنيات الذكية، ليست دائماً مناسبة، حيث تأخذ وقتاً أكثر مع نسبة خطأ أعلى.

كلمات مفتاحية: محول الكهرباء، الزيوت العازلة، التشخيص، الثبات، ومعلقات غروية، منتجات التحلل المذابة، الإجهاد الحراري، الحقل الكهربائي، إجهادات متعددة، الذكاء الاصطناعي.

***INTRODUCTION  
GENERALE***

## *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.

Les pannes des transformateurs de puissance sont étroitement liées aux défauts dans leurs systèmes d'isolation. 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. Les défauts, à l'origine intermittents, commencent alors à persister dans le système et s'ils ne sont pas détectés, cela peut mener à des pannes catastrophiques et engendrer par conséquent, d'énormes coûts de réparation.

L'analyse du complexe isolant constitué d'huile et de papier cellulose fournit des informations non seulement sur la qualité de ces derniers, mais permet aussi de détecter les signes de défaillances. En contrôlant de façon continue la condition des isolations, les défauts naissants peuvent être détectés à temps et les pannes potentielles seront évitées.

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, des méthodes nouvelles et des méthodes qui sont encore au stade de la recherche. 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, la résistance d'enroulement, et la thermographie infrarouge. Les nouvelles méthodes incluent le test de décharges partielles en ligne, la mesure du facteur de puissance en ligne, la spectroscopie

diélectrique, la méthode de la tension de recouvrement, l'analyse de réponse fréquentielle, etc. En plus, des efforts ont été déployés pour élaborer des capteurs, de l'instrumentation et des logiciels impliquant les méthodes d'intelligence artificielle, et ce pour la surveillance en ligne de certaines des propriétés mentionnées. Mais une approche globale de la réalité du comportement du système été, en quelque sorte, omise.

En outre, compte tenu de la nécessité actuelle à utiliser de nouveaux matériaux à grandes performances, y compris le remplacement des huiles minérales par des esters vu les faiblesses marquées par la première et les grandes performances de ce dernier, surtout au niveau environnementale. La recherche des nouvelles méthodes de diagnostic et/ou la normalisation des méthodes existantes est devenue primordiale. A cet effet, de nouvelles techniques de maintenance et de nouveaux outils de diagnostic sont alors nécessaires. L'ASTM développe des méthodes d'essai plus précises et fiables que celles existantes, capables de surveiller étape par étape le processus de décomposition des liquides isolants. L'utilisation de telles méthodes constituera un outil économique de planification de l'entretien du réseau électrique.

Dans la présente étude, un vieillissement accéléré portant sur le vieillissement électrique selon la norme ASTM D6180, un vieillissement thermique selon la norme ASTM D 1934, l'application de point chaud et certaines applications combinées ont été réalisés sur des huiles minérales, des esters naturels et des esters synthétiques. Toutes les propriétés possibles, qui sont susceptibles d'être affectées par la dégradation, sont périodiquement évaluées. Pour cela, les méthodes de mesure et d'analyse ASTM<sup>1</sup>, ont été utilisées.

Certaines propriétés qui sont fortement liées à la dégradation de l'isolation sont largement étudiées et mentionnées comme paramètres signifiants. Ces paramètres, seront utilisés ci-après pour la modélisation et la prédiction de l'évolution de propriétés électriques et de la tendance de gazage sous champ électrique, en utilisant des techniques de l'intelligence artificielle connues comme des prédicteurs performants.

Ce travail comporte cinq chapitres.

- Le premier chapitre présente de manière générale les éléments constituant les transformateurs de puissance, les différentes isolations liquides et solides utilisées ainsi que les principales propriétés et les critères de choix des isolants.

---

<sup>1</sup> *Annual Book of ASTM Standards, in Electrical insulation and electronics. 2005.*

- Le deuxième chapitre donne d'une façon générale, les causes et les mécanismes de vieillissement associés aux isolants du transformateur. Les produits formés de chaque type de vieillissement sont ainsi décrits, en présentant l'état des lieux des travaux de recherche réalisés récemment, et leurs résultats expérimentaux.
- 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 la partie expérimentale de cette étude. A la fin de ce chapitre, nous avons présenté l'état d'avancement de travaux de recherche liés à ce sujet.
- Le quatrième chapitre est divisé en trois parties.
  - La première porte sur l'étude comparative de la stabilité des différents types des huiles neuves et vieilles sous contrainte électrique. Elle traite la tendance au gazage des huiles isolantes liquides sous champ électrique, même à des périodes prolongées. Les méthodes de mesures et d'analyse récentes, ont été utilisées pour mesurer la quantité de gaz émis, et révéler les effets secondaires de gazage dû aux réactions chimiques secondaires entre les chaînes hydrocarbures brisées. Cette étude fournit une meilleure compréhension du mécanisme de décomposition des mélanges complexes d'hydrocarbures constituant les huiles isolantes. Elle permet d'estimer quantitativement par la mesure de la pression, l'aptitude d'une huile isolante à résister à la décomposition sous le seul effet d'une contrainte électrique et clarifie le rôle des produits d'oxydation sur le comportement sous champ électrique des différentes huiles vieilles. Notons que l'huile minérale Borak 22 est malicieusement étudiée dans cette partie.
  - La deuxième partie, présente une étude de la stabilité des huiles neuves et vieilles sous contrainte thermique, une cellule de test conçue par la chaire Isolime a été utilisée. Ce test traite la tendance au gazage des huiles isolantes sous contrainte thermique. Les méthodes de mesures et d'analyse traditionnelles et récentes ont été utilisées afin d'évaluer de façon comparative le comportement des différents types de fluides isolants étudiés. L'impact des produits d'oxydation sur le phénomène de gazage sous contrainte thermique, est aussi dévoilé dans cette partie.



- A la troisième partie, nous étudions par divers scénarios expérimentaux les comportements de liquides isolants sous diverses contraintes, et nous suivons l'évolution des différents paramètres, en particulier lorsque plusieurs contraintes sont appliquées ensemble, et ce pour s'approcher plus des conditions réelles du transformateur. Nous avons appliqué trois types de contraintes sur l'huile minérale, l'ester synthétique et l'ester naturel, afin de comparer leurs comportements face à une telle situation.
  
- Dans le cinquième chapitre, les résultats expérimentaux obtenus ont été utilisés dans l'étude de corrélation, qui nous aidera dans l'analyse de régression et la modélisation du vieillissement par le contrôle de propriétés électriques et le taux de gazage sous champs électrique. L'étude de corrélation permettra d'apporter une grande précision dans l'analyse de régression et la prédiction par techniques d'intelligence artificielle (réseaux de neurones ANNS, et Neuro-flou ANFIS). Cette application permet la prédiction du vieillissement électrique (évolution de propriétés électriques et de la tendance de gazage) de l'huile minérale et l'ester naturel à des périodes prolongées.
  
- Nous avons subdivisé ce chapitre en deux parties :
  - Partie I : Prédiction de l'évolution du facteur de dissipation diélectrique sous champ électrique
  - Partie II : Prédiction de la tendance au gazage sous champ électrique.Une comparaison entre le comportement des deux liquides a été fournie et à la lumière des résultats, la performance de chaque technique d'intelligence artificielle a été prouvée.

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.

# *Problématique*

Depuis près d'un siècle, l'isolation traditionnelle ou conventionnelle<sup>2,3</sup> (complexe huile/cellulose) a été le type d'isolation par excellence dans les transformateurs de puissance et dans la plupart des équipements électriques de puissance (câbles, bornes de traversée, etc.). L'huile minérale constitue le liquide isolant le plus couramment employé dans cette isolation, d'une part pour ses propriétés physico-chimiques et d'autre part pour son faible coût et sa disponibilité. Cependant les performances de cette huile commencent à être limitées par rapport aux nouveaux critères. Des nouvelles huiles commencent à être employées. Elles possèdent des propriétés très performantes, et leur biodégradabilité les rend des huiles plus convenables.

Plusieurs études<sup>2</sup> ont été effectuées pour évaluer les performances des différents types de liquides isolants. Il ressort de ces études que les esters naturels sont des matériaux prometteurs dans la mesure où son processus de vieillissement est faible. Du point de vue environnemental, ces liquides sont à très haute biodégradabilité.

Une question se pose ici: qu'est ce qui inciterait une compagnie ou une institution à remplacer son ancien transformateur à l'huile minérale, ou à acheter un nouveau transformateur à huile ester, surtout que le prix des esters est très élevé comparativement à celui de l'huile minérale? Cette question est davantage cruciale quand il s'agit d'un transformateur de puissance, qui représente un très grand investissement financier de l'ordre de quelques millions de dollars<sup>4</sup>. Là, l'incitatif fondamental de l'acheteur serait, de lui fournir et assurer des moyens et des méthodes qui permettraient de surveiller l'état de santé de son transformateur. En d'autres termes qu'il puisse disposer d'un outil de diagnostic très fiable pour son transformateur.

Mais, le problème principal du système d'isolation est l'incertitude de sa fiabilité due aux mécanismes mal compris de vieillissement et de dégradation sous l'effet de diverses contraintes, notamment électriques, mécaniques, environnementales et thermiques. Ces dernières années, un certain nombre d'études sur le comportement du vieillissement du papier de cellulose et de l'huile

---

<sup>2</sup> I. Fofana, H. Borsi, and E. Gockenbach, "Results on aging of cellulose paper under selective conditions," in *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, 2001 Annual Report Conference on, 2001, pp. 205-208.

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> T. Westman, P. Lorin, and P. Ammann. (2010). "Fit at 50" Available at : [https://library.e.abb.com/public/ABB\\_Review\\_English.pdf](https://library.e.abb.com/public/ABB_Review_English.pdf)

minérale, impliquant plusieurs paramètres de dégradation, ont été réalisées pour prédire la vie restante des transformateurs. Cependant, les résultats sont loin d'être satisfaisants, la majorité de ces études sont confinées seulement au vieillissement thermique et donc ne simule pas les conditions de vie réelle des transformateurs. Ainsi, une compréhension complète des phénomènes de vieillissement est indispensable pour réaliser une prévision plus fiable de la durée de vie et pour développer des méthodes plus efficaces de surveillance et de diagnostic de l'isolation.

Des millions de dollars ont été investis pour améliorer la gestion des cycles de vie des stations électriques, particulièrement ces dernières années où les transformateurs commencent à dépasser leur durée de vie théorique. Un gain économique énorme sera réalisé en gardant les transformateurs en service au-delà de leur fin de vie, mais, quel est le danger qui peut être présenté, si on prend une telle décision, son avoir des systèmes de surveillance et de diagnostic très performants installés ?

Un critère de fin de vie qui tient compte de tous les paramètres mesurés par ces systèmes, est nécessaire, l'expérience montre en effet, qu'il est plus utile de mesurer le plus de paramètres électriques, physico-chimiques et mécaniques possibles, car la question de savoir lesquels jouent un rôle significatif dans le processus de vieillissement des matériaux n'est pas encore tranchée.

Répondant aux points ci-dessus, nos objectifs ont été tracés comme suit :

## ***Objectifs de l'étude***

Cette étude rentre dans le cadre des recherches sur les matériaux isolants, celles-ci s'articulent autour de quelques thèmes, dans le but d'améliorer la fiabilité et la sûreté des réseaux électriques par l'étude des comportements des systèmes d'isolation liquides et mixtes, utilisés dans les équipements de haute tension.

Les objectifs spécifiques de ce travail peuvent ainsi être résumés comme suit :

- **L'étude comparative de stabilité des différents liquides isolants neufs**

La connaissance de la stabilité aux contraintes électrique et thermique des huiles isolantes neuves, est parmi les méthodes de mesures de qualité des isolants liquides. La comparaison de stabilité de plusieurs types d'huiles isolantes, notamment celles qui sont connues comme des « *Environmental friends* », est dans le but d'identifier les phénomènes fondamentaux qui y sont impliqués, et d'établir la relation entre le vieillissement de l'isolation et les produits de dégradation de chaque type de fluide selon sa composition chimique et son mécanisme de vieillissement.

En connaissant la stabilité de l'huile neuve utilisée pour les transformateurs de puissance, les entreprises d'électricité pourront déterminer précocement les problèmes potentiels pouvant entraîner des dégagements gazeux ou des pannes de transformateurs dues à l'utilisation de tel ou tel type d'huile, et donc, de savoir d'avance le comportement de leur huile neuve, et de choisir, laquelle est la meilleure.

L'huile Borak 22 sera étudiée et comparée aux autres type d'huile, vu sa large utilisation par la compagnie de Sonelgaz en Algérie.

- **L'étude comparative de stabilité des différents liquides isolants vieillis**

L'étude de stabilité des huiles vieilles thermiquement, nous permettra de savoir l'effet de produits d'oxydation sur la stabilité de ces huiles. Pour l'huile en service, elle peut être surveillée périodiquement par différents tests pour évaluer son niveau de stabilité, et pour savoir si sa tendance au gaz n'est pas affectée. Chaque type d'huile à son comportement, en état vieilli, différents de celle en état neuf, et nous allons voir que les esters naturels vieillis sont plus stables. L'huile Borak 22 vieillie sera aussi étudiée et comparée aux autres types d'huiles isolantes.

- **L'étude des contraintes et leurs interactions mutuelles**

Par le passé, les études se consacrent à un seul type de contrainte ou de vieillissement en négligeant l'interaction d'autres facteurs. Pour s'approcher de la réalité des phénomènes dans l'isolation des transformateurs, il est nécessaire d'étudier chaque type de contrainte à part, puis, analyser les contraintes et leurs interactions mutuelles sur les processus de dégradation de l'isolation.

- **Le développement des nouvelles méthodes**

Actuellement, la mesure du facteur de dissipation diélectrique, de l'acidité, de la teneur en eau, de l'analyse de gaz dissous et de la tension de claquage sont les méthodes les plus utilisées pour évaluer le processus de vieillissement, mais ces méthodes restent limitées. Des travaux de recherche ont montré que l'utilisation de nouvelles méthodes d'analyse telle que la stabilité, les valeurs de produits solubles (DDP), la turbidité, peuvent permettre d'estimer le taux de dégradation de l'isolant liquide. Une analyse des corrélations entre les paramètres diélectriques, physiques et chimiques du système d'isolation peut à la fois construire un outil de mesure très fort, et réduire les frais et le temps d'analyse des isolants.

- **L'élaboration de modèle de vieillissement de l'huile**

Il serait intéressant de commencer par élaborer un modèle de vieillissement basé sur l'évolution de tous les paramètres recueillis durant le processus de dégradation et puis mettre en œuvre un modèle général décrivant la fin de vie de transformateur, en identifiant les paramètres majeurs qui pourront prédire l'apparition des défauts naissants et l'état de l'isolation. Des résultats encourageants ont été obtenus.

- **Techniques de modélisation et méthodes d'intelligence artificielle**

L'utilisation des programmes de prédiction et de diagnostic, mène à une indication précise des défauts des transformateurs. Cette idée est sous investigation par de nombreux chercheurs, mais encore doit être pleinement exploitée.

L'avancement dans les techniques de l'intelligence artificielle (IA) peut permettre aux ingénieurs et aux chercheurs de développer des logiciels puissants et polyvalents, pour prédire la vie du transformateur.

## *Originalité du travail*

Ce travail de recherche trouve son originalité dans les points suivants :

- 1. En ce qui concerne les tests de stabilité sous champ électrique et sous contrainte thermique, et jusqu'à ce jour, ils sont tous appliqués sur les huiles neuves. Dans ce travail, nous avons étudié d'une manière comparative la stabilité thermique et électrique des différents liquides isolants neufs et vieillis pour dévoiler l'impact de produits d'oxydation sur leur tendance au gazage.*
- 2. Vu la large utilisation et la disponibilité de l'huile Borak 22 en Algérie dans les transformateurs de puissance, nous avons testé la stabilité sous champ électrique de cette huile, suivant les nouveaux standards ASTM.*
- 3. Vu la vision actuelle et la nécessité d'utiliser les huiles végétales comme alternative des huiles conventionnelles, nous essayons par cette étude de traiter avec les méthodes d'intelligence artificielle la prédiction de dégradation sous champ électrique de ces liquides et les comparer avec les liquides conventionnels (l'huiles minérales).*
- 4. Etudier l'interaction des contraintes sur différents types d'isolation liquides (huile minérale, ester synthétique et ester naturel), et ce pour appliquer les nouvelles méthodes de surveillance et de diagnostic aux différents types de fluides isolants.*
- 5. L'établissement d'une corrélation entre les différentes techniques de diagnostic pour les transformateurs de puissance à isolation ester. Ces Techniques sont traditionnellement utilisées pour les transformateurs de puissance à isolation conventionnelle (huile minérale).*

# *Chapitre I*

## *Système d'isolation des transformateurs de puissance*

<i>1.1. Introduction</i>	<i>10</i>
<i>1.2. Classification des transformateurs de puissance</i>	<i>11</i>
<i>1.3 Constitution des transformateurs de puissance</i>	<i>11</i>
<i>1.4 Le système d'isolation dans les transformateurs de puissance</i>	<i>13</i>
<i>1.5 Isolation solide</i>	<i>30</i>
<i>1.6 Complexe Huile/Papier</i>	<i>37</i>
<i>1.7 Conclusion</i>	<i>41</i>

## I.1. Introduction

Les transformateurs de puissance sont les organes vitaux des réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique, ils assurent la conversion et le maintien du flux de puissance. Ils sont généralement utilisés dans les niveaux suivants :

- À la sortie des centrales pour élever la tension pour la transmission;
- Dans les postes d'interconnexion ou de répartition;
- Dans les postes de distribution où la tension est réduite pour être adaptée à la tension de la distribution;
- Dans les postes de distribution où la tension est réduite pour être adaptée au niveau de la tension d'utilisation des entreprises et des résidences (Figure I.1).

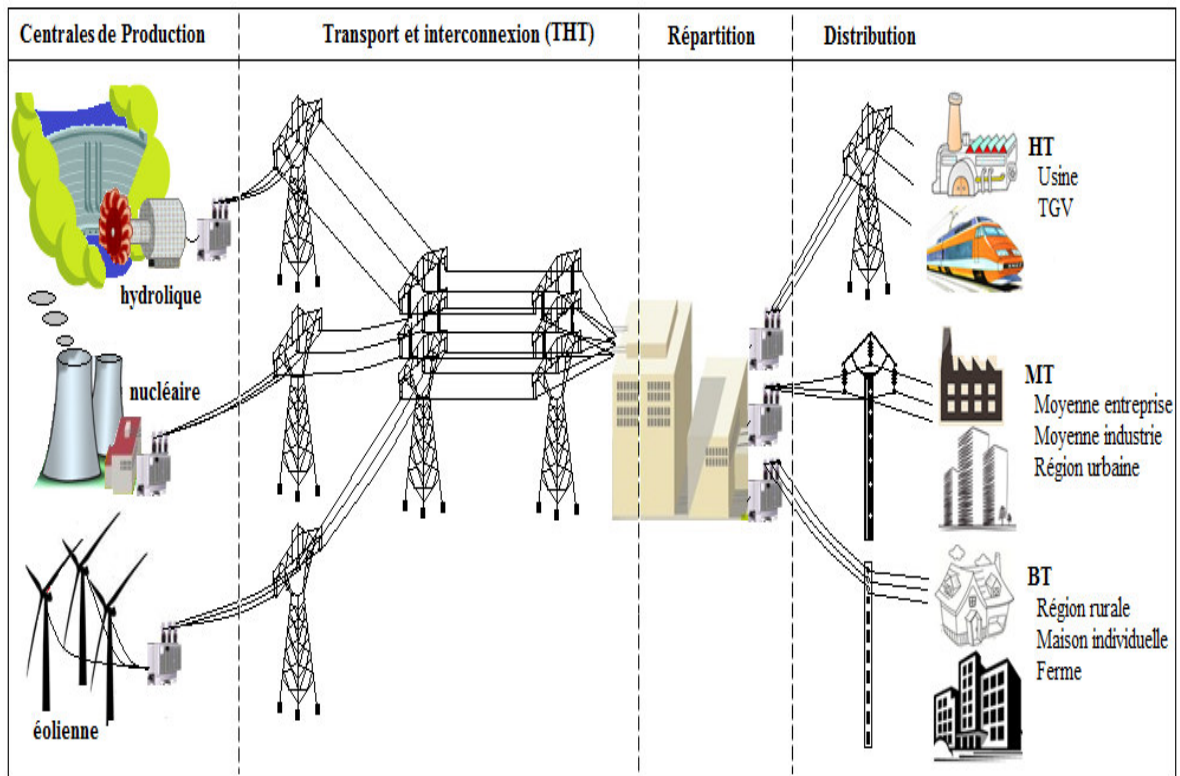


Fig. I.1. Réseau électrique

Ces équipements comportent le plus souvent des structures d'isolation mixtes, combinant au moins deux phases : solide/liquide ou solide/gaz. Ce type d'isolation est aussi présent dans d'autres appareillages comme les condensateurs de puissance, les disjoncteurs et les câbles ainsi que dans les lignes aériennes (isolateurs de support et de traversée). Dans certaines applications comme les disjoncteurs par exemple, les isolants solides sont utilisés à la fois comme enveloppes et comme isolant, mais dans le cas des transformateurs de puissance, en plus de l'isolation des bobinages et des traversées, les solides servent comme panneaux (rôle



mécanique) et comme barrière isolante en particulier dans les transformateurs cuirassés. Quant aux fluides, ils jouent également deux rôles: isolant et caloporteur.

Ce chapitre présente, brièvement au début, les différents éléments constituant les transformateurs de puissance, et met l'accent après sur les différents types d'isolation liquide et solide utilisées dans ces équipements, ainsi que leurs propriétés électriques et physico-chimiques.

## I.2. Classification des transformateurs de puissance

Selon la commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de puissance se définit comme un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, de même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [IEC 60076-1]. Cette commission classe les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [IEC 60076-7, Sch 2001]

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

## I.3 Constitution des transformateurs de puissance

La croissance des dimensions géométriques, l'élimination des pertes de chaleur et la détermination des points chauds locaux résultant des champs magnétiques sont des facteurs de plus en plus préoccupants dans la conception des transformateurs [Ver 2005].

Dans la pratique, la majorité des transformateurs de puissance sont de construction triphasée. Pour des raisons d'encombrement (poids et dimensions) et de transport, on les trouve en unités monophasées.

Les principaux organes qui constituent un transformateur sont (Figure I.2) :

- Les bornes de traversées basses et hautes tensions qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches.
- La cuve 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.
- 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.
- 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.
- Le réservoir d'huile (acier en général) est situé sur le dessus du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni dénuder les parties actives. Dans certains cas, une poche souple est présente dans le conservateur; elle permet d'éviter à l'huile d'entrer en contact avec l'air ambiant. Certains transformateurs sont munis de sécheur permettant de limiter la teneur en eau et de l'air pénétrant dans le conservateur;

- Les changeurs de prise en charge ou hors charge ;
- Le fluide diélectrique (huiles minérales, synthétiques ou végétales) ;
- Les isolants solides (papiers à base de celluloses, rubans, vernis, résines époxydes, cartons, bois...).



**Fig. I.2.** Constitution générale de transformateurs de puissance

#### I.4 Le système d'isolation dans les transformateurs de puissance

Les transformateurs de puissance sont tous remplis d'huile afin d'assurer une isolation électrique efficace par imprégnation avec des isolants celluloses 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.3) [Abd 2012].

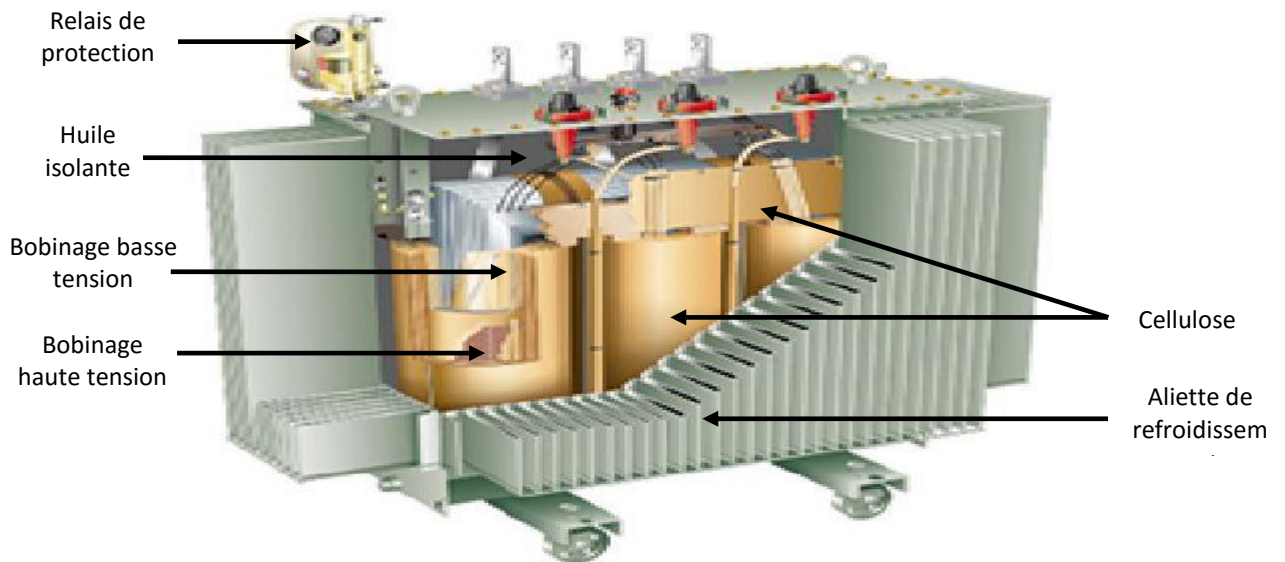


Fig. I.3. Vue intérieure d'un transformateur, type colonne [Abd 2012]

#### I.4.1. Isolants liquides

Les isolants liquides sont utilisés en électrotechnique comme imprégnant d'isolations celluloses ou comme produit de remplissage de matériels électriques très divers. Leur rôle principal est d'éliminer l'air et les autres gaz de façon à améliorer la tenue diélectrique de l'isolation, (la rigidité diélectrique des liquides étant nettement supérieure à celle des gaz). Cependant, dans beaucoup d'applications, elles servent à la fois à améliorer les propriétés diélectriques et à évacuer la chaleur d'un assemblage [Dan 2011, Boud 2005, Ber D2470].

La technologie de remplissage des transformateurs par les huiles isolantes a été développée depuis plus d'un siècle, et demeure toujours très utilisée dans les transformateurs de puissance contrairement aux transformateurs de distribution qui peuvent être secs. Ceci est expliqué par les raisons suivantes : [Abd 2012]

- Les transformateurs immergés sont plus compacts que les transformateurs secs de même puissance, ainsi que par rapport aux isolants solides, les liquides jouent un double rôle d'isolation et de refroidissement.
- Les liquides permettent d'obtenir des performances diélectriques équivalentes aux solides avec un coût meilleur.
- Pour des niveaux de tensions élevés, l'utilisation d'isolants solides seuls présente un risque énorme aux décharges partielles.
- Les analyses d'huile permettent de diagnostiquer l'état du transformateur à moindre coût.
- Les transformateurs immergés sont moins bruyants que les secs et provoquent ainsi moins de nuisance sonore.

Les huiles isolantes assurent plusieurs fonctions :

### a) Fonction diélectrique

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

- Par le diélectrique liquide seul, lorsqu'il s'agit d'une isolation entre deux pièces métalliques nues (plots de commutateur par exemple).
- Par une couche solide (papier ou carton) imprégnée de diélectrique liquide, c'est le cas par exemple de l'isolation entre deux conducteurs voisins d'un même enroulement.
- Par une isolation mixte: combinaison de films de diélectrique liquide et de barrières d'isolants solides, c'est le cas d'une isolation entre deux enroulements concentriques de tensions différentes.

Les principales propriétés qui permettent de juger l'aptitude d'une huile à remplir sa fonction de diélectrique sont la rigidité diélectrique, le facteur de dissipation ou facteur de pertes diélectriques ( $\tan \delta$ ), la permittivité relative ( $\epsilon_r$ ) et la résistivité ( $\rho$ ). Ces caractéristiques qui dépendent de la température et de la fréquence pour une tension donnée, sont essentielles pour le dimensionnement du transformateur [Abd 2012].

### b) Fonction transfert de chaleur

Bien que son rendement soit exceptionnellement élevé (99 à 99.9%), un transformateur ne peut échapper à la perte d'énergie qui accompagne toute conversion. L'énergie perdue se dissipe sous forme de chaleur nécessitant ainsi le refroidissement de l'appareil. En raison des pertes, les températures de chacun des éléments s'élèvent jusqu'à établissement d'un équilibre entre les vitesses de production et d'évacuation de la chaleur.

La chaleur à évacuer est véhiculée par circulation naturelle ou forcée de l'huile, vers les radiateurs extérieurs. Un dispositif de refroidissement bien dimensionné permet d'éviter la formation de points chauds grâce à une circulation importante et bien régulée.

Le refroidissement se fait par convection et par conduction thermique, et les principales caractéristiques qui permettent de juger l'aptitude d'une huile à évacuer la chaleur, sont la viscosité, la conductivité thermique et la chaleur spécifique [Dan 2011, Boud 2005, Ber D2470].

### c) Autres fonctions

Les huiles peuvent être aussi utilisées pour leur pouvoir extincteur d'arcs électriques (dans les chambres de coupure des commutateurs en charge et de certains disjoncteurs), en raison de leur pouvoir lubrifiant pour les matériels renfermant des pièces en mouvement (sélecteurs de prises, pompes immergées) et dans certains cas pour améliorer la résistance au feu, comme c'est le cas dans les transformateurs de distribution à proximité de la population. Enfin, elles servent à ralentir l'oxydation directe de l'isolation cellulosique [Dan 2011, Abd 2012, Ber D2470].

### I.4.2 Principaux types d'isolants liquides

Les huiles isolantes sont classées selon leurs origines. On distingue trois types : les huiles végétales (produit naturels), les huiles minérales (à base de produits pétroliers raffinés) et les liquides de synthèse. Cette classification est liée à leur ordre d'apparition chronologique dans les applications électrotechniques. En effet, les huiles végétales furent les premières utilisées, ensuite les huiles minérales ont été développées, puis les liquides de synthèse ont été fabriquées par la suite pour pallier aux lacunes de l'huile minérale dans certaines applications [Dan 2011].

Le Tableau I.1 indique les caractéristiques de performance typiques des liquides diélectriques utilisés dans les transformateurs immergés.

**Tableau I.1:** Comparaison de paramètres typiques des principaux liquides diélectriques [Ber D2470, CEI60076-14]

Propriétés	Huile minérale	Huile silicone	Esters synthétiques	Huiles végétales	Méthodes d'essais
Tension de claquage, KV	30 – 85	35 – 60	45 – 70	82 – 97	IEC 60156
Permittivité relative 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	43 – 77	ISO 3104
Viscosité à 40°C, mm <sup>2</sup> .S <sup>-1</sup>	3 – 16	35 – 40	14 – 29	16 – 37	
Viscosité à 100°C, mm <sup>2</sup> .S <sup>-1</sup>	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 (I)
Point de feu, °C	110 – 185	340 – 350	300 – 310	350 – 360	ISO 2592 (I)
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 E 1269
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. Ce liquide est également la référence pour comparer la performance à haute température [CEI60076-14].

#### I.4.2.1 Les huiles minérales

Les huiles minérales sont obtenues par raffinage de bruts de pétrole (Figure I.4). 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 [Bour 2007, Jan 2011].

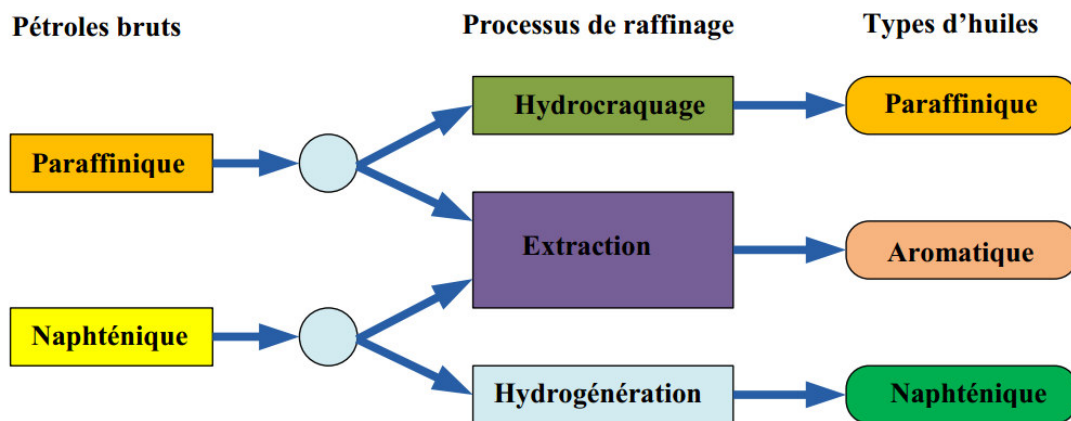


Fig. I.4 : Processus de raffinage pour les huiles brutes [Jan 2011]

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 [Boud 2005]. 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 [Dan 2011, Abd 2012, Bour 2007, Jan 2011].

### a) Composition chimique

L'huile minérale est un mélange complexe de composés naphténiques, paraffiniques, et aromatiques, tous dérivés du pétrole (figure I.5). La proportion de ces composés dans l'huile varie suivant le type d'huile.

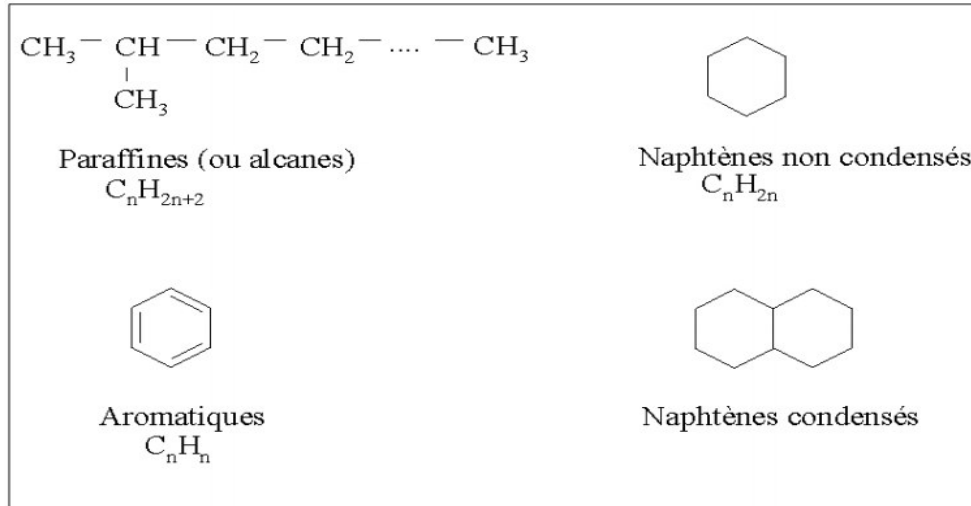


Fig. I.5 Les différents types d'hydrocarbures [Bour 2007, Jan2011, Dan 2011].

#### - Les composés paraffiniques

Les molécules de ce groupe sont aussi connues sous le nom d'hydrocarbures saturés en chaînes droites ou alcanes. Ces molécules peuvent être linéaires ou ramifiées dont la formule générale est  $C_nH_{2n+2}$  [Dan 2011]. Les alcanes de type linéaire (n-alcanes) sont connus sous le nom de paraffines ou de cires. Les molécules paraffiniques ont une stabilité thermique plus faible que celle des molécules naphténiques et aromatiques [Bour 2007].

#### - Les composés naphténiques

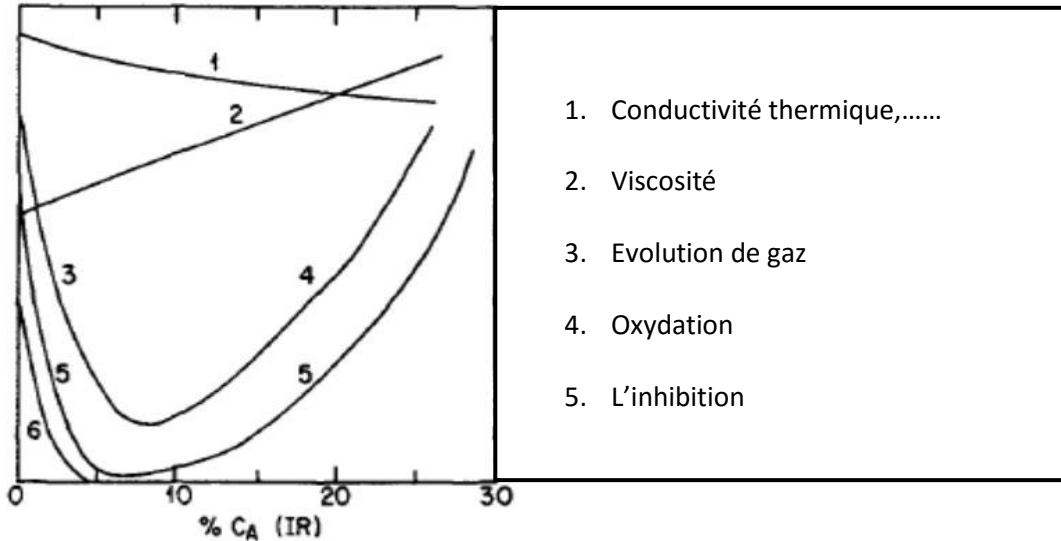
Ces composés possèdent des molécules connues sous le nom d'hydrocarbures saturés cycliques ou cyclo-alcanes. Elles correspondent à des chaînes carbonées fermées de formule générale  $C_nH_{2n}$  [Dan 2011]. Elles présentent d'excellentes propriétés à basse température et un meilleur pouvoir solvatant que les n-alcanes. On peut trouver des cyclés à cinq, six (majoritaires) ou sept atomes de carbone [Bour 2007].

#### - Les composés aromatiques

Toutes les huiles diélectriques contiennent des molécules aromatiques. Ce sont des composés cycliques, de formule générale  $C_nH_n$ . Elles sont totalement différentes des molécules paraffiniques et naphténiques, mais jouent un rôle très important dans les propriétés d'une huile



minérale, (Figure I.6) [Dan 2011]. Le benzène en est un exemple simple. Ils ont des structures à chaînes latérales ou polycycliques à deux, trois ou plus, noyaux condensés. Ces hydrocarbures sont réactifs et leur propriété de fixer l'hydrogène (formé lors du vieillissement) joue un rôle important dans la stabilité électrique des huiles minérales isolantes [Bour 2007, Jan 2011].



**Fig. 1.6:** Influence des composés aromatiques sur les propriétés physiques et chimiques des huiles minérales [Dan 2011]

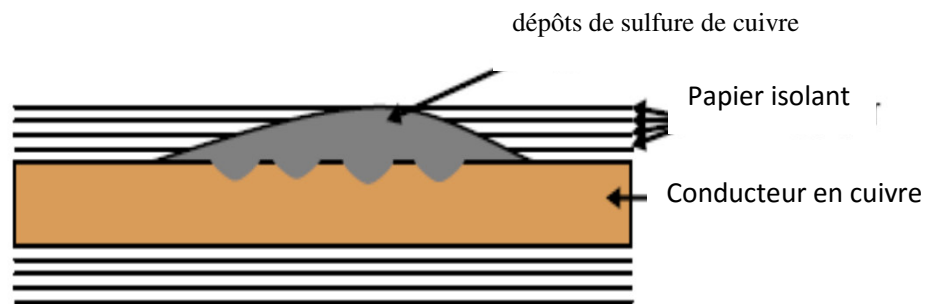
#### - Les hétéroatomes

Toutes les huiles contiennent un faible nombre de molécules d'hydrocarbures qui, dans leur structure, présentent un autre élément comme le soufre, l'azote et l'oxygène. Ces atomes sont fixés sur les structures aromatiques.

**L'azote :** La teneur en composés azotés dans les pétroles est en général faible, elle varie de 0,01% à 0,9% en masse [Ber D2470]. Les molécules contenant de l'azote peuvent présenter des propriétés basiques. C'est le cas des quinoléines ou pyridines. D'autres molécules sont plutôt acides (carbazoles ou pyrroles). La teneur en azote des huiles isolantes est relativement faible mais elle a une forte influence sur leurs caractéristiques :

- Certaines des molécules contenant de l'azote sont porteuses de charges dans un champ électrique.
- Certaines agissent comme agents initiateurs ou catalyseurs du processus d'oxydation
- Elles peuvent également agir comme agent passivant du cuivre ou d'autres métaux.

**Le soufre:** Les composés soufrés sont présents dans tous les bruts, leur pourcentage varie de moins de 0,1% à 7 % en masse [Bour 2007]. Ils ont une importance considérable dans les propriétés du pétrole et déterminent le traitement du brut lors du raffinage. Les molécules contenant du soufre dans les huiles minérales ont en général une structure aromatique. Certains types de molécules contenant du soufre peuvent agir comme inhibiteurs destructeurs de peroxydes au cours du processus d'oxydation, mais elles peuvent aussi provoquer la corrosion du cuivre. Plus elles sont efficaces en tant qu'inhibiteurs, plus elles sont réactives en terme de corrosion du cuivre (Nynas 1990 ; Jezlet al.1958) [Bour 2007]. De récentes pannes de transformateurs se sont produites à cause de la corrosion de l'huile et du cuivre accompagnée de dépôt de sulfure de cuivre ( $\text{Cu}_2\text{S}$ ) sur les bobinages [Bour 2007]. Les dépôts semblent avoir une forte adhérence avec le matériau cellulosique car il n'est pas facile de les enlever du papier. Le  $\text{Cu}_2\text{S}$  étant un bon conducteur, les couches de dépôts peuvent créer des lignes de connexion pour le courant dans le matériau isolant ou le long de sa surface.



**Fig. I.7 :** Dépôts de sulfure de cuivre sur le conducteur cuivre [Jan 2011]

**L'oxygène :** Lorsque les huiles isolantes sont neuves, la teneur en oxygène lié à des hydrocarbures est faible, elle n'excède pas 0,02% en masse. Lors du vieillissement des huiles, le phénomène d'oxydation produit des molécules contenant de l'oxygène (acides, cétones, phénols...). L'eau, qui est aussi produite pendant l'oxydation, joue un rôle destructeur dans les huiles et peut également détériorer le papier isolant avec une extrême rapidité.

Un des avantages des huiles minérales et plus particulièrement les naphthéniques, réside dans le fait qu'elles ont une faible viscosité comparée aux autres huiles isolantes pour transformateurs (Figure 1.8). Ceci permet une bonne évacuation de la chaleur et un démarrage à froid correct, mais aussi une bonne imprégnation des isolants celluloseux [Per 2009, Dan 2011].

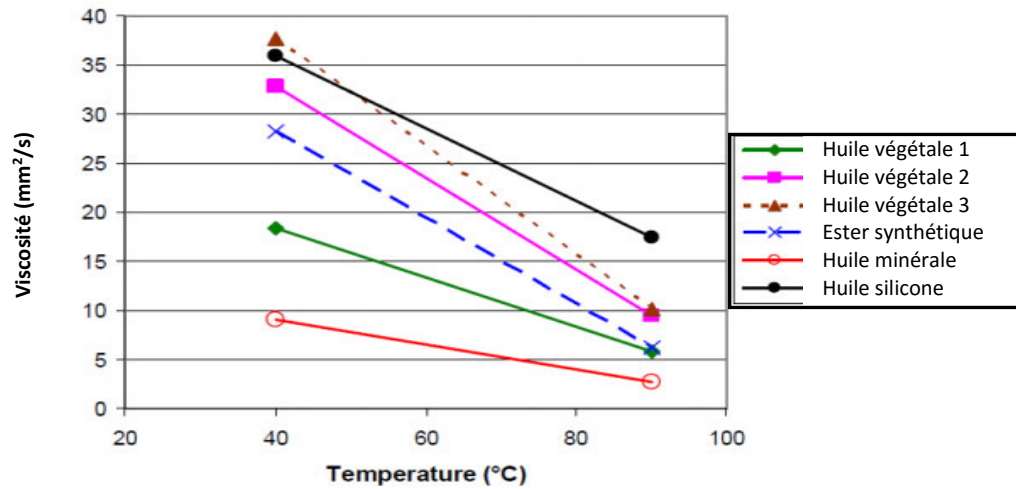
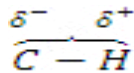


Fig. 1.8: Évaluation de la viscosité cinématique des huiles en fonction de la température [Per 2009].

## b) Caractéristiques diélectriques

### - La permittivité relative

C'est une caractéristique intrinsèque d'un matériau. Elle dépend essentiellement de la structure chimique et caractérise la polarité de la molécule. Dans les chaînes hydrocarbonées, les dipôles ont une faible polarité :



La permittivité relative des hydrocarbures est faible et voisine de 2, celle des huiles minérales est de 2,2 à 25°C. La présence d'hétéroatomes (oxygène, chlore...), en créant des dipôles de forte intensité, confère aux molécules une permittivité élevée. Elle décroît légèrement avec la température et la fréquence du courant [Bour 2007].

### - La conductivité

La conductivité n'est pas une propriété intrinsèque d'un liquide isolant. Elle est due à la présence d'impuretés ionisables en très faible concentration. Sous l'effet du champ électrique, les ions migrent, provoquant ainsi un courant de conduction. Plus la température est élevée, plus la viscosité du liquide est faible et, par conséquent la mobilité des ions est grande. De plus, la dissociation des impuretés en ions est d'autant plus forte que la température est élevée. La conductivité d'un liquide augmente avec la température. On peut diminuer la conductivité d'un liquide isolant en lui faisant subir différents traitements comme le passage à travers des lits absorbants (attapulgite, bentonite...).

Le vieillissement du liquide isolant conduit à la formation de sous-produits qui contribuent à l'augmentation de la conductivité. Les huiles isolantes ont une conductivité de l'ordre de  $10^{-11}$  à  $10^{-13} \text{ S.m}^{-1}$

#### - Le facteur de dissipation diélectrique

Ce paramètre, appelé aussi  $\tan \delta$ , figure toujours dans les spécifications d'huiles isolantes. Sous tension alternative sinusoïdale de fréquence  $f$  et de pulsation  $\omega = 2\pi f$ , les pertes par conduction sont caractérisées par la tangente de l'angle de perte  $\delta$ .

Ce facteur est également sensible aux contaminants et aux produits de vieillissement. Une huile minérale neuve possède une valeur de  $\tan \delta$  à  $90^\circ\text{C}$  de l'ordre de  $10^{-3}$  alors qu'une huile altérée peut avoir une valeur de  $\tan \delta$  à  $90^\circ\text{C}$  supérieure à 0,5 [Bour 2007].

#### - La rigidité diélectrique

La rigidité diélectrique (KV/cm), est la valeur maximale que peut atteindre le champ électrique dans un milieu isolant (diélectrique) avant l'apparition d'étincelles. Le claquage d'un liquide conduit à la décomposition de ses molécules par rupture des liaisons chimiques entre les atomes. Les méthodes de mesure de la tension de claquage sont décrites par les normes internationales CEI :

- mesure à 50 Hz : CEI 60 156 ;
- mesure en onde de choc de foudre : CEI 60897.

La présence d'eau n'affecte pas la rigidité d'un liquide tant que la concentration reste inférieure à 50-60 % de la saturation. Au delà, on observe une chute importante de la tension de claquage [Bour 2007].

#### c) Huiles inhibées

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

dans l'huile. L'inhibiteur le plus utilisé est le DBPC (2,6-ditertio-butyl para-cresol) ou le DBP (2,6-ditertio-butyl phenol) [Jan 2011].

L'un des inconvénients des huiles minérales est leur inflammabilité. En effet, ces huiles possèdent un point éclair relativement bas. Ceci pose un problème pour les appareils installés en zone urbaine, près de la population, tels que les transformateurs de traction ou de distribution. Ce problème est moins important pour les gros transformateurs de puissance qui sont en général installés loin de la population. Cependant, il reste toujours grave du fait que ces derniers peuvent provoquer d'importants dégâts aux installations qu'ils alimentent (centrale nucléaire et industries) [Bour 2007, Dan 2011].

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

L'interdiction d'utiliser les polychlorobiphényles (PCB) et la faible résistance au feu de l'huile minérale ont poussé, ces dernières années, le milieu de l'industrie électrotechnique à développer de nouveaux produits telles que les huiles silicones ou les huiles esters synthétiques. [Per 2005]

#### **I.4.2.2 Huiles synthétiques**

Les huiles synthétiques sont utilisées lorsque les caractéristiques requises ne sont pas remplies par les huiles minérales et à chaque fois que des propriétés particulières sont recherchées. C'est notamment le cas lorsqu'il s'agit d'améliorer la résistance au feu des transformateurs se trouvant à proximité de la population (transformateurs de distribution et de traction) [Jan2011, Dan2011]. En particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (transformateurs) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs).

Les liquides synthétiques sont un peu dans une position intermédiaire entre les PCB et les huiles minérales à cause de leur point d'éclair et leur température d'auto-inflammation, les liquides synthétiques appartiennent aux liquides ayant un point d'éclair élevé. On les appelle également liquides ininflammables (liquides qui ont un point d'éclair minimum au-dessus de 300°C). En raison de ce degré élevé de résistance à l'inflammation, ils sont utilisés dans les transformateurs situés dans les zones urbaines (c'est-à-dire là où la sécurité des personnes et des biens pourrait être compromise par le feu) [Jan2011].

Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques :

- Les hydrocarbures aromatiques ;
- Les hydrocarbures aliphatiques tels que les polyoléfines ;
- Les esters synthétiques ou esters organiques (esters de pentaérythritol, les phtalates) ;
- Les silicones.

#### a) Les esters synthétiques

Les esters synthétiques sont des produits fabriqués artificiellement. Ils ont une composition simple et bien définie [Ngu 2011, Yul.2010]. Ces esters sont obtenus par synthèse d'un acide et d'un alcool. Les polyesters et les esters complexes sont utilisés dans des conditions extrêmes (contraintes élevées) comme dans le cas des transformateurs de puissance [Jan 2011, Yul.2010].

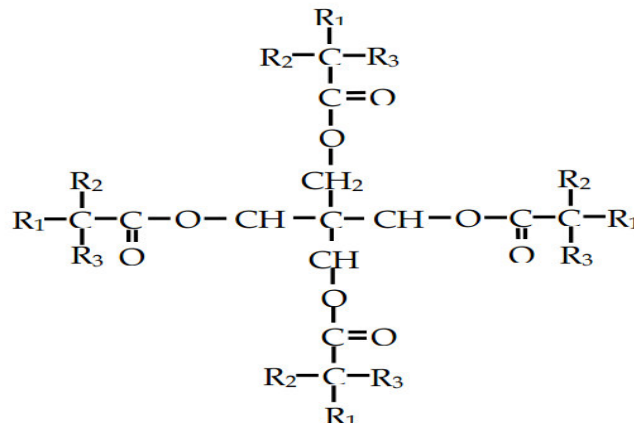


Fig. I.9. Structure de l'ester synthétique [Yul.2010,Dan 2011]

Un des principaux atouts de ce type d'huiles est la haute concentration d'eau qu'elles peuvent contenir comparées aux autres huiles isolantes [Per 2009]. L'autre avantage réside dans le fait les huiles esters synthétiques ont une grande stabilité aux contraintes thermiques, (Figure 1.10) [Loi 2012].

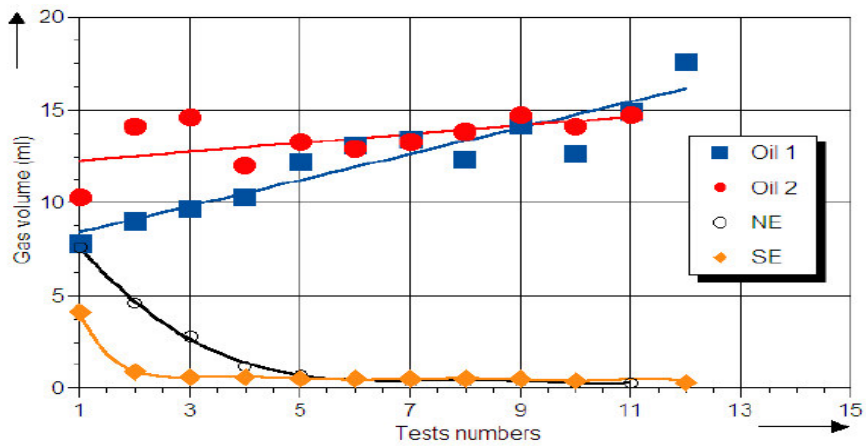


Fig. I.10 Courbe de gazage des huiles sous contrainte thermique [Loi 2012]

La viscosité élevée est parmi les points faibles qui caractérisent ces huiles. Cette viscosité devient importante aux basses températures. L'autre point faible concerne leur faible stabilité au gazage (gassing), une étude faite par [Dan 2011, Jan 2011] a mis en évidence leur mauvaise stabilité avec une forte production de gaz en comparaison avec d'autres types d'huile. (Figure I.11).

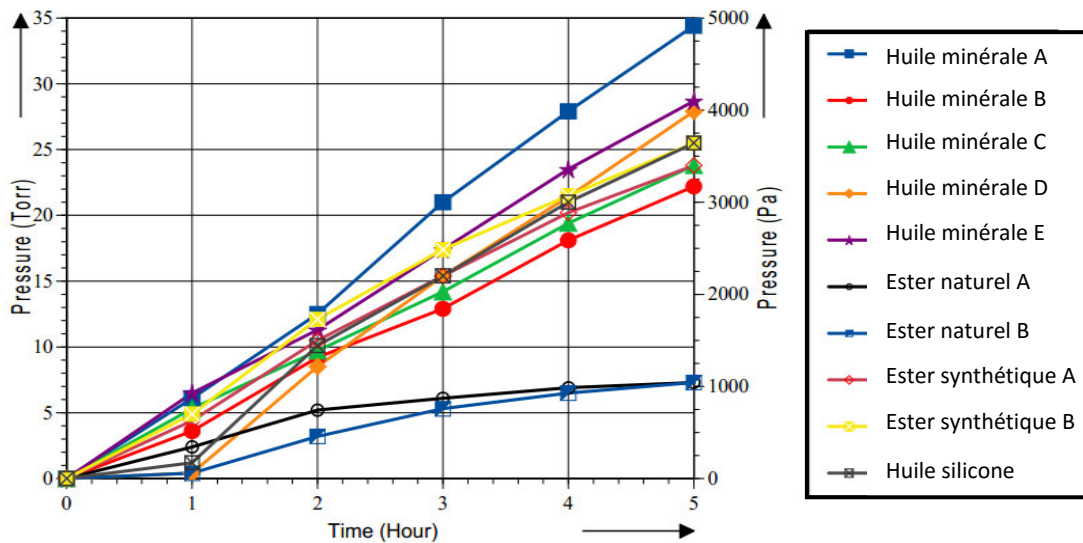
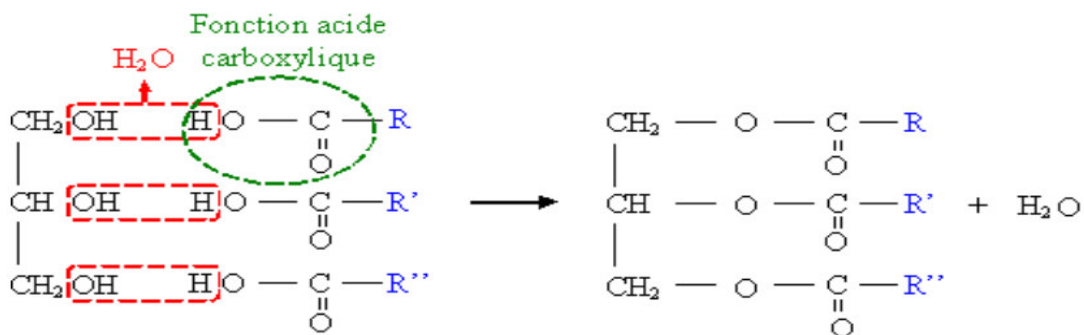


Fig. I.11 : Courbe de gassing des huiles isolantes utilisées dans les transformateurs de puissance. [Jan 2011]

L'ester synthétique le plus utilisé est le Midel 7131 à cause de son aspect respectueux de l'environnement et aussi de sa bonne résistance au vieillissement [Loi 2012, Jan 2011]. L'utilisation des esters dans les transformateurs de puissance est principalement limitée à cause de leur prix trop élevé et de leur viscosité élevée [Jan 2011].

## b) Les esters naturels

La terminologie « ester naturel » est en fait le nom technique des huiles à base végétale. Ce sont des produits « naturels » dont la composition est plus simple qu'une huile minérale (quelques dizaines de molécules), mais qui peut varier dans de larges proportions suivant l'origine des plantes ou graines utilisées [Ngu 2011]. Elles sont essentiellement constituées de triglycérides, c'est à dire un triester sachant que la formule d'un ester est R-COO-R'. Ces huiles sont obtenues par estérification d'un trialcool simple, avec trois acides gras. Ces derniers sont mono-carboxyliques (de formule R-COO-H), à chaîne linéaire non branchée comprenant un nombre pair d'atomes de carbone. Ils peuvent être saturés ou insaturés et parfois hydroxylés. Les triglycérides sont obtenus par trituration (broyage et pression) des graines. La réaction d'estérification d'une huile végétale est la suivante (Figure 1.12) [Dan 2011]:



**Fig. I.12.** Structure d'ester naturel R, R' et R'' sont les chaînes acides gras du même ou de différents types. [Dan.2011]

Les huiles végétales ont été les premières huiles isolantes utilisées pour l'appareillage électrique. Leurs premières applications furent l'imprégnation des condensateurs avec l'huile de ricin. L'excellente biodégradabilité de ces huiles est en contrepartie avec leur grande sensibilité à l'oxydation. De ce fait, leur usage est limité aux appareillages électriques scellés qui ne sont pas respirants, c'est à dire sans communication avec l'atmosphère, où cette sensibilité est compensée avec des antioxydants dont les propriétés environnementales sont mauvaises (produits « non verts »).

Ce type d'huile présente une viscosité plus élevée que les huiles minérales et notamment un point d'écoulement assez haut (aux alentours de  $-20^{\circ}\text{C}$ ), ce qui limite le transfert de chaleur et restreint leur usage dans les pays où le climat n'est pas trop froid. Enfin, les huiles végétales



neuves ont des propriétés électriques voisines de celles des huiles minérales, bien que leur résistivité soit moins élevée [Dan 2011].

### I.4.2.3 Avantage des esters par rapport à l'huile minérale

Les esters sont déjà utilisés comme isolation dans certains transformateurs de faible puissance unitaire. Considérés comme alternative de l'huile minérale, leur utilisation dans les transformateurs se développe actuellement vers les plus haute tensions et puissances. Par rapport à l'huile minérale, les esters ont des avantages majeurs à savoir : [Ngu 2011]

- Les esters sont particulièrement intéressants au point de vue environnemental, grâce à leur bonne biodégradabilité. Ils sont aussi non toxiques vis-à-vis de l'eau et du sol.
- Les esters ont une meilleure résistance au feu que l'huile minérale, leur point de feu élevé ( $> 300^{\circ}\text{C}$ ) par rapport aux huiles minérales constitue l'une des caractéristiques principales de ces produits. Ainsi, ils peuvent être utilisés dans certaines applications spéciales où le risque d'incendie est présent.
- Les liquides de synthèse ont une solubilité de l'eau très élevée par rapport à l'huile minérale. A  $20^{\circ}\text{C}$ , la teneur en eau à saturation de l'huile minérale est de 55 ppm par rapport à 1000 et 2700 ppm pour l'huile végétale et le liquide de synthèse (Figure I-14). Ce fait peut être considéré comme une propriété favorable. En effet, l'apparition de gouttelettes d'eau due à la saturation est beaucoup plus difficile dans les liquides biodégradables que dans les huiles minérales. Cela permet de réduire le risque de défaillance à cause de gouttelettes d'eau dans le liquide soumise au champ intense [Ngu 2011].

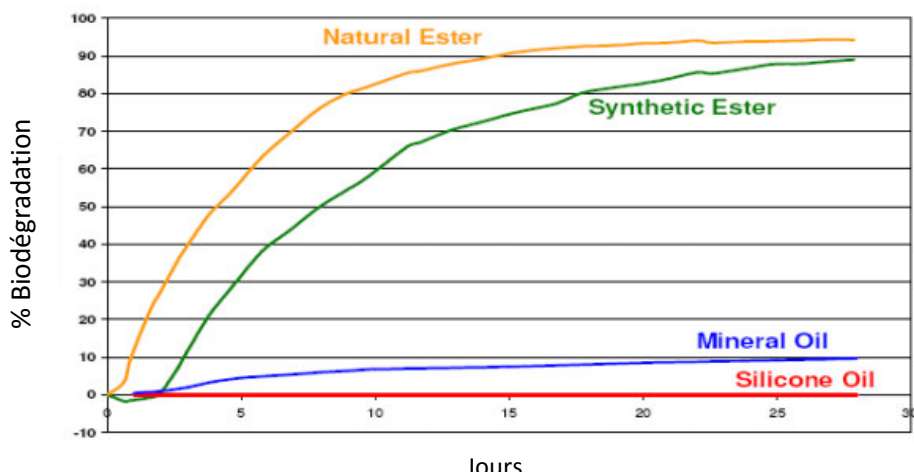


Fig. I.13 Biodégradabilité de différents liquides [Ngu 2011]  
norme CEC L-33- A-93 [Dan 2011]

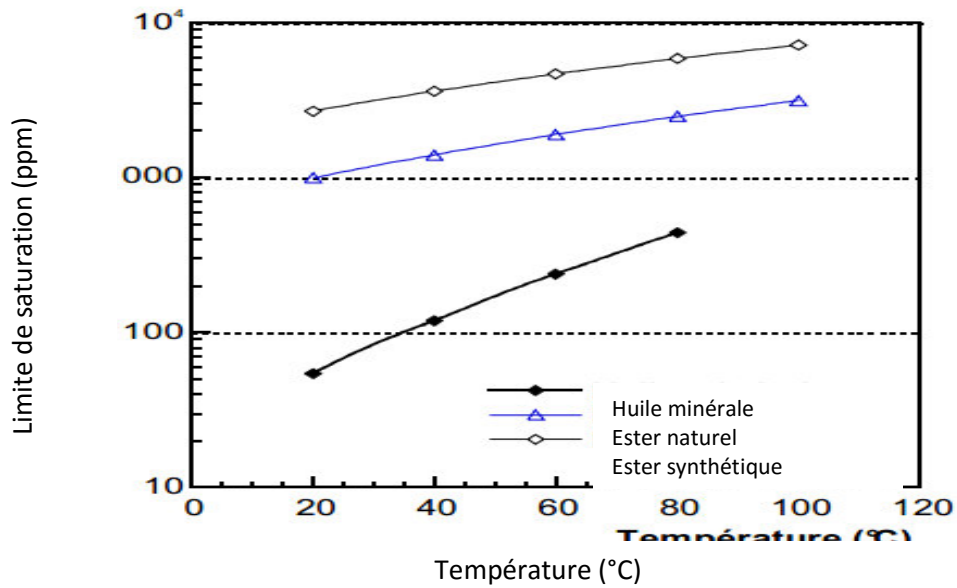


Fig. I.14 Teneur en eau à saturation des différents types des huiles isolantes [Ngu 2011]

#### I.4.2.4. inconvénients des esters par rapport à l'huile minérale

Les esters ont une viscosité plus élevée que l'huile minérale. La différence de viscosité entre les esters et l'huile minérale est de 2 à 4 fois. Il s'agit d'un obstacle pour l'utilisation de ces liquides dans les applications de type transformateur, qui représente le plus vaste marché des isolants liquides. Pour les huiles végétales ont un point d'écoulement d'environ  $-20^{\circ}\text{C}$ , qui est beaucoup plus élevé par rapport à la valeur typique ( $-60^{\circ}\text{C}$ ) de l'huile minérale ce qui représente un inconvénient important, ce qui empêche l'utilisation de ce liquide dans l'application où le fonctionnement à basse température est exigé [Ngu 2011].

#### I.4.3 Huiles silicones

Les silicones, ou encore polysiloxanes, sont des composés inorganiques formés d'une chaîne silicium-oxygène (...-Si-O-Si-O-Si-O-...) sur laquelle des groupes se fixent, sur les atomes de silicium. Certains groupes organiques peuvent être utilisés pour relier entre eux plusieurs de ces chaînes (...-Si-O-...).

Le type le plus courant est le polydiméthylsiloxane linéaire ou PDMS. La formule générale des huiles silicones est  $(\text{CH}_3)_3\text{Si}-(\text{C}_2\text{H}_6\text{OSi})_n-\text{Si}(\text{CH}_3)_3$ .

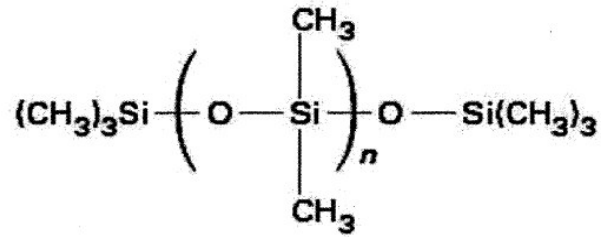


Fig. I.15 Structure chimique générale des huiles silicones [Four 90]

Les huiles silicones utilisées dans les transformateurs de puissance correspondent à des enchaînements avec  $n$  allant de 40 à 50, afin d'obtenir une viscosité acceptable avec une valeur de point de feu supérieure à 330 °C. Elles possèdent de bonnes propriétés contre le vieillissement et l'oxydation. Leur stabilité est liée à l'énergie de la chaîne Si-O (374 au lieu de 245 kJ/mol pour la chaîne C-C). L'huile silicone est incolore; elle est caractérisée par un point d'écoulement très bas comparé à celui des huiles minérales, même si sa viscosité à 20 °C est plus élevée. Les huiles silicones sont également utilisées pour l'imprégnation des condensateurs au film de polypropylène métallisé [Jan 2011].

Leur prix élevé, leur grande viscosité et la faible stabilité au gassing limite l'utilisation de ce type d'huile malgré sa grande stabilité à l'oxydation.

#### I.4.4 Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique

Le choix d'un liquide pour une application donnée doit assurer la fiabilité du fonctionnement des équipements ainsi que la sécurité des opérateurs. Il existe toujours un compromis entre les performances techniques du liquide isolant et son coût.

Les hydrocarbures aromatiques présentent des propriétés diélectriques nettement supérieures à celles des huiles minérales; cependant, leurs prix restent élevés : 4 à 5 fois. Ils sont utilisés dans les câbles et les condensateurs, où le fabricant peut bénéficier de meilleures propriétés d'imprégnation en réduisant la taille des équipements et ainsi obtenir un équipement plus puissant et moins coûteux que s'il était imprégné d'huile minérale. Dans le cas des transformateurs, il n'est pas possible de tirer avantage des meilleures propriétés diélectriques des liquides synthétiques, et c'est pour cette raison que les huiles minérales sont universellement utilisées dans cette application. Toutefois, lorsque la résistance au feu devient un paramètre dominant, les transformateurs sont imprégnés d'huiles silicones ou d'esters. Le tableau I.2 illustre les différents types d'huiles pour divers types de transformateurs [Jan2011].

**Tableau. I.2 :** Choix du liquide isolant pour différents types de transformateurs [Jan2011]

Propriétés	Huile minérale	Huile silicone	Esters synthétiques	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**

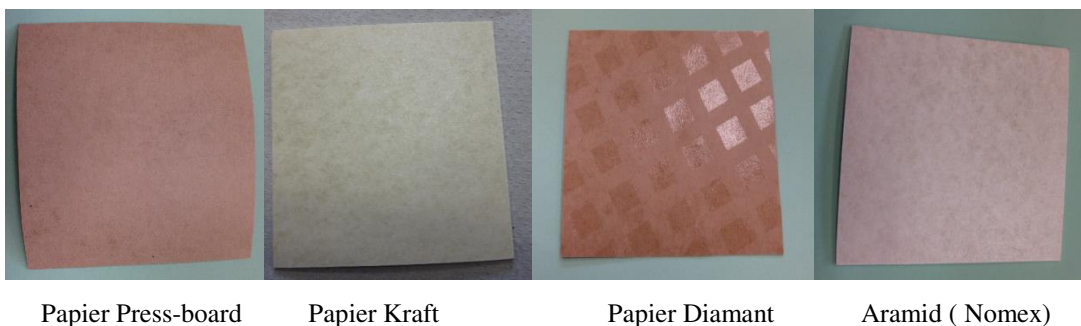
### I.5 Isolation solide

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.

#### 1.5.1 Principaux types d'isolation solide

On distingue trois types d'isolation solide :

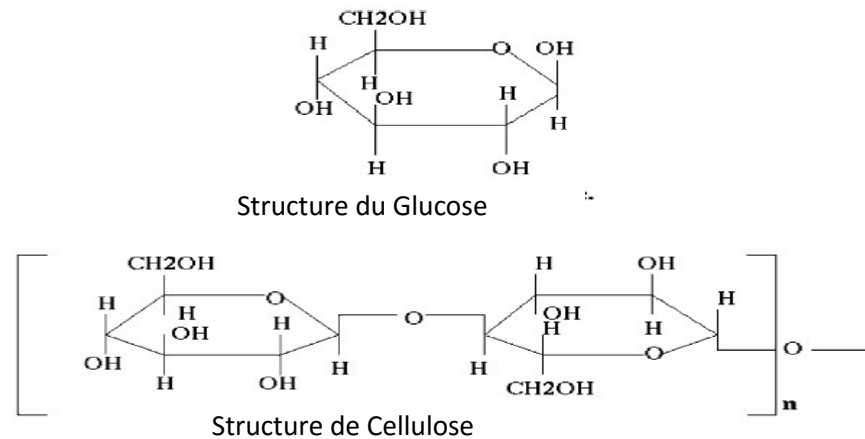
- *Isolation solide conventionnelle* : papiers et cartons sont à base de fibres de cellulose.
- *Isolation solide haute température* : papiers et cartons sont à base de polymères synthétiques (aramide).
- *Isolation solide hybride* : association des papiers cellulose et aramide.



**Fig. I.16.** Différent type de papier d'isolation [Boud 2012]

### I.5.1.1 Isolation solide conventionnelle

Elle est constituée du papier et du carton qui sont constitués de fibres de celluloses (chaînes de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton). Les celluloses sont formées de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène. La figure I.17 présente le motif élémentaire d'une cellulose.



**Fig. I.17** : Structure chimique du Glucose et de la cellulose [Boua 2008, Sch 2001].

Le papier et les cartons sont des matériaux isolants possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale leur confère une rigidité diélectrique remarquable [Jan 2011]. Les cartons présents dans les transformateurs de puissance ont plusieurs fonctions. Ils sont employés pour maintenir mécaniquement les bobinages et pour matérialiser les canaux de circulation du liquide de refroidissement. De par leur nature diélectrique, les cartons isolent électriquement les bobinages entre eux. En plus, leur porosité leur permet d'être imprégnés par le liquide isolant et caloporteur qui circule dans le transformateur. Ils contribuent donc à l'évacuation de la chaleur dégagée dans les différentes parties du dispositif [Bour 2007].

Les cartons pour transformateurs sont conçus à partir de pâte cellulosique chimique de type Kraft [Dan2011]. Le papier Kraft est l'un des papiers les plus utilisés dans l'industrie électrique [Jan2011].

La cellulose est constituée de chaînes linéaires d'anneaux de glucose, Leur nombre par chaîne s'appelle le degré de polymérisation (DP). La présence de ces liaisons confère aux chaînes de cellulose une forme linéaire qui leur permet de former une structure compacte et ordonnée à chaîne plane. L'association de plusieurs dizaines voire centaines de chaînes de cellulose liées

entre elles par des liaisons hydrogène constitue les micros fibrilles, la majeure partie de la force mécanique du papier est due à la solidité de ces fibrilles et fibres [Bour2007].

Pour que la rigidité diélectrique du système d'isolation soit la plus élevée que possible, le papier est soumis à un processus appelé processus d'imprégnation d'huile, qui consiste à faire sécher le papier sous vide, puis introduire l'huile isolante pour remplacer l'air dans les pores du papier; cette huile étant auparavant séchée et dégazéfiée en utilisant d'autres techniques. À la fin du processus d'imprégnation, le système d'isolation acquiert en général de très bonnes propriétés diélectriques, et mécaniques.

La constante diélectrique du papier est deux fois plus élevée que celle de l'huile. Le papier et le carton seront donc utilisés dans les zones où règne un fort champ électrique pour renforcer l'isolation dans l'huile [Jan2011].

### I.5.1.2 Isolation solide haute température

Des mesures de température récentes au moyen de fibres optiques ont indiqué que la température du point chaud peut parfois être considérablement supérieure à celle prédite par les études de surveillance. Ceci a engendré des préoccupations en ce qui concerne le taux élevé de vieillissement [CEI60076]. Dans ces cas, le papier aramide considéré comme un matériau de haute température, est donc utilisé aux emplacements des points chauds.

Les polyamides aromatiques, ou aramides, sont une classe de matériaux résistant à la chaleur et présentant de bonnes propriétés mécaniques. Le mot «aramide» vient de la contraction de l'anglais «aromatic polyamide», il est le qualificatif donné aux fibres synthétiques dont le polymère de base est constitué d'une longue chaîne polymère dans laquelle au moins 85 % des groupements amides ( $\text{— NH — CO —}$ ) sont directement liés à deux noyaux benzéniques (aromatiques). Les premières utilisations de l'aramide datent des années 1960 [Fou90]. La figure I.18 présente la structure chimique de l'aramide. On distingue deux types de polyamides: les para-aramides et les méta-aramides, seuls les types méta-aramides trouvent leurs applications dans le domaine de l'isolation électrique. Plusieurs fabricants ont produit leurs modèles, le tableau I.3 indique trois marques de l'aramide de type méta-aramide [Kas 2013, Fou 90]

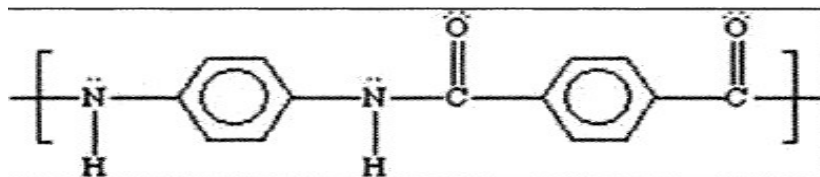


Fig I.18: Structure chimique élémentaire de l'aramide [Kas2013].

**Tableau I.3.** Différentes marques de papier aramide [Kas2013]

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

Le méta-aramide le plus utilisé est le Nomex de Dupont de Nemours développé en 1961, c'est une marque de fibre synthétique haute performance, il assure une grande isolation électrique, même en haute température. Le Nomex ne se dégrade pas même à des températures au-dessus de 370°C. Ce matériau, comme tout aramide, peut être utilisé dans des conditions extrêmes; sa faible combustibilité et sa thermo stabilité font qu'il est considéré comme matériau de sécurité. Les principales propriétés du Nomex sont [Kas2013, Dan2011]: la résistance à la chaleur et au feu; la haute résistance à l'ultraviolet ; la haute résistance chimique ; la faible conductivité électrique ; faible contraction (rétrécissement) thermique.

### 1.5.2 Propriétés du papier isolant

#### a) Propriétés chimiques [Bour2007]

- **Dissolution de la cellulose :** La cellulose possède un caractère polaire de par la présence de ses nombreux groupements hydroxyle. Elle n'a d'affinité qu'avec les liquides polaires mais la dissolution ne peut avoir lieu que si les zones cristallines de la cellulose sont pénétrées. La plupart des solvants capables de dissoudre la cellulose sont des solutions formant des complexes, les plus connus étant ceux à base d'ions métalliques comme la cupriethylenediamine et le cadmium ethylenediamine.
- **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).
- **Réactivité de la cellulose :** Les groupements réactifs de la cellulose sont les trois groupements alcool des unités anhydroglucoses. Les fonctions -OH sont plus accessibles dans les zones amorphes. Les zones cristallines sont difficilement accessibles : elles réagissent peu ou pas du tout en milieu aqueux non alcalin.

### b) Caractéristiques physiques et mécaniques du carton [Bour2007]

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.4 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 [Bour2007].

**Tableau I.4.** 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

### c) Caractéristiques diélectriques

Trois facteurs peuvent être étudiés pour caractériser les performances diélectriques du carton : la permittivité relative, la rigidité diélectrique et le facteur de dissipation diélectrique.

- **La permittivité relative :** La permittivité relative ou constante diélectrique  $\epsilon_r$  d'un isolant est le rapport de la capacité  $C_x$  d'un condensateur dans lequel l'espace entre les électrodes et autour d'elles est entièrement et exclusivement rempli de l'isolant en question, à la capacité  $C_0$  de la même disposition d'électrodes dans le vide :

$$\epsilon_r = \frac{C_x}{C_0} \quad (I.1)$$

- **La rigidité diélectrique :** La rigidité diélectrique d'un milieu isolant représente la valeur maximale du champ (V/m) que le milieu peut supporter avant le déclenchement d'un arc électrique (donc d'un court-circuit). Pour un condensateur utilisé en électronique, si la valeur est dépassée, cela conduit à la destruction de l'élément. Cette valeur maximale de



la tension appliquée aux bornes est appelée tension de claquage  $U_c$  du condensateur. La rigidité du milieu est définie d'après l'équation I.2.

$$r = \frac{U_c}{d} \quad (I.2)$$

Avec (d) l'épaisseur de l'isolant placée entre les électrodes qui permettent d'appliquer la tension  $U_c$ . Le claquage, est l'étape ultime d'une succession de processus irréversibles au cours de laquelle l'isolation est traversée soudainement par un arc électrique.

La tension de claquage d'un matériau dépend d'un grand nombre de facteurs dont sa mise en œuvre et la présence d'impuretés (eau, gaz, particules...). Plusieurs particularités du claquage sont communes à tous les matériaux :

- le claquage est localisé ;
- c'est un processus électronique ;
- il résulte de phénomènes divers (chimiques, thermiques, mécaniques,...) plus ou moins corrélés ;
- les effets d'échelle sont considérables.

Les solides diélectriques ont généralement une tension de claquage supérieure à celle des liquides, qui ont une tension de claquage très supérieure à celles des gaz. [Bour 2007].

- **Le facteur de dissipation diélectrique :** On considère une plaque d'isolant solide d'épaisseur  $d$  entre deux électrodes métalliques et on applique une différence de potentiel alternative sinusoïdale que l'on représente en notation complexe :

$$V = V_0 e^{(j\omega t)} \quad (I.3)$$

Avec  $\omega$  la pulsation du générateur. Si l'isolant était parfait, il ne pourrait être traversé que par un courant capacitif.

$$\underline{I} = j\underline{V}C\omega \quad (I.4)$$

En pratique, l'imperfection du matériau se traduit par la circulation d'un courant d'absorption et d'un courant de conduction. Par conséquent, on a :

$$\underline{I} > j\underline{V}C\omega \quad (I.5)$$

En considérant globalement les effets des phénomènes d'absorption et de conduction, on peut représenter l'isolant sous forme d'un circuit équivalent composé d'une résistance  $R_p$  et d'une capacité  $C_p$  montées en parallèle. Dans ce cas, on obtient :

$$I = V \sqrt{\frac{1}{R_p^2} + \omega^2 C_p^2} \quad (\text{I.6})$$

Ce courant 'I' n'est pas en quadrature avec la tension V. L'écart se mesure à l'aide de l'angle de perte  $\delta$ , caractérisé par le facteur de dissipation diélectrique  $\tan \delta$  (figure I.19):

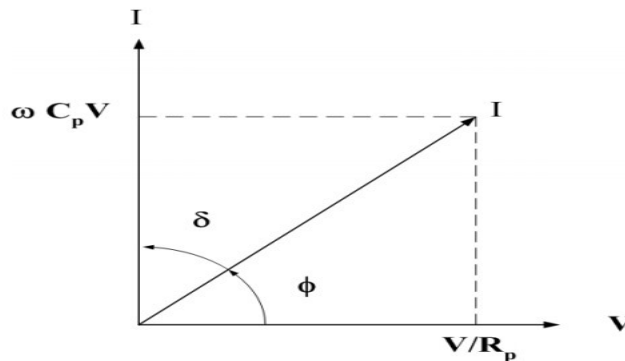


Fig. I.19 : Calcul de  $\tan \delta$  [Bour 2007, IEEE Std 400-2001]

$$\tan \delta = \frac{1}{\omega C_p R_p} \quad (\text{I.7})$$

Dans la pratique industrielle,  $\tan \delta \ll 1$ .

Différents dispositifs existent pour mesurer le facteur de dissipation diélectrique. On pourra se référer à la norme CEI 60247 pour plus de détail sur la mesure [Bour 2007].

Le Tableau I.5 énumère les matériaux facilement disponibles, ainsi que les paramètres typiques. Le tableau comprend également les produits basés sur la cellulose à titre de référence, dans la mesure où l'isolation solide haute température est définie par rapport à la capacité thermique de la cellulose. Noter que ces informations de performance typique sont basées sur les composants testés individuellement en tant qu'échantillons isolés dans l'air. La performance diélectrique et thermique en tant que système, lors de l'immersion dans le liquide isolant sélectionné peut être nettement différente des valeurs des composants et de celles en rapport avec l'imprégnation dans un liquide spécifique [IEC60076].

Tableau I.5 Propriétés typiques de matériaux isolants solides

Matériau	Classe thermique	Référence de la norme CEI	Permittivité Relative à 25°C	Facteur de dissipation (%)		Absorption d'humidité (%)	Densité (g/cm <sup>3</sup> )	Forme
				à 25°C	à 100 °C			
Cellulose	105	60554 – 3	3.3 – 40.1	0.4	1.0	7.0	0.97 – 1.2	papier
Cellulose	105	60641 – 3	2.9 – 4.6	0.4	1.0	7.0	0.8 – 1.35	Carton
Polyester de verre <sup>1</sup>	130 – 200	60893 – 3	4.8	1.3–7.0	NA	0.2 – 1.1	1.8 – 2.0	Feuilles
Polyester de verre <sup>1</sup>	130 – 220	61212 – 3	NA	NA	NA	0.16 – 0.28	1.8 – 2.0	Formes
Polyamide	220	60674 – 3	3.4	0.2	0.2	1.0 – 1.8	1.33 – 1.42	Film
Aramide	220	60819 – 3	1.6 – 3.2	0.5	0.5	5.0	0.72 – 1.10	Papier
Aramide	220	61629 – 3	2.6 – 3.5	0.5	0.5	5.0	0.70 – 1.15	Carton

Note 1 : toutes les données proviennent de mesures prises dans l'air

Note 2 : Les données de permittivité relative et du facteur de dissipation sont référencées à 50/60 Hz

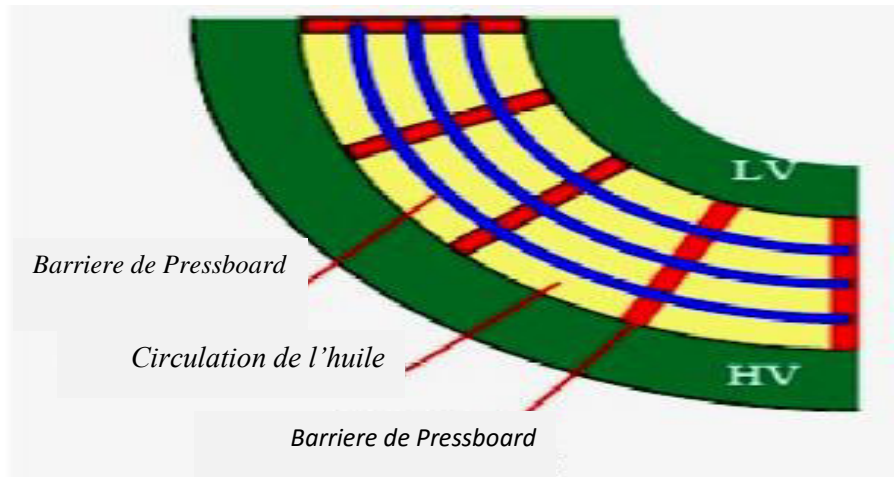
Note 3 : Les données humidité sont basées sur un air d'humidité relative de 50%

## I.6 Complexe Huile/Papier

Un système d'isolation utilisé dans les dispositifs électrotechniques contient un ou plusieurs matériaux solides pour isoler les parties conductrices et un matériau liquide pour à la fois l'isolation et le transfert de chaleur et le refroidissement. Ces matériaux isolants doivent résister aux contraintes électriques, mécaniques, chimiques et thermiques pour la durée de vie prévue du dispositif [IEC60076].

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.20 [Ami2012].

<sup>1</sup> Typiquement uniquement utilisé dans des applications basse tension par suite de l'air éventuellement emprisonné pendant le processus de fabrication



**Fig. I.20 :** Une partie de la section transversale d'un système d'isolation des transformateurs de puissance [Ami2012]

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. On limite ainsi les contraintes subies par le complexe. Dans le but de renforcer la tenue mécanique du papier, celui-ci est disposé en bandes alternées de 75  $\mu\text{m}$  d'épaisseur autour de la barre de cuivre. Le nombre de bandes de papier est généralement compris entre 3 et 12 [Jan 2011].

Dans le cas des contraintes thermiques, la capacité du matériau isolant est basée sur la température qui constitue le facteur dominant. La répartition de température n'est toutefois pas homogène, même dans un transformateur de puissance traditionnelle. Par exemple, la température du liquide peut varier entre 70 °C (en bas du transformateur) et 100 °C (en haut), lorsque la charge du transformateur est maximale. En conséquence, les conducteurs et les matériaux isolants associés atteindront des températures de point chaud typiques de 10 °C à 20 °C au-dessus du liquide environnant. Les matériaux isolants restants prendront la température approximative du liquide en fonction de la hauteur.

Le vieillissement et la durée de vie du système d'isolation dépendent en grande partie de la température et, par suite, différentes combinaisons de matériaux isolants peuvent être utilisées pour optimiser la construction thermique et économique du transformateur.

L'application de matériaux isolants de différentes classes thermiques conduit à des systèmes d'isolation non traditionnelles. Il est donc utile d'adapter la capacité matérielle à la température d'application appropriée pour obtenir une valeur optimale en matière d'utilisation de ces matériaux isolants haute température [IEC60076].

### **I.6.1 Les différentes configurations du système d'isolation des transformateurs**

De nombreux systèmes pourraient être identifiés sur la base de différentes combinaisons multiples de différentes isolations solides avec chaque liquide. Il est toutefois possible de définir, en termes généraux, quatre catégories distinctes [IEC60076].

#### **a) Système d'isolation homogène**

Les systèmes d'isolation homogène se composent de matériaux isolants solides et d'un liquide isolant de capacité thermique semblable, soit tout conventionnel soit tout à haute température, (Figure I.21-a).

#### **b) Système à isolation hybride**

Le système à isolation hybride utilise comme isolation solide celle de haute température pour toute isolation en contact avec des conducteurs chauds, et une isolation liquide conventionnel, (Figure I.21-b).

c) **Le système à isolation semi-hybride** utilise un liquide traditionnel et des matériaux de haute température uniquement pour l'isolant du conducteur dans les enroulements qui fonctionnent à des températures supérieures aux températures traditionnelles. Tous les autres matériaux sont des matériaux à isolation conventionnelle (Figure I.21-c).

d) **Le système d'isolation mélangée** : dans ce system l'isolation solide est de haute température de protection contre le chauffage localisé dans des zones spécifiques de certains enroulements, avec une isolation liquide conventionnelle (Figure I.21-d).

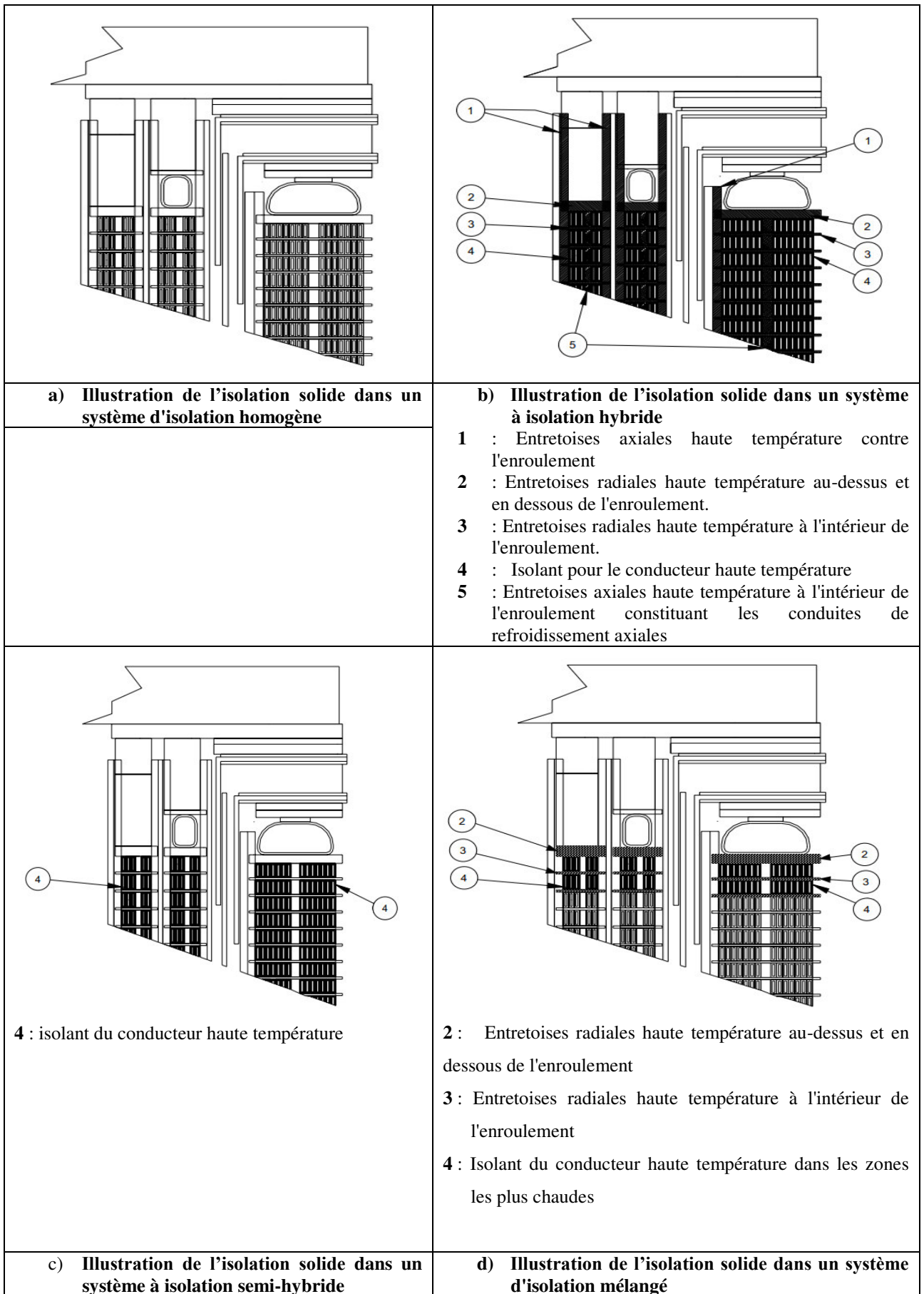


Fig. I.21 : Illustration de différents systèmes d'isolation de transformateur de puissance [CEI60076-14]

## **I.7 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 dans l'appareillage électrique et plus particulièrement dans les transformateurs de puissance.

L'utilisation d'une huile isolante dans un transformateur de puissance ne peut être envisagée que si cette dernière remplit certains critères dont les principaux sont : une bonne tenue diélectrique, un faible facteur de pertes (ou de dissipation), un bon point d'écoulement (faible viscosité) pour assurer un bon transfert de chaleur, une bonne résistance au feu, une stabilité à l'oxydation et une faible tendance à la charge statique.

Les différentes huiles utilisées dans les isolations électriques sont les huiles minérales, les huiles silicones, les esters synthétiques, et les esters naturels. Les nombreux problèmes récents, liés aux huiles minérales, remettent en question leur règne et orientent peu à peu les constructeurs de transformateurs à se diriger vers d'autres types d'huiles, qui ont des grandes performances, et sont moins nocives pour l'homme et l'environnement. Les huiles esters se démarquent avec leurs bonnes propriétés et leur forte capacité à absorber l'humidité (haute solubilité de l'eau). La différence entre les esters synthétiques et les esters naturels se situe au niveau de leur stabilité à l'oxydation et de leur point d'écoulement. Les esters naturels qui sont facilement biodégradables ont une faible tenue à l'oxydation et se figent à des températures beaucoup plus hautes. Les huiles silicones quant à elles, ont une très bonne stabilité à l'oxydation mais ne sont pas biodégradables.

D'autre part, l'isolation solide dans les transformateurs est utilisée sous forme imprégnée. Cette forme est appelée l'isolation mixte. Le type conventionnel est constitué de papier cellulosique imprégné dans l'huile minérale, des nouveaux isolants solides synthétiques à base de polyamides sont apparus avec leurs fortes qualités, mais leurs prix trop élevés limitent leur utilisation. Le papier et carton aramide se trouvent dans des structures bien définies pour palier aux problèmes de températures trop élevées des points chauds.

## I.8 Références

- [Abd 2012] : 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.
- [Ami 2012] : 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.
- [Ber D2470] : N. Berger, « *Liquides isolants en électrotechnique : Présentation générale* », Techniques de l'ingénieur, D 2470, volume D2.
- [Boua 2008] : Abdelghafour Bouaicha, « *Application de techniques modernes au diagnostic des transformateurs de puissance* », maîtrise en ingénierie, séminaire 2, Université du Québec / Chicoutimi, 2008.
- [Boud 2005] : Saliha Boudraa , « *Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l'intelligence artificielle* », mémoire magistère, Université Batna/ Algérie 2005.
- [Boud 2012] : Saliha Boudraa, « *Stage CD Octobre 2012- rapport visé-* », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec a Chicoutimi, Canada.
- [Bour 2007] : Audrey Bourgeois, « *Etude du phénomène d'électrisation par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance* », Thèse doctorat, Institut national polytechnique de Grenoble, INP, 2007.
- [CEI 60076-14] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « *Spécification Technique, Transformateurs de puissance – Partie 14: Conception et application des transformateurs de puissance immergés dans du liquide utilisant des matériaux isolants haute température* », Première édition 2004-11, Numéro de référence CEI/IEC/TS 60076-14, 2004.
- [Dan 2011] : Viet Hung Dang, « *Etude des phénomènes de pré claquage et de claquage des huiles végétales, minérales et synthétiques – caractérisation des décharges aux interfaces* », Thèse doctorat, Ecole centrale de lyon, mars 2011.
- [Fou 90] : R. Fournie, « *Les isolants en électrotechnique : essais, mécanismes de dégradation, applications industrielles* ». Paris: Eyrolles, 1990.
- [IEC 60076-1] : International Electrotechnical Commission(IEC) , «*Transformateurs de puissance Partie 1: Généralités*», Désignation 60076, édition 04-2011.
- [IEC60076-7]: International Electrotechnical Commission (IEC), «*Power transformers Part 7: Loading guide for oil immersed power transformers* », Designation 60076, édition 2005-12.
- [IEEE Std 400-2001] : International Electrical and Electronics Engineers IEEE, (IEEE), «*Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems*», Published by The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA29, January 2002
- [Jan2011] : 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.
- [Kas 2013] : Koutoua Simon Kassi, « *Étude de l'isolation hybride en vue de son application dans les transformateurs de puissance* », Mémoire de la maîtrise en ingénierie, Université du Québec/ Chicoutimi, Décembre 2013
- [Loi 2012] : L. Loiselle, I. Fofana, P. J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, «*Stability of Environmental Friendly Fluids under Electrical and Thermal Stresses* », 19th International Symposium on Electrical Insulation, ISEI, June 2012.



- [Ngu 2011] : Ngoc Minh Nguyen, « *Caractérisation de matériaux écologiques en vue du remplacement du SF6 dans les systèmes d'isolation moyenne tension* », Thèse doctorat, Université de Grenoble/France, Mars 2011.
- [Per 2005] : Christophe Perrier, « *Etude des huiles et des mélanges à base d'huile minérale pour transformateurs de puissance recherche d'un mélange optimal* », Thèse doctorat, Ecole Centrale de Lyon , ECL, 2005.
- [Per 2009] : C.Perrier and A.Beroual, « *Experimental Investigations on Insulating Liquids for Power Transformers: Mineral, Ester, and Silicone Oils* », IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 25, No. 6, pp. 6 – 13, November/December 2009.
- [Sch 2001] : Alain SCHENK, « *Surveillance continue des transformateurs de puissance par réseaux de neurones auto-organisés* », Thèse doctorat N 2390, Ecole polytechnique fédérale de LAUSANE, 2001
- [Ver2005] : Piush Verma, « *Condition monitoring of transformer oil and paper* », Thèse doctorat, département de génie électrique et instrumentation, Institut Thapar d'ingénierie et de technologie, Université DEEMED Patiala/ Inde, 2005
- [Yul.2010], Endah yulastuti, « *Analysis of dielectric properties comparison between mineral oil and synthetic ester oil* », These Master, High Voltage Technology and Management Group, Department of Electrical Sustainable Energy, Faculty of Electrical Engineering, Mathematics, and Computer Science Delft University of Technology, June 2010.

# *Chapitre II*

## *Vieillissement des isolants électriques dans les transformateurs de puissance*

<i>II.1. Introduction</i>	45
<i>II.2 Les types de contraintes dans le transformateur de puissance</i>	46
<i>II.3 Vieillissement et dégradation des isolants</i>	47
<i>II.4 vieillissement des isolants liquides</i>	47
<i>II.5 Vieillissement de l'isolation solide.</i>	69
<i>II.6 Vieillissement du complexe huile/papier</i>	74
<i>II.7 Vieillissement des accessoires</i>	78
<i>II.8 Conclusion</i>	80

## II.1. Introduction

Les statistiques faites par William H. et Bartley P.E. entre 1997 et 2001 [Fof 2005, Boua2008], ont confirmé que la défaillance des transformateurs est étroitement liée aux défauts d'isolations.

En fonctionnement normal, l'exposition de l'isolation aux différentes contraintes durant les années de service conduit inévitablement à un changement de sa qualité de diélectrique. Dans ce cas, les défauts internes sont regroupés sous le terme « vieillissement » qui est considéré comme l'un des problèmes majeurs qui conduisent forcément à la défaillance des transformateurs[Boua2008].

Le vieillissement se traduit par une évolution lente et irréversible des propriétés du matériau isolant, n'impliquant pas un mécanisme précis à cause de la complexité de la composition chimique du matériau, mais peut affecter considérablement les performances de l'isolant et réduire sa durée de vie. En effet, sous l'action de nombreux facteurs (champ électrique, température, humidité, radiations...) les propriétés des isolants se dégradent avec le temps. Ce phénomène présente des effets défavorables pour le matériel électrique pouvant se manifester par l'apparition de défaillances associées à des phénomènes de rupture et de décharges électriques des isolants et ceci, sous des contraintes bien plus faibles que celles prises en compte à la conception [Lah 2009, Abd 2012].

Le processus de vieillissement d'un isolant et sa vitesse d'accélération dépendent des propriétés physiques, de la composition chimique du matériau, de la nature et la durée de la contrainte appliquée, ainsi que du processus et des traitements au cours de sa fabrication [Fof 2007, Fof 2001]. Il met souvent en jeu des facteurs extrinsèques tels que l'atmosphère et la température qui ont pour effet la présence des gouttelettes d'eau, des bulles gazeuses, des contaminants et impuretés [Abd 2012, IEEE2006]. Il est aussi influencé par des facteurs intrinsèques qui sont associés à la structure du matériau lui-même. Ces facteurs peuvent se présenter sous forme de changements chimiques comme l'oxydation et l'hydrolyse, aussi bien que sous forme de changements physiques tels que la recristallisation et cristallisation secondaire [Boud 2013]. La compréhension des mécanismes et des phénomènes de vieillissement doit pouvoir permettre de prédire le comportement de ce type de matériaux en tenant compte de la durée d'utilisation envisagée pour le système en question[Lah 2009]

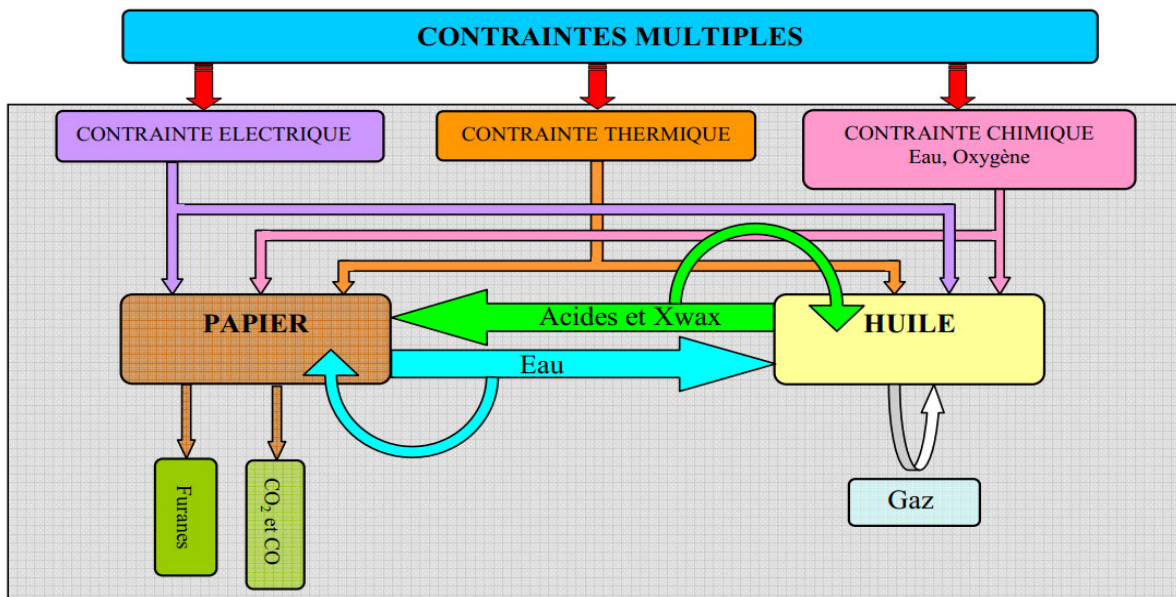
Le but de ce chapitre est de présenter d'une façon générale, l'enchaînement des mécanismes de défaillance probables ayant lieu d'un isolant mis en service, nous nous intéressons aux différents types et causes de vieillissement des isolants liquides, solides et mixtes dans les transformateurs de puissance, en présentant l'état des lieux des travaux de recherche réalisés récemment, ainsi que leurs résultats expérimentaux.

## II.2 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 susceptibles d'affecter le bon fonctionnement des équipements électriques sont au nombre de quatre :

- Contraintes électriques (décharges partielles, courts-circuits, sursensions de manœuvres ou atmosphériques, etc.) ;
- Contraintes mécaniques (à cause des courts-circuits, régimes transitoires, surcharges, vibrations, etc.) ;
- Contraintes thermiques (effet joules, courant de Foucault, pertes magnétiques et diélectriques, etc.) ;
- Contraintes chimiques (humidité relative, eau, oxygène, etc.).

La figure II.1 illustre simplement l'interaction entre ces contraintes et le système d'isolation du transformateur de puissance conduisant ainsi à son vieillissement [Jan 2011].



**Fig. II.1** : Interaction entre les différentes contraintes dans le système d'isolation du transformateur [Fof2006, Jan2011]

### II.3 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 [Jan 2011]. Les principaux agents présents dans les transformateurs, susceptibles à dégrader les isolants (solides et liquides) sont l'oxygène et l'humidité. L'oxygène est présent sous forme dissoute dans le liquide, et l'humidité est remarquée dans le papier (même après séchage). Ces sources de vieillissement sont beaucoup plus présentes dans le cas des transformateurs de puissance, qui sont dit (respirants).

A ces deux facteurs, s'ajoutent deux autres catalyseurs non négligeables qui sont la température (pyrolyse) et le champ électrique. Enfin la présence de matériaux de construction (fer, cuivre..) viennent s'ajouter aussi comme catalyseurs de vieillissement.

La figure II.2 résume le mécanisme de dégradation des isolants électriques dans les transformateurs de puissance

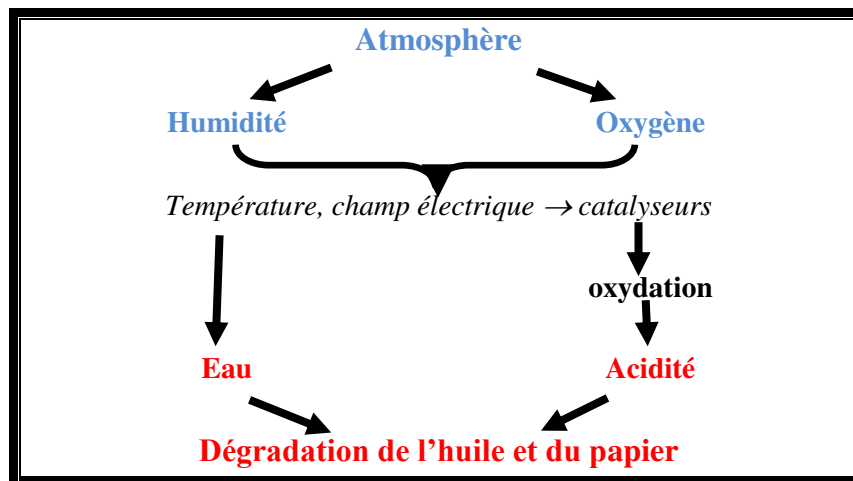


Fig. II.2 Synthèse du mécanisme principal de dégradation des isolants électriques dans un transformateur de puissance [Per 2005]

### II.4 vieillissement des isolants liquides

En service, les huiles isolantes subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques, qui sont dus à un ensemble de processus réactionnels responsables de la durée de vie des huiles isolantes. L'action simultanée de l'oxygène moléculaire et du champ électrique en présence de matériaux de construction des appareils conduit au vieillissement [Jan 2011]. Les mécanismes de vieillissement ainsi mis en jeu sont non seulement complexes mais souvent plus difficile à prédire par manque d'informations sur la composition chimique précise des liquides utilisés [Cha 2013].

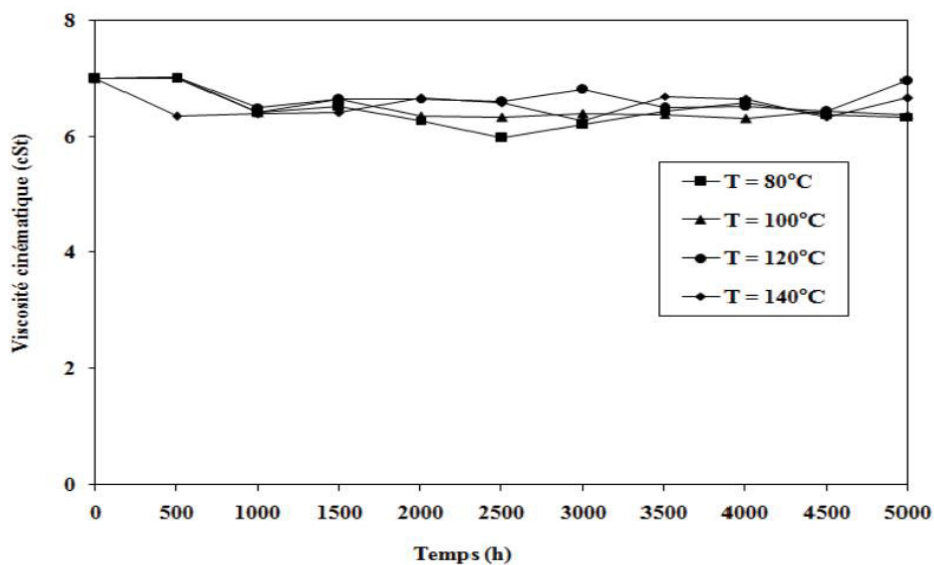
Dans l'huile minérale, il a été montré que le vieillissement constaté dans les appareils est essentiellement produit par un mécanisme d'oxydation accéléré par la présence de métaux (cuivre, fer). Dans le cas des huiles végétales, du fait de leur structure chimique, un mécanisme supplémentaire doit être pris en compte, il s'agit du phénomène d'hydrolyse. Le vieillissement fera ainsi intervenir des processus d'oxydation et d'hydrolyse dont les influences respectives dépendront des conditions de fonctionnement (teneur en eau, température, etc.) [Cha 2013].

Les différents mécanismes de vieillissement sont classés en deux grandes catégories selon leur influence sur la modification chimique de la structure. Nous trouvons le vieillissement physique et le vieillissement chimique.

### A) Vieillessement physique

La composition chimique du matériau n'est pas modifiée, le vieillissement physique peut se produire avec ou sans transfert de masse. Le vieillissement physique interne est uniquement lié à des causes internes du matériau (mobilité moléculaire) [Abd 2012].

Les figures II.3 et II.4 présentent respectivement l'évolution de la viscosité cinématique et de densité durant le vieillissement thermique.



**Fig. II.3** Variation de la viscosité cinématique en fonction du temps et des températures de vieillissement [Abd 2012]

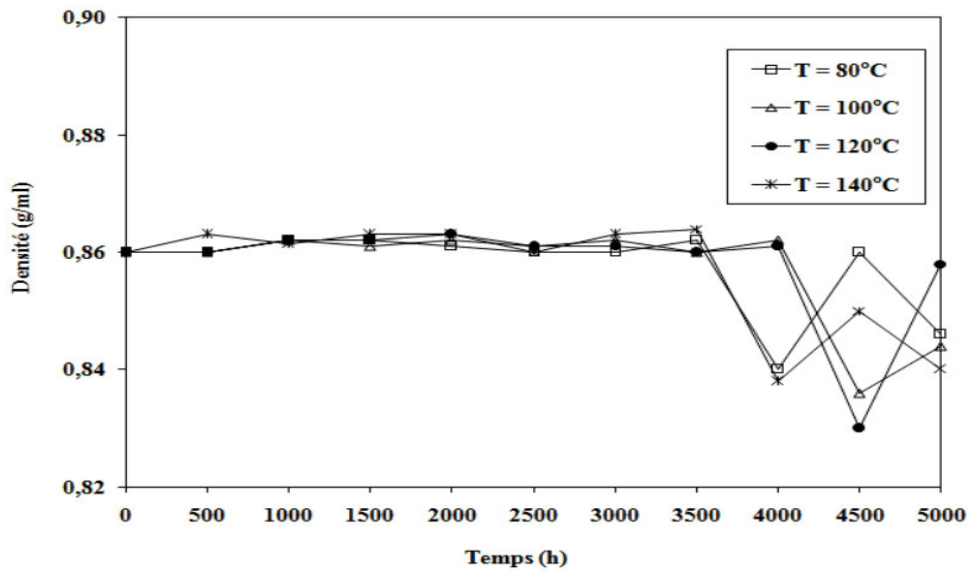


Fig. II.4 Variation de la densité en fonction du temps et des températures de vieillissement [Abd 2012]

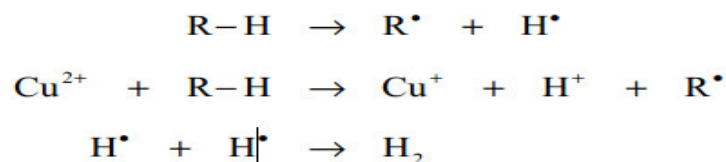
## B) Vieillessement chimique

Le vieillissement chimique provoque une modification des propriétés du matériau sous l'influence de l'environnement. Les isolations peuvent être soumises à différents types de vieillissement chimique [Four 90].

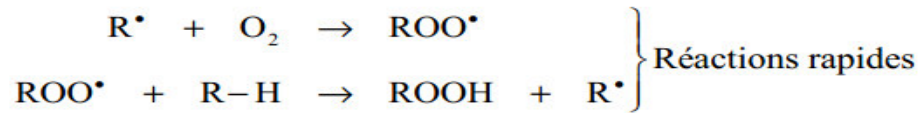
### - Vieillessement par oxydation

L'oxygène présent dans l'huile provient non seulement de l'extérieur de la cuve, mais aussi de la dégradation thermique de la cellulose. Il réagit avec des hydrocarbures pour former des oxydes qui constituent un des facteurs de vieillissement de l'huile. En présence d'oxygène, il se produit une oxydation qui comporte un certain nombre d'étapes (initiation, propagation, ramification et terminaison) [Fof 2010, Jan 2011]. Cette oxydation procède selon un mécanisme de réactions en chaîne initiées par les radicaux libres. Les différentes réactions associées à ces étapes sont [Jan 2011]:

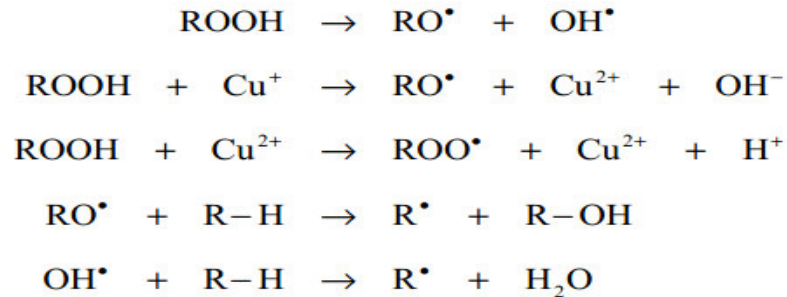
- **Initiation**



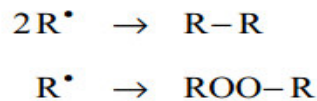
- Propagation



- Ramification



- Terminaison



où R-H est un hydrocarbure, ROOH des hydroperoxydes, ROO• un radical peroxyde.

Comme peuvent le décrire ces réactions, les produits finaux résultant de l'oxydation sont des alcools R-OH, des aldéhydes, des cétones, des esters, des acides, H<sub>2</sub>O, CO, CO<sub>2</sub> et des hydrocarbures légers. Il se produit aussi des peroxydes (ROO R -) qui sont des produits intermédiaires du processus d'oxydation. Tous ces produits d'oxydation produisent des boues, qui sont des substances partiellement conductrices qui se précipitent sur les isolants, la cuve, les surfaces du circuit de refroidissement, etc. Ces dépôts peuvent constituer des barrières conductrices en surface, diminuer la tenue mécanique du transformateur, obstruer les conduits de circulation d'huile et affecter le coefficient de transfert de chaleur entre les enroulements et l'huile. Le système de refroidissement perd ainsi son efficacité et l'élévation de la température qui en résulte accélère l'oxydation et la dégradation des isolants solides. Les principaux facteurs qui influencent l'oxydation des huiles minérales sont l'oxygène, la température et les métaux agissant comme catalyseurs[Jan 2011].

Les esters s'oxydent de la même façon en formant la succession de produits : alcools, cétones, aldéhydes et enfin acides carboxyliques. En règle générale, les sous-produits de l'oxydation des esters ne forment pas de dépôts ou de boues comme dans l'huile minérale [Cha 2013].

De nombreux travaux ont démontré l'effet de la température et de l'oxygène sur la dégradation des isolants liquides, et ce en affectant les différentes caractéristiques de ces derniers (Figures



II.5) [Abd 2012]. L'utilisation d'anti-oxygène ou de noir de carbone peut inhiber le phénomène d'oxydation.

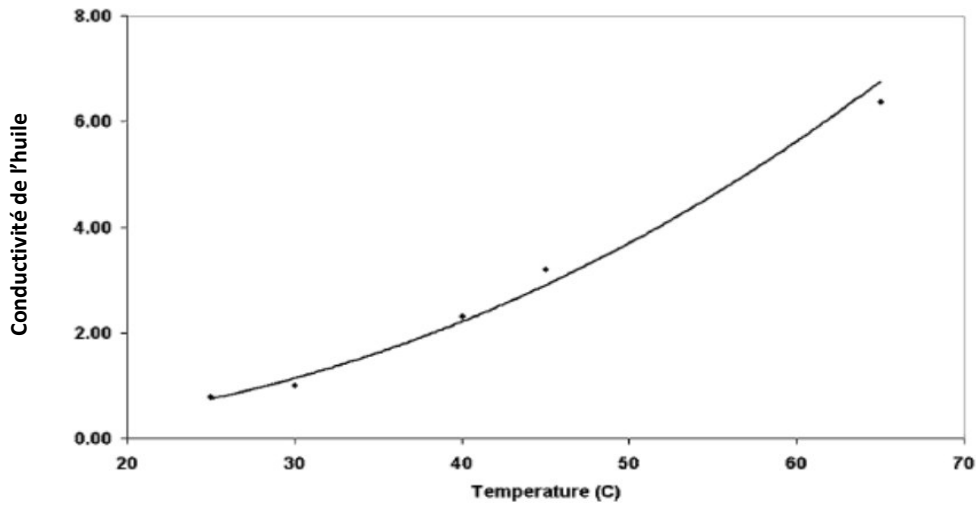


Fig. II.5 Variation de la conductivité de l'huile en fonction de la température en présence d'oxygène.

#### - Vieillessement par hydrolyse

Il est généralement admis que l'humidité est l'ennemi numéro un des transformateurs de puissance imprégnés d'huile [Jan 2011]. L'eau est particulièrement préjudiciable aux propriétés diélectriques du système d'isolation huile/papier. Quand elle est combinée avec l'oxygène et la chaleur excessive, le processus de vieillissement s'accélère. L'humidité dans les transformateurs de puissance provient de l'humidité résiduelle dans les éléments de construction encombrants, de l'atmosphère (système de conservateur à air libre...) et de la décomposition thermique des matériaux isolants solides. L'augmentation de la teneur en eau peut être aussi le résultat d'une mauvaise manipulation lors du transport ou du stockage avec ou sans huile. Elle peut également se produire lors de l'installation au cours des réparations mineures impliquant le drainage temporel ou partiel du liquide isolant.

L'humidité affecte la conductivité de l'isolant, qui à son tour augmente le facteur de dissipation, le taux de dégradation du papier augmente en proportion avec la teneur en eau [Jan 2011]. Cette dégradation est caractérisée par l'augmentation du facteur de pertes diélectriques, et la diminution de la rigidité diélectrique et de la résistivité, (Figure II.6) [Abd 2012, Jan 2011].

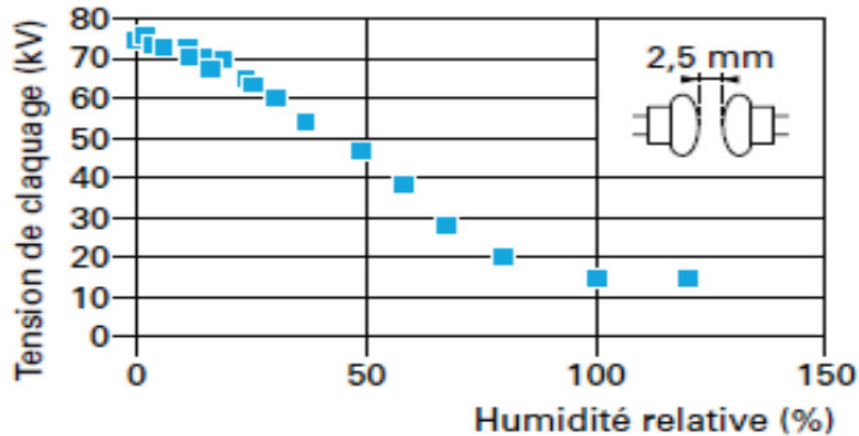
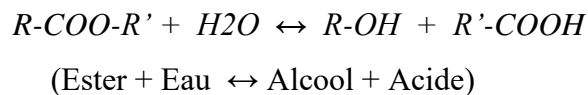


Fig. II.6 : Influence de l'humidité relative sur la rigidité de l'huile minérale [Ber 2002]

La stabilité chimique est évaluée à partir de la mesure de l'acidité soluble formée au cours du vieillissement. Dans l'huile minérale, c'est uniquement le processus d'oxydation qui forme des acides alors que dans un ester, l'oxydation et l'hydrolyse conduisent à la formation d'acides. Le groupe ester (-COOC-) est formée par la réaction de condensation d'un alcool et d'un acide dont la réaction inverse est l'hydrolyse. Ainsi, l'hydrolyse reforme l'alcool et l'acide de départ suivant la réaction chimique: [Cha 2013]



Une étude comparative de l'influence du vieillissement sur les propriétés chimiques et diélectriques d'isolants liquides commerciaux basés soit sur des huiles végétales (huile FR3 de Cooper) soit sur des esters de synthèse à base de pentaérythrytol (Midel 7131) a été réalisée par martin [Mar 2006]. Ces liquides ont été vieillis à 150°C en contact avec l'air et en présence ou non de catalyseurs métalliques. Bien que l'acidité initiale de l'huile minérale soit bien plus faible, après 14 jours de test, l'huile minérale et l'huile FR3 présentent le même niveau d'acidité (Figure. II.7), il ressort que les acides gras à longues chaînes créés par hydrolyse sont doux et non-corrosifs par rapport aux acides à courte chaîne trouvés dans de l'huile minérale. Ce fait peut être intéressant pour leur application dans des dispositifs électrotechniques [Mar 2006, Cha 2013].

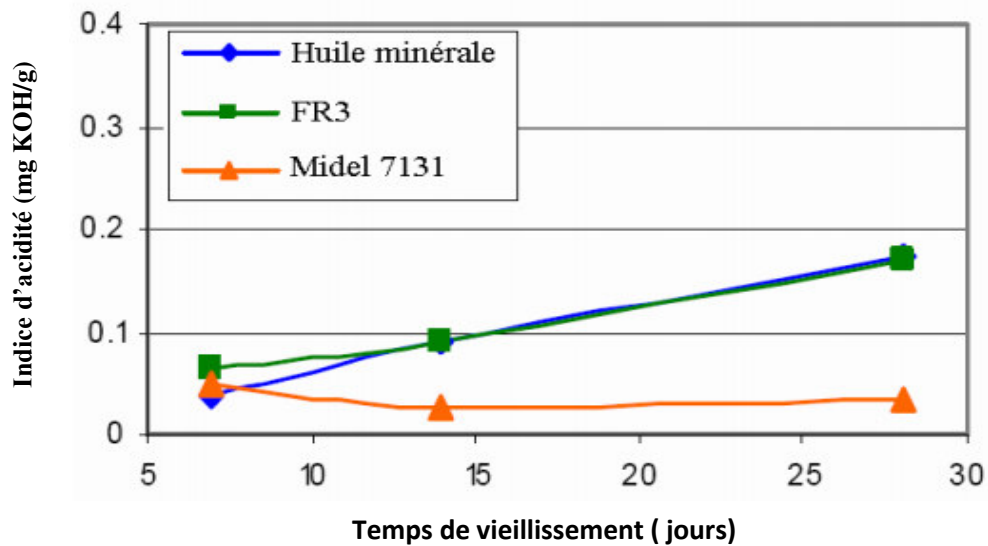


Fig. II.7 Acidité des huiles en fonction du temps de vieillissement [Mar 2006]

#### - Vieillessement photochimique

Ce phénomène est relativement complexe, beaucoup de facteurs influent sur son déroulement: la nature de l'atmosphère environnante (l'humidité, l'oxygène), l'influence de la température peut provoquer un changement de couleur et une formation de dépôts [Abd 2012].



Fig. II.8 : Changement de couleur des liquides isolants durant le vieillissement [Boua 2008]

#### - Vieillessement biochimique

Certains micro-organismes (moisissures, champignons, insectes, rongeurs, etc.) peuvent dégrader les polymères. Plusieurs mécanismes de vieillissement sont connus : dégradation biochimique du matériau, consommation des adjuvants, attaque mécanique par les rongeurs.

La biodégradation est favorisée par des milieux humides, à des températures supérieures à l'ambiante. De nombreux additifs sont utilisés (phénols, phtalimides, dérivés organométalliques :Hg, Sb, As, Sn, Zn) pour limiter les phénomènes de biodégradation [Fou 90, Abd 2012].

### - Vieillessement climatique

Le vieillissement climatique " Weathering " résulte de l'exposition directe des matériaux au rayonnement solaire, intempéries et aux diverses pollutions (marine, industrielle, etc.). La température joue également un rôle important. De nombreux adjuvants permettent de protéger les polymères (noir de carbone, oxyde de zinc et oxyde de titane et absorbeurs UV). Ce vieillissement peut dégrader les caractéristiques électriques de la surface d'un isolant [Fou 90, Abd 2012].

#### II.4.1 Vieillessement thermique des isolants liquides

La chaleur produite par le noyau magnétique et les enroulements est un facteur qui contribue au processus de dégradation des huiles isolantes. On appelle vieillissement thermique tout phénomène traduisant une évolution qui ne fait intervenir que le matériau, l'atmosphère et la température. On parle souvent de stabilité thermique pour définir le comportement de produit à température élevée, en faisant abstraction de toute autre contrainte telle que l'oxydation, l'hydrolyse ou les décharges partielles. Dans les conditions normales d'utilisation des transformateurs (température située entre 80 et 100°C), la stabilité des liquides isolants existants est largement suffisante. Cependant, il peut y avoir des points chauds ayant des très grandes températures, dans certaines parties du transformateur qui dégradent l'huile [Per 2005].

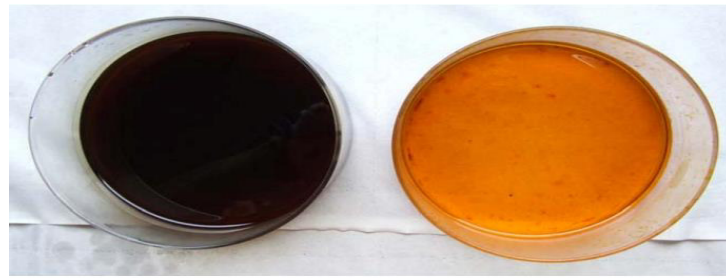
Une température élevée agit de trois façons :

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

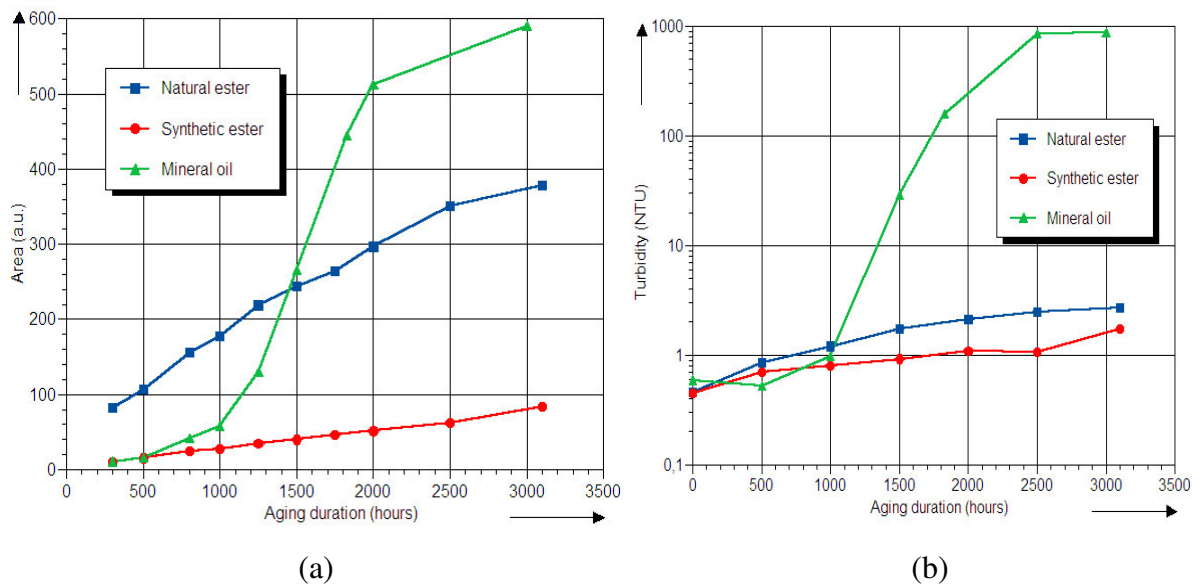
##### II.4.1.1 Stabilité chimique des huiles en fonction du temps de vieillissement thermique

###### A) Couleur

Il a été montré [Cha 2013, Boud 2012, Jan 2011] expérimentalement qu'après un vieillissement à 115°C, les ester deviennent jaune foncé, sans formation de dépôt, tandis que l'huile minérale devient noire avec la formation de dépôts (Figure II.9). Au fur et à mesure durant le temps de test, les deux huiles changent de couleur de deux manières différentes. L'ester change de couleur continûment et aucune formation de dépôt n'est observée. Par contre, bien que sa couleur initiale soit plus claire, l'huile minérale est devenue noire après seulement quelques jours à cause de la formation de particules. Ces particules sont observables à l'œil nu et elles décantent au fond du bécher après un temps court.



**Fig. II.9.** Comparaison de la couleur des deux huiles après 15 jours à 115°C (leurs couleurs initiales sont similaires)  
a: Huile minérale, b: Ester naturel [Cha 2013]



**Fig. II 10 :** a) Le contenu des produits de dégradation dissous en fonction de la durée de vieillissement. b) La turbidité en fonction de la durée de vieillissement [Boua 2008]

### B) Acidité

Il a été remarqué que les niveaux d'acidité sont toujours plus élevés dans l'huile végétale que dans l'huile minérale (Fig. II.11). Dans l'huile minérale, c'est uniquement le processus d'oxydation qui forme des acides alors que dans un ester naturel, l'oxydation et l'hydrolyse conduisent à la formation d'acides.

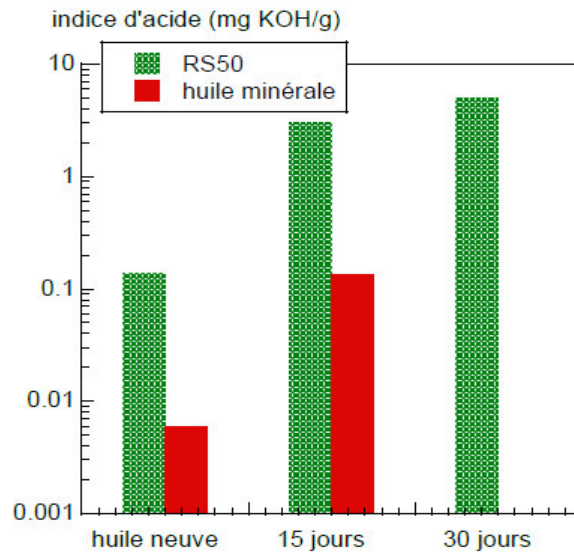


Fig. II.11 Acidité soluble en fonction du temps de vieillissement à 120°C [cha 2013].

C) Gaz dissous

L'huile isolante sous l'effet du vieillissement thermique peut produire des gaz de différentes natures, créant ainsi des bulles gazeuses dans l'isolant. Ceci favorise les phénomènes de décharges partielles et peut amener au claquage.

Les résultats présentés dans les figures II.12 et II.13, montrent les principaux gaz générés dans différents échantillons soumis au vieillissement thermique à 115 °C, suivant la norme ASTM [ASTM 1934].

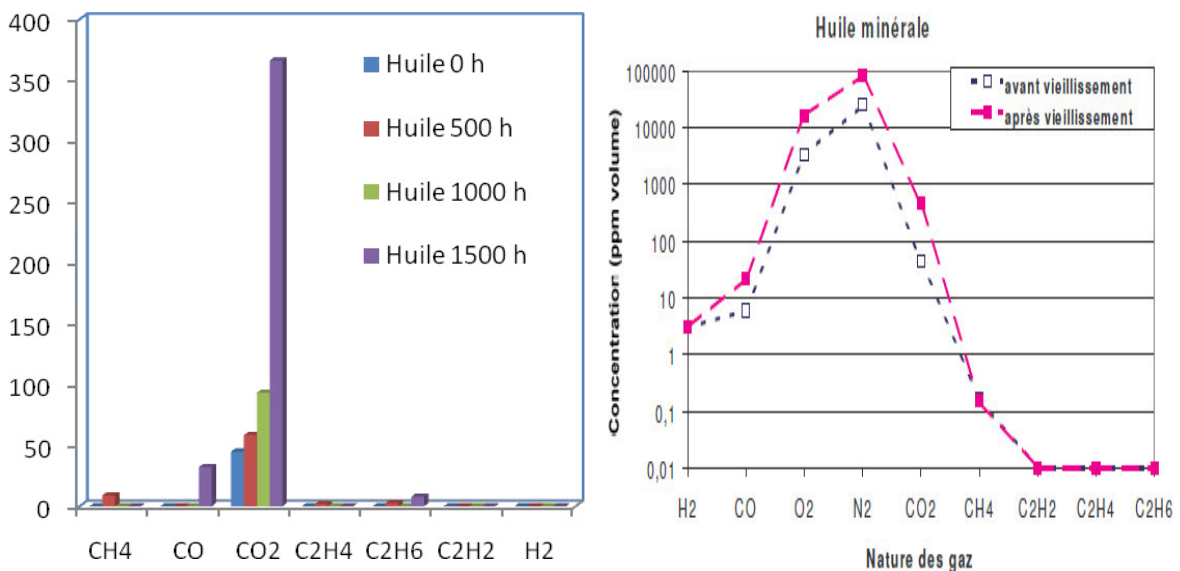
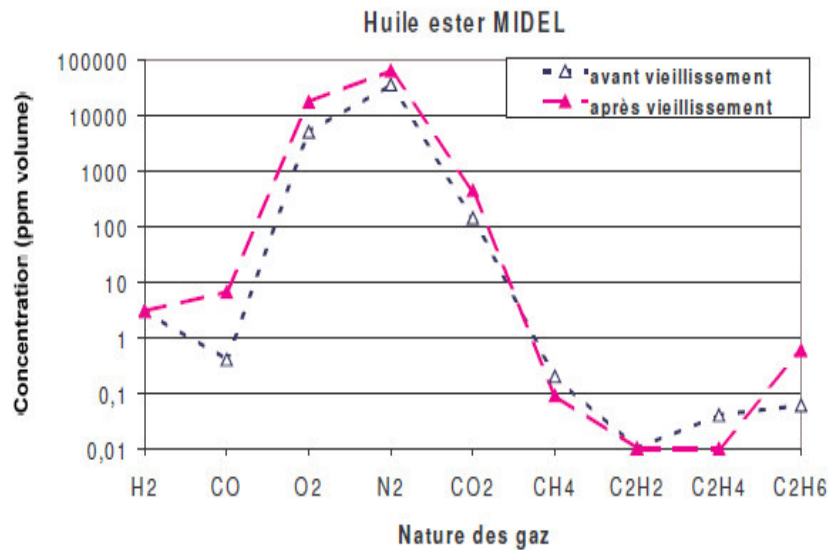
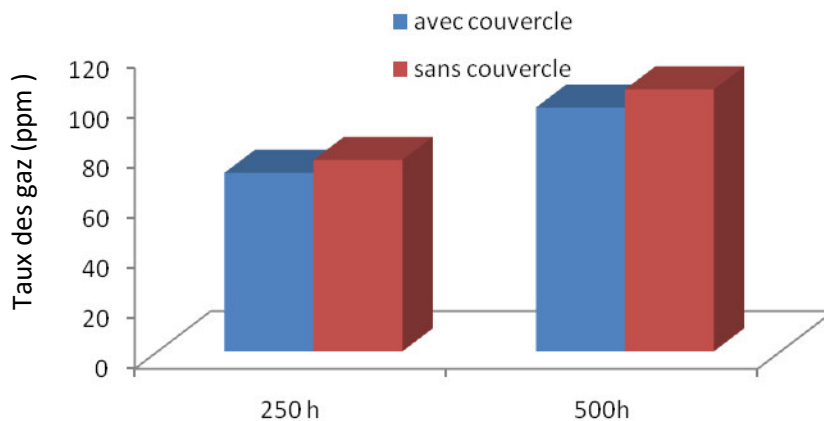


Fig. II.12 Génération des gaz dissous dans l'huile minérale après vieillissement thermique [Ami 2015, Per 2005]



**Fig. II.13** Génération des gaz dissous dans l'ester synthétique après vieillissement thermique [Per 2005]

La figure II .14 présente les principaux gaz générés dans différents échantillons soumis au vieillissement thermique avec et sans couvercle [Boud 2011]. Cette figure montre l'impact de l'air environnant sur le vieillissement thermique.



**Fig. II.14** Génération des gaz dissous dans l'huile minérale après vieillissement thermique [Boud 2011]

Nous pouvons noter que seule l'huile minérale produit une quantité plus importante de CO<sub>2</sub>, après vieillissement par rapport à sa teneur d'origine.

#### II.4.1.2 Influence du vieillissement thermique sur les propriétés diélectriques

Le facteur de pertes diélectrique augmente sous l'effet du vieillissement thermique, avec la diminution de la résistivité et de la tension de claquage. La figure II.15 montre l'évolution de facteur de dissipation diélectrique en fonction de période de vieillissement thermique, pour différents types d'huiles isolantes [Abd 2003, Abd 2008, Fof 2010].

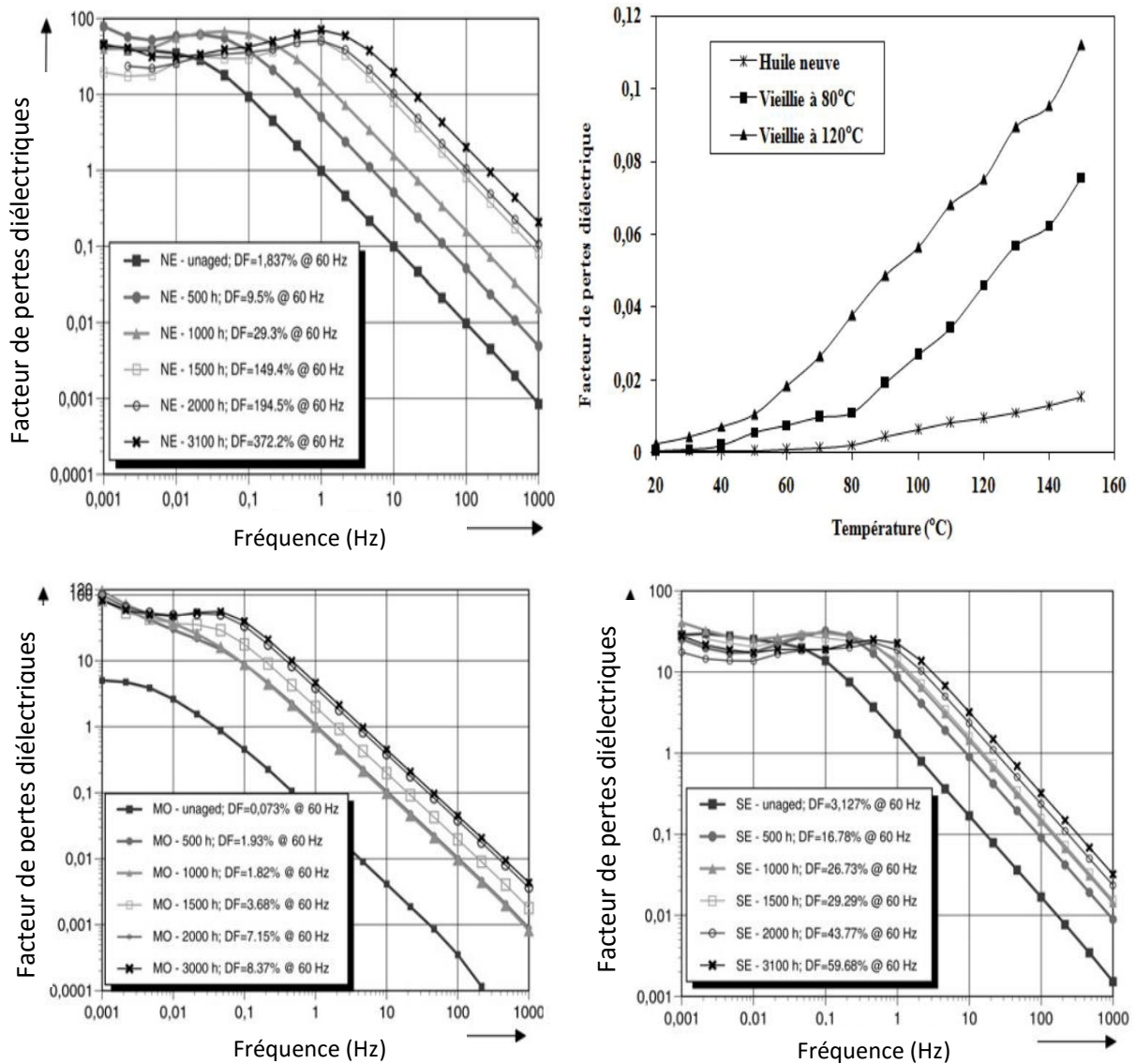


Fig. II.15 : Influence du vieillissement thermique sur les propriétés électriques de l’ester naturel, l’huile minérale, et ester synthétique [Abd 2008, Fof 2010]

### II.4.2 Vieillessement électrique des isolants liquides

Sous l’effet du champ électrique et des inhomogénéités locales (gaz, humidité, particules) des micro-décharges appariant et décomposent l’huile en générant des gaz. A long terme, ces décharges peuvent devenir nocives si elles tendent à se fixer sur les isolants solides imprégnés et parviennent à un niveau suffisant pour les détériorer [Per 2011].

Les effets de décharges partielles se traduisent par la formation de radicaux libres. Ces composés réagissent rapidement avec l’oxygène. Il s’ensuit une dégradation généralisée ou très localisée (arborescences électriques) des isolants. La génération des décharges partielles dans le liquide, peuvent amener à un claquage. On désigne ainsi l’étape ultime d’une succession de processus irréversibles où le milieu diélectrique est soudainement traversé par un arc électrique entre conducteurs soumis à une différence de potentiel [Tob 97].



Le vieillissement électrique d'un échantillon d'huile minérale neuve à la température ambiante ne dégrade pas l'état de l'huile. Tous les paramètres physiques, chimiques et électriques gardent des valeurs admissibles aux recommandations de la norme qui régit une huile neuve. [CEI 60296]. La combinaison entre le nombre de claquages électriques et l'augmentation de la température et la présence d'oxygène et de l'humidité dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile [Abd 2012].

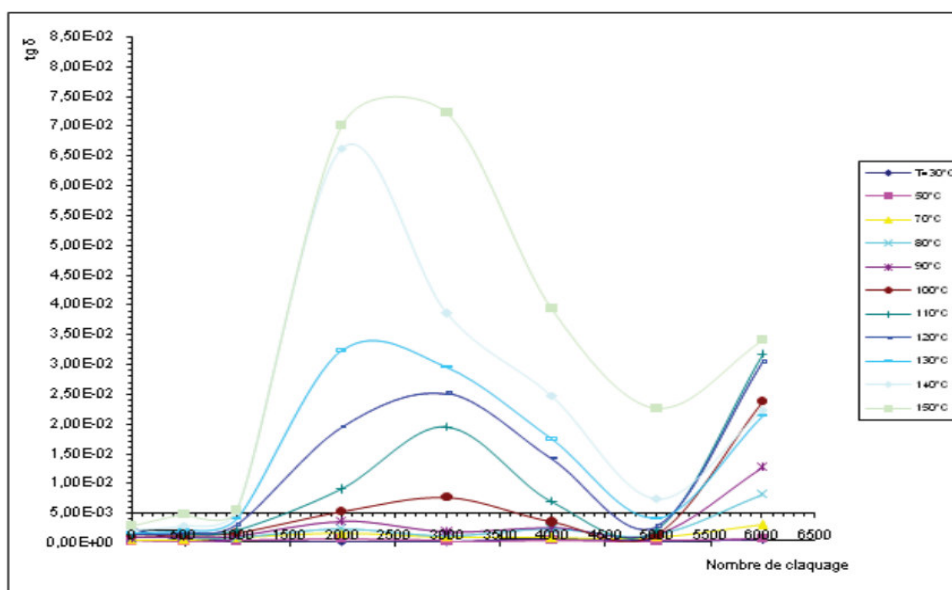
#### II.4.2.1 Vieillessement électrique par claquage

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

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

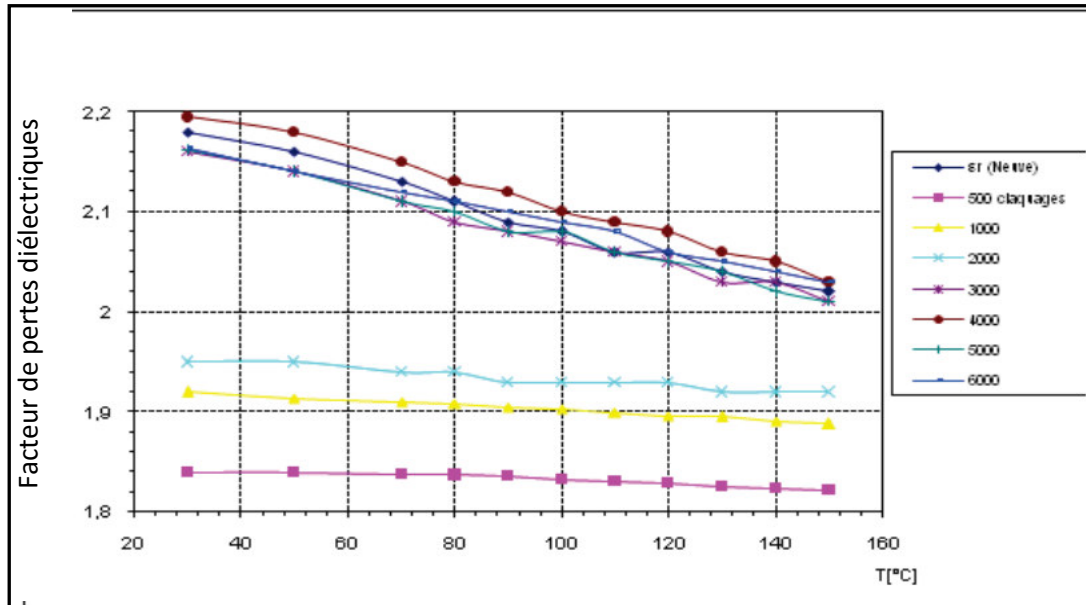
Cette séparation en deux phases pourrait, aux très courtes distances entre les électrodes, se révéler arbitraire, le même phénomène se développe au cours du temps (avalanches électronique).

D'après des études réalisées sur l'huile minérale [Ben 2008], Le facteur de dissipation diélectrique est très faiblement affecté par le claquage de l'huile. En effet, pour une température de l'huile inférieure ou égale à 70°C, quel que soit le nombre de claquages subit par l'huile, le facteur de pertes diélectriques prend des valeurs acceptables. Pour des températures plus élevées, il augmente en dépassant la limite admise par la norme CEI 60296 [CEI 60296] (Figure II.16).



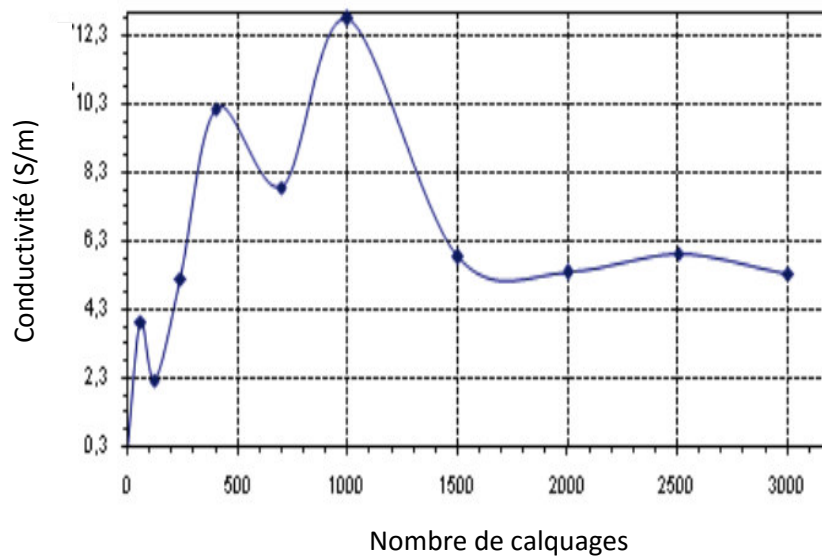
**Fig. II.16** Variation du facteur de dissipation en fonction du nombre de claquages pour différentes températures de mesure [Ben 2008, Abd 2012]

La permittivité relative diminue en fonction du nombre de testes de claquages et de la température grâce à l'élimination de l'humidité (Figure II.17). Cette diminution améliore l'état isolant de l'huile en réduisant la possibilité de formation de particules chargées.



**Fig. II.17** Variation de la permittivité relative en fonction de la température et du nombre de claquages [Ben 2008, Abd 2012]

Pour une température fixe, la conductivité augmente en fonction du nombre de claquages puis diminue en présentant des fluctuations pour se stabiliser autour d'une valeur stable plus élevée que celle d'une huile neuve (Figure II.18). [Ben 2008, Abd 2012]



**Fig. II.18** Variation de la conductivité en fonction du nombre de claquages [Ben 2008, Abd 2012]

On peut tirer des figures II.16 – II.18 que l'augmentation du nombre de claquages électriques, jusqu'à 6000 claquages, sur un échantillon d'huile minérale neuve à la température ambiante ne dégrade pas l'état de l'huile. Tous les paramètres physiques, chimiques et électriques gardent des valeurs admissibles. La combinaison entre le nombre de claquages électriques et l'augmentation de la température du fonctionnement dégrade considérablement les caractéristiques de l'huile.

Au-delà d'une certaine valeur, la température semble être le facteur le plus critique que le nombre de claquage, dans la dégradation de l'huile isolante. Toutefois, aux premiers claquages, ces deux facteurs améliorent la rigidité de l'huile grâce à leur élimination de l'humidité contenue dans cette dernière [Ben 2008, Abd 2012]

La viscosité cinématique, l'indice de réfraction, la densité, le point d'éclair et la couleur de l'huile restent inchangés quel que soit le nombre de claquages appliqués à l'huile. L'acidité varie avec le vieillissement électrique, mais sa valeur reste au dessous des limites données par la norme [Ben 2008, Abd 2012]

Pour la production de gaz, il apparait que le gaz le plus significatif du claquage détecté (bien qu'il soit en quantité faible) est l'acétylène ( $C_2H_2$ ), comme il est représenté sur les figures II.19 et II.20, on peut noter aussi que l'huile minérale génère plus de  $C_2H_2$ , alors que l'huile synthétique est plus stable

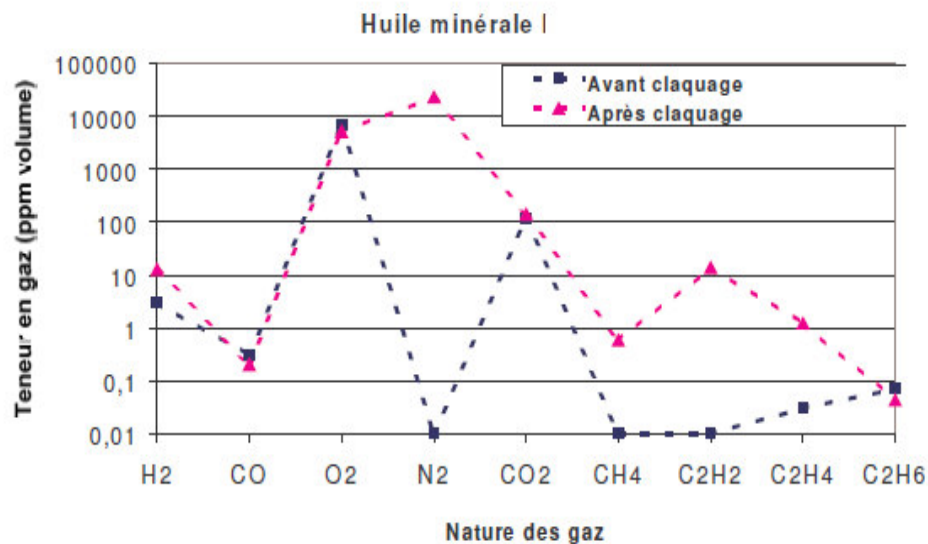


Fig. II.19 Analyse des gaz dissous dans l'huile minérale après claquage [Per 2005]

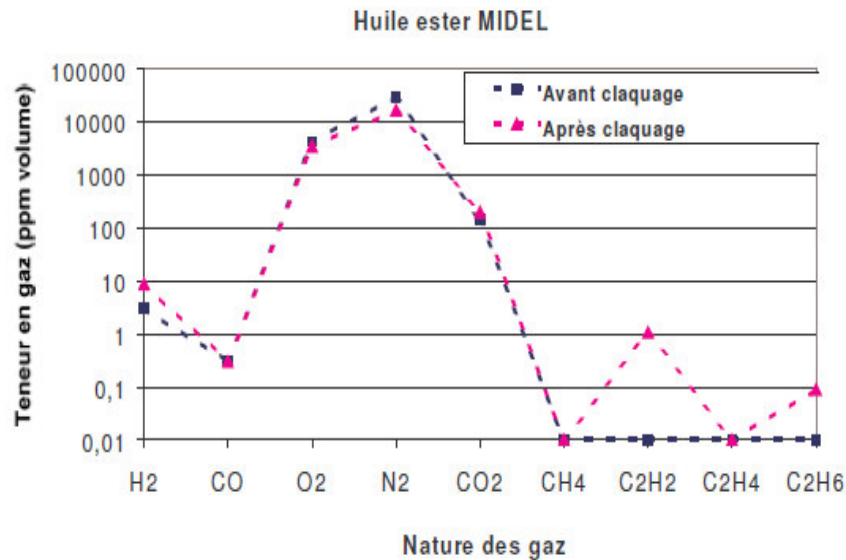


Fig. II.20 Analyse des gaz dissous dans l'ester synthétique après claquage [Per 2005]

Le tableau II.1 montre que la combinaison entre le claquage électrique et la température (vieillessement thermique) dans l'huile minérale augmente la génération de C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, monoxyde et le dioxyde de carbone.

Tableau II.1 Les gaz dissous dans les échantillons de l'huile minérale après application de test de claquage (50 claquages)[Gha 2012]

	Huile neuve	Huile vieillie (3000h)	Huile vieillie (5000h)
Méthane	32.681	23.391	30.15
Monoxyde du carbone	13.371	19.81	54.335
Dioxyde du carbone	515.03	878.63	1,362.8
Ethylène	56.052	36.173	52.207
Ethane	5.436	2.997	3.98
Acétylène	387.29	291.67	473.43
Hydrogène	385.84	247.14	386.16
Oxygène	30,587	30,528	28,800
Nitrogène	64,677	68,499	66,227
Totale de gaz combustible	1,395.701	1,499.811	2,327.017

#### II.4.2.2 Vieillessement électrique sous champ

Dans le passé, la cause principale de détérioration de l'huile isolante en service a été attribuée à la réaction chimique entre l'oxygène dissous et certains hydrocarbures de faibles liaisons moléculaires, catalysés par la chaleur et le cuivre[ Jan 2011].

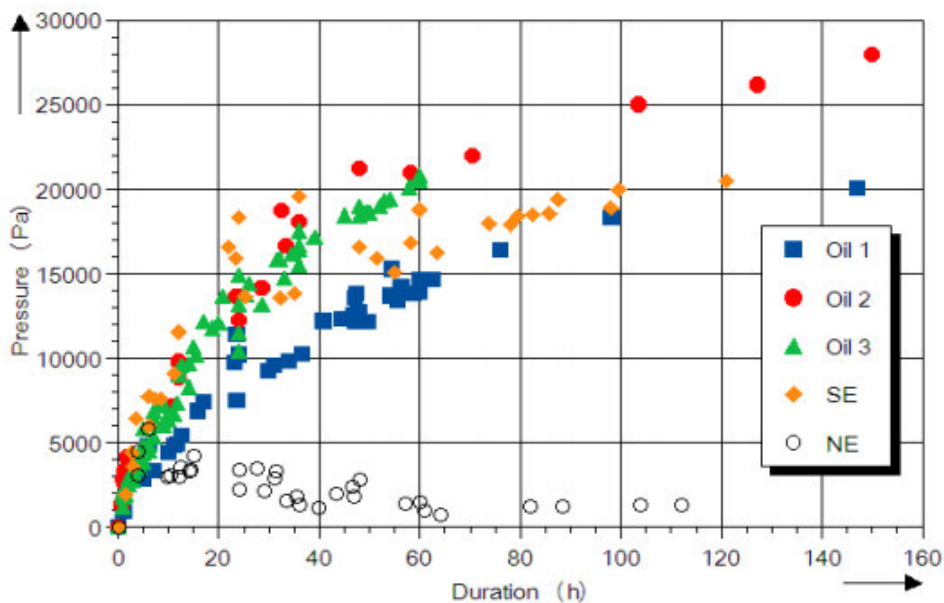
Cette hypothèse considère donc le vieillessement de l'huile comme un processus exclusivement chimique dans lequel le champ électrique n'a aucun impact. L'augmentation du facteur de dissipation de l'huile en service prouve la présence de molécules ionisées ce qui contredit l'explication chimique. le champ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

également être considéré comme un facteur important dans le processus de vieillissement. À cause de ces nouvelles hypothèses, une nouvelle méthode [ASTM 6180] a été développée comme suit : [Jan 2011]

### A) Principe

Lorsqu'une isolation mixte est soumise à un champ électrique, la partie la plus faible peut claquer sans que l'isolation entière ne subisse une rupture électrique. Ces claquages qui n'affectent qu'une partie de l'épaisseur de l'isolation sont appelées décharges partielles. Dans le cas des isolations imprégnées (comme c'est le cas dans les transformateurs avec la cellulose), la rigidité de la partie solide est supérieure à celle du liquide d'imprégnation. Les décharges partielles se produisent donc principalement dans la phase liquide, ou dans les zones mal imprégnées où subsistent des interstices de gaz (l'air), puisque la rigidité diélectrique des gaz est bien plus faible que celle des liquides [Per 2011].

Les produits de décomposition tels que les gaz, les radicaux libres, les molécules ionisées et les cires sont produits dans un laps de temps de cinq heures. Pour les équipements électriques, l'emploi d'imprégnant pour absorber les gaz est toujours préférable [Jan 2011].



**Fig. II.21** Courbes de gassing de différents types de liquide isolants  
[Loi 2012-1, Boud 2014]

*Oil 1,2,3 : huiles minérales ; SE : Ester synthétique ; NE : Ester naturel*

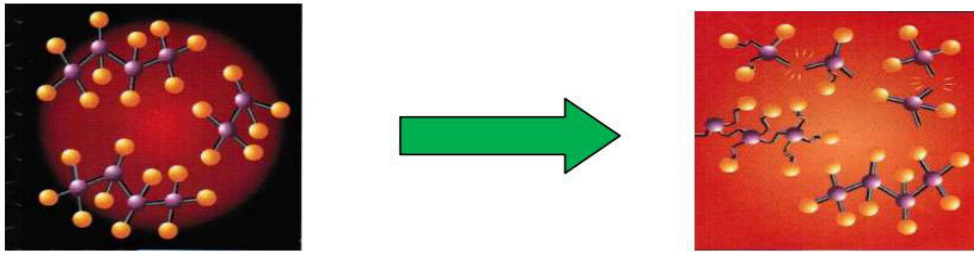


Fig. II.22 : Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huiles [Jan 2011].

Les électrons libres sont la source primaire d'énergie pour la rupture des liaisons chimiques covalentes vulnérables (approximativement  $4 \text{ eV} \approx 386 \text{ kJ mol}^{-1}$ ) (Figure. II.22). Le tableau II.2 montre les énergies nécessaires pour la rupture des liaisons moléculaires des hydrocarbures [Jan 2011]. Les sources d'énergie capables de casser une liaison covalente composée d'une paire d'électrons sont de trois ordres :

- La puissance du champ électromagnétique qui déclenche l'injection des électrons libres dans le liquide.
- L'énergie thermique générée par la partie active du transformateur.
- L'agressivité de l'oxygène dissous qui constitue la source d'énergie chimique (accompagné de l'effet catalytique du cuivre) pour le processus de décomposition [Jan 2011].

Tableau II.2. Énergies requises pour briser les liaisons moléculaires.

Liaisons	Hydrocarbures	Énergie de liaison (kJ/mol)
C-C	Aliphatique saturée	315 – 380
	Aliphatique insaturée	255 – 960
	Aromatique	230 – 480
C-H	Aliphatique saturée	395 – 440
	Aliphatique insaturée	320 – 560
	Cyclique	310 – 485
	Aromatique	270 – 480

Il a été également montré [Jan 2011] que l'incidence de l'injection d'électrons dans le diélectrique liquide est négligeable pour des gradients de tensions théoriques. Mais durant une commutation transitoire brève ou durant des surtensions d'origine atmosphérique, la probabilité de telles injections devient trop élevée.

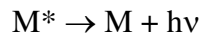
## B) Mécanisme

Les collisions entre les électrons injectés et les molécules d'hydrocarbures constituant l'huile peuvent être élastiques ou inélastiques :

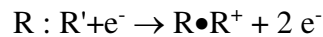
- Collisions élastiques :  $e^-_{\text{rapide}} + M_{\text{lent}} \rightarrow e^-_{\text{moins rapide}} + M_{\text{plus rapide}}$
- Collisions inélastiques :  $e^-_{\text{rapide}} + M_{\text{lent}} \rightarrow e^-_{\text{plus lent}} + M^*_{\text{(molécule excitée)}}$   
 $\rightarrow e^-_{\text{plus lent}} + M^+ + e^-$

M représente une molécule.

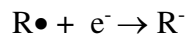
Ces collisions conduisent à une transition électronique suivie par la rupture des molécules excitées ou la perte de l'énergie absorbée sous la forme d'un quantum de lumière : [Jan 2011]



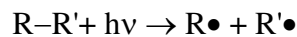
Ce phénomène est appelé fluorescence ; il donne naissance à une décharge partielle [Jan 2011]. Un tel bombardement peut déclencher deux autres types de réactions, chacune contribuant à l'augmentation du facteur de dissipation :



et



Les molécules vulnérables (R-RR') se décomposent et génèrent une paire de radicaux libres (R• et R'•) selon la réaction :



### - Rôle des radicaux libres

L'intérêt initial pour ces produits résultant des réactions intermédiaires a été mis en évidence il y a plusieurs décennies. Lors du XIXe Symposium sur les matériaux isolants qui s'est tenu au Japon en 1986, une attention particulière a été prêtée aux « Radicaux libres dans l'isolation électrique ». Il a été conclu que les radicaux libres jouaient un rôle déterminant dans le processus de dégradation de tous les matériaux diélectriques [Jan 2011]. Les radicaux libres possèdent au moins deux propriétés qui méritent une plus grande attention comme nous le verrons dans ce qui suit :



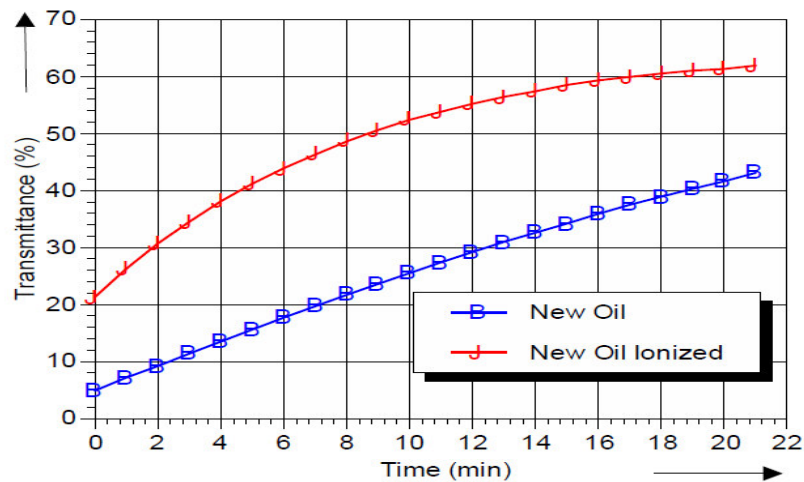


Fig. II.23 : Evolution de radicaux libres dans l'huile avant et après application de champ [Fof 2015]

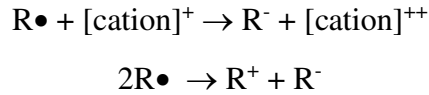
### 1. Propriété physique

Les radicaux libres sont paramagnétiques en raison de leur électron non apparié. Dans un champ électrique non uniforme, ils sont dispersés de façon uniforme dans le diélectrique liquide. La concentration des radicaux libres est pour cette raison, plus élevée à l'endroit où le champ électrique est plus intense et la probabilité d'une collision entre deux radicaux libres, suivie de la formation d'un produit de décomposition s'en trouve augmentée. Un composé gazeux, liquide ou solide peut être formé par une telle réaction chimique en fonction de la taille des radicaux libres qui réagissent. Lorsque la taille d'une nouvelle molécule excède le poids moléculaire moyen des hydrocarbures, elle peut devenir insoluble dans l'huile. La cire ou la boue se forme et elle obstrue généralement les pores de la structure poreuse de l'isolant en papier ou encore elle reste adsorbée sur sa grande surface. La nature paramagnétique des radicaux libres ainsi que leur réactivité chimique suggèrent que leur présence dans l'isolation solide ou liquide des transformateurs de puissance est potentiellement dangereuse [Jan 2011].

### 2. Production de porteurs de charges

La deuxième propriété critique des radicaux libres est la production de porteurs de charges durant la réaction d'auto-oxydation et en particulier durant la réaction de dismutation. La dismutation est une réaction d'oxydo-réduction dans laquelle une espèce chimique joue à la fois le rôle d'oxydant et de réducteur. Ce qui signifie que les radicaux libres initialement présents à un seul degré d'oxydation se trouveront après la réaction sous forme de deux espèces de degrés d'oxydation différents. Ces porteurs de charges augmentent le facteur de dissipation de l'huile selon la réaction [Jan 2011].





Chacune de ces réactions affecte directement les propriétés diélectriques de l'huile isolante.

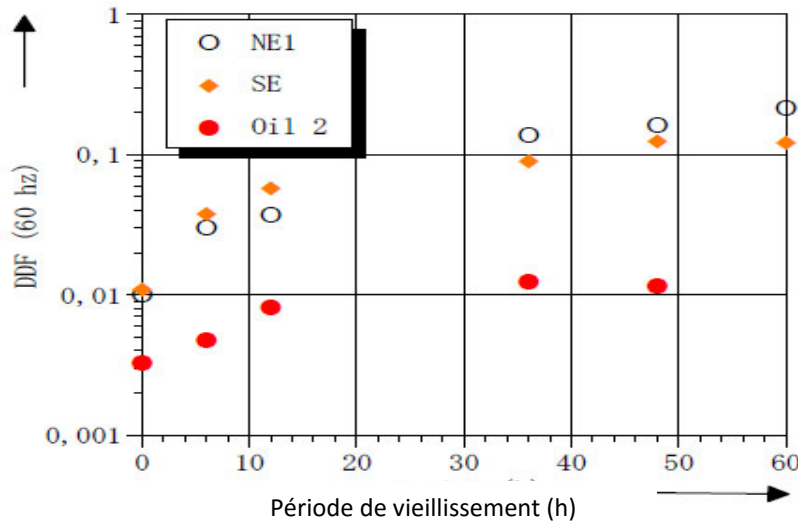
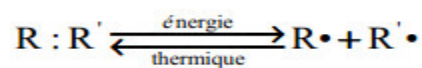


Fig. II.24 Facteur de dissipation diélectrique à 60 Hz et 100°C avant et après application de champ. [Loi 2012-2]

#### - Réactions entre un radical libre et l'oxygène

L'oxygène dissous produit continuellement un nombre croissant de radicaux libres provenant de ses attaques sur les hydrocarbures faiblement liés. Ces molécules électriquement neutres, mais chimiquement très actives exercent une influence sur les propriétés diélectriques des huiles isolantes. [Jan 2011].

Ce phénomène entraîne une coupure homolytique des liaisons de valence faible et la formation d'une paire de radicaux libres selon la réaction : [Jan 2011]



Cette rupture de doublet initie une réaction d'oxydation lorsqu'un radical libre formé rencontre une molécule d'oxygène :



Cette réaction chimique initie à son tour une réaction en chaîne qui produit un nouveau radical libre. Cet enchaînement est dû au fait que l'oxygène soit diradical, c'est-à-dire possède deux électrons non appariés.

Le peroxyde formé dans cette étape peut être facilement décomposé par thermolyse pour produire une autre paire de radicaux libres :



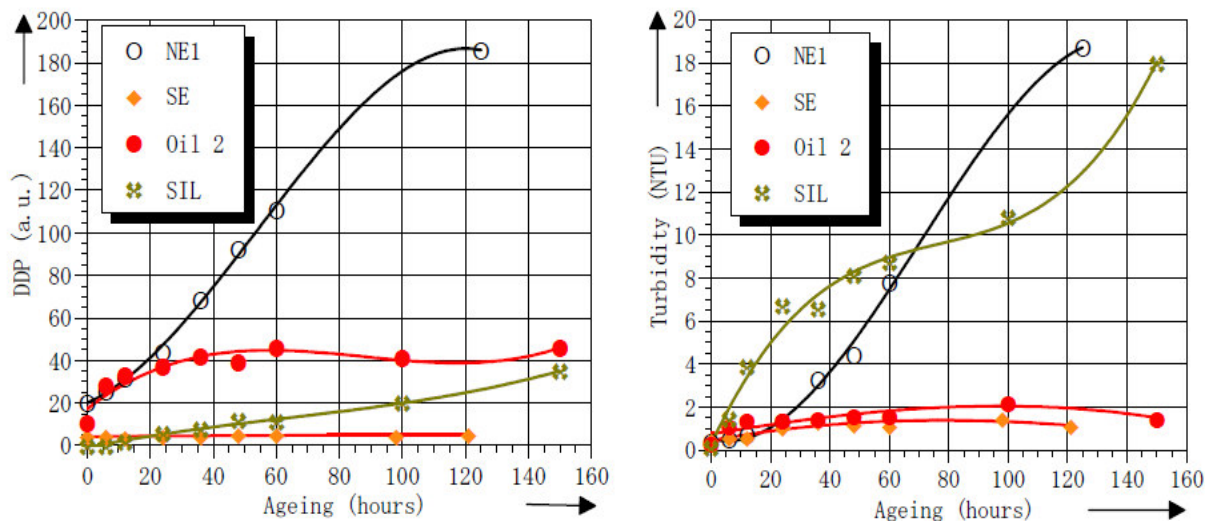
Ces radicaux libres se joignent aux molécules d'oxygène pour attaquer d'autres hydrocarbures vulnérables et pour augmenter la concentration des produits de décomposition dissous issus de l'oxydation.

**- Formation des cires**

La rupture d'une faible liaison chimique à l'une des extrémités d'une chaîne hydrocarbures peut engendrer deux radicaux libres de tailles différentes. Le composé de poids moléculaire faible devrait être un gaz et le restant de la molécule rompue, un hydrocarbure liquide plus court. Chaque fois que deux de ces molécules couplent aléatoirement leurs électrons non appariés, il se forme une macromolécule connue sous l'appellation de cire.

Si la concentration en radicaux libres est faible, la probabilité de formation de cires est quasiment inexistante. Autrement dit, lorsqu'une huile testée possède un nombre exceptionnellement élevé d'hydrocarbures faiblement liés, la profusion de radicaux libres dans l'échantillon ionisé entraîne des réactions chimiques secondaires qui engendrent des cires qui peuvent être détectées au moyen de mesures turbidimétriques très sensibles [Jan 2011].

La figure II.25 montre l'influence du champ électrique sur la turbidité et le DDP des liquides isolants.

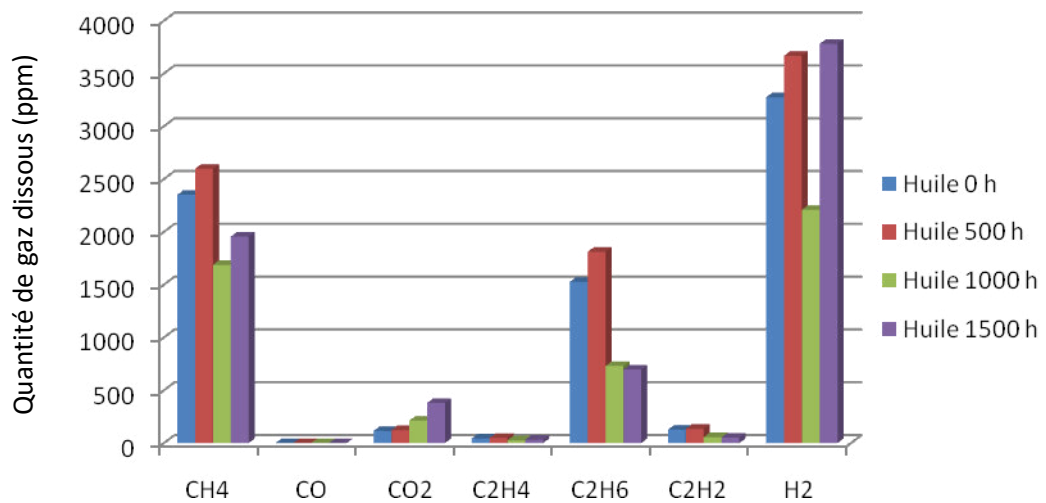


**Fig. II.25** Evolution des produits solubles et insolubles dans différentes huiles durant l'application du champ électrique [Loi 2012-2]

### - Gaz dissous

La décharge électrique de faible énergie entraîne principalement la production d'hydrogène, du méthane de l'éthane et de dioxyde de carbone [Ami 2015]. Ces gaz proviennent de la recombinaison des radicaux libres. En effet, sous l'effet de l'énergie apportée par le champ électrique, certaines liaisons d'hydrocarbures peuvent se briser et donner naissance à des radicaux libres tels que :  $H\bullet$ ,  $CH_3\bullet$ ,  $CH_2\bullet$  et  $CH\bullet$ . [Ami 2015] La recombinaison de ces substances peut former des gaz.

Généralement, les quantités des gaz dissous augmentent avec la température, la figure II.26 montre l'évolution des gaz dissous en fonction de période de vieillissement thermique, après application du champ électrique.



**Fig. II.26** Génération des gaz dissous dans l'huile minérale neuve et vieillie après application du champ électrique [Ami 2015]

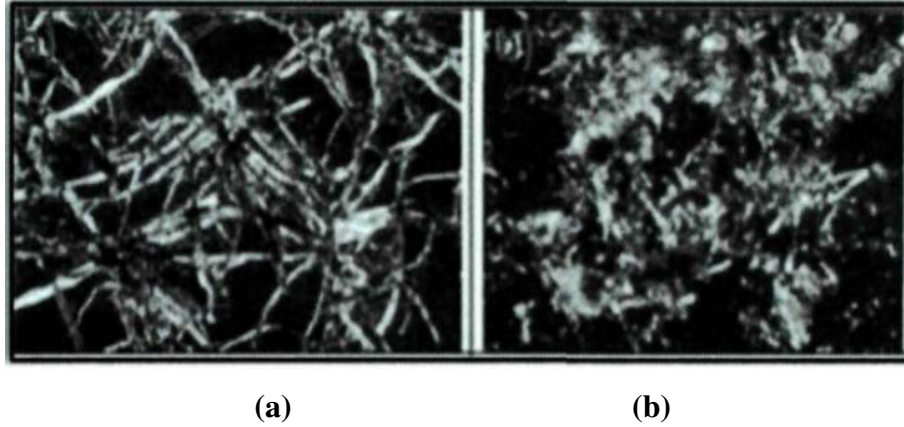
## II.5 Vieillessement de l'isolation solide.

### II.5.1 Vieillessement du papier.

Nous avons vu dans le premier chapitre, que les matériaux ligno-cellulosiques utilisés dans les transformateurs (papiers de guipage, cartons) contiennent de la cellulose en majorité, des hémicelluloses et de la lignine. Les propriétés mécaniques de ces matériaux reposent essentiellement sur l'état de la cellulose.

Lorsque les liaisons entre les unités des chaînes de cellulose sont rompues, la valeur du DP diminue et la résistance mécanique de la cellulose décroît. Le DP (degré de polymérisation) d'un matériau cellulosique neuf est compris entre 1200 et 1600. Le papier avec un DP de moins de 250 est un papier d'une durée de vie (restante) très courte en tant que matériau isolant solide (figure II.27). Un transformateur avec un papier d'un tel état sera enclin à des pannes au niveau

des enroulements lors d'efforts mécaniques tels que la vibration et les contraintes liées aux courants de courts-circuits. La cellulose avec un DP de 150 ou moins est fondamentalement une poudre sans force mécanique significative [Bour 2007].

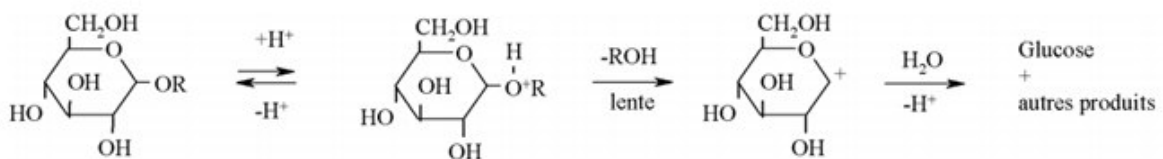


**Fig. II.27** Vue microscopique de a) papier neuf avec valeur élevée du DP b) papier vieilli avec faible valeur du DP [Kas 2013]

#### a) Mécanismes de dégradation

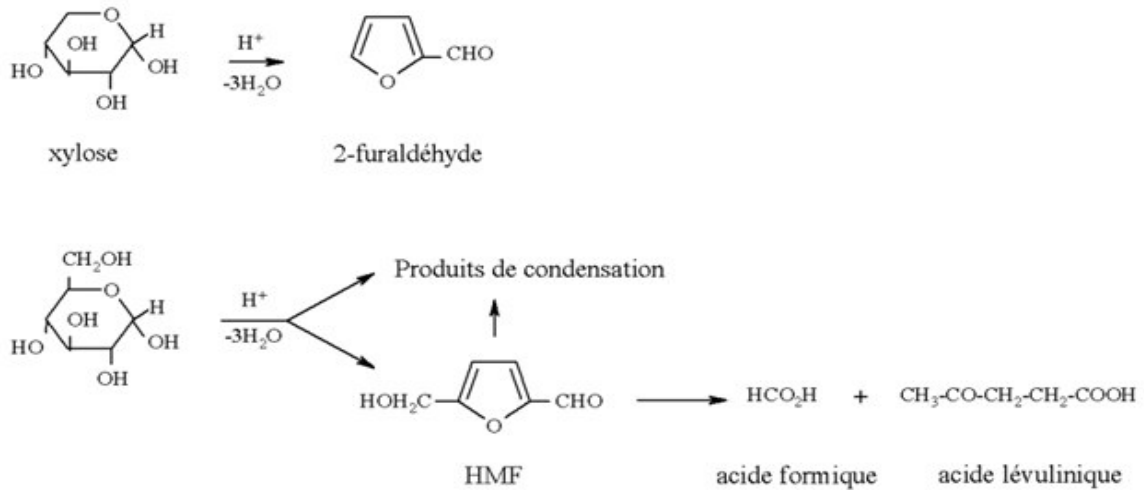
La détérioration du papier résulte principalement de la détérioration de la cellulose. Cette détérioration est normalement associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui se produisent dans les matériaux. Ces trois réactions entraînent la rupture des macromolécules de la cellulose et réduisent le degré de polymérisation. Elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité; la cellulose peut se dégrader rapidement aux températures supérieures à 90 °C, on assiste à [Jan 2011] :

- **L'hydrolyse** qui est la réaction de l'eau avec les ponts d'oxygène et qui provoque la rupture de chaînes sans formation de produits libres. L'eau formée par pyrolyse et oxydation contribue à augmenter l'hydrolyse. L'eau a un rôle important dans le processus de vieillissement de la cellulose par hydrolyse. Cette réaction est représentée sur la figure II.28 [Bour 2007].

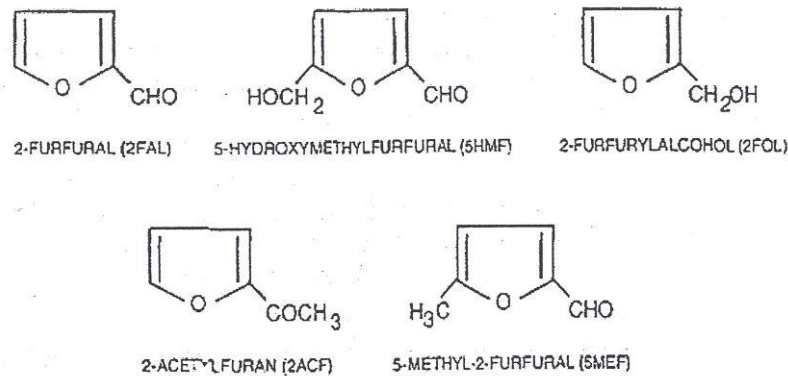


**Fig. II.28** : Hydrolyse d'une liaison glucosique

Lorsque l'activité de l'eau est très faible, et que la température est élevée ( $\geq 100^\circ\text{C}$ ), l'hydrolyse acide des liaisons internes est suivie rapidement par une série de déshydratations catalysées par les acides, aboutissant à la production de produits furaniques et phénoliques. La formation des composés furaniques est présentée sur la figure II.29 [Bour 2007].



**Fig. II.29** : Formation par catalyse acide du 2-furaldéhyde, du 5-hydroxyméthyl-2- furaldéhyde et de l'acide lévulinique à partir de monosaccharides



**Fig. II.30** : Structure chimique des dérivés furaniques

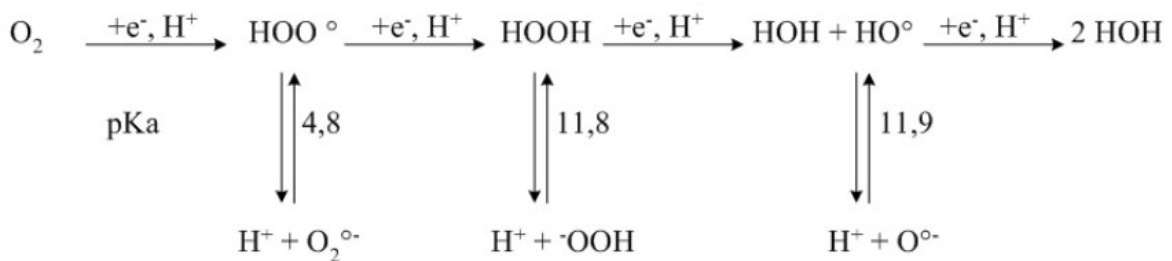
Le 2-fur-aldéhyde et le HMF peuvent être dégradés en composés acides comme le montre la figure II.30. Ces acides produits vont augmenter l'acidité du milieu et accélérer la part du vieillissement qui est dû aux réactions d'hydrolyse acide et de déshydratation catalysée par les acides [Bour 2007].

En raison de la solubilité partielle des dérivés furaniques tels que le 2-acetyl-furan, le 5-méthyl-2- furfuraldéhyde, dans l'huile, ces produits constituent de nos jours les seuls traceurs caractéristiques de la dégradation du papier.

Aux températures élevées, l'acide formique se dissocie en eau et en monoxyde de carbone. L'acide le vinylique polymérise rapidement et forme un polymère acide marron foncé. Ce polymère, associé aux fibrilles ou autres résidus solides du matériau cellulosique, constitue une partie des boues qui s'accumulent dans les huiles usagées des transformateurs [Bour 2007].

A l'issue des réactions d'hydrolyse acide et de déshydratation, il y a une production nette de deux molécules d'eau par unité. Le vieillissement du matériau cellulosique entraîne donc une augmentation de la teneur en eau du système, ça dépend de la structure de la cellulose (Nelson et Tripp 1953). Par exemple, la cellulose du bois est hydrolysée deux fois plus vite que celle du coton. ) [Bour 2007].

- **L'oxydation** qui consiste en l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène. Elle provoque une dépolymérisation. Les produits formés sont des carbonyles, des aldéhydes et des acides, mais aussi des gaz tels que CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O et H<sub>2</sub>. Les mécanismes d'oxydation de la cellulose font intervenir des radicaux hydroxyle (OH°) et peroxyde (ROO°). Le peroxyde d'hydrogène (H<sub>2</sub>O<sub>2</sub>) provient de réactions entre la matière organique et l'oxygène catalysé par des métaux de transition (Cu<sup>2+</sup>/Cu<sup>+</sup>; Fe<sup>3+</sup>/Fe<sup>2+</sup>). La figure II.31 donne les étapes de la réduction de l'oxygène.



**Fig. II.31** Réduction de l'oxygène conduisant à la génération de peroxyde d'hydrogène [Bour 2007]

Si la cellulose est complètement oxydée, il se forme de l'eau et du dioxyde de carbone. Il y a cependant un certain nombre de produits intermédiaires dans le processus d'oxydation. Trois de ces composés sont également générés lors des réactions d'hydrolyse et de déshydratation de la cellulose et des hémicelluloses décrites dans le paragraphe précédent. Ce sont le 2-furfuraldéhyde, le 5-hydroxyméthyl-2-furaldéhyde et le monoxyde de carbone.

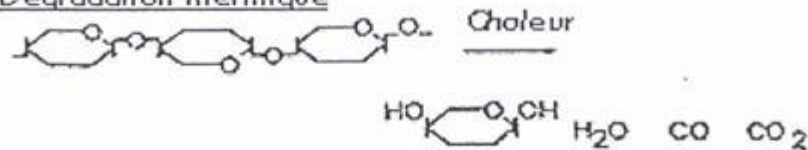
Les autres composés produits exclusivement par oxydation sont le 5-méthyl-2-furaldéhyde, le 2-acétylfurane et le 2-hydroxyméthylfurane (alcool furfurylique) [Bour 2007].

- **La pyrolyse ou thermolyse** : la dégradation thermique de la cellulose provoque la coupure des liaisons glucosidiques et l'ouverture des anneaux de glucose. Les produits majoritaires formés sont des molécules de sucre libre, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O et H<sub>2</sub>; La pyrolyse n'affecte sensiblement les qualités mécaniques du papier qu'au-dessus de 150 °C [Jan 2011] ; Dans le tableau II.3, sont indiquées les vitesses de dégradation de différents papiers, déterminées au cours d'essais dans des conditions identiques avec une teneur en eau initiale inférieure à 0,2% [Bel 2012].

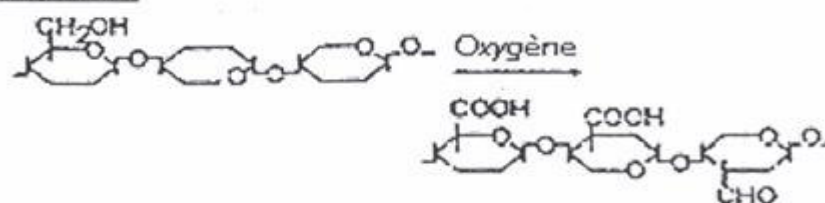
**Tableau II.3** : vitesse de dégradation  $K_{\eta}$  par jour [Bel 2012].

Température C°	Kraft	Kraft Manille	Papiers Kraft traités		
			1	2	3
100	$5 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$	$2 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-4}$
130	$3 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$9 \cdot 10^{-4}$

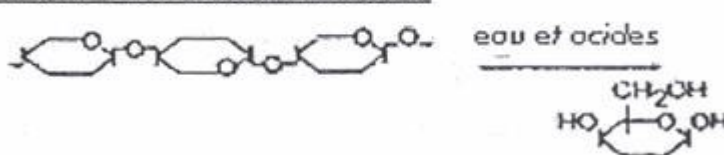
Dégradation thermique



Oxydation



Effet de l'humidité et des acides



**Fig. II.32** Résumé de différents processus de dégradation de la cellulose [Bel 2012].

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

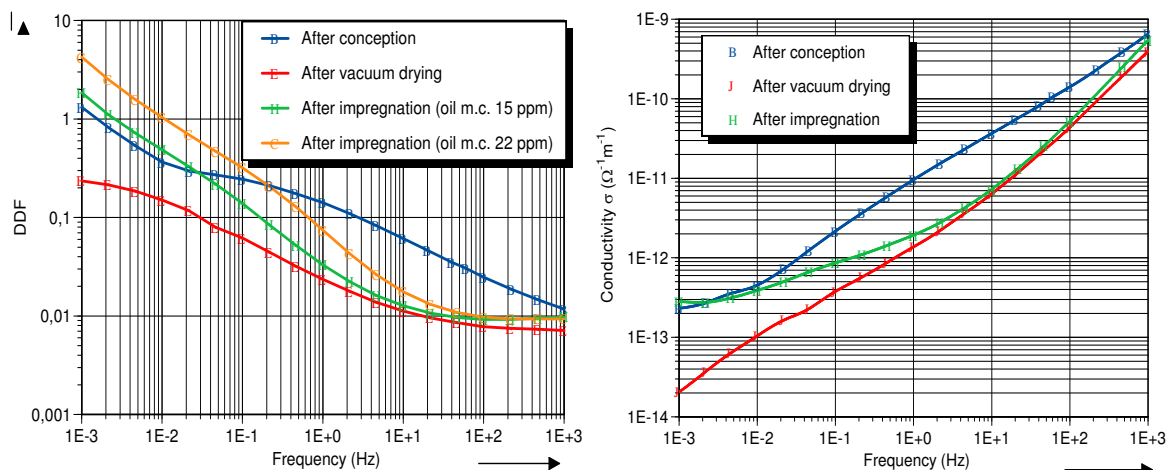


- **Contraintes mécaniques**

Hormis ces trois réactions citées précédemment, d'autres facteurs contribuent aussi à la détérioration du papier et du carton. Les vibrations, les efforts électromagnétiques causés par les courts-circuits et les courants d'appel, les chocs au cours du transport ainsi que les efforts résultant des différents matériaux sont les principales contraintes mécaniques qui altèrent le papier et le carton. Si celles-ci sont suffisamment fortes, elles détruiront les matériaux isolants et entraîneront une défaillance électrique [Jan 2011, Dou 2008].

## II.6 Vieillessement du complexe huile/papier

Dans un transformateur, l'isolant cellulosique est toujours utilisé en forme imprégnée dans le liquide isolant.



**Fig. II.33** Facteur de dissipation diélectrique (DDF) et de conductivité mesurés pour les trois étapes de fabrication (conception, séchage sous vide et imprégnation) [Boua 2008].

### II.6.1 Vieillessement thermique du papier imprégné

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

Pour chaque composante du complexe, les phénomènes de vieillissement thermique restent essentiellement les mêmes. Cependant, il a été constaté que les produits d'oxydation de l'huile contribuent au vieillissement du papier [Fof 2010].

L'humidité entre l'huile et le papier et les résultats d'interactions continues qui évoluent en fonction de la température, Fabre et Pichon [Per 2005] ont mis en évidence cet équilibre entre les deux matériaux (Figure II.34). On peut alors voir que l'humidité du papier a tendance à diminuer avec la température alors que celle de l'huile augmente.



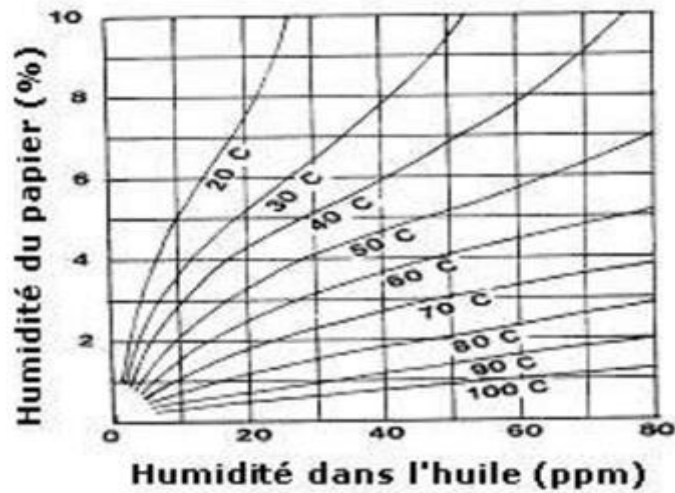


Fig. II.34 Courbes de Fabre-Pichon sur la distribution d'humidité dans le complexe papier/huile sous différentes températures [Per 2005].

Tableau II.4 Variation de l'humidité du papier imprégné et de l'huile vieillie avec ce papier sous l'influence de la température [Bour 2007].

	Conditions du vieillissement	Humidité initiale	Humidité finale
Carton	600 jours - 90C°	0.2 %	0.3 %
	200 jours - 135C°	0.2 %	0.7 %
Huile	600 jours - 90C°	≈ 2 ppm	20 ppm
	200 jours - 135C°	≈ 2 ppm	140 ppm

L'eau accélère fortement le vieillissement (Figure II. 35). L'effet de l'air n'est pas toujours mis en évidence, car l'oxygène réagit surtout avec l'huile.

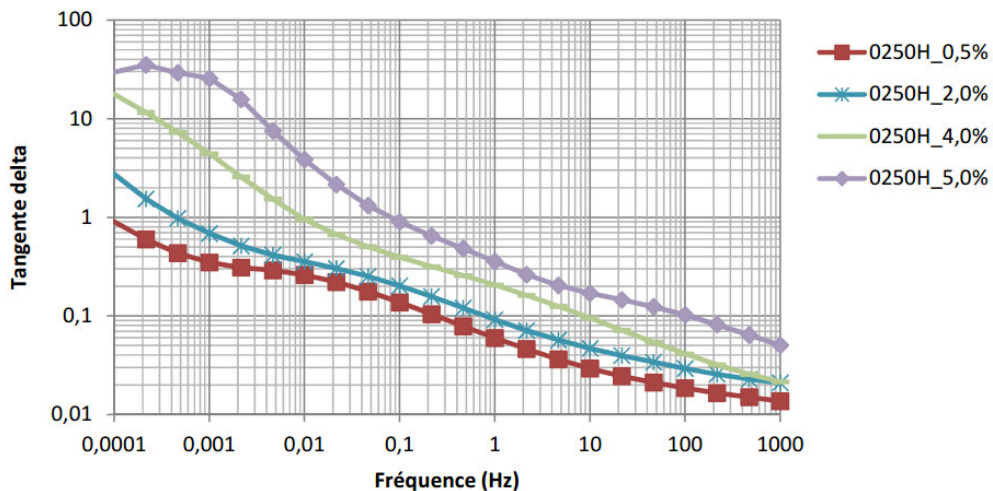


Fig. II.35 Évolution de la tanδ en fonction de l'humidité pour un papier vieilli à 250 heures [Ami 2012]

La diminution du DP en fonction du temps de vieillissement est quasiment la même pour les tous les types de papiers. La résistivité volumique diminue de façon importante avec la température imposée pendant le vieillissement. De plus, le facteur de perte augmente au cours du vieillissement, assez peu pour des températures de 90 et 105°C, beaucoup plus pour une température de 120 ou 135°C [Bour 2007]. Les courbes dans la figure II.36, montre que le vieillissement thermique cause une augmentation dans les courants de polarisation des cartons imprégnée et augmente le facteur de dissipation [Boua 2008, Ami 2012].

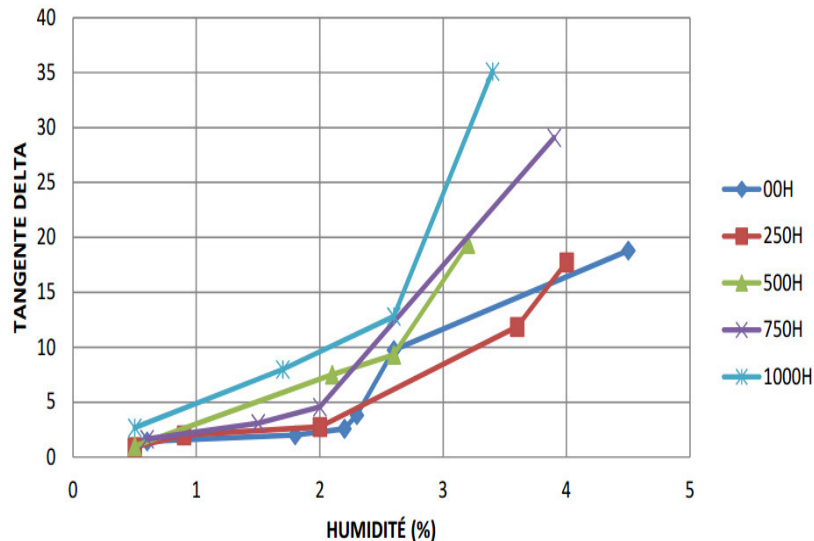


Fig. II.36 L'effet du vieillissement thermique sur les pertes diélectriques du papier imprégné [Boua 2008, Ami 2012].

Lors de la dégradation de la cellulose par pyrolyse, des processus de clivage sont initiés et cela entraîne la formation de composés tels que le monoxyde et le dioxyde de carbone, de l'eau, de l'hydrogène et du méthane en moindre proportion. Ces molécules peuvent se retrouver dans l'huile et former des boues, des composés acides, des gaz dissous, etc.

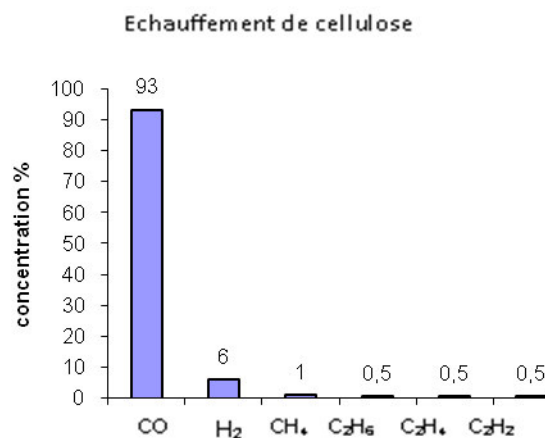


Fig. II.37 Type de gaz dissous générés par le papier sous l'effet du vieillissement thermique [Boud 2005].

Des études récentes ont montré que le couple papier (ou carton) / huile végétale subit un vieillissement thermique très lent par rapport à celui observé pour le couple papier / huile minérale [Cha 2013]. Ceci est dû à la solubilité élevée de l'eau dans les huiles végétales (~ 1000 ppm) par rapport à celle observée dans l'huile minérale (~ 50 ppm). Ainsi en présence d'huile végétale, la teneur en eau du papier reste relativement constante au cours du fonctionnement ce qui limite sa dégradation.

## **II.6.2 Vieillessement électrique du papier imprégné**

### **II.6.2.1 Vieillessement sous l'effet de champ électrique**

Le champ électrique n'a pas d'action, en principe, sur la tenue en court terme. Les surtensions de manœuvre ou choc d'origine atmosphérique, ne sont pas des paramètres à négliger, elles peuvent avoir un effet à long terme et réduire la durée de vie d'une isolation quand elles sont appliquées d'une façon répétée. Ce type de contrainte se manifeste par une augmentation du facteur de dissipation diélectrique, ce qui accentue les échauffements [Bel 2012].

### **II.6.2.2 Vieillessement par décharge partielle**

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

### **II.6.2.3 Vieillessement par claquage**

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

La figure II.38 résume le processus de dégradation de l'isolation huile/papier dans les transformateurs.

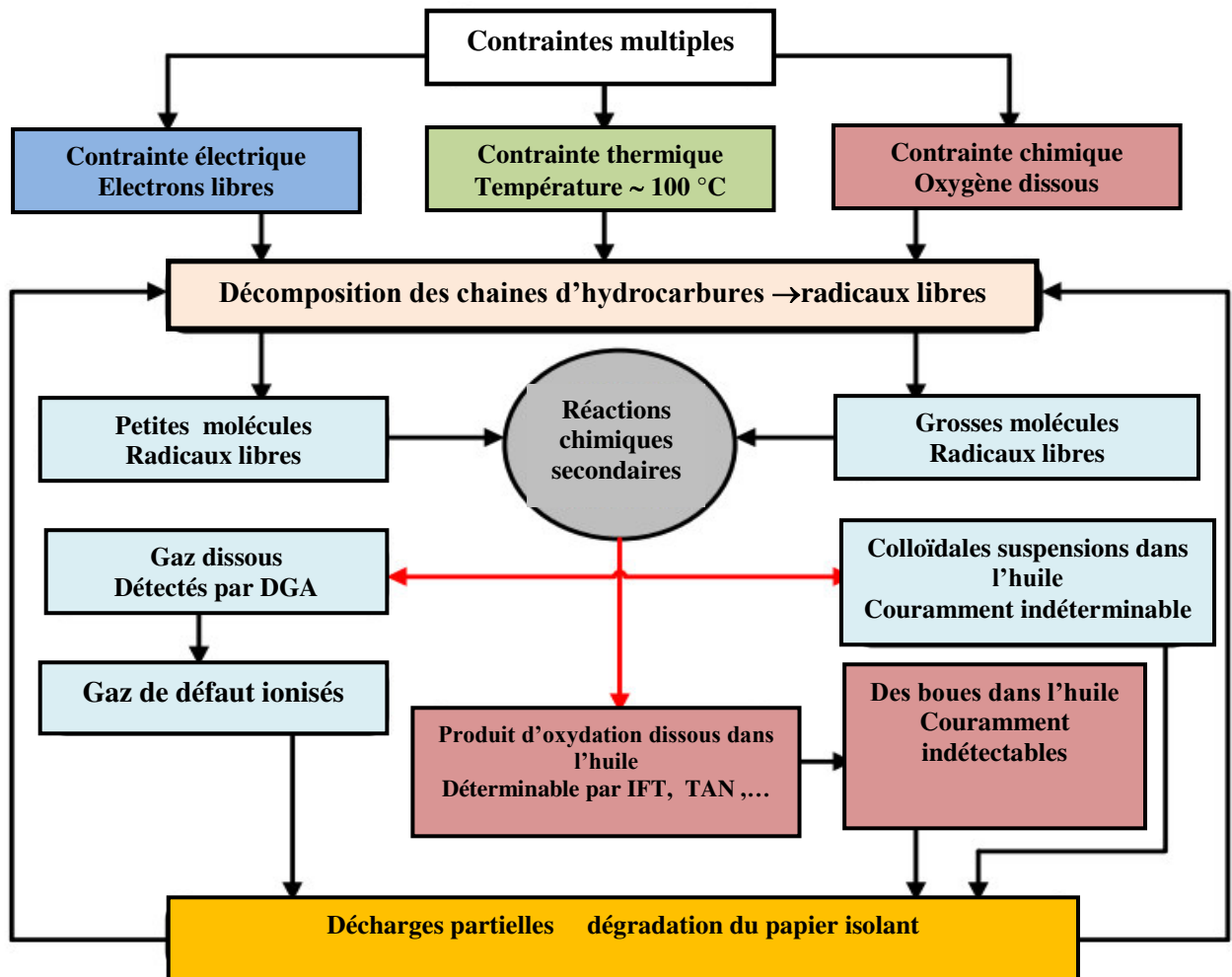


Fig. II.38 : Processus de dégradation de l'isolation huile/papier dans les transformateurs de puissance à air libre [Fof 2008, Jan 2011].

## II.7 Vieillessement des accessoires

Le vieillissement étudié jusque-là concernait la partie principale du transformateur de puissance. L'état des accessoires tels que les changeurs de prise en charge ainsi que des bornes de traversées constituent également des paramètres importants pour évaluer la capacité de service d'un transformateur. Comparés à l'ensemble du transformateur, leurs coûts sont modérés, mais leurs défaillances peuvent entraîner la destruction de tout le système.

Ces éléments n'interviennent donc pas de manière déterminante dans l'évaluation globale du vieillissement du transformateur, mais du fait de leur importance stratégique, ils nécessitent une maintenance régulière.

Au niveau des changeurs de prises en charge, le vieillissement est essentiellement mécanique et diélectrique (qualité de l'huile). Pour les bornes de traversées, qu'elles soient sèches ou remplies d'huile, seule la dégradation de l'isolation est prédominante [Jan 2011].

## II.8 Conclusion

- Lorsque le transformateur est en service, il est soumis à plusieurs contraintes (électriques, chimiques, mécaniques, thermiques) qui altèrent son système d'isolation. Le vieillissement/dégradation de l'huile minérale et du papier procède avec différents mécanismes.
- Le vieillissement de l'huile est essentiellement dû à l'oxydation et l'hydrolyse (cas des huiles végétales), où l'oxygène et les radicaux libres jouent un rôle très important dans le phénomène. Tandis que celui du papier provient de l'action de la température, de l'humidité et de l'oxygène.
- Le vieillissement thermique des isolants liquides qui ne fait intervenir que le matériau, l'atmosphère et la température, provoque l'oxydation de l'isolant et entraîne une augmentation du facteur de pertes diélectriques et la diminution de la résistivité et la tension de claquage, avec une chute des caractéristiques physico-chimiques, en générant des gaz dissous dans l'isolant, plus une mauvaise circulation de l'huile suite à la formation des produits de décomposition dissous, et une dégradation plus rapide du papier.
- Le vieillissement thermique des isolants solides; entraîne une augmentation du facteur de pertes diélectriques, avec une chute des caractéristiques mécaniques et le degré de polarisation, en générant des gaz dissous dans l'huile isolante et des composés furaniques.
- Le vieillissement électrique des isolants liquides se traduit par la génération des radicaux libres, et des décharges partielles dans le liquide, l'influence du vieillissement électrique est plus forte pour des huiles vieillis.
- Le vieillissement augmente la quantité de composés dissociables et de composés présentant un moment dipolaire élevé, ce qui augmente parallèlement la conductivité, la permittivité et les pertes dipolaires à hautes fréquences. De plus, il a déjà été montré que les produits formés par le vieillissement thermique en présence de l'air, pour les huiles esters, sont moins agressifs pour les papiers et cartons constituant l'isolation mixte liquide/solide des appareillages de l'électrotechnique que ceux formés à partir de l'huile minérale. Notons enfin, que le vieillissement de l'huile ester ne conduit pas à la formation de dépôts ou de boues, ce qui est un avantage indéniable pour l'utilisation de ce liquide dans les appareillages.

## II.9 Références

- [Abd 2003] : S. Abdi et A. Boubakeur, « *Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur* », Proceedings de la 5<sup>ème</sup> Conférence Nationale de Haute Tension (CNHT), pp. 139-142, Oran (Algérie), 01-03 Décembre 2003.
- [Abd 2008] : S. Abdi, A. Boubakeur and A. Haddad ; « *Influence of thermal ageing on transformer oil properties* », IEEE Proceedings of International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), pp. 409-412, Poitiers (France), 30 June-04 July 2008.
- [Abd 2012] : Sif Eddine Abdi, « *Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur* », Thèse doctorat, Ecole nationale polytechnique, 2012.
- [Ami 2012] : 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.
- [Ami 2015] : Amidou betie, « *Impacts de la qualité du système d'isolation sur la condition et l'efficacité des transformateurs de puissance* », Thèse Doctorat présentée à l'université du Québec/ Chicoutimi, septembre 2015.
- [ASTM 1934] : ASTM Designation 1934-95, « *Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method* », Book of Standards, Volume: 10.03, 2005.
- [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.
- [Bel 2012] : Belcacemi Djamel, « *Etude des caractéristiques de matériaux isolants pour transformateurs* », Mémoire de magistère, Université Mouloud Maamri, Tizi Ouzou. Algérie, 2012.
- [Ben 2008] : R. Benamar , « *Influence du nombre de claquages sur les propriétés de l'huile de transformateur* », Mémoire de Magister, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Algérie, 2008.
- [Ber 2002] : N. Berger ; « *Liquides isolants en électrotechnique – Caractéristiques des produits* », Technique de l'ingénieur, Traité de génie électrique D2471, Novembre 2002.
- [Boua 2008] : Abdelghafour Bouaicha, « *Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance* », Maîtrise en ingénierie, séminaire 2, Université de Québec/Chicoutimi, 2008.
- [Boud 2005] : Saliha Boudraa , « *Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l'intelligence artificielle* », mémoire magistère, Université de Batna/ Algérie 2005.
- [Boud 2011] : Saliha Boudraa, « *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.
- [Boud 2012] : Saliha Boudraa, « *Stage CD Octobre 2012- rapport visé-* », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec à Chicoutimi, Canada.
- [Boud 2013] : S.Boudraa, I. Fofana, and L. Mokhnache, « *Influence of Various Stresses on the Physicochemical Properties of Transformer Oil* », Proceedings of the 18th International Symposium on High Voltage Eng., ISH, P1794-1798, Seoul, Korea, August 2013.
- [Bour 2007] : Audrey Bourgeois, « *Etude du phénomène d'électrisation par écoulement sur les cartons des transformateurs de puissance* », Thèse doctorat, institut national polytechnique de Grenoble, INP, 2007.

- [CEI 60296] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « *Fluides pour applications électrotechniques – Huiles minérales isolantes neuves pour transformateurs et appareillages de connexion* », Norme 60296 Avril 2004.
- [Cha 2013] : Chau TRAN DUY, « *Propriétés diélectriques de liquides isolants d'origine végétale pour applications en haute tension* », Thèse préparée au Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (UJF-INPG-CNRS), May 2013.
- [Dou 2008] : Douglas Antonio Batista, « *Colorimetric methodology for monitoring the cellulose insulating paper degradation in electrical equipments filled with mineral oil* », Springer, 2008.
- [Fof 2001] : I. Fofana, H. Borsi and E. Gokenbakh, « *Fundamental investigations on some transformers liquids under various outdoor conditions* », IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 8, n°6, pp. 1040-1047, December 2001.
- [Fof 2005] : I. Fofana, « *Ingénierie de la Haute Tension* », Cours, Université du Québec à Chicoutimi, Canada Chapitre 5, Automne 2005.
- [Fof 2006] : 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.
- [Fof 2007] : I. Fofana, H. Borsi E. Gokenbakh and M. Farzaneh , « *Aging of transformer oil insulating materials under selective conditions* », European Transactions on Electrical Power, Vol. 17, n°5, pp. 450-470, September/October 2007.
- [Fof 2008] : I. Fofana and J. Sabau, « *Application of Petroleum-based oil in Power Transformer* », 23 pages, In Natural Gas Research Progress , Editors: Nathan David and Theo Michel, Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60456-700-7, 2008.
- [Fof 2010] : I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau, D. Bussières, E.B. Robertson, « *Decay products in the liquid insulation of power transformers* », IET Electr. Power Appl., Vol. 4, Issue 3, pp.177– 184, 2010.
- [Fof 2015] : Issouf Fofana , John Sabau and Amidou Betie « *Measurement of the Relative Free Radical Content of Insulating Oils of Petroleum Origin* », Journal Energies, Issue 8, pp 7690-7702, Juillet 2015.
- [Fou 90] : R. Fourier, « *Les isolants en électrotechnique, Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles* », Editions Eyrolles, Paris, 1990.
- [Gha 2012] : M. Ghalkhani, I. Fofana, A. Bouaïcha and H. Hemmatjou, « *Influence of Aging Byproducts on the Gassing Tendency of Transformer Oils* », IEEE Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Montreal/ Canada, 14 Oct - 17 Oct 2012.
- [IEEE 2006] : International Electrical and Electronics Engineers IEEE, « *Guide for the Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers* », IEEE Std C57.140™-2006.
- [Jan 2011] : 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.
- [Kas 2013] : 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/ Chicoutimi, Décembre 2013.
- [Lah 2009] : LAHOUD Nadine, « *Modélisation de vieillissement de isolants organiques sous contrainte électrique application a la fiabilité de matériaux* », Thèse doctorat, Université de Toulouse, France 2009.



- [Loi 2012-1] : L. Loiselle, I. Fofana, J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, «*Stability of Environmental Friendly Fluids under Electrical and Thermal Stresses*», IEEE International Symposium on Electrical Insulation, ISEI, Porto Rico, June 2012.
- [Loi 2012-2] : L. Loiselle, I. Fofana, P. J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, «*Influence of ageing by products on the stability of some transformer fluids*», CIGRE, Canada Conference, paper 112, Montréal, Québec, September 24-26, 2012.
- [Mar 2006] : D.Martin et al., «*A comparative study of the chemical stability of esters for use in large power transformers*» IEEE Conf. on El ec. Insul. and Dielec. Pheno., USA, 2006.
- [Per 2005] : Christophe Perrier, «*Etude des huiles et des mélanges a base d'huile minérale pour transformateurs de puissance recherche d'un mélange optimal*», Thèse doctorat, Ecole Centrale De Lyon , ECL, 2005.
- [Tob 97] : R. Tobazeon , «*Préclaquage et claquage des liquides diélectriques*», Techniques de l'ingénieur, Traité de génie électrique, D2450, Novembre 1997.

# *Chapitre III*

## *Méthodes de surveillance et de diagnostic des isolants de transformateurs*

<i>III.1. Introduction</i>	85
<i>III.2 Surveillance des transformateurs de puissance</i>	86
<i>III.3 Méthodes de Surveillance et de diagnostic des isolants liquides</i>	88
<i>III.4. Méthodes de surveillance et de diagnostic de l'isolant solide</i>	111
<i>III.5 Méthodes de surveillance et de vérification des accessoires</i>	119
<i>III.6 Application de techniques intelligentes à la surveillance et au diagnostic de transformateurs de puissance</i>	121
<i>III.7 Conclusion</i>	127

### III.1. Introduction

Dans de bonnes conditions de fonctionnement, la durée de vie des transformateurs se situe entre 30 et 40 ans. Cependant, 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. Les défauts, à l'origine intermittents, commencent alors à persister dans le système et s'ils ne sont pas détectés, cela peut mener à des pannes catastrophiques et engendrer par conséquent, d'énormes coûts de réparation. (Figure III.1)

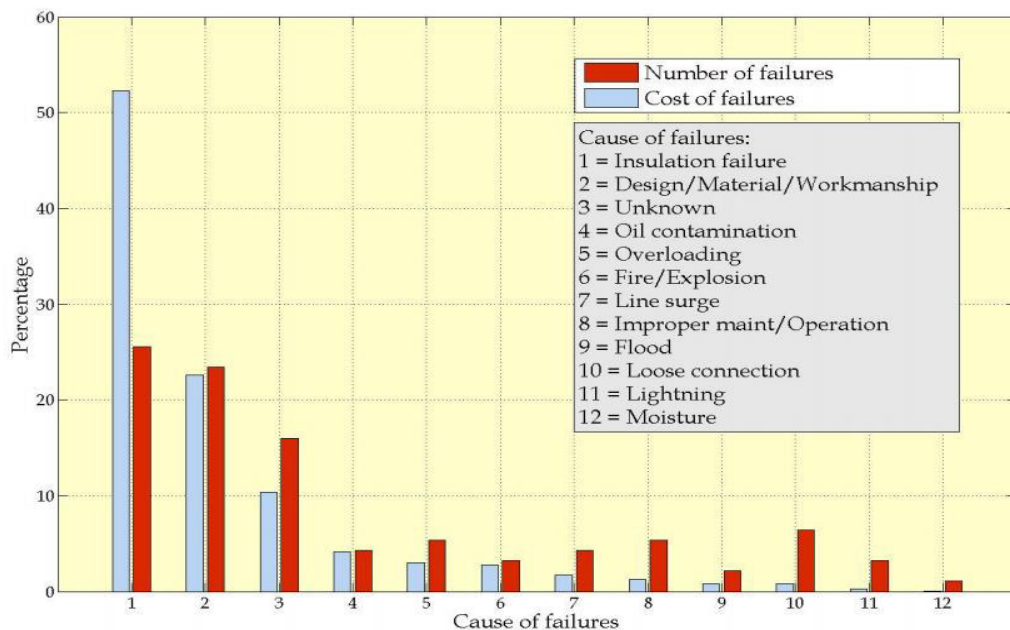


Fig. III.1 nombre et cout de pannes de transformateurs 25 kV aux USA (1997-2001) [Mok 2004]

La surveillance et l'évaluation de l'état de l'appareil est beaucoup moins onéreux comparativement à ce que coûte une interruption de la fourniture d'énergie électrique à la suite d'un claquage de transformateur et le remplacement de ce dernier. L'évaluation précise de l'état d'un tel composant du réseau électrique permet de prévoir son remplacement au moment optimal. Aujourd'hui, pour éviter de mauvaises surprises, il est fréquent de remplacer un composant lorsqu'il atteint un âge donné, alors qu'il pourrait peut-être encore fonctionner durant plusieurs années sans problèmes. Un gain économique énorme a été bien démontré et qui peut être réalisé en gardant un transformateur en service au-delà de sa fin de vie [Boua 2008]. Mais il n'y a aucun doute sur le danger que cela présente si des systèmes de surveillance et de diagnostic très performants ne sont pas installés. Des moyens de surveillance et de diagnostic fiables constituent donc un outil économique de planification de l'entretien du réseau électrique.

D'une manière générale, le terme 'surveillance' (monitoring) décrit une mesure de paramètres de base. Le terme 'diagnostic' indique l'addition d'outils d'analyse robustes capables de fournir une évaluation de l'état de l'équipement et des actions suggérées [Mok 2004]. Des méthodes pointues ont été mises au point pour détecter les anomalies et évaluer l'état des transformateurs. Ces techniques sont mises en application par des entreprises industrielles. Des millions de dollars ont été investis pour améliorer la gestion des cycles de vie des stations électriques, particulièrement ces dernières années où les transformateurs commencent à dépasser leur durée de vie prévue.

Au cours de ces dernières années, le développement des techniques de diagnostic et de surveillance en ligne de l'état des équipements à travers le contrôle de l'isolation, en vue d'identifier les signes avant-coureurs de défaillances du matériel, et les paramètres majeurs qui pourront nous renseigner sur l'apparition des défauts naissants et sur l'état de l'isolation, fait le sujet des recherches sur les isolants électriques liquides et mixtes dans plusieurs laboratoires de recherches. L'objectif principal de ces recherches, est de développer et d'évaluer les procédures, les techniques et les équipements de diagnostic pour l'évaluation de l'état et de la durée de vie restante des transformateurs approchant leur fin de vie.

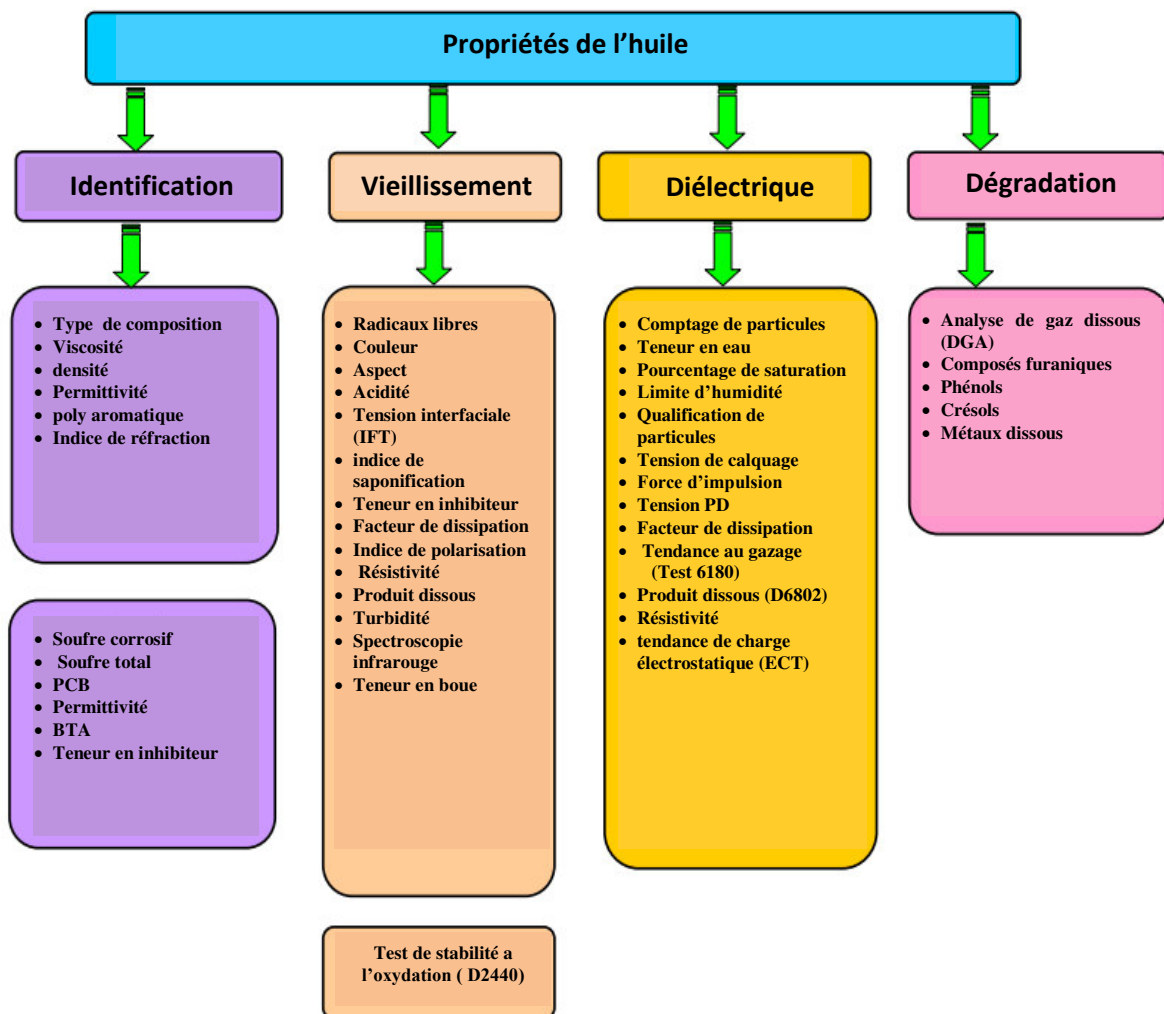
Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes méthodes d'évaluation, de surveillance et de diagnostic des isolants de transformateurs neufs et vieilliss. Nous allons mettre l'accent sur les nouvelles méthodes développées par quelques laboratoires de recherches sur les isolants liquides et mixtes, telle que la Chaire de Recherche Isolime à l'université de Québec de Chicoutimi à Canada où notre travail expérimental s'est déroulé. Le matériel et les normes utilisés sont aussi présentés.

A la fin de chapitre, nous allons présenter l'état d'avancement des travaux de recherches liés à ce sujet, où les systèmes intelligents sont proposés pour étendre et améliorer l'utilisation des différentes méthodes et prédire l'évolution des paramètres de vieillissement.

### **III.2 Surveillance des 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 [Jan 2011]. 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. Les variations observées dans les différentes caractéristiques de l'huile peuvent être utilisées pour identifier les défauts naissants dans le transformateur. La figure III.2 présente de façon presque exhaustive l'ensemble des tests pour l'évaluation des propriétés de l'huile et la figure III.3, l'ensemble des tests pour l'évaluation des propriétés du papier.



**Fig. III.2** Évaluation de l'état de l'huile isolante [Fof 2006, Kas 2013, Janv 2011]

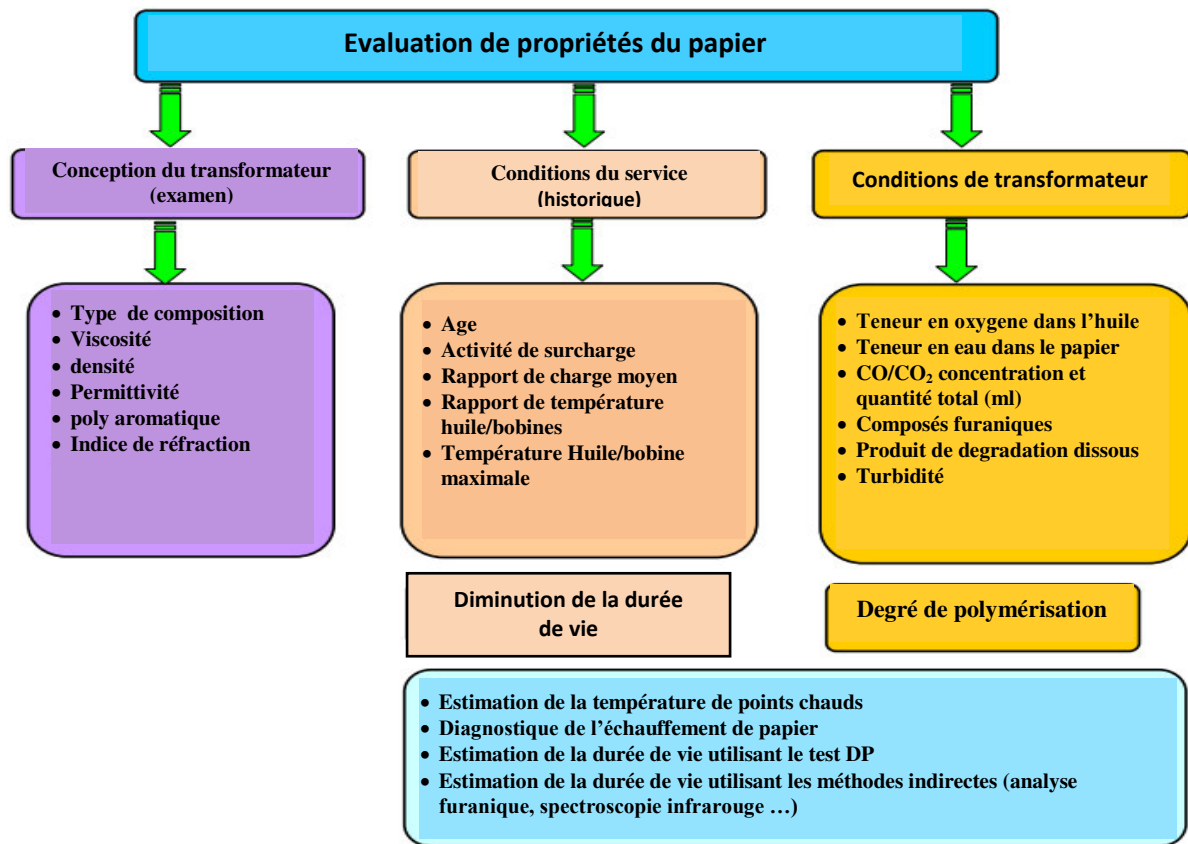


Fig. III.3 Évaluation de l'état du papier isolant [Fof 2006, Kas 2013, Jan 2011]

### III.3 Méthodes de Surveillance et de diagnostic des isolants liquides

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 [Fof 2006]. Pour cette raison, l'analyse d'huile isolante des appareillages de puissance HT est devenue une tâche importante. Cette analyse, en apparence si simple, requiert beaucoup de savoir faire et un grand nombre d'opérations. S'il est constaté que l'huile est suffisamment dégradée pour mettre en danger le transformateur, des traitements doivent être effectués. Selon les besoins, l'huile est alors dégazée, filtrée et déshydratée [Boud 2005].

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.

### III.3.1 Méthodes conventionnelles

#### III.3.1.1 Test Physico-chimiques

Les essais et les normes utilisés par la SONELGAZ sont donnés dans le tableau III.1

**Tableau III.1** Normes utilisées par SONELGAZ pour l'analyse de la BORAK22 [ Mok2004, Abd 2012]

Type d'essai	Norme
Couleur	ISO 2049
Viscosité cinématique	ISO 3104
Acidité totale	CEI 62021
Rigidité diélectrique	CEI 60156
Facteur de pertes diélectriques	CEI 247/ASTM 924
Teneur en eau	CEI 60814

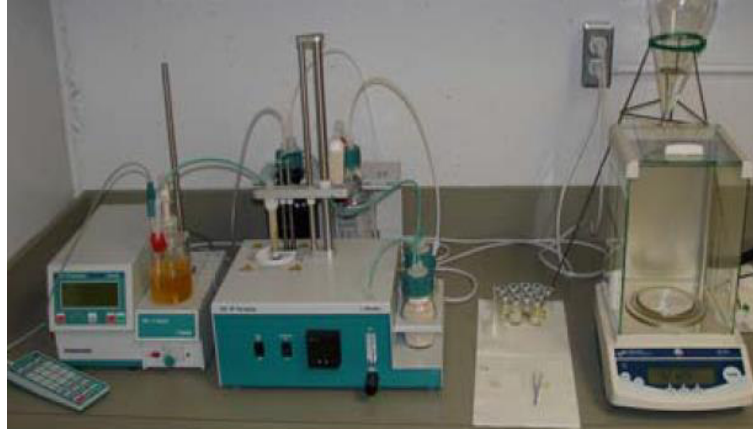
Ces tests sont très importants pour déterminer l'état de vieillissement de l'isolation et d'analyser son degré de contamination [Mok 2004, Mok 2002].

#### A) Mesure de la teneur en eau [CEI 60814, ASTM D 1533]

La présence de l'humidité est très néfaste pour les propriétés diélectriques de l'isolation, en particulier elle affecte la rigidité diélectrique de l'huile et celle du papier. Typiquement sa valeur doit être inférieure à cinq (5) ppm pour l'huile minérale avant la mise en service du transformateur [Kas 2013].

Pour mesurer la teneur en eau, on prélève par une seringue environ 2 ml comme échantillon d'huile qu'on injecte dans le titreur automatique et après réaction on relève la valeur de la teneur en eau.

La teneur en eau est rapportée dans les unités des parties par million qu'on note ppm. Le titreur automatique Karl Fischer 831KF Coulometer, commercialisé par la société Metrohm, est utilisé pour déterminer la teneur en eau de nos échantillons. La figure III. 4 représente une photographie de dispositif expérimental que nous avons utilisé au laboratoire de la chaire Isolime- Chicoutimi.



**Fig. III.4:** Titreur Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau de liquide isolant. [Boud 2012]

### **B) Nombre de neutralisation (CEI 62021 , ASTM 1534)**

Le nombre de neutralisation (NN) ou l'acidité du fluide isolant augmente principalement tant que l'huile s'oxyde. La mesure du NN permet la surveillance du processus d'oxydation de l'huile. Plus la valeur du NN est élevée, plus l'ampleur de l'oxydation est grande et plus tôt les produits solubles et colloïdaux se formeront.

Le nombre d'acidité total se traduit par la quantité de composés acides dissous dans l'huile et s'exprime en mgKOH/g. Pour une huile neuve, l'indice est inférieur à 0.01mgKOH/g. Au cours du processus de vieillissement, il peut augmenter jusqu'à 0.05 mgKOH/g et plus. La mesure de l'acidité est réalisée par un procédé chimique simple appelé la neutralisation. La valeur de l'acidité est exprimée en nombre de mg d'une solution de potasse alcoolique (KOH) normalisée à 0,1 nécessaire pour neutraliser un gramme de l'huile.

Le calcul de l'indice d'acidité se fait selon l'équation suivante :

$$IA = 0,1 \cdot M_1 \cdot V / M$$

où : IA : l'indice d'acidité

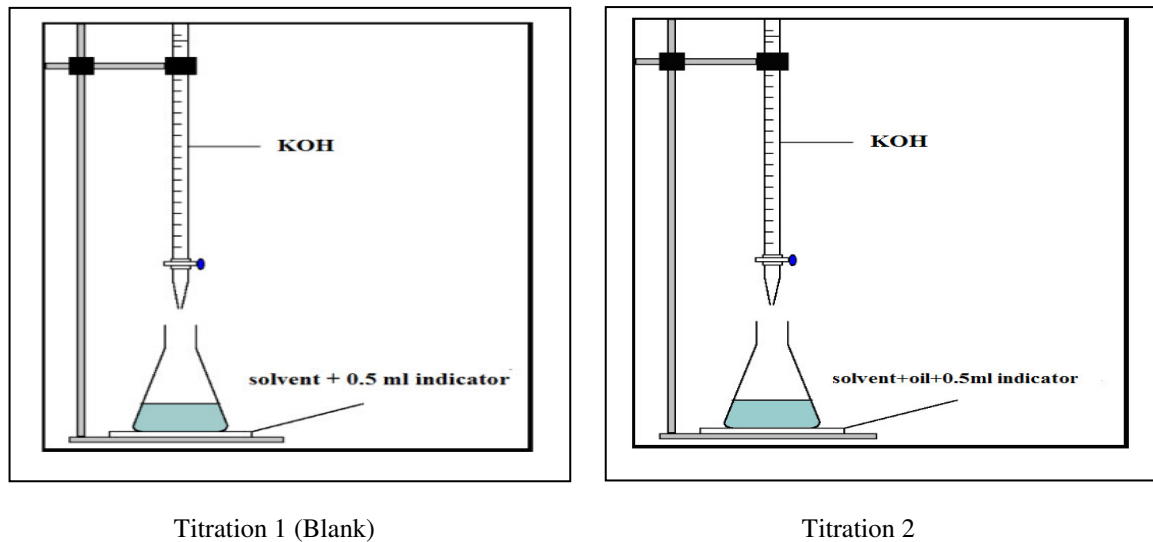
$M_1$  : masse moléculaire de la solution KOH (g/moles)

M : masse d'huile (g)

V : volume de KOH nécessaire pour avoir la neutralisation (ml)

La figure III.5 montre le système de neutralisation selon la norme ASTM 1534 [ASTM 1534].





**Fig. III.5:** Système de titration selon ASTM D 1534 [Boud 2012]

### C) Mesure de la viscosité

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

La viscosité de l'huile est définie comme sa résistance à l'écoulement. 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 [ISO 3104, ASTM D445-09]. La figure III.6 montre une photographie des viscosimètres utilisés [Boud 2012].



**Fig. III.6** Viscosimètre

### D) Mesure de la tension de claquage [ASTM D-877, CEI 60156]

La tension de claquage diélectrique représente la tension à laquelle un fluide isolant devient conducteur. Elle est rapportée en kilovolts. La présence de contaminants, d'humidité et de particules, y compris les produits d'oxydation, réduisent la tension claquage diélectrique.

Pour la mesure de tension de claquage, l'échantillon est placée dans la cellule entre deux électrodes en demi-sphères, et soumis à une tension, entre chaque test, on élimine les produits de décomposition apparaissent entre les deux électrodes, pendant le test. Une vue de cellule d'essai et donnée dans la figure III.7

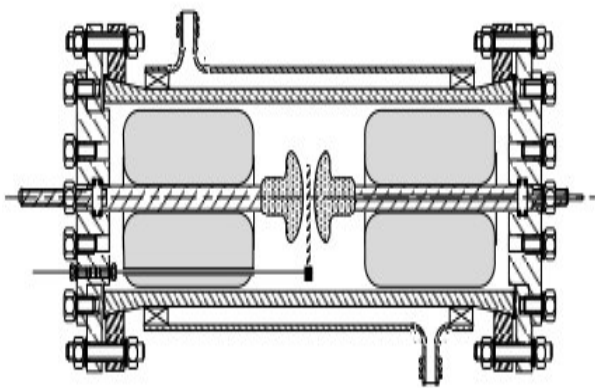


Fig. III.7 : Schéma de la cellule de mesure de la tension de claquage [Fof 2013, SKMK 2005]

### E) Examen visuel et couleur ISO 2049, ASTM D-1500, D-1524

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. [ISO 2049, ASTM 1524, ASTM 1500]

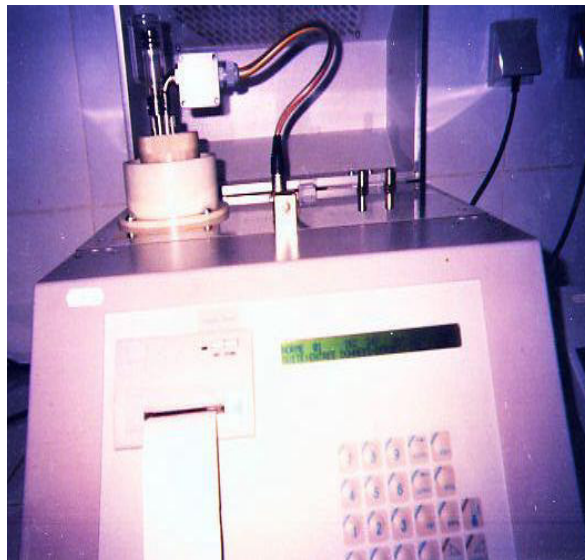


Fig. III.8 : Dégradation de liquide isolant au cours de vieillissement thermique (changement de couleur), photographie de colorimètre pour la mesure de l'indice couleur [SKMK 2005]

### F) Mesure du facteur de dissipation diélectrique ASTM D-924

Le facteur de dissipation des huiles isolantes électriques est une propriété de grande importance, car elle constitue un moyen de détermination de la concentration des porteurs de charges qui détériorent la principale fonction diélectrique du liquide. Si la concentration des porteurs de charges excède une certaine limite (valeur critique) sous contrainte électrique, une panne latente peut survenir dans le transformateur. Une faible valeur du facteur de dissipation indique de faibles pertes diélectriques et un faible niveau de contaminants ioniques polaires solubles ou colloïdaux. Ces caractéristiques constituent un moyen de contrôle de qualité et un indicateur des modifications de l'huile en service résultant d'une contamination ou de la détérioration de l'huile [Jan 2011].

Le facteur de pertes diélectrique ( $\text{tg}\delta$ ) et la permittivité relative ( $\epsilon_r$ ) peuvent être mesurés à l'aide d'un pont de Schering de type Dieltest DLT (Figure III.9), selon la norme CEI 247 [Mou 2007]. La cellule d'essais contenant l'échantillon d'huile est constituée de deux cylindres coaxiaux de distance inter-électrodes de 5 mm. Le principe consiste à remplir la cellule par de l'huile, puis la chauffer jusqu'à  $90^\circ\text{C}$  sous une tension de 2 kV. Les résultats d'essais sont affichés et imprimés automatiquement [SKMK 05, Mou 2007].



**Fig. III.9 :** Dieltest DTL utilisé dans la mesure du facteur de dissipation diélectrique et la permittivité relative [SKMK 2005],

### G) La tension interfaciale [ASTM D-971]

La tension interfaciale donne une indication sur la teneur en composés polaires solubles dans l'huile qui affectent l'énergie de cohésion de l'interface eau-huile. Elle se mesure par la force nécessaire à l'arrachement d'un anneau de platine à cette interface soit en mN/m. Les mesures des tensions interfaciales des huiles isolantes électriques fournissent un moyen sensible de détection des petites quantités de contaminants polaires solubles et des produits d'oxydation. Une valeur élevée de la tension interfaciale pour une huile minérale indique l'absence de contaminants polaires indésirables. Cet essai est aussi appliqué pour la détermination du degré de détérioration des huiles vieilles au cours d'une longue période d'exploitation. La procédure de mesure de la tension interfaciale est effectuée conformément à la norme ASTM Désignation 971. Le tensiomètre utilisé dans cette étude est représenté en figure III. 10.



Fig. III.10 : 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 [Boua 2008].

### 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 [ASTM D-2668].

### III.3.1.2 Analyse de gaz dissous (*Dissolved Gas Analysis DGA*)

En fonctionnement normal, de très faibles décompositions se produisent dans l'huile. Cependant, quand un défaut se produit, l'isolation constituée d'huile et de cellulose subira une dégradation chimique. Le défaut induit des produits de décomposition, qui sont des composés gazeux de faible poids moléculaire solubles dans l'huile [Dig.2004, Duv 89, Duv 2002].

À partir de l'analyse des gaz dissous dans l'huile, il est possible de distinguer les différents processus de défaut qui se développent dans le transformateur. La tendance des données de gaz dissous permet de savoir le taux de génération de gaz et de déterminer la sévérité du problème. Avec ces informations, des mesures correctives peuvent être entreprises à temps avant un événement catastrophique. Les données d'une analyse des gaz dissous (DGA) peuvent fournir:[IEEE-C57]

- Un avertissement de défauts naissants.
- Une détermination inappropriée de l'utilisation des unités.
- Détermination de sévérité de défaut et procédures de maintenance appropriée
- Des contrôles de statut sur les unités neuves et réparées.
- Des moyens de programmer adéquatement les réparations.
- La détection des défauts pendant la période de garantie.

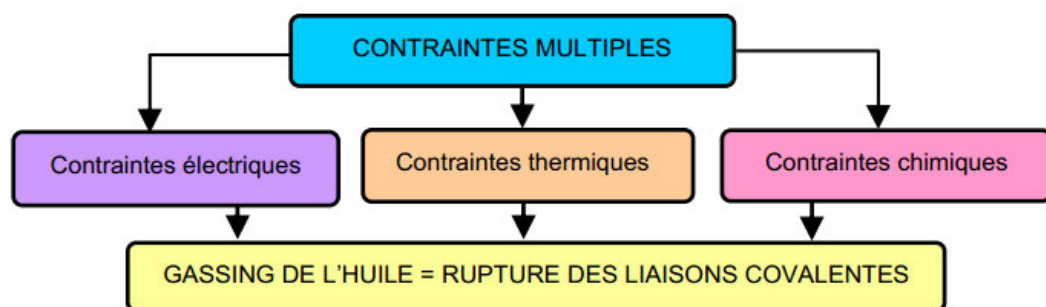


Fig. III.11: Gassing (formation de gaz) de l'huile. [Ami 2015]

La détermination de la concentration des gaz de défauts dans un transformateur est basée sur la méthode D-3612 d'ASTM [ASTM D 3612]. La chromatographie en phase gazeuse est une méthode qui permet de séparer les différents gaz par retardement et détections sélectives des colonnes, donnant un résultat de chromatogramme. Les composants de gaz sont identifiés et mesurés. Le résultat final est donné en parties par million (ppm) de gaz dissous et inclut une courte interprétation basée sur IEEE C57.104.

L'ASTM D 3612-96, indique que les gaz qui peuvent être identifiés et déterminés incluent : Hydrogène-H<sub>2</sub>, Oxygène-O<sub>2</sub>, Azote-N<sub>2</sub> Monoxide de carbone-CO, Dioxide de carbone -CO<sub>2</sub>, Méthane-CH<sub>4</sub>, Éthane-C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, Éthylène-C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, Acétylène-C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, Propane-C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> et Propylène-C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>

#### A) Identification des défauts [IEC 599]

- **Les décharges partielles** sont un défaut électrique de faible énergie. Typiquement, ce défaut est identifié par l'augmentation des niveaux d'hydrogène.
- **Décharge électrique de faible énergie** est une étincelle de rupture à haute tension intermittente sans fort courant. L'étincellement est caractérisé par une augmentation des niveaux de méthane, d'éthane et d'acétylène.
- **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.



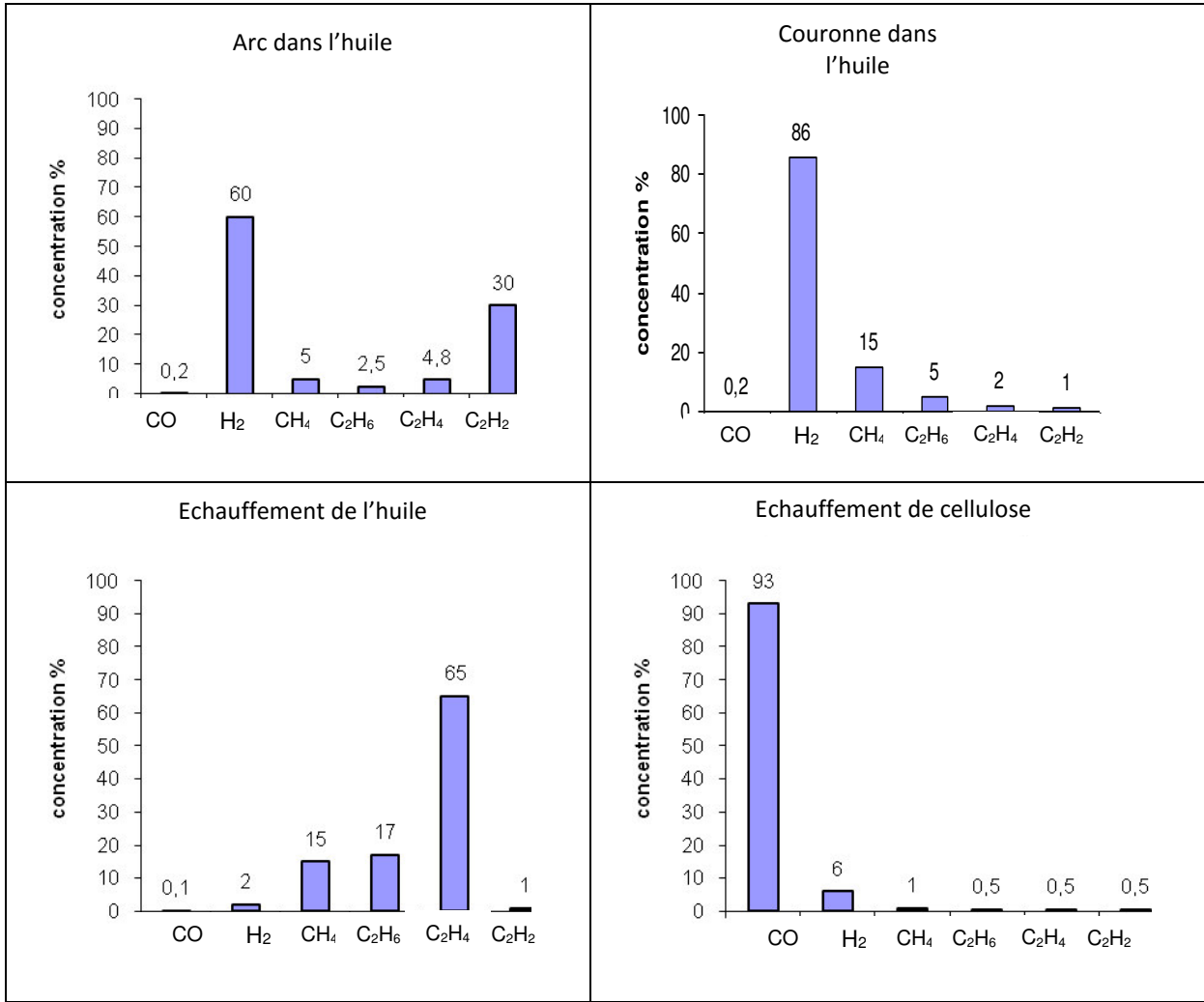
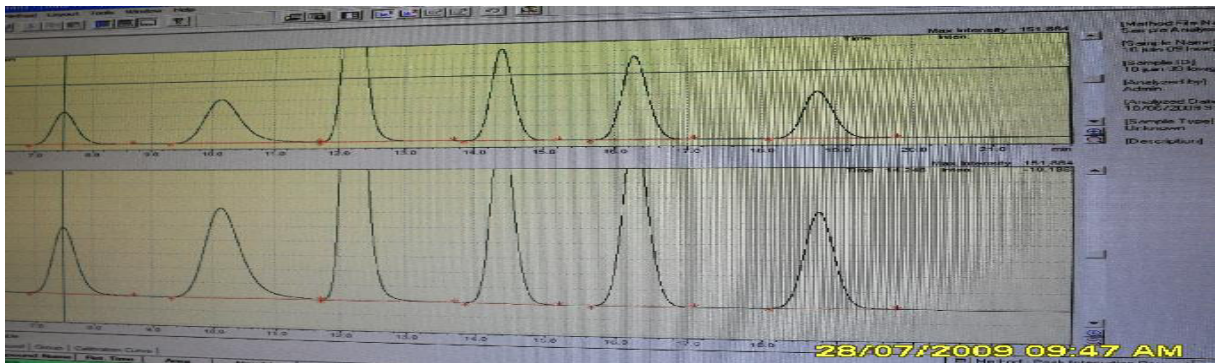
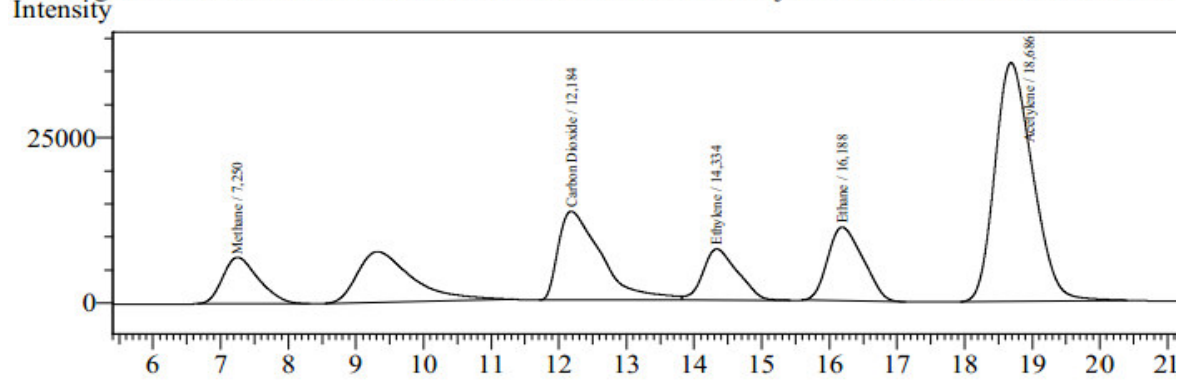


Fig. III.12 . les gaz principaux caractérisant le défaut [Boud 05, Sye 2000]



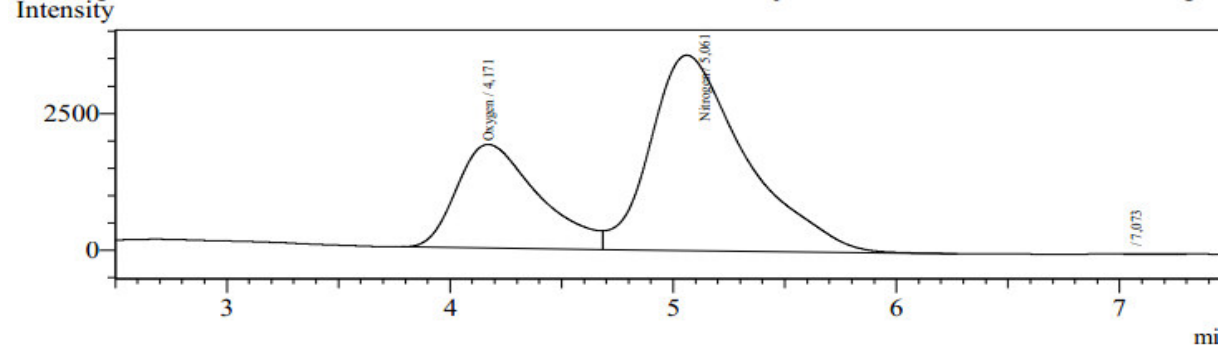
romatogram huileaveccata450heures16arcs C:\GCsolution\Data\Project1\huileaveccata450heures16arcs



Quantitative Results - Channel 1

Name	Ret.Time	Area	Height	Conc.	Units
Methane	7.250	258141	7014	36.676	ppm
Carbon Monoxide	0.000	0	0	0.000	ppm
Carbon Dioxide	12.184	594278	13410	77.919	ppm
Ethylene	14.334	275574	7742	19.097	ppm
Ethane	16.188	401773	11121	28.045	ppm
Acetylene	18.686	1398544	36047	120.618	ppm

romatogram huileaveccata450heures16arcs C:\GCsolution\Data\Project1\huileaveccata450heures16arcs.gcc



Quantitative Results - Channel 2

Name	Ret.Time	Area	Height	Conc.	Units
Hydrogen	0.000	0	0	0.000	ppm
Oxygen	4.171	48276	1889	23655.978	ppm
Nitrogen	5.061	105635	3564	68685.944	ppm

Fig. III.13 .Résultats de chromatographe d'un échantillon d'huile minérale vieilli à 450 h et subit 16 claquages [Boud 2011]

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

**A) Triangle de Duval [Boud 05, Akh 2010]**

Duval a développé une représentation triangulaire [Duv 89, Duv 2002]. De nombreux laboratoires utilisent cette méthode, elle consiste au calcul des pourcentages de concentrations en (ppm) des trois gaz (CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> et C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) par rapport au total (CH<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>).



Ces pourcentages ( $\text{CH}_4\%$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4\%$  et  $\text{C}_2\text{H}_2\%$ ) seront tracés dans un triangle divisé en régions indiquant le type de défaut (Figure.III.14).

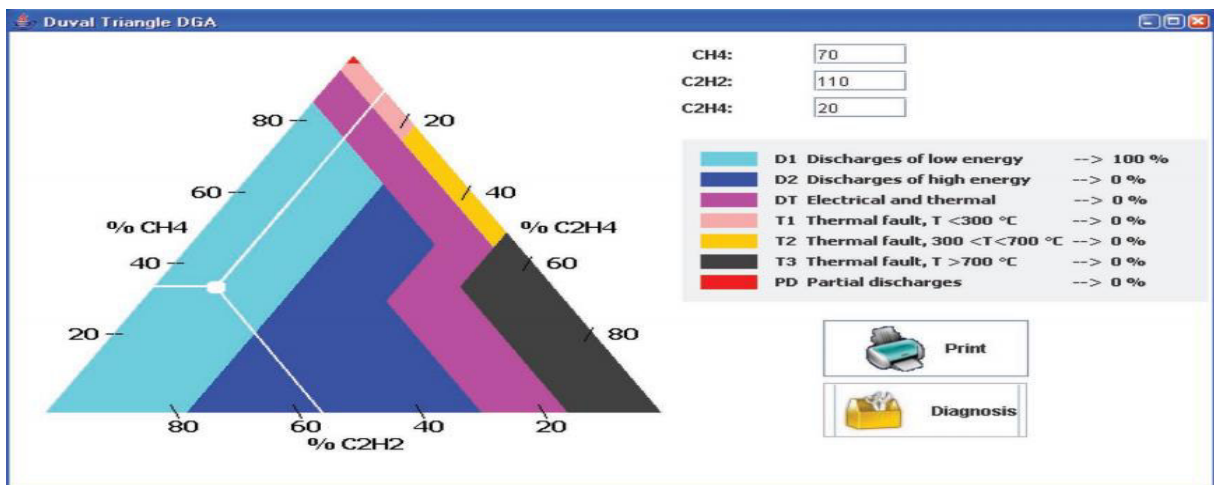


Fig. III.14. Triangle de Duval [Akh 2010]

## B) Méthode TDCG C57

La TDCG (totalité de gaz combustibles dissous) est définie comme la somme  $C_{tot}$  des concentrations de tous les gaz combustibles dans l'analyse de l'huile. C'est la somme des concentrations en partie par million (ppm), de l'hydrogène, du méthane, de l'éthane, de l'éthylène, de l'acétylène, et de l'oxyde et monoxyde de carbone dissous dans l'huile.

Le diagnostic est alors basé sur les gaz dissous prédominants et leurs proportions relatives à la totalité de gaz combustibles dissous (TDCG), et des ratios des taux de génération (ppm/jours) [Boud 05, IEEEEC57, Chia 2009, Q.SU 2000].

**Tableau III.2:** Actions basée sur la méthode TDCG C57 [IEEE-C57]

Condition	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TDCG
<b>1 Normal</b>	100	120	35	50	65	350	2500	720
<b>2 Attention</b>	700	400	50	100	100	570	4000	1920
<b>3 Extrême Attention</b>	1800	1000	80	200	150	1400	10000	4630
<b>4 Dangereux</b>	--	--	--	--	--	--	--	--

	Taux de TDCG ( $\mu\text{L/L}$ )	Vitesse de generation TDCG ( $\mu\text{L/L/jour}$ )	Procedures suivant le taux de generation de gaz	
			Intervalle d'échantillonnage	Procedures operatoires
Condition 4	> 4630	> 30	Chaque jour	Envisager le retrait du service
		10 à 30	Chaque jour	Consulter le fabricant
		< 10	Chaque semaine	Tests en extreme prudence. Analyser chaque gaz individuellement. Arret prévu. Consulter le fabricant.
Condition 3	1921-4630	> 30	Chaque semaine	Tests en extreme prudence. Analyser chaque gaz Arret prévu. Consulter le fabricant.
		10 à 30	Chaque semaine	
		< 10	Chaque mois	
Condition 2	721-1920	> 30	Chaque mois	Exploitation prudente Analyser chaque gaz individuellement Déterminer la dépendance de charge
		10 à 30	Chaque mois	
		< 10	Chaque 3 mois	
Condition 1	$\leq 720$	> 30	Chaque mois	Procéder avec prudence Analyser chaque gaz individuellement Déterminer la dépendance de charge
		10 à 30	Chaque 3 mois	
		< 10	Annuelle	

Le tableau III.3 résume les méthodes conventionnelles pour tester les différents types des fluides isolants [Jan 2016].

**Tableau III.3:** Les méthodes d'essais sur les fluides diélectriques : En bleu les méthodes d'IEC les plus souvent utilisées; en rouge les méthodes ASTM couramment utilisées, tandis que les normes pas citées mais généralement utilisées sont en noir [Jan 2016]

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

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

### III.3.2 Méthodes non conventionnelles (modernes)

Des études récentes [Gha 2012, Fof 2010, Jan 2011], ont montré que les méthodes conventionnelles ne mènent pas toujours à un diagnostic fiable à 100 %, l'analyse des gaz dissous par exemple est influencée par les produits de dégradation, le champ électrique a un impact très important dans le processus de vieillissement et la dégradation des paramètres ne se résultent pas seulement du vieillissement thermique

De ce qui précède, les chercheurs ont développé de nouvelles méthodes dites modernes, destinées à améliorer et optimiser les méthodes existantes, adapter les méthodes aux différents matériaux récemment utilisés (Esters, papier aramide..), et pour des raisons économiques, réduire le nombre de méthodes conventionnelles. Ces méthodes sont pratiquées par quelques laboratoires à travers le monde, et sont toujours dans le champ des investigations.

#### A) Mesure des produits dissous

Nous avons vu dans le chapitre II, que 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) [Jan 2011, Kas 2013].

- **Spectrophotométrie UV/Visible**

La norme ASTM Designation 6802 est utilisée pour la mesure des produits de décomposition dissous. Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible (figure III. 15) commercialisé par Thuramed a été utilisé dans notre travail. C'est un appareil à double faisceaux dont l'un traverse l'échantillon et l'autre sert de parcours de référence. Les spectrophotomètres à doubles

faisceaux permettent de faire des mesures différentielles entre l'échantillon et le blanc analytique.



Fig. III.15: Spectrophotomètre T60 UV/Visible [Boud 2012]

Sur le trajet optique du spectrophotomètre, un emplacement libre est réservé pour y placer notre cellule ou un autre dispositif adapté à l'état physique de l'échantillon étudié (gaz, liquide ou solide) et au domaine spectral concerné. Dans notre cas, le spectre est obtenu sur une plage de longueur d'onde allant de 360 à 600 nm en ordonnées et en abscisses l'absorbance varie de 0 à 2,5 comme le montre la figure III.16. 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.

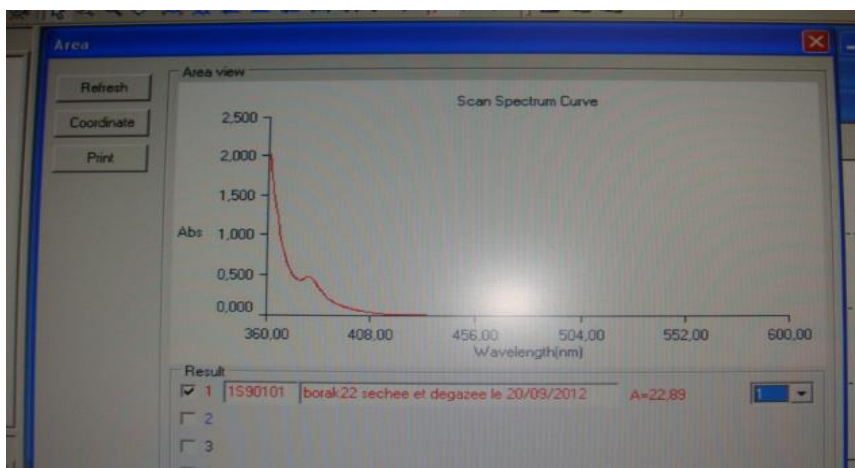


Fig. III.16: Affichage de spectres d'absorbance mesurés. [Boud 2012]

### B) 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 [Jan 2011].

La turbidité est la mesure de clarté relative de l'échantillon, simplement dit, la turbidité est le contraire de la limpidité. Cette mesure utilise le principe de l'interaction entre une onde lumineuse incidente et une particule en suspension engendrant principalement des phénomènes de diffusion, réflexion, absorption et réfraction. Cette particule selon sa taille, sa nature, sa forme, son indice de réfraction ainsi que son intensité provoque une dispersion de la lumière incidente dans toutes les directions. La turbidité est donc causée par la présence de particules et matières en suspension. C'est l'état plus ou moins trouble d'un liquide causé par la présence de matières fines en suspension et de colloïdes, gênant le passage de la lumière. Elle se définit comme l'expression de la propriété optique qui fait que la lumière est dispersée et absorbée plutôt que transmise en ligne droite à travers un échantillon. La présence de ces matières en suspension peut interférer avec l'intensité du rayonnement UV [Jan 2011].

- **Le Turbidimètre**

La norme ASTM Designation 6181 [ASTM 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. L'exactitude et la reproductibilité des mesures de turbidité dépendent des bonnes techniques de mesure de l'utilisateur.



**Fig. III.17** : Turbidimètre modèle 2100AN avec sa cellule de mesure.[Boud 2012]

### C) 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 [Boua 2008].





Fig. III.18 : 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.

Comme l'huile vieillit, les concentrations des acides et des composés aromatiques augmentent, formant des liaisons C=O durant le processus d'oxydation et des liaisons doubles C=C au cours de la décomposition thermique [Boua 2008]. Les pics sont reliés à la formation des aldéhydes, des cétones, des acides carboxyliques et de leurs dérivés, des composés aromatiques (liaison C=O). La figure III 19 présente un exemple de spectroscopie infrarouge effectuée sur un échantillon d'huile vieillie.

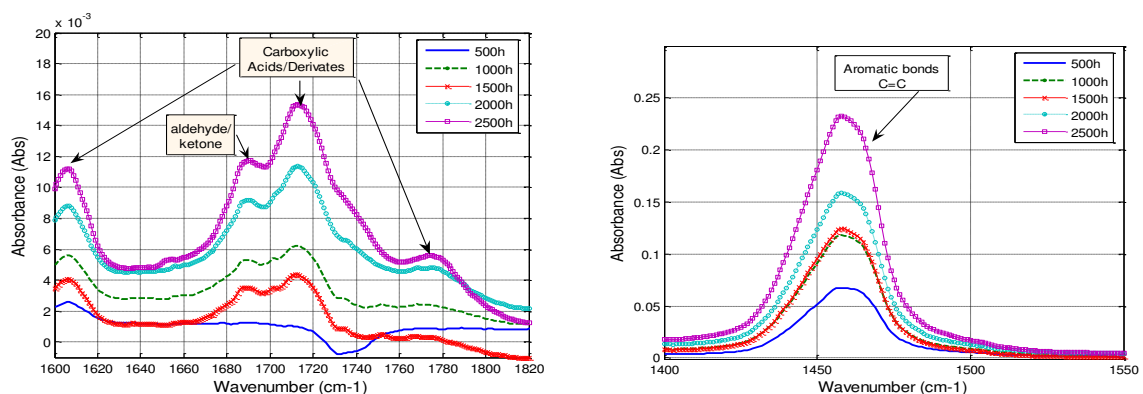
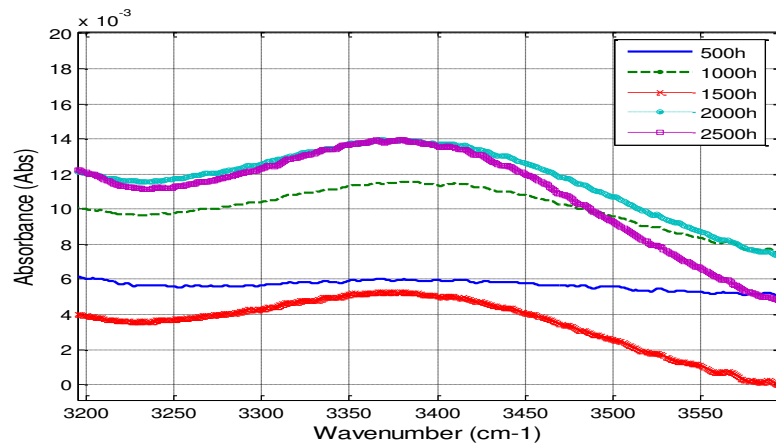


Fig. III.19 : Exemple d'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 1600 à 1820  $\text{cm}^{-1}$  et de 1400 à 1550  $\text{cm}^{-1}$ . [Boua 2008]

Certaines études quantitatives ont pu examiner les teneurs en eau dans les huiles de lubrification des moteurs hydrauliques par FTIR [Boua 2008], cependant, cette méthode a besoin de plus d'investigation. Malgré la détection de l'eau à  $3400\text{ cm}^{-1}$ , d'autres améliorations sont nécessaires avant son application aux huiles des transformateurs. La figure III.20 montre les résultats obtenus pour l'huile pour différents temps de vieillissement. L'absorbance est très faible dans cette gamme (ordre de  $10^{-3}$ - $10^{-2}$ ), ce qui fait que la détection de l'eau est moins crédible comparativement à d'autres méthodes.



**Fig. III.20** : Exemple d'absorbance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 3200 to 3600  $\text{cm}^{-1}$ . (Détection d'eau) [Boua 2008]

D'autres études ont pu faire une corrélation de l'analyse FTIR avec les propriétés diélectriques de composés [Carl 2014]. Ces études pourront être utilisées pour améliorer les outils de surveillance et de diagnostic.

#### D) Surveillance des propriétés électriques par spectroscopie diélectrique

Le dispositif utilisé à Isolime, est appelé IDA 200TM (Insulation Diagnostic Analyser 200) [Jan 2011]. La mesure se fait conformément à la norme ASTM Désignation 924. Le système IDA mesure l'impédance d'un échantillon pour une tension et une fréquence variable. Une unité de traitement du signal numérique génère un signal d'essai selon la fréquence désirée. Un amplificateur interne augmente ce signal qui est appliqué à l'échantillon. La tension et le courant à travers l'échantillon sont mesurés avec une grande précision en utilisant un diviseur de tension et un électromètre. Le système IDA utilise la cellule de test liquide type 2903 pour isolants liquides. Il est fabriqué par la société Tettex. Cette cellule d'essai, équipée d'anneaux de garde, a été conçue conformément aux spécifications de la norme VDE (Verband Deutsh Elektrotechnik) 0303, 0370 et les recommandations de CIGRE, CEI et ISO, ainsi qu'avec les normes ASTM. La figure III.21, montre la photographie du dispositif expérimental.



Le volume d'huile exigé pour la mesure est de 40 ml. On porte le volume d'huile à 100 °C, puis on mesure les propriétés diélectriques. L'appareil IDA permet de mesurer le facteur de dissipation diélectriques, la conductivité diélectrique, la permittivité, le facteur de puissance, la résistivité, la capacité, etc.

La figure III.22 montre un exemple affiché par le logiciel IDA, donnant le balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique.



Fig. III.21 : Le dispositif de mesure IDA 200 TM avec Cellule type 2903 [Boud 2012]

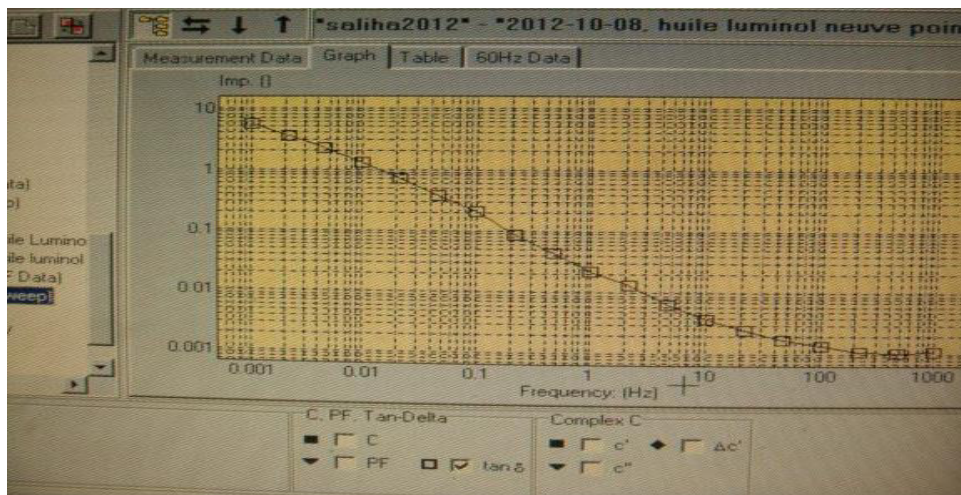


Fig. III.22: exemple d'affichage de logiciel IDA. [Boud 2012]

### III.3.3 Méthodes d'évaluation des isolants des transformateurs

Ces essais sont utilisés beaucoup plus pour l'évaluation des huiles neuves, ils peuvent être utilisés pour les huiles en service et traitées. Ces essais fournissent une indication de la stabilité de l'huile dans des conditions simulées de fonctionnement.

Ces tests constituent à la fois des critères et des outils de diagnostic efficaces qui permettent aux utilisateurs des huiles de transformateurs, de savoir d'avance le comportement des huiles pour choisir, laquelle est la plus appropriée. Un outil de diagnostic dans ce sens sera présenté pour évaluer périodiquement l'huile en service pour savoir si sa stabilité n'est pas affectée.

En connaissant la stabilité de l'huile neuve utilisée pour les transformateurs de puissance, les entreprises d'électricité pourront déterminer précocement les problèmes potentiels pouvant entraîner des dégagements gazeux ou des pannes de transformateurs dues à l'utilisation de tel ou type d'huile. La connaissance de la stabilité est parmi les meilleures méthodes de mesures de qualité des isolants liquides utilisées dans le diagnostic.

### III.3.3.1 Mesure de la stabilité à l'oxydation

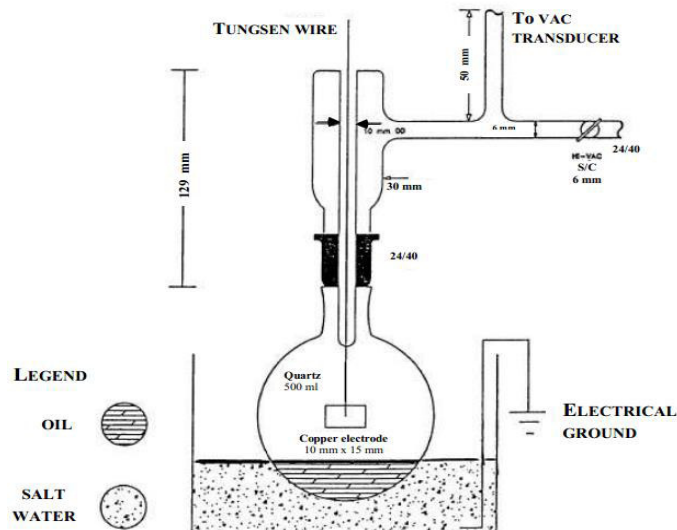
Cet essai simule les conditions d'un vieillissement thermique accéléré de l'huile en présence d'oxygène et d'un catalyseur en métal pour une durée de temps bien déterminée. À la fin de l'essai, l'acidité et la teneur en produits colloïdaux de l'huile vieillie sont mesurés. Avec cette méthode on peut évaluer la résistance des huiles neuves à l'oxydation, elle estime la tendance de l'huile à former de la boue et des acides durant l'oxydation. Selon la norme D2440-05 [ASTM 2440], cette méthode est applicable aux huiles avec et sans inhibiteurs, mais elle n'est pas bien définie pour les huiles régénérées.

### III.3.3.2 Mesure de la stabilité sous décharge électrique

Le test de stabilité détermine l'habilité d'une huile à résister à la décomposition sous l'impact d'une contrainte électrique. On utilise cet essai pour deux objectifs principaux, le premier est l'évaluation de la stabilité d'une huile par mesure de gaz générés sous décharges électriques, et le deuxième est la détermination de l'impact du champ électrique comme contrainte sur les paramètres physiques et chimiques de l'huile.

Pendant cet essai, l'huile isolante est soumise à une décharge électrique (sous haute tension). La décharge produit des électrons libres qui se heurtent aux molécules d'huile excitant bon nombre d'entre elles. Certaines de ces molécules forment des gaz qui augmentent la pression dans la cellule. Il en résulte une décomposition de certaines molécules en porteurs de charge entraînant une augmentation du facteur de dissipation. Ces changements fournissent une indication de la stabilité de l'huile dans les conditions simulées de décharge.

La mesure est effectuée selon la norme ASTM Designation 6180-05 [ASTM D 6180]. L'appareillage conçu par la société INSOIL Canada Ltd est utilisé pour cette mesure. Il se compose d'une source de haute tension (AV-100VA-10V-R03, Input 120V, single phase, approximately 2A, HV Output 0 to 10 kV AC at 10 mA). Il fournit une différence de potentiel de 10 kV entre l'électrode à l'intérieur de la cellule de décharge et l'eau salée dans le verre servant de masse. La figure III.23 montre le schéma du dispositif.



**Fig. III.23** : Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité.

Les électrons libres sont générés par une électrode en cuivre de forme cylindrique de 15 mm de diamètre et 10 mm de hauteur, scellé dans un Erlenmeyer de capacité 500 ml.

L'électrode est placée au centre de la cellule de décharge et suspendue au-dessus de l'huile. La distance entre l'électrode et la surface de l'huile est à un pouce (inch) soit 25,4 mm. Le volume d'huile utilisée dans l'Erlenmeyer est de 50 ml. Avant l'application de la tension, la cellule de décharge est dégazée sous vide jusqu'à la pression de 1 Torr (133 Pa).

Après le dégazage sous vide, l'échantillon d'huile est soumis à une tension de 10 kV pendant 5 heures. La pression est mesurée après chaque heure durant le test. La quantité de gaz générée est évaluée à partir de la variation de la pression. La figure III.24 montre une photographie prise au cours d'un essai.



Fig. III.24 : décharge dans la cellule (Erlenmeyer) [Boud 2012]

### III.3.3.3 Mesure de la stabilité sous contrainte thermique

La contrainte thermique est l'un des principaux facteurs qui peuvent affecter la fiabilité de certains fluides et par conséquent limiter la durée de vie des transformateurs, même pendant le fonctionnement normal, les gaz peuvent être générés par une surchauffe due à un fonctionnement en surcharge. L'efficacité de refroidissement est affectée par les produits de décomposition résultant du vieillissement de l'huile. L'huile sous l'effet de la décharge électrique produit des gaz, du carbone et des radicaux libres. Quand ces sous-produits de la décharge électrique ou ceux de l'oxydation s'accumulent dans les conduits de l'huile ou à l'interface huile/papier, le transfert de chaleur n'est plus possible; ce qui conduit à l'apparition de points chauds. L'application de la contrainte thermique est simulée à l'aide du dispositif expérimental présenté dans la figure III.25 [Fof 2002, Loi 2012, Jov 2011].

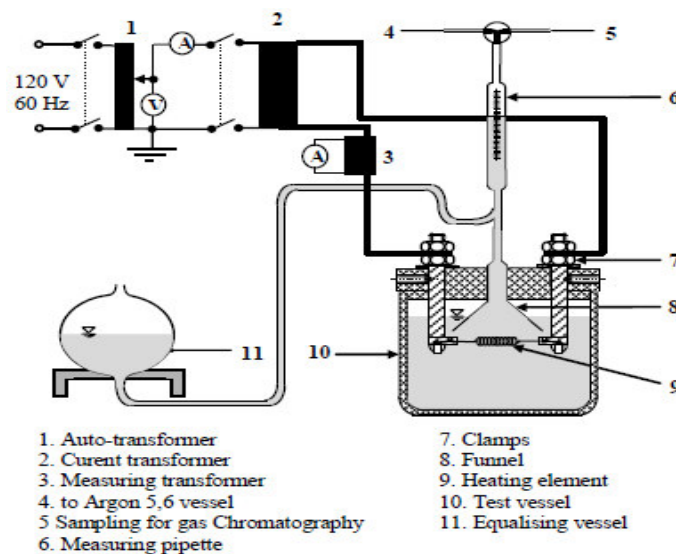


Fig. III.25. Dispositif expérimental pour l'application des points chauds

Le dispositif se compose d'un récipient en verre borosilicate et un couvercle en téflon avec des pinces pour tenir le fil de chauffage. Le fil de chauffage est réalisé en constantan (alliage métallique constitué de cuivre et de nickel avec une résistivité quasiment indépendante de la température) [Kas 2013], dont les caractéristiques peuvent être trouvées dans [Fof 2002]. La température autour du fil de chauffage a été supposée constante et mesurée avec un capteur de température NiCrNi.

Le courant de chauffage est fourni par un transformateur de courant tandis que la température du fil est réglée par un ampèremètre connecté aux circuits primaire et secondaire. Un dispositif d'aluminium en forme d'entonnoir sur le fil chauffant permet aux gaz générés de se diriger directement à une burette où ils peuvent être mesurés. En mesurant la tension et le courant, la température moyenne peut être calculée. Cet ensemble permet le test de l'échauffement local contrôlé du liquide à plus de 500 ° C [Loi 2012].

### III.4. Méthodes de surveillance et de diagnostic de l'isolant solide

#### III.4.1 Mesures conventionnelles

Actuellement, l'isolation de papier utilisée dans les appareillages électriques remplis d'huile est un produit à base de cellulose. Le papier neuf a une chaîne de DP de l'ordre de 1000 à 1300. La résistance physique de l'isolation de papier est liée au DP moyen.



**Fig. III.26** : Types de papiers utilisés dans les transformateurs à haute tension; de gauche a droite : papier Pressboard, papier Kraft, papier DiamantX [Boud 2012]

#### A) Mesure de degré de polymérisation

La mesure du degré de polymérisation est une technique utilisée comme premier indicateur de l'état du papier dans les transformateurs [Boua 2008]. 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 [ASTM D4243].

Ceci consiste à prendre des échantillons de papier provenant du transformateur, qui sont ensuite dissous dans un réactif chimique et de mesurer finalement la viscosité de la solution. La tendance des valeurs de DP permet alors de déterminer le taux de dégradation du papier.

La surveillance du DP couplée à l'analyse des gaz dissous (DGA) permet le suivi du processus de vieillissement de l'isolation de papier, et dans beaucoup de cas, permet la première identification du vieillissement accéléré qui peut être contrôlée par la modification des conditions opérationnelles et/ou à l'entretien du transformateur [Dou2008].

Dans beaucoup de situations, cette procédure est impraticable parce qu'elle exige l'ouverture du transformateur pour prendre un échantillon du papier. Elle est plus applicable comme test de qualité de papier neuf, cependant la méthode alternative nommée l'analyse des furannes, a gagné la faveur.

## 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-furaldehyde est mesurée, et un DP estimé, est calculé empiriquement [Dou 2008].



**Fig. III.27** Chromatographe en phase liquide HPLC (FTIR-ATR)  
(laboratoire de chimie université de Laghouat)



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

### C) Mesure du facteur de dissipation

Différents dispositifs existent pour mesurer le facteur de dissipation diélectrique du papier. La figure III.28 montre un de ces dispositifs.



**Fig. III.28** Cellule de mesure du facteur de dissipation diélectrique de papier isolant de laboratoire Rymoïl<sup>1</sup>

### 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 III.29. 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.

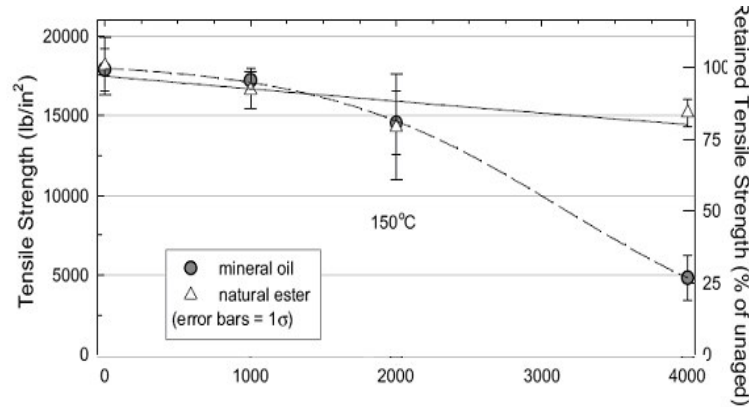


**Fig. III.29** Testeur BDV [Ver 2005]

<sup>1</sup> Rymoïl : Laboratoire de la Société Rymoïl S.A, spécialisé dans les huiles de transformateurs et les sols contaminés, Polígono Industrial Logrezana, 0 S N, 33438, Espagne

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

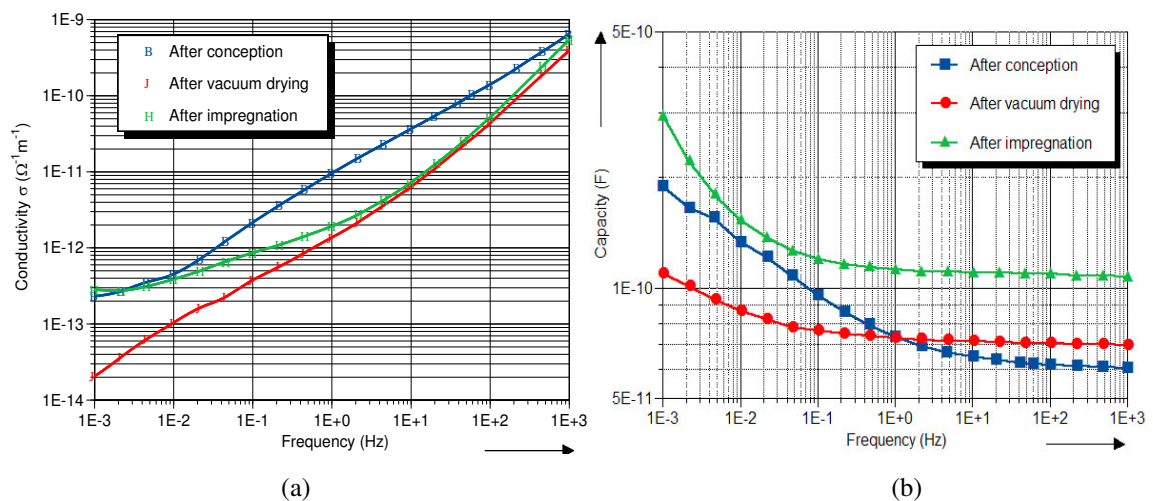
Cette mesure permet une évaluation directe de la qualité de l'isolation solide dans les transformateurs. La méthode est décrite dans D202.



**Fig. III.30** La résistance à la traction d'un papier thermiquement amélioré vieilli à 150°C dans l'huile minérale et dans un ester naturel [Boua 2008]

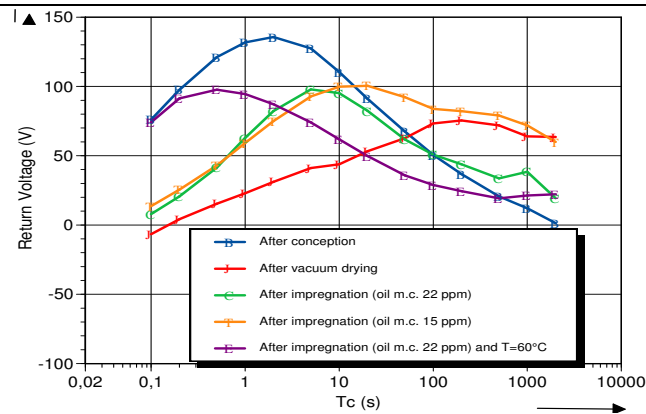
### F) Spectroscopie diélectrique pour le contrôle de la qualité d'un isolant solide

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 III.31. 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 [Boua 2008] :



**Fig. III.31** : Balayage en fréquence pour les trois étapes de fabrication : conception, séchage sous vide et imprégnation [Boua 2008].





**Fig. III.32:** Tension de recouvrement (RVM) maximale en fonction du temps pour les trois étapes de fabrication [Boua 2008].

### III.4.2 Techniques modernes pour la surveillance et le diagnostic les isolants solides

La mesure du degré de polymérisation et l'analyse furfural sont les méthodes les plus utilisées pour évaluer le processus de vieillissement, mais ces méthodes sont limitées. Des travaux de recherche ont montré que l'utilisation de nouvelles méthodes électriques non destructives telles que la mesure de la tension de recouvrement et la mesure du courant de polarisation et de dépolarisation, peuvent permettre d'estimer le taux d'humidité dans l'isolation solide des transformateurs venant de l'extérieur ou due à la dégradation du papier.

Les mesures diélectriques dans les domaines temporel (PDC et RVM) et fréquentiel (FDS), permettant de mesurer directement ou indirectement la variation de la permittivité et des pertes diélectriques qui caractérisent l'isolation sous l'influence de plusieurs paramètres tels que l'humidité, la température et le vieillissement [Fou 2000, Seg 2000]. Cette technique offre de nouvelles opportunités pour l'évaluation de l'état de l'isolation dans les équipements électriques de haute tension, et pour une maintenance prédictive efficace [Ami 2012, Kas 2013].

#### A) 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. La technique est applicable à n'importe quel appareillage électrique (Fig III.33 et 34). Cette analyse permet de fournir des informations sur :

- la teneur en eau dans le papier,
- la conductivité de l'huile,
- l'indice de polarisation.

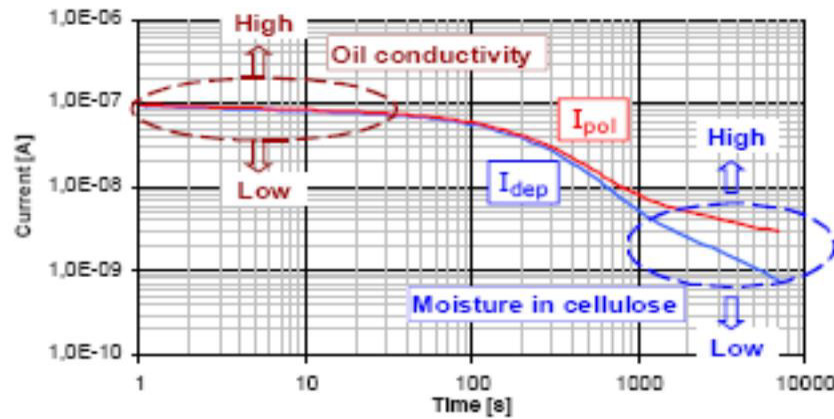


Fig. III.33 .Schéma d'interprétation d'une analyse PDC d'un transformateur. [Boud 2011]

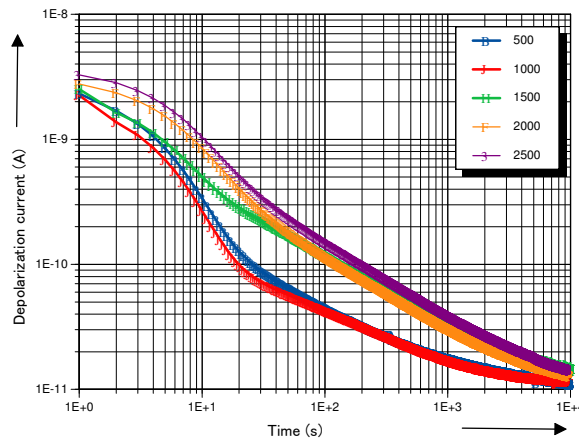


Fig. III. 34 : L'effet du vieillissement thermique sur le courant de dépolarisation. Mesures effectuées à Isolime sur des échantillons de carton [Boua 2008]

## B) Mesures dans le domaine fréquentiel

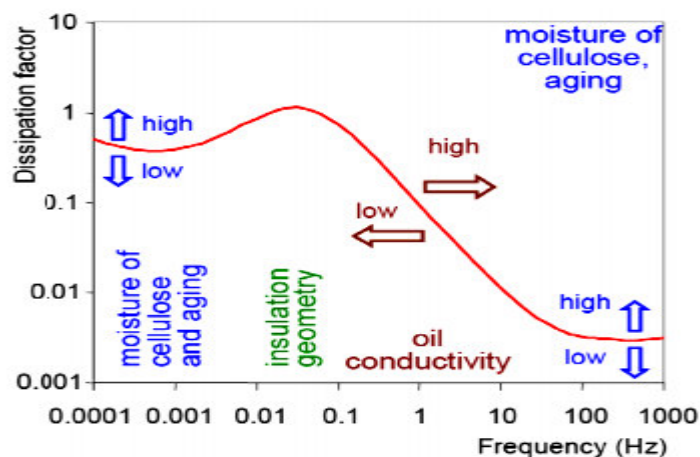
La spectroscopie en domaine fréquentiel a été développée à partir de mesures traditionnelles telles que le facteur de puissance, la capacitance et le facteur des pertes diélectriques [Sah 2003, Sha 2005, Boua 2008]. La polarisation et le comportement des diélectriques soumis au champ électrique ont aussi 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 [Boua 2008, Ami 2012].

La réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel réalisée avec Insulation Diagnostics Analyser IDA200, nous donne les valeurs de la capacité  $C(\omega)$  et le facteur de dissipation diélectrique (FDD) en fonction de la fréquence (Figure 35).



**Fig. III.35** : Cellule d'essai de type 2903 pour la mesure des propriétés électriques d'un isolant solide.

La technique de la mesure dans le domaine des fréquences permet de tracer la courbe de l'évolution du facteur de dissipation ou de la capacitance en fonction de la fréquence (figure III.36).



**Fig. III.36** : Analyse du facteur de dissipation diélectrique dans le domaine fréquentiel FDS [Ami 2012]

### C) 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.



Fig. III.37 Appareil de mesure de tension de rétablissement au laboratoire ISOLIME [Boud 2011].

Cette technique non-destructive permet d'apprécier l'influence de l'humidité et du vieillissement [Mok 2004]. C'est une méthode très controversée quant à sa convenance à la mesure directe de la teneur en eau dans l'huile. La figure III.38 montre les courbes typiques de RVM pour des vieux transformateurs à différents âges de services [Boud 2011].

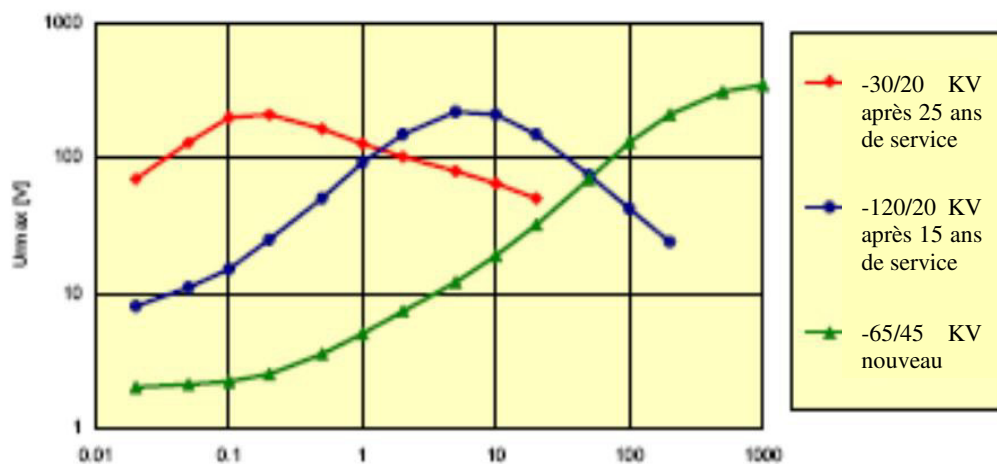


Fig.III.38 Courbe typique de la RVM des transformateurs

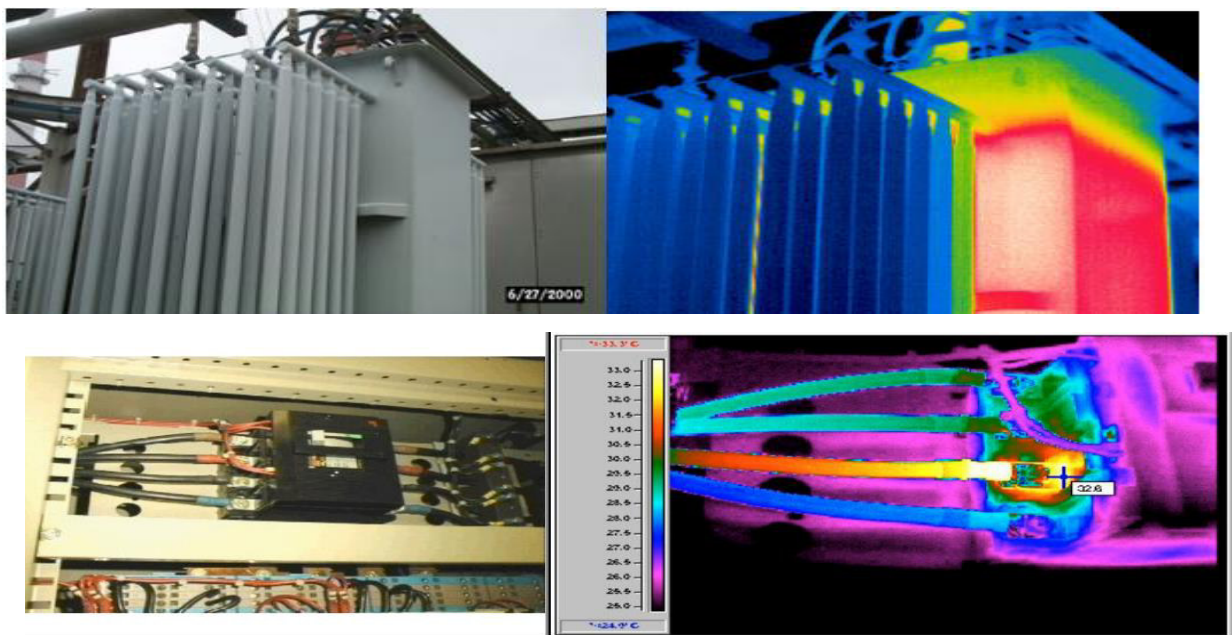
#### D) Essai en service des décharges partielles (DP)

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 [Mok 2004].

### III.5 Méthodes de surveillance et de vérification des accessoires

#### III.5.1 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 [Boud 2011, Dom 2006, Dur 2003].



**Fig.III.39** Inspection infrarouge sur les transformateurs et disjoncteur [Boud 2011, Dom 2006]

#### III.5.2 Diagnostic par Caméra Ultraviolette

Les activités de décharges couronne rayonnent l'énergie sous forme de lumière. C'est principalement la lumière UV qui est invisible à l'œil humain. Pendant le jour, l'énergie rayonnée par le soleil dans le spectre UV, est en ordre de grandeur plus élevée que celle libérée par les décharges couronnes. L'énergie de décharge couronnes est presque ainsi totalement absorbée par l'énergie solaire. En conséquence, il est impossible d'observer la couronne pendant le jour avec l'œil nu. Les caméras UV sont les solutions pour observer et localiser les décharges couronne sur les équipements de hautes tensions [Boud 2011].

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, afin de bénéficier de la sensibilité maximale du système ICM (bruit de fond d'environ 0,2 pC). La sensibilité ultime de la caméra est limitée par son bruit de fond intrinsèque, qui se traduit par la présence de points lumineux aléatoires sur les images enregistrées (Figure III.40). Chaque point correspond environ à un photon [Min 2009].

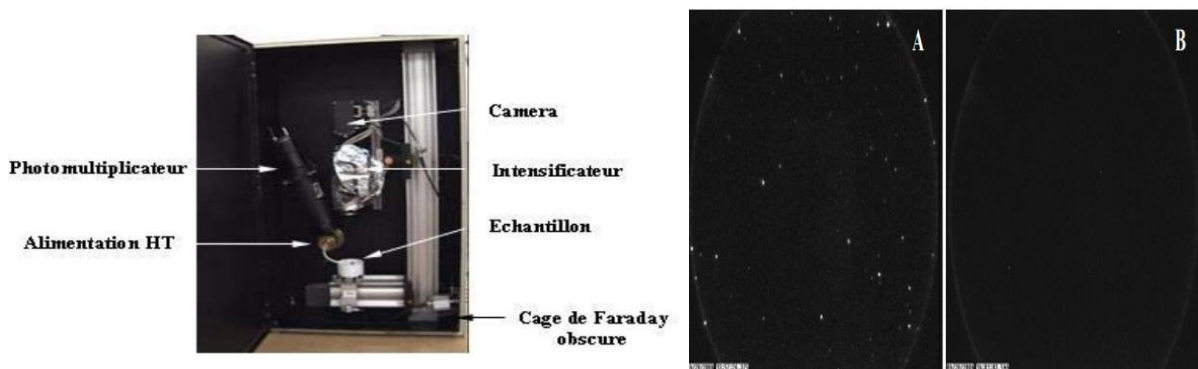


Fig. III.40 Dispositif de mesure par caméra UV [Min 2009]

### III.6 Application de techniques intelligentes à la surveillance et au diagnostic de transformateurs de puissance

Le problème principal des méthodes de surveillance et de diagnostic d'isolation est l'incertitude de sa fiabilité due au conflit des informations obtenues de l'effet de combinaison de diverses contraintes, notamment électriques, mécaniques, environnementales et thermiques.

La littérature est très riche en matière d'articles scientifiques et de thèses qui exposent les différentes techniques de l'intelligence artificielle utilisées pour la prédiction, [Boua 2008, Boud 2014], la surveillance et le diagnostic des transformateurs [Mok 2004, Boud 2005], avec comme objectif principal de découvrir la, ou les techniques les plus efficaces pour l'évaluation de l'ampleur de la dégradation du système d'isolation.

Un résumé très bref des plus importants de ces travaux est présenté dans les points qui suivent.

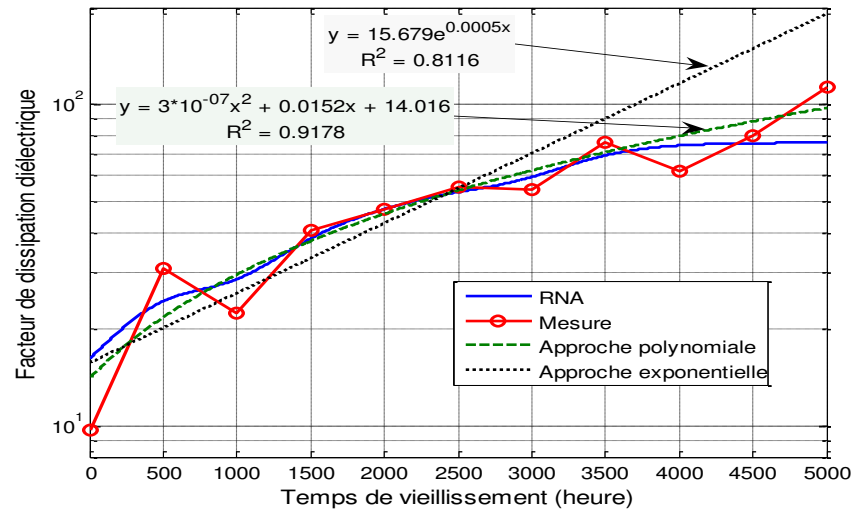
#### III.6.1. Application des techniques de l'intelligence artificielle pour la prédiction

De nombreux travaux ont été effectués dans ce sens où les chercheurs utilisent la corrélation entre les différents paramètres mesurés afin de trouver un modèle dit intelligent qui simule le comportement du système étudié. Ce modèle sera ensuite implanté dans un système intelligent pour prédire l'évolution des paramètres des isolants de transformateurs durant les années de service. Le problème majeur qui se pose c'est l'interaction entre les différents mécanismes de vieillissement dus aux différents types de contraintes qui interagissent au même temps sur les isolants.

Quelques travaux récents sont présentés ci-dessous:

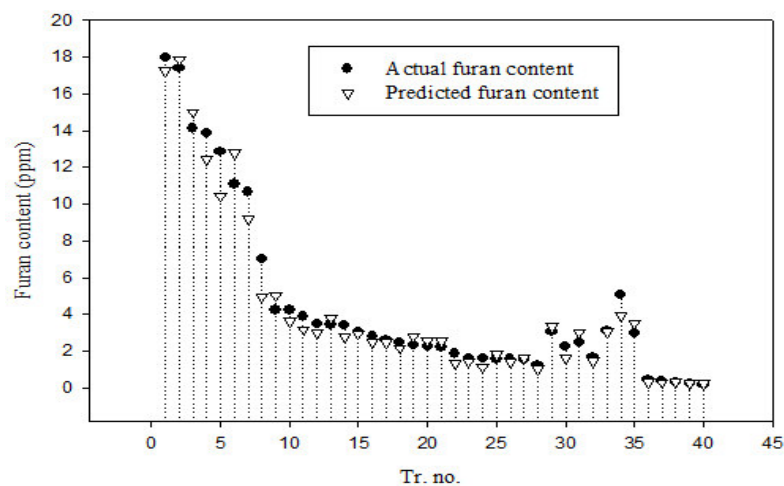
- L. Mokhnache, P. Verma, A. Boubakeur, "*Neural Networks In Prediction Of Accelerated Thermal Ageing Effect on Oil/Paper Insulation Tensile Strength*", 2004 international Conference on Solid Dielectrics, IEEE, Toulouse, France, pp. 575- 577, 2004
- Abdelghafour Bouaicha, "*Application de techniques modernes au diagnostic des transformateurs de puissance*", le mémoire de maîtrise en ingénierie, Université du Québec à Chicoutimi, 2008 (Figure III.41).





**Fig. III.41 :** Prédiction du facteur de dissipation diélectrique pour 5000heures de vieillissement à 0.1mHz [Boua 2008]

- L. Mokhnache A. Boubakeur, B. Ould Noureddine, M.A.R. Bedja A. Feliachi, “*Application of Neural Networks in the Thermal Ageing Prediction of Transformer*”. Power Engineering Society Summer Meeting- IEEE, Vol. 3, pp. 1865-1868, 2001.
- Refat A. Ghunem, Khaled Assaleh and Ayman H. El-Hag: “*Artificial Neural Networks with Stepwise Regression for Predicting Transformer Oil Furan Content*”. TDEI, IEEE, 2011, (Figure III.42).

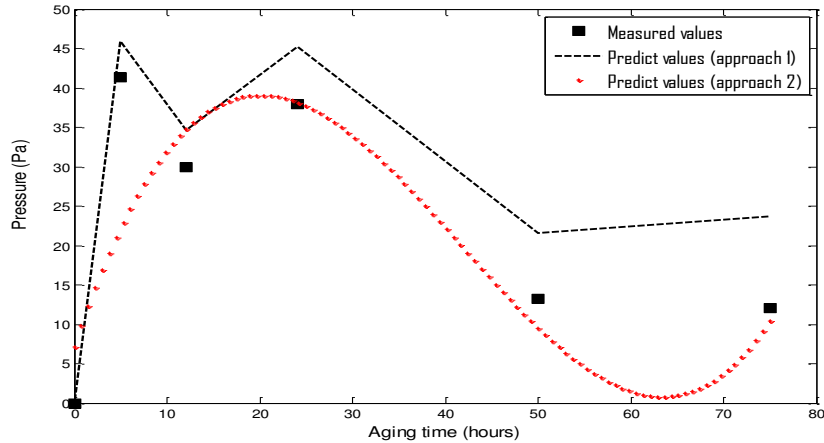


**Fig. III.42.** Prédiction de furane dans l’huile de transformateur [Ghu 2011]

- Cheng-Chien Kuo, “*Artificial recognition system for defective types of transformers by acoustic emission*”, Expert Systems with Applications, ELSEVIER, Vol.36 pp10304–10311, 2009.

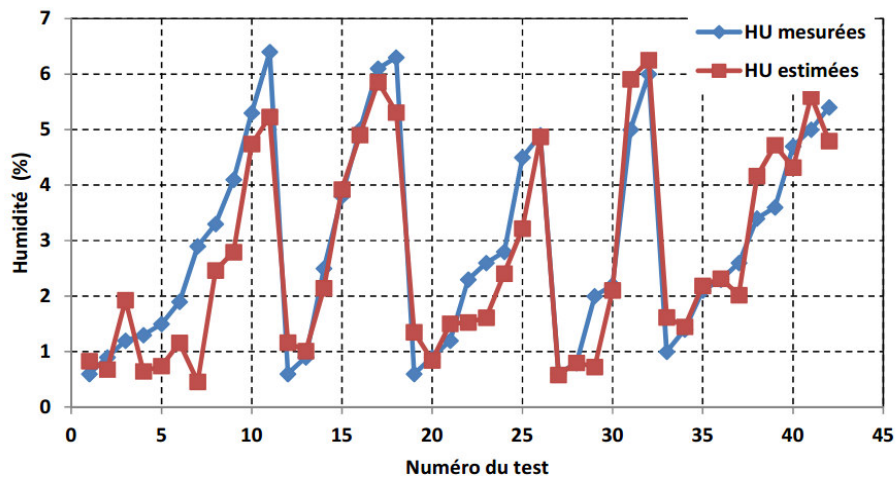


- S. Boudraa, L. Mokhnache, I. Fofana, “Artificial neural networks for predicting the gassing tendency under electrical discharge in insulating oil for extended time”, in International Journal of Electrical Engineering, Vol. 14, n° 2., pp 45-52. 2014



**Fig. III.43.** Evolution du gassing en fonction de paramètres de liquides isolants (Ester naturel) et le temps de décharge électrique [Boud 2014]

- Amidou Betie, « Contribution a l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique », mémoire de maîtrise en ingénierie, Université de Québec à Chicoutimi, 2012 (Figure III.44)



**Fig. III.44.** Comparaison entre l'humidité mesurée et celle estimée par RN [Ami 2012]

- Mohamed A.A. Wahab, M.M. Hamada, A.G. Zeitoun: “ Novel modeling for the prediction of aged transformer oil characteristics”, Electric Power Systems Research, Elsevier, No. 51, 1999.
- Sheng-wei Fei, Ming-Jun Wang, Yu-bin Miao, Jun Tu, Cheng-liang Liu, “Particle swarm optimization-based support vector machine for forecasting dissolved gases content in power transformer oil”. Energy Conversion and Management, Elsevier 2009.

- Sheng-wei Fei, Cheng-liang Liu, Yu-bin Miao, "Support vector machine with genetic algorithm for forecasting of key-gas ratios in oil-immersed transformer", Expert Systems with Applications, Volume, 36 pp. 6326–6331, 2009, (Figure 45)

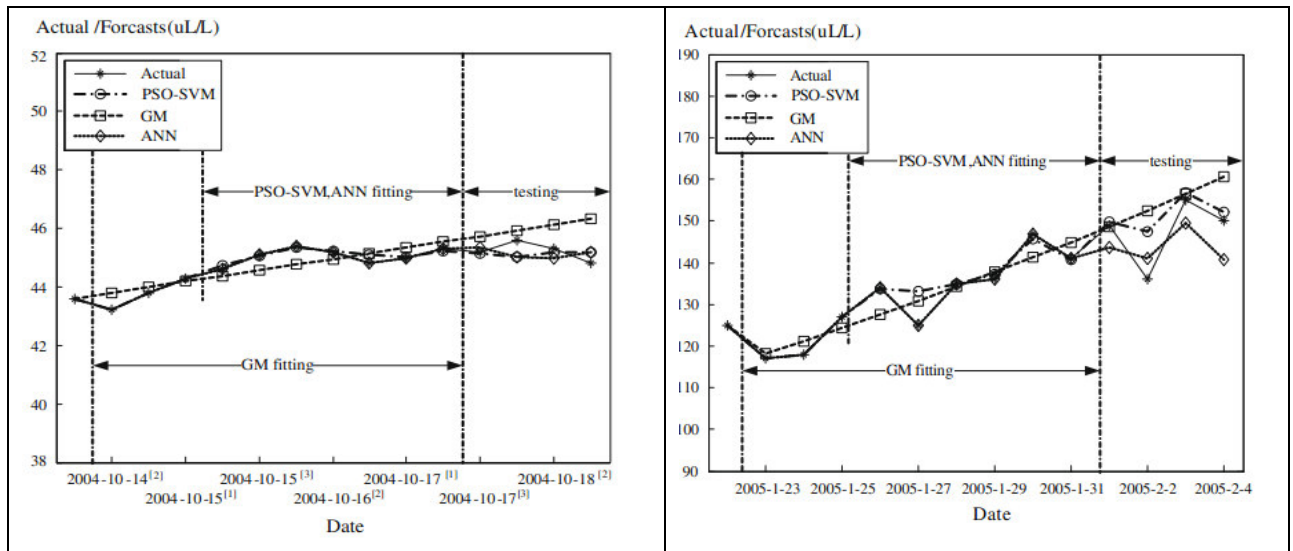


Fig. III.45 Prédiction des gaz dissous  $C_2H_6$  et  $CH_4$  utilisant les méthodes : PSO-SVM, GM, ANN

### III.6.2 Application de l'intelligence artificielle pour la surveillance et le diagnostic

#### A) Diagnostic utilisant les tests physico-chimiques

Ces travaux de recherches utilisent les paramètres physico-chimiques principalement utilisés dans le diagnostic de l'isolation de transformateurs (teneur en eau, viscosité, acidité, rigidité diélectrique, facteur de perte diélectrique, teneur en eau, tension interfaciale ..) dans le diagnostic avec l'application des techniques de l'intelligence artificielle.

- L.Mokhnache, A.Boubakeur, N.Nait Said, "Application of Neural Networks Paradigms in the Diagnosis and Thermal Ageing Prediction of Transformer Oil", Proceedings of 14<sup>th</sup> International Conference on Dielectric Liquids (ICDL 2002), IEEE, Graz (Austria), July 7-12, 2002.
- Leila Mokhnache, « Application de RN dans le diagnostic et la prédiction des isolations HT », Thèse de Doctorat, Ecole nationale polytechnique, Alger, Janvier 2004.
- Najet Aouchar, Chafika Bekhaled, "Application des systèmes hybrides neuro-flous au diagnostic des huiles de transformateur", PFE, École Nationale Polytechnique d'Alger, 2005.

### B) Diagnostic utilisant l'analyse des gaz dissous

Vu l'intérêt de la méthode DGA, des chercheurs ont utilisé les résultats de l'analyse de gaz dissous principaux pour le diagnostic de défauts latents dans les transformateurs de puissance. Ces résultats d'analyse sont implémentés dans différentes techniques de l'intelligence artificielle. Nous présentons quelques travaux récents :

- Saliha Boudraa, « *Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l'intelligence artificielle* », mémoire de magistère, Université de Batna, 2005
- Chia-Hung Lina., Chien-Hsien Wub, Ping-Zan Huang, “*Grey clustering analysis for incipient fault diagnosis in oil-immersed transformers*”, Expert Systems with Applications, Elsevier, Vol. 36, pp1371–1379, 2009 (Figure 46).

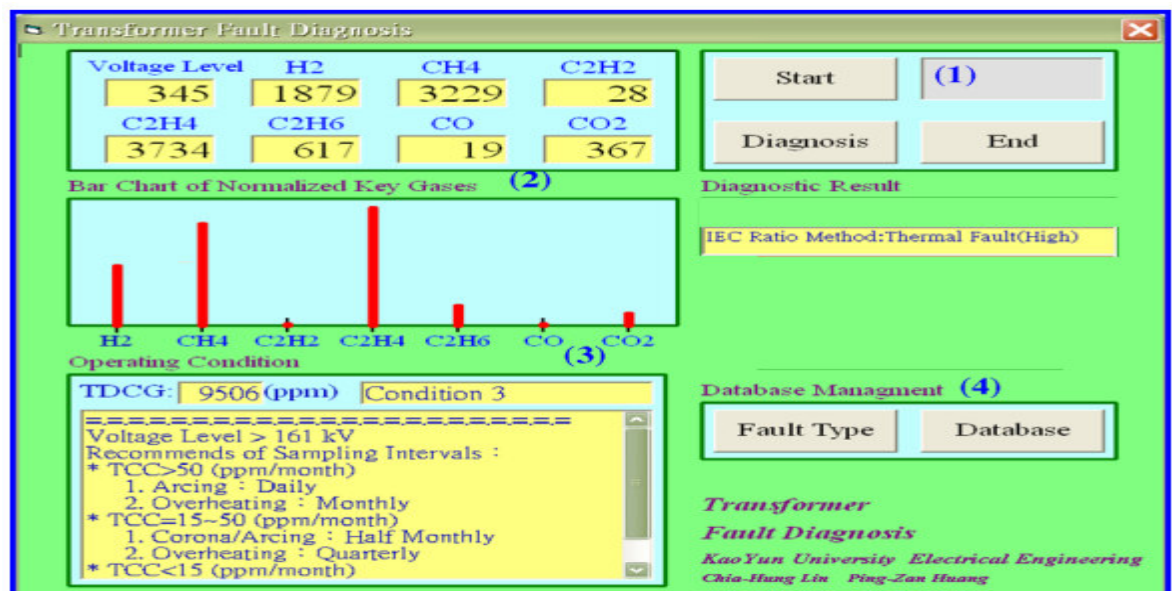


Fig.III.46. interface homme-ordinateur pour le diagnostic des transformateurs par la méthode TDCG C57 [Chia 2009]

- A. Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach, and I. Fofana, “*Intelligent Agent-Based System Using Dissolved Gas Analysis to Detect Incipient Faults in Power Transformers*”, IEEE Electrical Insulation Magazine, November/December , Vol. 26, No. 6, pp. 27-40, 2010 (Figure 47)

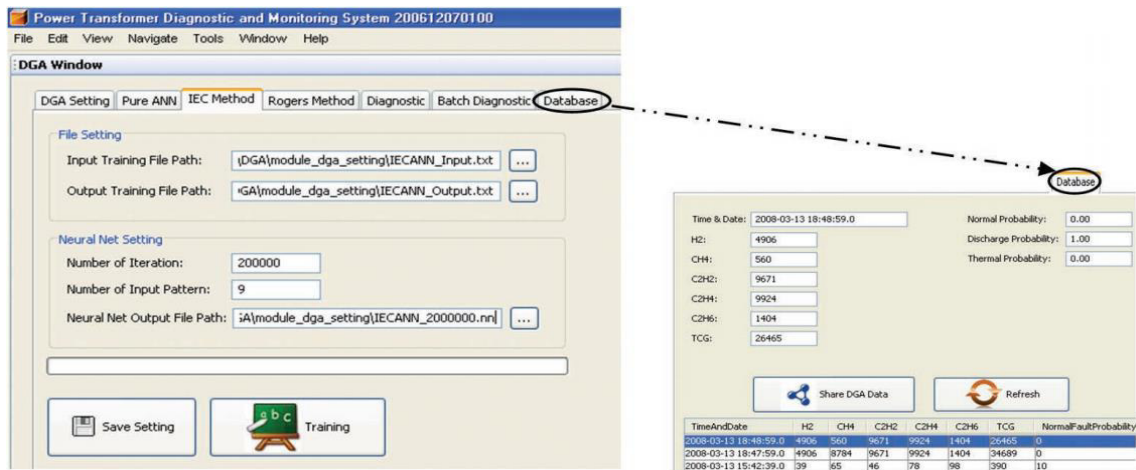


Fig. III.47 interface de menus conçus pour le diagnostic des transformateurs [AKB 2010]

- Sherif S. M. Ghoneim, Sayed A. Ward, “Dissolved Gas Analysis as a Diagnostic Tools for Early Detection of Transformer Faults”, Advances in Electrical Engineering Systems (AEES), Vol. 1, No. 3, 2012 (Figure 48)

Name of station		220/66kV
Sample Date		4.4.2010
Age of transformer	15	
Methane	47	
Hydrogyne	191	
Acetyline	0.0001	
Ethylene	15	
Ethane	43	
Co2	6623	
Co	634	
Nitrogyne	102584	
Oxygene	7270	
Fault from Dornenberg method	NO FAULT	
Fault from Rogers ratio method	NO FAULT	
Fault from Duval triangle method	300<THERMAL FAULT<700	
Fault from key gases method	TYPICAL CORONA-LOW ENERGY DISC	
<b>Main cause</b>	<b>MEDIUM THERMAL FAULT</b>	

Fig. III.46 interface de menus conçus pour le diagnostic par différentes méthodes de DGA [Gho 2012]

- L. Guardado, J. L. Naredo, P. Moreno, and C. R. Fuerte “A Comparative Study of Neural Network Efficiency in Power Transformers Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis”, IEEE transactions on power delivery, vol. 16, no.4, October 2001.
- O. Vanegas , Y. Mizuno , K. Naito, T. Kamiya , “Diagnosis of oil-insulated Power Apparatus by using neural network”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 4, issue 3, pp 290 - 299 , Jun 1997.

- Son Bin, Yu Ping, Luo Yunbai and Wen Xishan, “*Study on the fault diagnosis of transformer based on the grey relational analysis*”; in International Conference On Power System Technology Proceedings, pp 2231 – 2234, vol.4, 2002.
- W.P. Hu, X.G. Yin, Zhang and D.S. Chen Huazhong, «*Fault diagnosis of transformer insulation based on compensated fuzzy neural network* », Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, University of Science and Technology, Wuhan, China; 2003.

### III.7 Conclusion

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

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

L'application des techniques modernes peut se faire sur l'ensemble des isolations mais son applicabilité pour une identification pointue reste toujours l'objet d'investigations. D'une autre part les techniques physico-chimiques sont plus pertinentes mais restent, la plupart du temps, destructives et/ou locales. La corrélation entre les deux groupes de techniques fait le moyen le plus intelligent qui donnera la vue d'ensemble la plus exacte sur l'état de l'isolation.

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 isolants solides et liquides des transformateurs. Nous avons donné avec plus de détails, les méthodes les plus récentes, utilisées dans les laboratoires de recherches, telles que la turbidité (ASTM D 6181), la spectrophotométrie UV/Visible (ASTM D 6802), le test de stabilité (ASTM D 6180), et le test des points chauds qui ont été expérimentés durant notre investigation.

A la fin de ce chapitre, nous avons présenté un état de l'art des recherches antérieures liées à l'utilisation de L'IA pour la prédiction, le diagnostic et la surveillance des isolants des transformateurs de puissance.

### III.8 Références

- [Abd 2012] : Sif Eddine Abdi, « *Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur* », Thèse de doctorat, Ecole nationale polytechnique, 2012.
- [Akh 2010] : A. Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach, and I. Fofana, « *Intelligent Agent-Based System Using Dissolved Gas Analysis to Detect Incipient Faults in Power Transformers*», IEEE Electrical Insulation Magazine, November/December, Vol. 26, No. 6, pp 27-40, 2010.
- [Ami 2012] : Amidou Betie, « *Contribution a l'amélioration de l'interprétation des techniques de diagnostic des transformateurs de puissance par spectroscopie diélectrique* », le mémoire de maîtrise en ingénierie, Université de Québec à Chicoutimi, 2012.
- [ASTM 1500-03] : The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (Color Scale)*», Designation D 196/97, Annual Book of ASTM Standards, Vol. 10.03. 2005
- [ASTM 1524-94] : The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Visual Examination of Used Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin in the Field*», Designation 1524/94, (Reapproved 1999), Annual Book of ASTM Standards, Vol. 10.03.2005.
- [ASTM 1533] : The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Colometric Karl fisher Titration*», Designation 1533, Annual Book of ASTM Standards, Vol. 10.03 2005.
- [ASTM 5837] : The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Furanic Compounds in Electrical Insulating Liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)*», Designation 5837, Annual Book of ASTM Standards, Vol. 10.03 2005.
- [ASTM 664]: The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration*», Designation 664, Annual Book of Standards Vol. 05.01,2010.
- [ASTM 924]: The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids*», Designation 924, Annual Book of Standards, Vol. 10.03.2008.
- [ASTM 2440]: 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.
- [ASTM 3612]: The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography*», Designation D 3612, Annual Book of Standards, Vol. 2002.
- [ASTM 4243]: The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards*», Designation 4243-99, in Electrical insulation and electronics, edition, 2004.
- [ASTM 6180] : 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.
- [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.

- [ASTM 2668]: 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.
- [ASTM 445-09]: The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)* », Designation 445-09, Annual Book of Standards, Vol. 05.01, 2009.
- [ASTM 877]: 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.
- [ASTM -971]: 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.
- [Boua 2008]: A. Bouaicha, « *Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance* », le mémoire de maîtrise en ingénierie, Université de Québec/Chicoutimi, 2008.
- [Boud 2005] : Saliha Boudraa , « *Analyse des gaz dissous dans les huiles de transformateurs en utilisant la technique de l'intelligence artificielle* », mémoire magistère, Université de Batna/ Algérie 2005.
- [Boud 2011] : Saliha Boudraa, « *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.
- [Boud 2012] : Saliha Boudraa, « *Stage CD Octobre 2012- rapport visé-* », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec à Chicoutimi, Canada.
- [Boud 2014] : S. Boudraa, L. Mokhnache , I. Fofana , « *Artificial neural networks for predicting the gassing tendency under electrical discharge in insulating oil for extended time* », JEE journal of electrical engineering, Volume 1, 2014
- [Carl 2014] : Johan E. Carlson , Andreas Linge Tomren, Kjetil Folger, Tanja Barth, « *Estimation of dielectric properties of crude oils based on IR spectroscopy* », Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems, Elsevier, V 139, Pp. 1–5, 2014
- [CEI 247] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « *Liquides isolants - Mesure de la permittivité relative, du facteur de dissipation diélectrique ( $\tan\delta$ ) et de la résistivité en courant continu* », Norme Internationale CEI 247, troisième édition, 2004.
- [CEI 60156] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « *Liquides isolants – Mesure de la tension de claquage à fréquence industrielle - Méthode d'essai* », Norme CEI, Désignation 60156, Août 1995.
- [CEI 60814] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « *Isolants liquides — Cartons et papiers imprégnés d'huile — Détermination de la teneur en eau par titrage coulométrique de Karl Fischer automatique* », Norme CEI, Désignation 60814, August 1997.
- [CEI 62021-1] : Comité d'Electrotechnique Internationale, « *Liquides isolantes – Détermination de l'acidité – Partie 1 : Titration potentiométrique automatique* », Norme CEI, Désignation 62021-1, Septembre 2003
- [Chia 2009] : Chia-Hung Lina, Chien-Hsien Wub, Ping-Zan Huang, « *Grey clustering analysis for incipient fault diagnosis in oil-immersed transformers* », Ltd, Expert Systems with Applications, Elsevier, Vol.36, pp 1371–1379, 2009.
- [Dig. 2004] : Ph.D. Joseph B. Digiorgio, « *Dissolved Gas Analysis Of mineral Oil Insulating Fluids* », Northern Technology and Testing (NTT), Technical bulletin: dissolved gas analysis, 2004.
- [Dom 2006] : Dominique PAJANI, « *Sensibilisation à la thermographie appliquée à la maintenance* », conférence, Institut de la Thermographie, PARIS, 2006.
- [Dou 2008] : Douglas Antonio Batista, « *Colorimetric methodology for monitoring the cellulose insulating paper degradation in electrical equipments filled with mineral oil* », Springer, Vol. 15, Issue 3, pp 497-505, June 2008.



- [Dur 2003] : l'entreprise Durelec Transformateurs, «*Contrôle par thermographie infrarouge sur les installations électriques*», Rapport d'intervention, Mai 2003.
- [Duv 2002] : Michel Duval from Hydro-Quebec (IREQ), «*A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers*», IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.18, Issue 3, Pp 8-17, May 2002
- [Duv 89] : : Michel Duval from Hydro-Quebec (IREQ), «*Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer* », IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.5, Issue 6, Pp 22-27, 1989.
- [Fof 2002] : I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gockenbach, «*Challenge for a Mixed Insulating Liquids for using in High Voltage Transformers - Part 1 : The Dielectric Behavior of the Mixed Liquids*», IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, No. 3, pp, 18-31, Mai/June 2002.
- [Fof 2006] : 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.
- [Fof 2010]: I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, J. Sabau, D. Bussières, E.B. Robertson , «*Decay products in the liquid insulation of power transformers* », IET Electr. Power Appl., 2010, Vol. 4, Iss. 3, pp. 177 – 184.
- [Fof 2013] : I. Fofana, I. M. Imani, M. Farahani, E. Gockenbach and H. Borsi, «*Influence of transformer oil aging byproducts on the dissolved gas analysis*», proceeding of the 18th International Symposium on High Voltage Eng., ISH, Seoul, Korea, August 2013.
- [Fou 2000] : R.Fournié, «*Diélectriques: bases théoriques* », les techniques de l'ingénieur : D2300. février 2000.
- [Gha 2012]: M. Ghalkhani, I. Fofana, A. Bouaïcha and H. Hemmatjou, «*Influence of Aging By products on the Gassing Tendency of Transformer Oils*», Conference of Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Proceeding IEEE, Pp 870 – 873, October 2012.
- [Gho 2012]: Sherif S. M. Ghoneim, Sayed A. Ward, «*Dissolved Gas Analysis as a Diagnostic Tools for Early Detection of Transformer Faults*», Advances in Electrical Engineering Systems (AEES), ISSN 2167633X, Vol.1, No. 3, 2012.
- [Ghu 2011]: Refat A. Ghunem, Khaled Assaleh and Ayman H. El-Hag, «*Artificial Neural Networks with Stepwise Regression for Predicting Transformer Oil Furan Content*», IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.19, Issue. 2, Pp 414 – 420, April 2011.
- [IEC 599] : International Electrotechnical Commission, «*Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service- Guide to the interpretation of Dissolved and Free Gases Analysis*», Publication 60599, 2007.
- [IEEE-C57]: International Electrical and Electronics Engineers IEEE, «*Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*», IEEE Std C57.104™-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991).
- [ISO 2049] : International Organization for Standardization (ISO), «*Produits pétroliers – Détermination de la couleur* », Norme 2049, Juillet 1996.
- [ISO 3104] : International Organization for Standardization (ISO), «*Produits pétroliers – Liquides opaques et transparent – Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique* », Designation 3104, Octobre 1994
- [Jan 2011] : 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.



- [**Jan 2016**]: 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.
- [**Jov 2011**]: M. Jovalekic, D. Vukovic and S. Tenbohlen. «*Dissolved gas analysis of alternative dielectric fluids under thermal and electrical stress*», IEEE International Conference on Dielectric Liquids, 2011.
- [**Kas 2013**]: 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.
- [**Loi 2012**]: L. Loiselle, I. Fofana, P. J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, «*Influence of ageing by products on the stability of some transformer fluids*», CIGRE, Canada Conference, paper 112, Montréal, Québec, September 24-26, 2012.
- [**Minh 2009**]: Minh Tuan DO, «*Propriétés diélectriques des gels isolants : Application aux composants d'électronique de puissance* », Thèse doctorat, Université Joseph Fourier, 2001
- [**Mok 2002**]: L. Mokhnache, A. Boubakeur, N.Nait Said, «*Application Of Neural Networks In The Diagnosis Of Transformer Oil Used By Sonelgaz*», 4ème conférence CNHT, Série B-Numéro special AJOT, pp. 51-54, Ghardaia, Algérie, Jan. 2002.
- [**Mok 2004**]: Leila Mokhnache, «*Application de RN dans le diagnostic et la prédiction des isolations HT* », Thèse Doctorat, école nationale polytechnique, Janvier 2004.
- [**Mou 2007**]: MOULA Belkacem, «*Comportement de l'huile de transformateur (Borak 22) sous tension alternative 50Hz* », mémoire de magistère, Ecole Nationale Polytechnique, 2007
- [**Q.SU 2000**]: Q.Su, senior, C. Mi, Ll. L. Lai sensor, and P. Austin, «*A Fuzzy Dissolved Gas Analysis Method for the Diagnosis of Multiple Incipient Faults in a Transformer*», IEEE transactions on power systems, vol. 15, no. 2, may 2000.
- [**Sah 2003**]: T. K. Saha, «*Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers*», IEEE Transactions on Diel. & Elec. Insul., Vol. 10, pp.903-917, October 2003.
- [**Seg 2000**]: Y. Segui. «*Diélectriques : courant de conduction* », les techniques de l'ingénieur, D2301. 12. Mai 2000
- [**Sha 2005**]: A. A. Shayegani, H. Borsi, E. Gockenbach and H. Mohseni, «*Application of Low Frequency Dielectric Spectroscopy to Estimate Condition of Mineral Oil* », IEEE ICDL, pp.285-288, July 2005.
- [**SKMK 2005**]: 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.
- [**Sye 2000**]: Syed Mofizul Islam, Tony Wu and Gerard Ledwic, «*A Novel Fuzzy Logic Approach to Transformer Fault Diagnosis*», Article IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, April 2000.
- [**Ver 2005**]: Piush Verma, «*Condition monitoring of transformer oil and paper* », Thèse doctorat, Département de génie électrique et instrumentation, institut THAPAR d'ingénierie et de technologie, Université DEEMED Patiala, Inde, 2005.

# *Chapitre IV*

## *Procédures expérimentales et résultats*

<i>IV.1 Introduction</i>	<i>133</i>
<i>IV.2 Préparation des échantillons</i>	<i>133</i>
<i>IV.3 Vieillessement thermique des échantillons</i>	<i>134</i>
<i>IV.4 Stratégie du travail expérimental</i>	<i>135</i>
<i>Partie 1 : Etude de la stabilité des liquides isolants sous champs électrique (Test D6180)</i>	<i>137</i>
<i>Partie 2 : Etude de la stabilité des liquides isolants sous contrainte thermique</i>	<i>173</i>
<i>Partie 3 : Etude de l'impact de contraintes multiples sur les isolants liquides</i>	<i>195</i>
<i>IV.5 Conclusion</i>	<i>207</i>

## IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les résultats de différents tests effectués au sein du laboratoire de la chaire ISOLIME<sup>1</sup> sur les différents liquides isolants.

Nous avons subdivisé ce chapitre en trois parties :

- Partie I : Etude de la stabilité pour différentes huiles sous un champ électrique (test D6180)

Partie II : Etude de la stabilité pour différentes huiles sous une contrainte thermique.

Partie III : Etudes du comportement des liquides isolants sous de multiples contraintes.

Il est important de souligner ici que cette étude présente non seulement les résultats concernant le dégagement gazeux des différentes huiles isolantes, mais également l'impact d'une décharge électrique et/ou d'une contrainte thermique sur les propriétés de ces huiles.

Il s'agit d'une part de comparer plusieurs isolants liquides et voir les performances de l'huile isolante utilisée en Algérie "Borak 22", et ce, en étudiant les différents types de contraintes et leurs influences sur les propriétés des liquides isolants. D'autre part, nous présenterons l'utilisation des techniques modernes et de nouvelles procédures pour la surveillance et le diagnostic des huiles isolantes en particulier et des transformateurs en général.

Avant tout propos, donnons d'abord les techniques suivies pour la préparation des échantillons et les procédures du vieillissement thermique.

## IV.2 Préparation des échantillons

L'huile est déshumidifiée puis dégazée avec une pompe à vide appropriée. La figure IV.1 montre la technique de déshumidification utilisée pour sécher et dégazer une huile. L'échantillon d'huile stocké dans un bécher 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),

---

<sup>1</sup> La chaire de recherche du Canada (CRC) sur les isolants liquides et mixtes en Electro-technologie, Université de Québec à Chicoutimi (UQAC), Chicoutimi, CANADA.



Fig. IV.1. Technique de déshumidification et dégazage de l'huile

### IV.3 Vieillessement thermique des échantillons

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. IV.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.

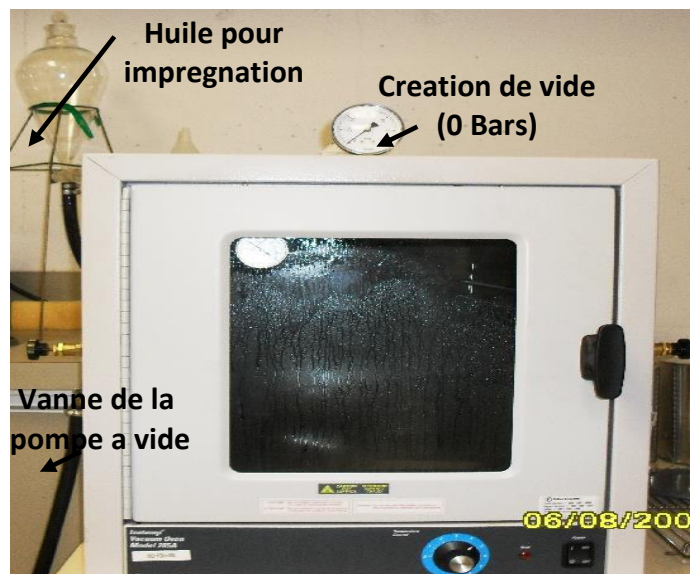


Fig. IV 2. Séchage et imprégnation de papier

Une fois tous ces procédés terminés, les béciers d'huile sont placés dans un four à convection à 115 °C, le vieillissement est réalisé conformément à la norme ASTM D1934 [ASTM 1934]. Le système à été mis dans le four pour des périodes de 250, 500, 750, et 1000 heures de vieillissement accéléré.

#### **IV.4 Stratégie du travail expérimental**

Notre étude a été effectuée sur divers types d'huiles neuves, recueillis auprès de divers fabricants, Il s'agit de cinq huiles (huile minérale Nynas, huile minérale Luminol, huile minérale Borak22, ester synthétique Midel 7131, Ester naturel FR3, Ester naturel Midel eN) les caractéristiques sont présentées dans l'annexe1 à la fin de ce travail.

L'organigramme présenté dans la figure IV.3, résume la stratégie suivie dans le travail expérimental ainsi que les différents tests réalisés.

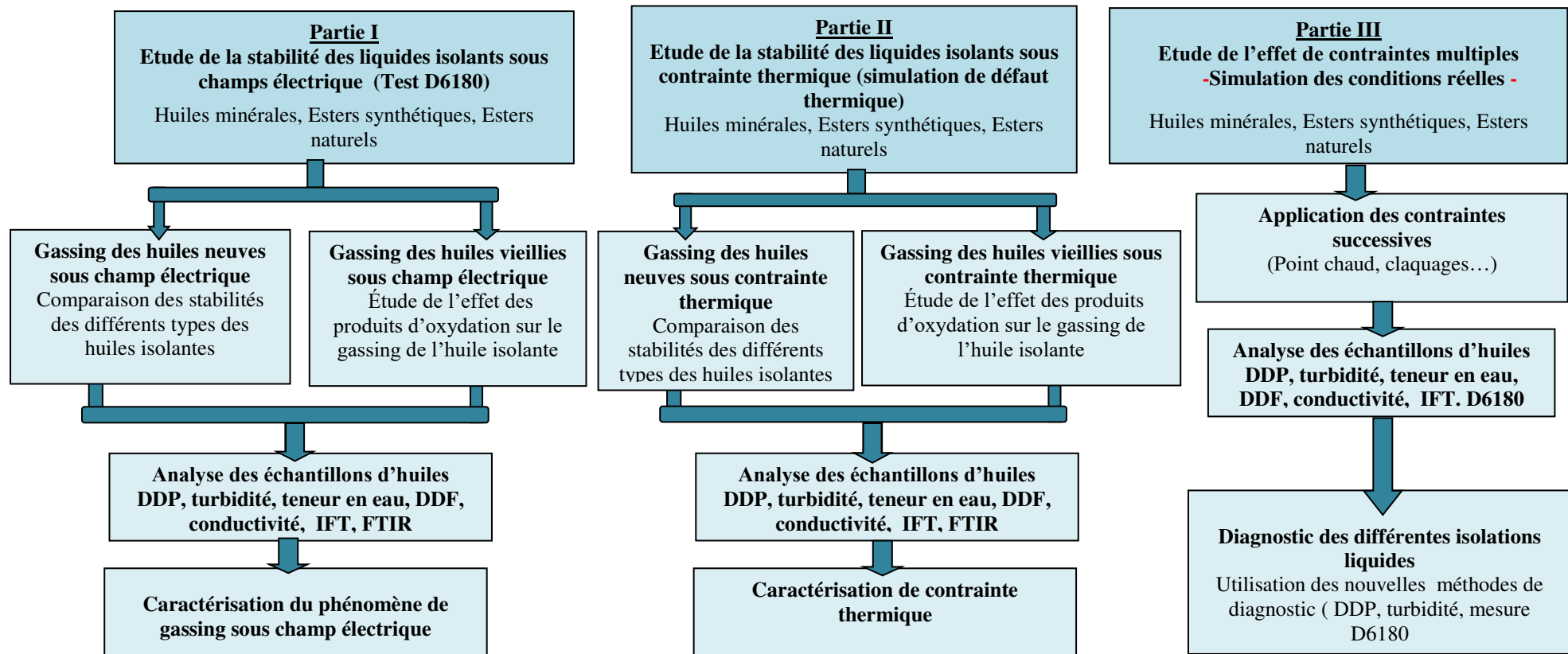


Fig. IV 3. Stratégie générale du travail expérimental

# *Partie 1*

## *Etude de la stabilité des liquides isolants sous champs électrique (Test D6180)*

<i>IV.1.1 Introduction</i>	<i>138</i>
<i>IV.1.2 Etude de la stabilité des huiles neuves sous décharge électrique</i>	<i>139</i>
<i>IV.1.3 Effet des périodes prolongées de décharge électrique sur la tendance du dégagement de gaz dans les liquides</i>	<i>148</i>
<i>IV.1.4 Effet du vieillissement thermique sur les huiles isolantes</i>	<i>154</i>
<i>IV.1.5 Etude de la stabilité des huiles vieillis sous décharge électrique</i>	<i>158</i>
<i>IV.1.6 Récapitulation de la partie 1</i>	<i>171</i>

### IV.1.1 Introduction

La détérioration des isolants dans les transformateurs, ne dépend pas exclusivement de l'agressivité chimique de l'oxygène. La grande augmentation du facteur de dissipation de l'huile en service prouve la présence de molécules ionisées. À cause de ces nouvelles hypothèses, une nouvelle méthode ASTM D 6180-05 a été développée, ce test de stabilité constitue à la fois un critère et un outil de diagnostic efficace.

Cette partie consiste en une étude comparative de la stabilité sous champ électrique des différents types des liquides isolants, et la détermination de l'effet des produits d'oxydation sur la tendance au dégagement gazeux des huiles âgées.

La méthodologie adoptée dans ce cas est la suivante :

- Application du champ électrique (test D6180) pendant 5 heures, sur les échantillons des huiles neuves.
- Application du champ électrique (test D6180) sur les échantillons des huiles neuves à des périodes prolongées.
- Application du champ électrique (test D6180) pendant 5 heures, sur les échantillons des huiles vieilles.
- Echantillons d'huiles minérales vieilles (250 h, 500 h...) soumis au test de stabilité pendant 5 heures
- Mesure de pression de gaz généré sous champ électrique et analyses physicochimiques des échantillons.
- Interprétation des résultats et comparaison

La méthodologie est résumée par le diagramme synoptique de la figure IV.1.1

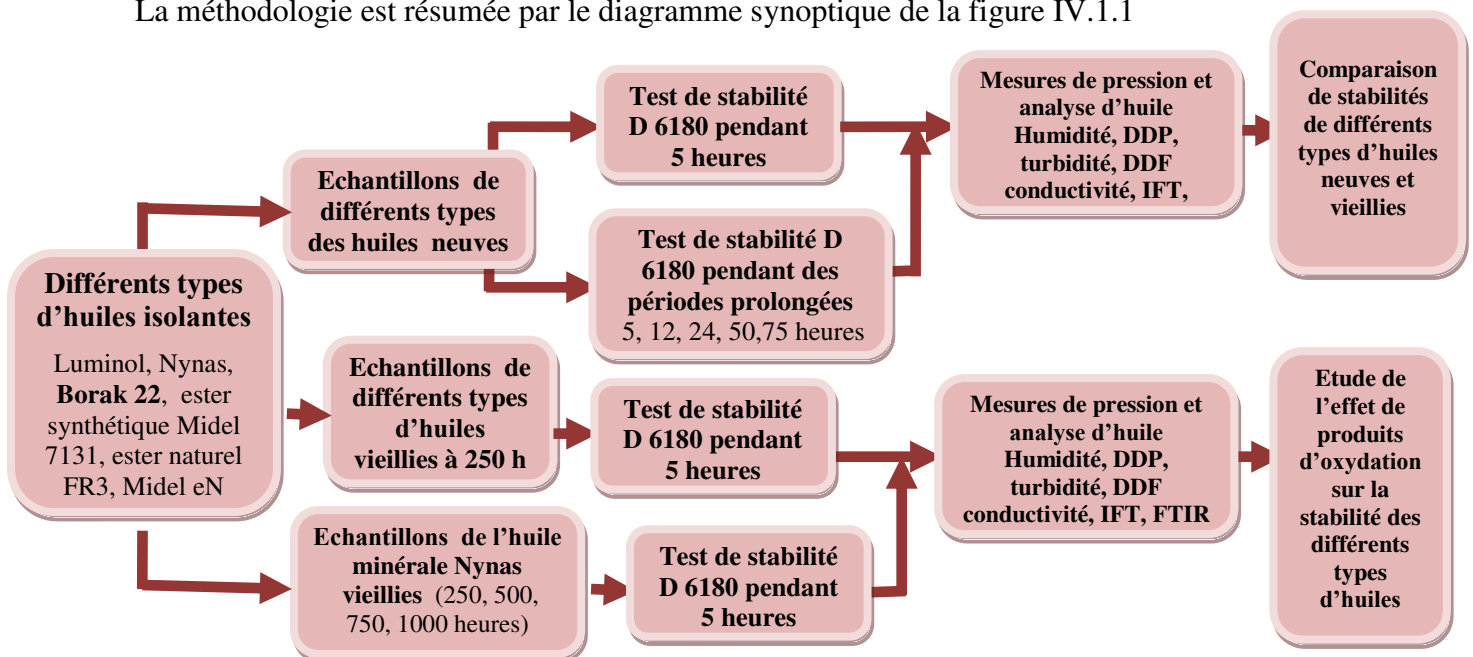


Fig. IV.1.1 Méthodologie expérimentale adoptée pour l'étude de stabilité des liquides isolants sous test D6180.



### IV.1.2 Etude de la stabilité des huiles neuves sous décharge électrique

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, mais en y apportant la modification suivante : pour chaque test nous utiliserons un volume de 100 ml d'huile (au lieu de 50 ml tel que spécifié dans la norme).



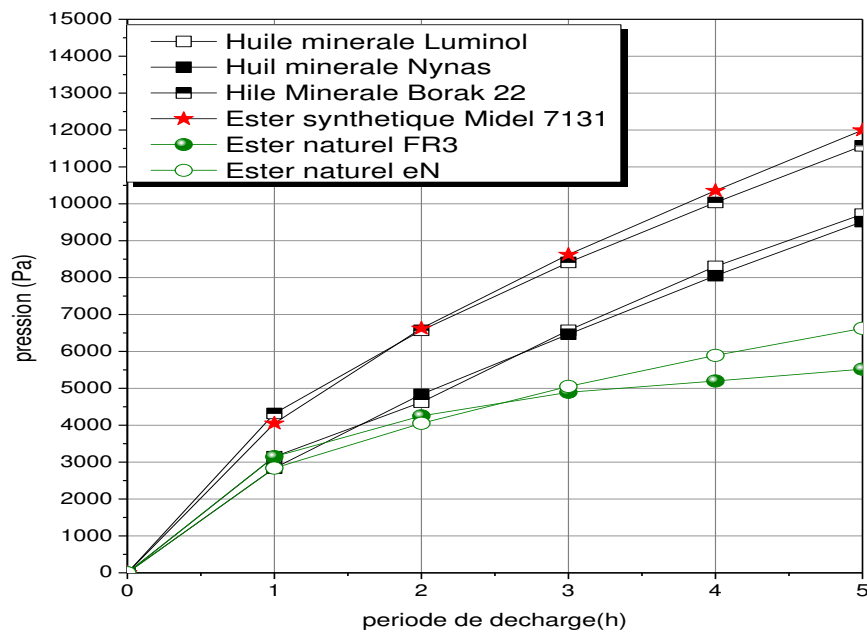
**Fig.IV.1.2** Déroulement du test de stabilité (D6180) au laboratoire Isolime [Boud 2012]

Avant l'application de la tension, l'huile contenu dans la cellule de décharge est dégazée sous vide jusqu'à la pression de 1 Torr soit 133 Pa.

Après le dégazage sous vide, l'échantillon sera soumis à une tension de 10 kV pendant 5 heures. La pression sera mesurée toutes les heures pendant cinq heures afin de quantifier les gaz générés. Diverses caractéristiques sont mesurées avant et après l'application de la haute tension, Il s'agit en particulier du facteur de dissipation diélectrique (DDF), des produits de décomposition dissous (DDP), de la turbidité (NTU), de la tension interfaciale (IFT), et la teneur en eau.

#### **A) Mesure de la tendance au gazage**

Une quantité de 100 ml d'huile neuve est soumis au test de stabilité électrique pendant cinq heures, après cette période de bombardement électronique, nous recueillons le liquide et mesurons les paramètres électriques et physico-chimiques.



**Fig. IV.I.3** Courbes de pression des gaz générés sous champ électrique pour différentes huiles neuves

Nous remarquons de la figure IV.I.3 que la tendance au gazage des esters naturels est beaucoup plus faible que celle des esters synthétiques et des huiles minérales. Cela est un fait bien connu comme l'a souligné Gemant et Fuoss dans leurs travaux [Jan 2011, Ngu 2005]. Selon ces auteurs, les liquides naturels sont généralement meilleurs que les huiles minérales. La raison en est que les premiers sont mieux définis chimiquement et plus uniformes, alors que les huiles minérales contiennent toujours différents adjuvants, et leur raffinage poussé peut entraîner la disparition des traces de gras polyinsaturés qui sont réellement souhaitables. Cette faible tendance au gazage des esters naturels est due probablement à la quantité d'insaturés comparées aux huiles minérales [Lew 2004].

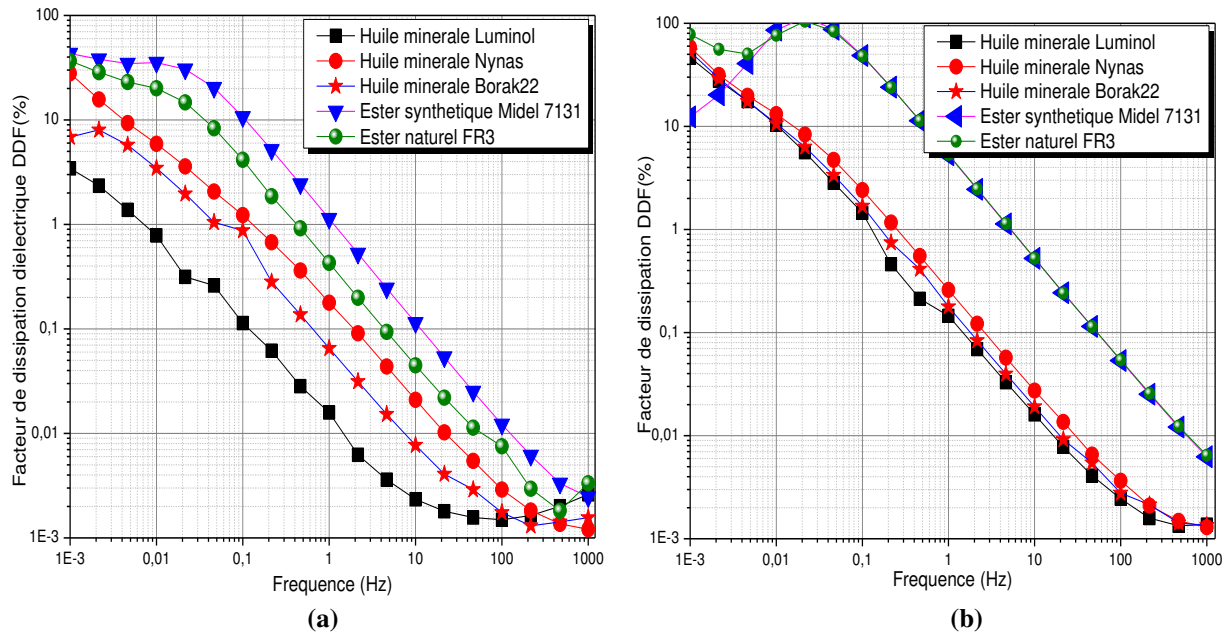
Les huiles minérales Nynas et Luminol sont plus stables que l'ester synthétique. Cela peut être dû au fait que les esters synthétiques contiennent des quantités considérables d'oléfines qui sont connues pour être oxydativement instables. En plus l'huile minérale Borak22 a une gazéification plus élevée. Cette différence est attribuée à la méthode de fabrication et de raffinement de chaque huile même si elles sont de la même famille (huiles minérales).

Les caractéristiques électriques telles que le facteur de dissipation électrique, la conductivité et les propriétés physico-chimiques telles que la turbidité, la teneur en eau, les produits de décomposition dissous et la tension interfaciale, sont toutes mesurées conformément aux normes ASTM, (American Standard Tests Methods).

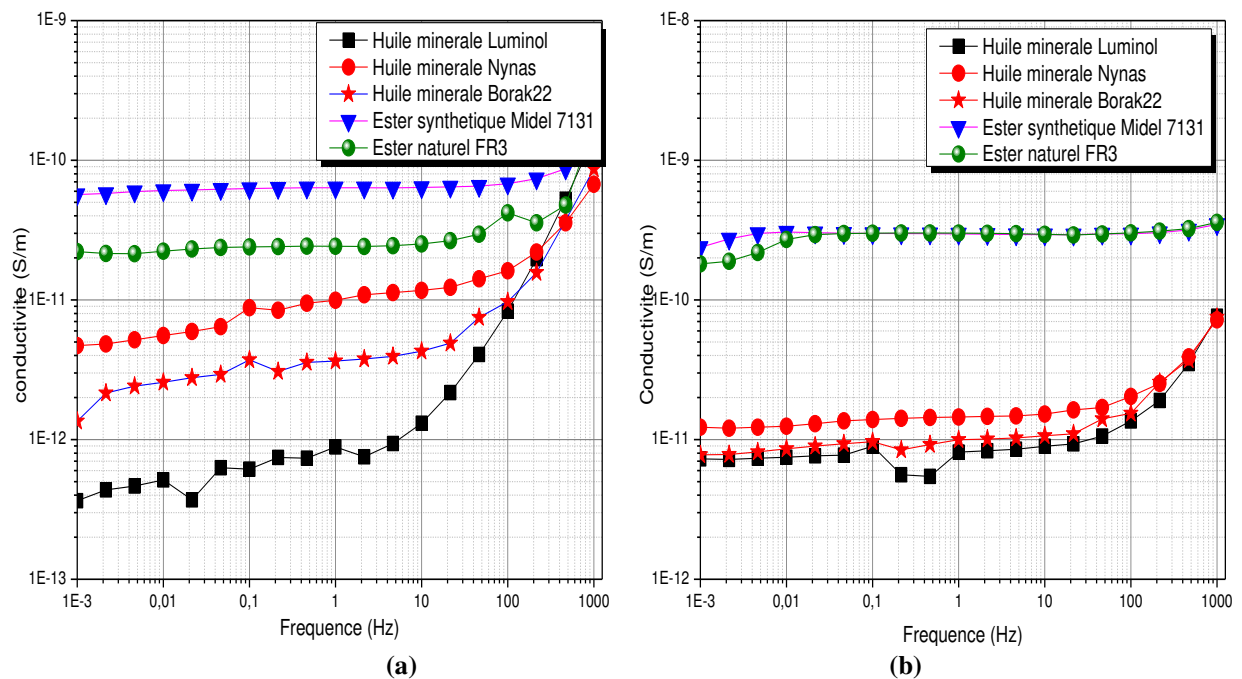
### B) Mesure des caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques sont mesurées par l'analyseur de fréquence IDA 200, dans une gamme de fréquences allant de 0,1 Hz à 1000 Hz.

Le volume d'huile exigé pour la mesure est de 40 ml. On porte le volume d'huile à 100 °C, puis on mesure le facteur de dissipation diélectrique sur une plage de fréquences allant de 0.001 Hz à 1000 Hz. L'appareil IDA permet de mesurer également la conductivité diélectrique, la permittivité, le facteur de puissance, la résistivité, la capacité, etc.



**Fig. IV.1.4** Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour différentes huiles neuves  
(a) avant le test D6180 ; (b) après le test 6180

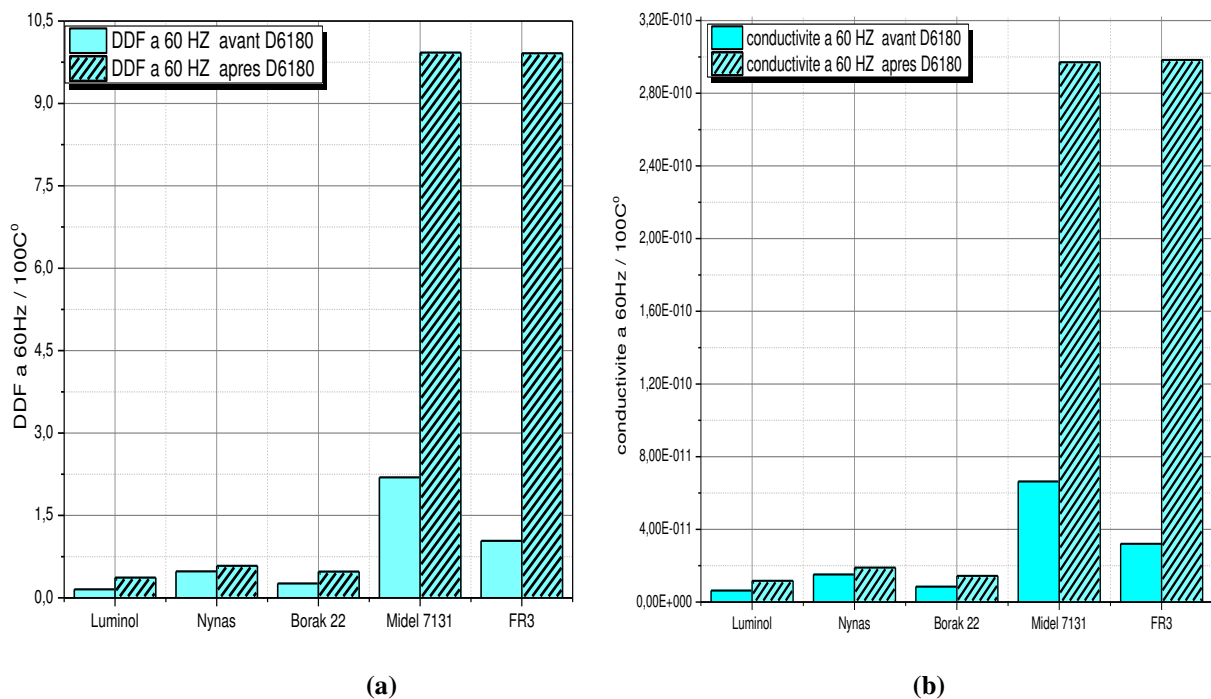


**Fig. IV.1.5** Balayage de fréquence de la conductivité électrique pour différentes huiles neuves  
(a) avant le test D6180 ; (b) Après le test 6180

Les figures IV.1.4 et IV.1.5 montrent respectivement la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité. Comme nous pouvons voir, l'huile minérale Luminol garde toujours les valeurs de  $\text{tg}\delta$  et de la conductivité  $\sigma$  les plus basses comparativement avec les autres types d'huiles.

L'augmentation du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité sous décharge électrique, s'explique par la décomposition des longues chaînes d'hydrocarbures qui laissent des molécules avec une liaison covalente rompue dans l'huile. Lorsque la rupture du doublet électronique a lieu, de manière homolytique les deux composantes sont électriquement neutres. Quand un tel produit de dégradation capte un électron libre, il devient un porteur de charge qui augmente le facteur de dissipation et la conductivité. Ces résultats sont en accord avec ceux rapportés dans la littérature [Jan 2011].

Pour une meilleure comparaison, les valeurs du facteur de dissipation diélectrique, et ceux de la conductivité à une fréquence 60 Hz, avant et après le test de stabilité, sont tracées sur un même graphe (figure IV. I.6).



**Fig. IV.1.6** Comparatif des propriétés électriques des différents liquides avant et après le test de stabilité (a) Facteur de dissipation diélectrique (b) Conductivité

Nous remarquons d'après la figure IV.1.6, que les caractéristiques électriques des esters sont plus sensibles au décharge électrique, les huiles minérales gardent toujours leur faible facteur de dissipation diélectrique et la faible conductivité après l'application du champ électrique.

### C) Mesure des caractéristiques physico-chimiques

#### - Produits de décomposition dissous et turbidité

La norme ASTM Designation 6802, 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.

Sur le trajet optique du spectrophotomètre, un emplacement libre est réservé pour y placer notre cellule adaptée à l'état physique de nos échantillons et au domaine spectral concerné (figure IV.1.7).



Fig. IV.1.7 Cellule ou cuve de mesure à usage unique de 2,5 ml d'huile

Dans notre cas, 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. Ils sont déterminés automatiquement par le logiciel commercial UVWin 5 software V5.2.0 associé au spectrophotomètre.

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. Les étapes à exécuter de façon chronologique sont indiquées par la figure IV.I.8 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.

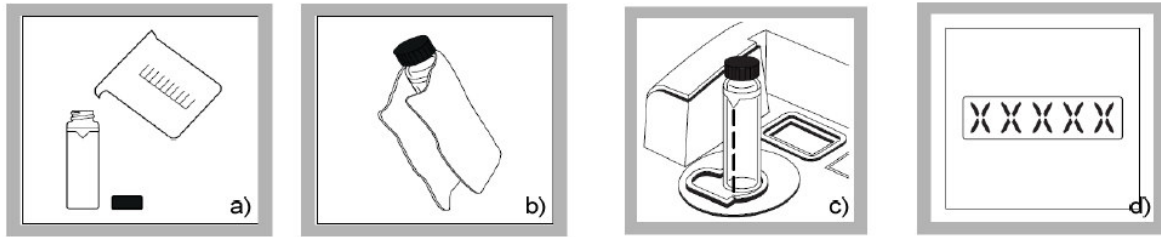


Fig. IV.1.8 Procédure de mesure de la turbidité selon la norme ASTM D6180

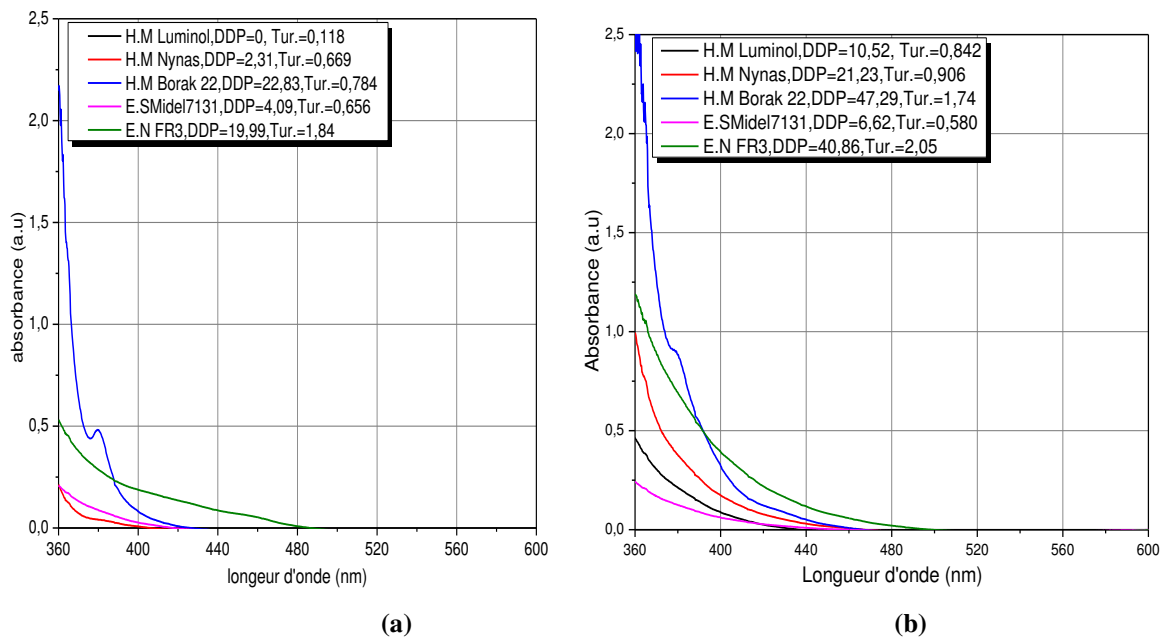


Fig. IV.1.9 Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous pour différentes huiles neuves (a) avant le test D6180 ; (b) après le test D6180

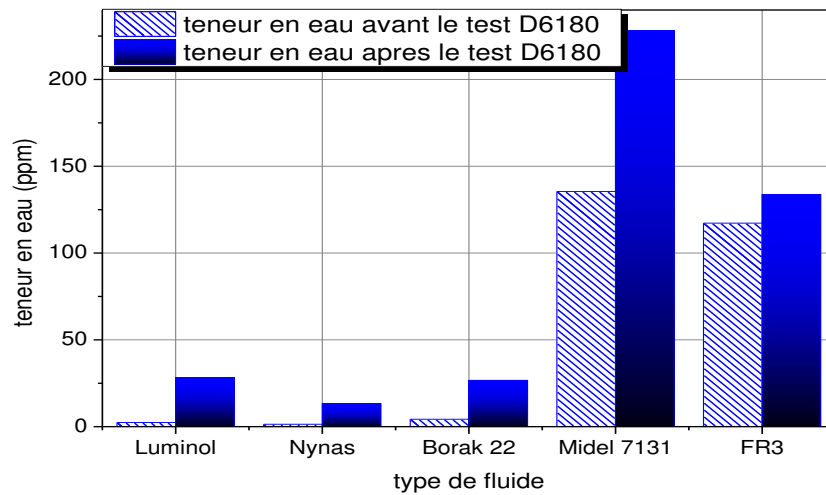
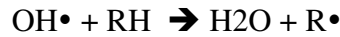
D'après la figure IV.1.9, nous remarquons que les produits de décomposition solubles et insolubles augmentent sous l'effet du champ électrique, cette augmentation est due à l'effet des réactions chimiques secondaires. Ainsi, des radicaux libres sont générés par la rupture des liaisons covalentes des molécules d'hydrocarbures.

Parmi les huiles minérales, la Borak22 marque l'augmentation la plus importante, et nous constatons que l'ester naturel génère plus de produits de dégradation que l'ester synthétique vu la valeur importante des produits dissous (DDP) mesurés après le test de stabilité.

#### - Teneur en eau

La teneur en eau est déterminée par le Karl Fischer selon la norme ASTM D1533 [ASTM 1533]. L'échantillon d'huile est injecté dans le titreur automatique à l'aide d'une seringue et après réaction on relève la teneur en eau en ppm (parties par million). L'opération est répétée trois fois, la teneur en eau finale est la moyenne des trois mesures.

La figure IV.1.10 montre une comparaison de la teneur en eau avant et après l'application du champ électrique. La teneur en eau augmente dans tous les échantillons, le champ électrique entraîne l'oxydation de l'huile et libère de l'eau selon la réaction suivante :



**Fig. IV.1.10** La teneur en eau dans les différentes huiles neuves avant et après le test de stabilité

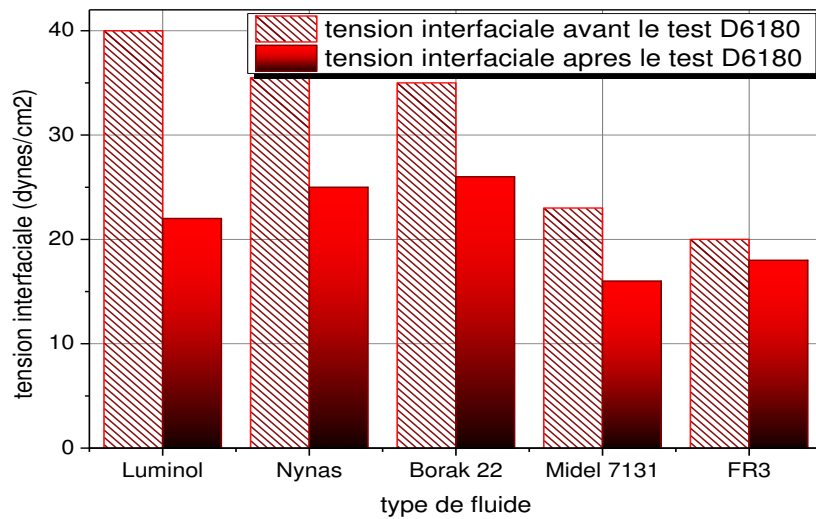
### - Tension interfaciale

La procédure de mesure de la tension interfaciale est effectuée conformément à la norme ASTM D971, à  $25 \pm 1^\circ\text{C}$ . La méthode de mesure consiste à :

- Mettre 50 à 75 ml d'eau distillée dans un bûcher à bec de 100 ml;
- Déposer le bûcher sur le plateau du tensiomètre;
- Régler l'anneau au platiniun de sorte qu'il soit à une profondeur maximale de 6mm en dessous du niveau de l'eau distillée;
- Injecter 20 ml de l'huile sous test par la paroi du bûcher et sur l'eau;
- Attendre soixante (60) secondes;
- Faire remonter l'anneau à l'aide de la manivelle jusqu'à ce qu'il sorte de l'huile.
- Lire la valeur sur le cadran;
- Nettoyer l'anneau avec de l'hexane et ensuite de l'acétone

La figure IV.1.11 montre l'évolution de la tension interfaciale avant et après le test de stabilité.





**Fig. IV.1.11** La tension interfaciale (IFT) pour différentes huiles neuves avant et après le test de stabilité

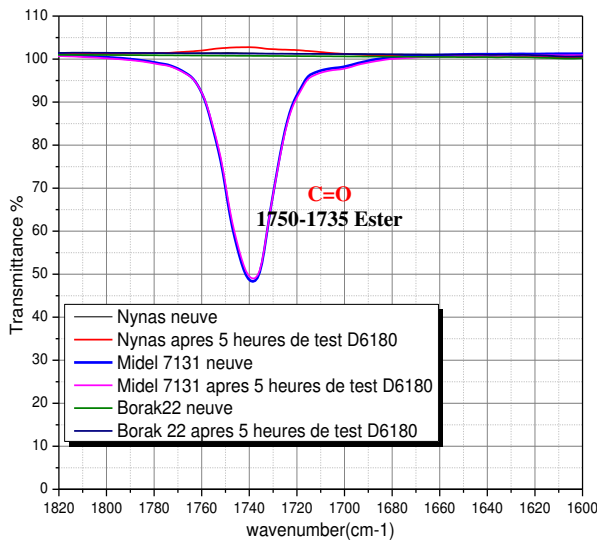
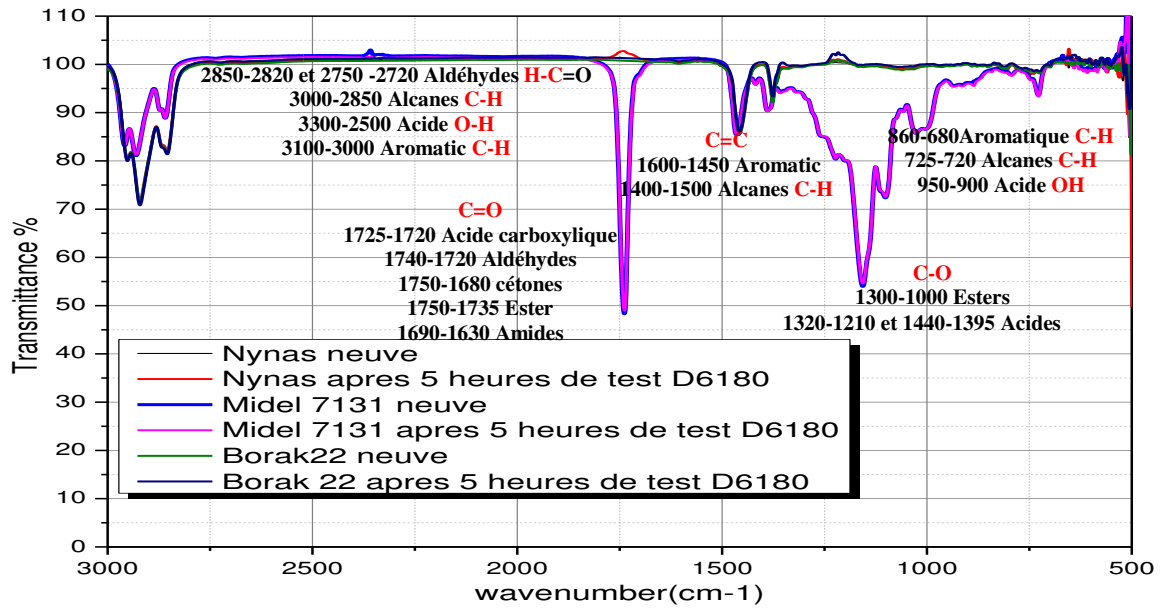
Une tension interfaciale faible, indique la présence des contaminants polaires dans l'huile. Les huiles minérales diminuent leurs valeurs de tension interfaciale (IFT) après passage sous test de stabilité. Les valeurs de la tension interfaciale de l'ester synthétique Midel 7131 et l'ester naturel FR3 sont plus basses, elle est moins de 20 Dynes/cm<sup>2</sup> d'où la qualité de l'huile est devenue mauvaise à cette valeur de tension. Notons que les esters sont plus polaires et ont une solubilité plus élevée en boues [Jan 2011].

#### D) Tests Infrarouge FTIR

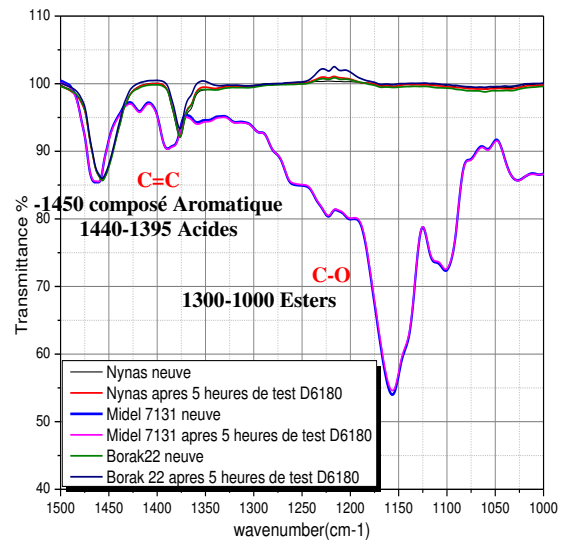
- Le groupe carbonyle C=O génère une bande intense dans la région entre 1820 et 1660 cm<sup>-1</sup>. Cette bande est souvent plus intense et de largeur moyenne. Elle est généralement très évidente. Donc, la plupart des pics reliés à la présence des aldéhydes des acides carboxyliques, des cétones et des esters (lien C=O) apparaissent entre 1650 et 1820 cm<sup>-1</sup>. [Gia 1302, Boua 2008]
- Les composés aromatiques (C=C) sont détectés dans les gammes entre 1600 et 1450 cm<sup>-1</sup>, entre 3100 et 1000 et entre 860 et 680 cm<sup>-1</sup> (liens C-H). Des empreintes des acides (O-H) sont détectées entre 3300 à 3100 et de 1210 à 1440 avec les groupes C-O des esters de 1300 à 1000. Une détection de l'eau pourrait être autour de 3400 cm<sup>-1</sup>.

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

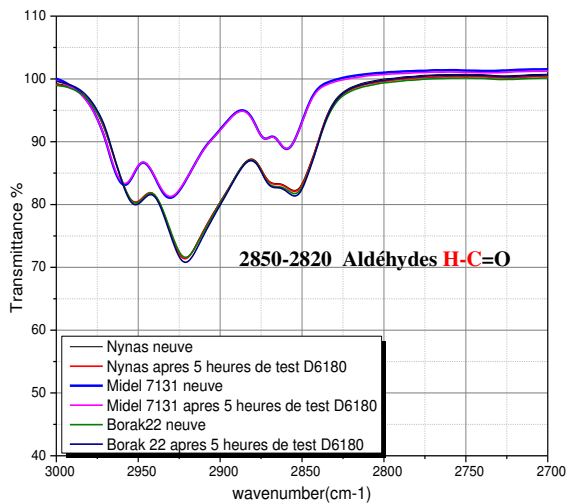




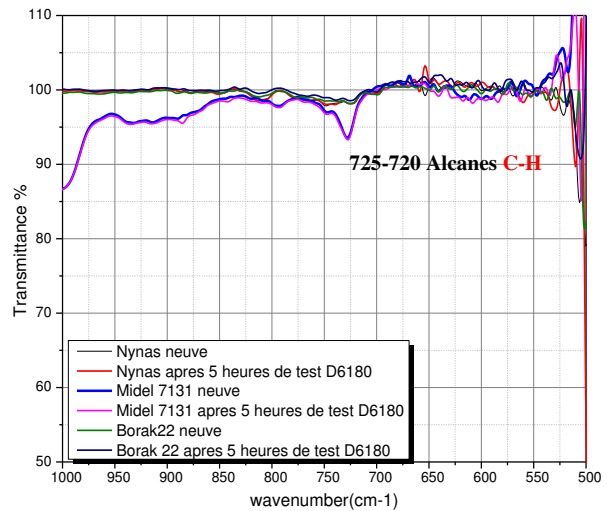
(a)



(b)



(c)



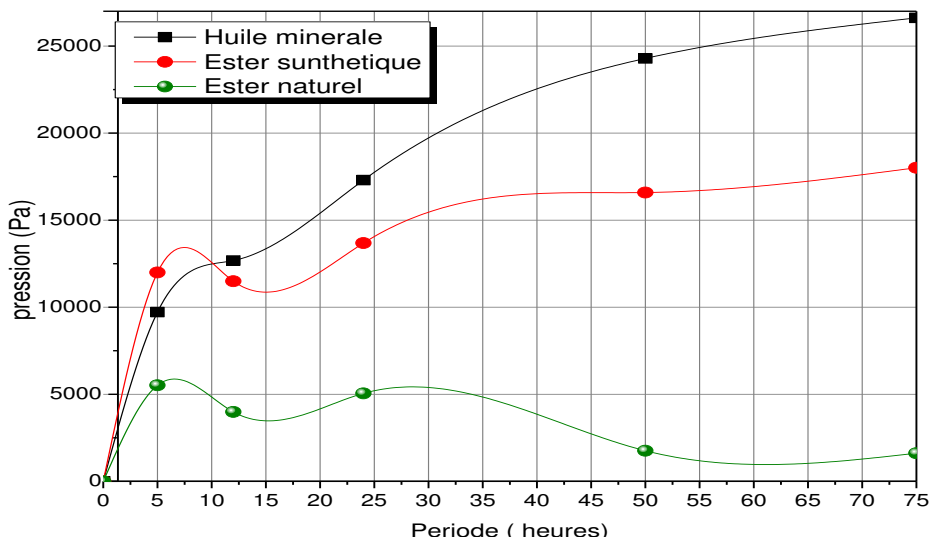
(d)

Fig. IV.1.12 Effet de l'exposition des différents liquides au champ électrique, sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme entre 500 à 3000  $\text{cm}^{-1}$ .

- D'après la figure IV.1.12-a et b- : les forts pics autour de  $1735\text{ cm}^{-1}$  (C=O) et  $1150\text{ cm}^{-1}$  (C-O) montrent la présence de groupe ester. Aucun changement considérable n'est observé; ce qui signifie que la décharge électrique n'a pas une influence sur ces groupes.
- Les multiples bandes autour de  $1480\text{ cm}^{-1}$  pour les cycles aromatiques (C=C), et les pics autour de  $1380\text{ cm}^{-1}$  pour les acides, présentent une légère augmentation, qui peut traduire l'augmentation des produits dissous et des produits non dissous.
- La borak22 présente une augmentation de concentration des aldéhydes autour de  $2750\text{ cm}^{-1}$ . Cette augmentation traduit la forte concentration de produits dissous et non dissous dans ce type d'huile suite au passage sous contrainte électrique.

#### IV.1.3 Effet des périodes prolongées de décharge électrique sur la tendance du dégagement de gaz dans les liquides

Dans cet essai, nous avons exposé une huile minérale, un ester synthétique et un ester naturel au test de stabilité pour de longues périodes.

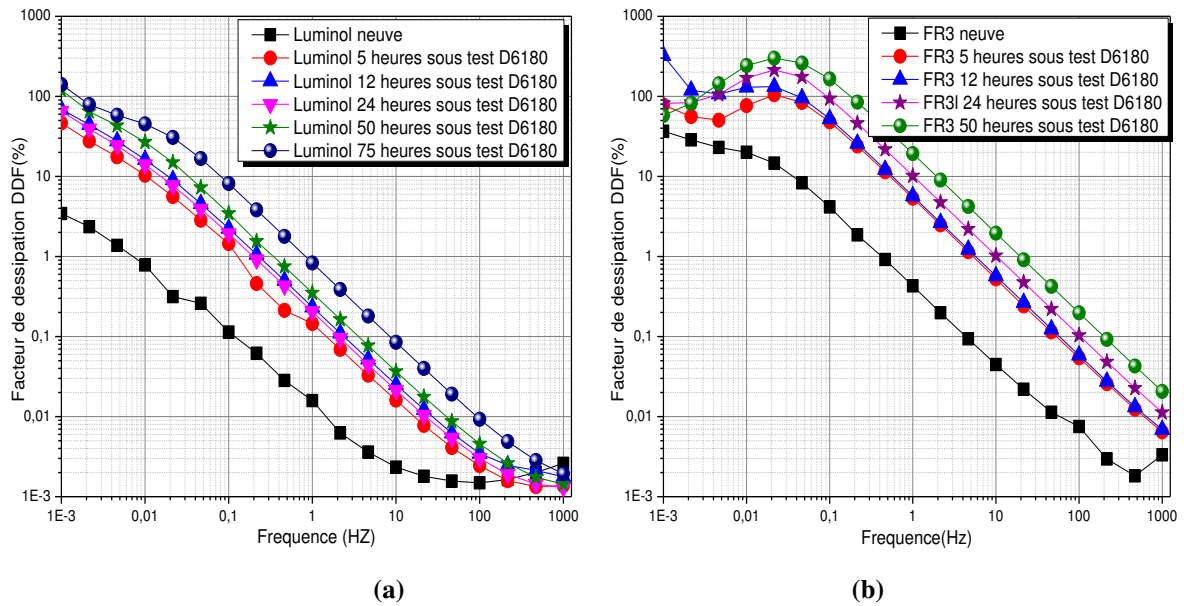


**Fig. IV.1.13** Effet du temps de vieillissement électrique sur le dégagement de gaz dans les huiles neuves sous un champ électrique

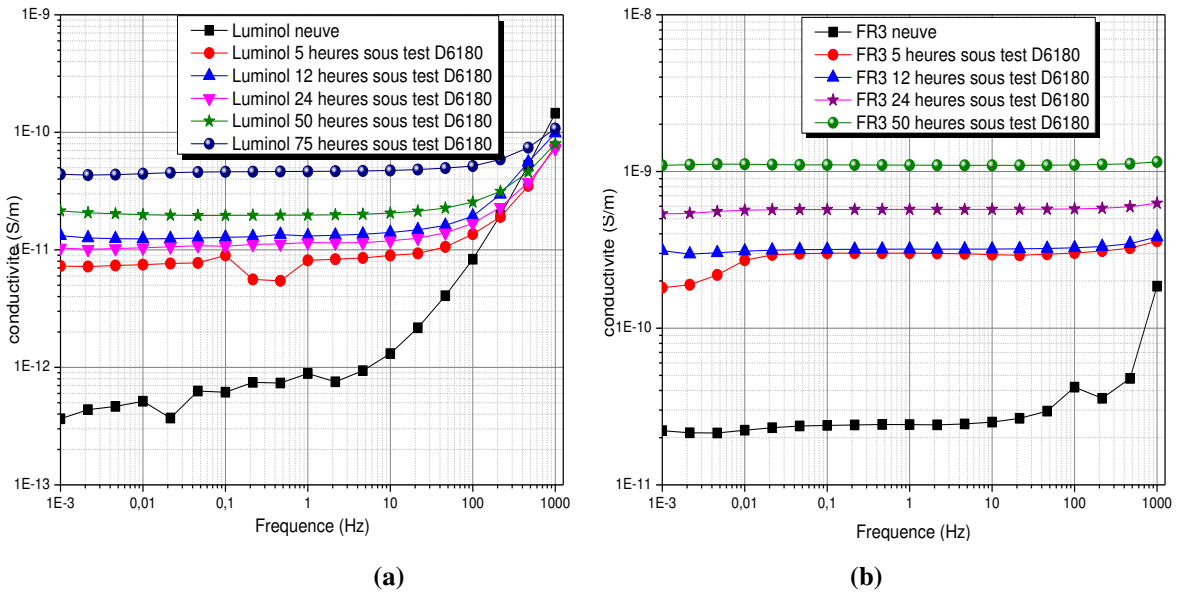
La figure ci-dessus (Fig. IV.1.13), montre l'effet du temps d'exposition d'un liquide à un champ électrique sur sa tendance au dégagement de gaz. L'huile minérale augmente sa valeur de pression de gaz dans la cellule au fil du temps de décharge. Cette forte tendance de dégagement de gaz des huiles minérales est due à l'existence des molécules instables, le raffinage poussé de ce type de liquide, peut entraîner la disparition des traces de composés insaturés qui sont souhaitables [Jan 2011, Pah 2004].

La valeur de la pression dans la cellule de décharge décroît dans le cas de l'ester naturel, la tendance au gazage des huiles végétales est généralement meilleure (inférieure) que les huiles minérales et les esters synthétiques, ce qui peut être expliqué par sa formule chimique qui est plus uniforme, à la non-saturation et à l'absence des molécules aromatiques comparativement avec les huiles minérales [Loi 2012].

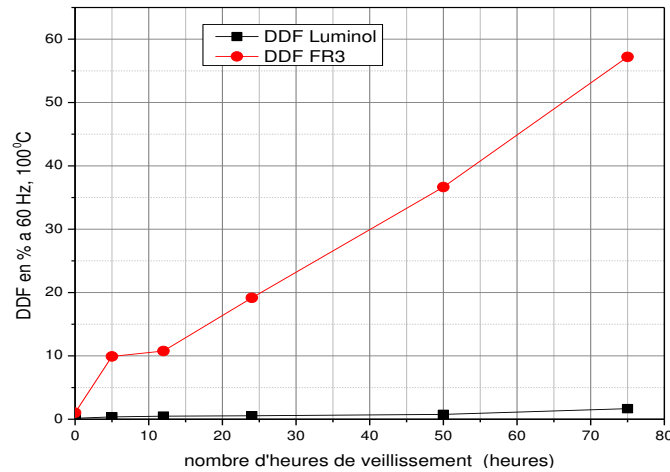
**A) Caractéristiques électriques**



**Fig. IV.1.14** Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour des périodes prolongées (a) Huile Luminol ; (b) Ester naturel FR3



**Fig. IV.1.15** Balayage de fréquence de la conductivité pour des périodes prolongées (a) Huile Luminol ; (b) Ester naturel FR3

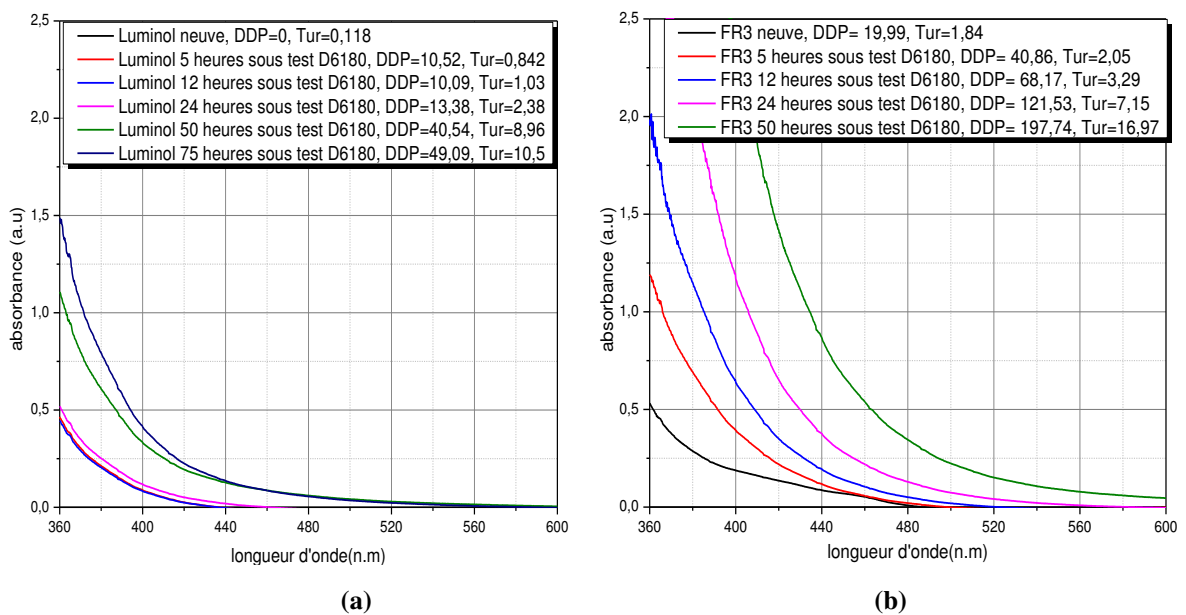


**Fig. IV.1.16** Effet du vieillissement électrique durant des périodes prolongées, sur le facteur de dissipation diélectrique

D'après la figure IV.1.16, nous constatons que l'huile minérale garde toujours un faible facteur de dissipation diélectrique tout au long de période d'exposition au champ électrique. L'ester naturel présente une forte augmentation de ce facteur au fil du temps de décharge. Cette augmentation est due aux produits polaires générés sous le champ électrique. Rappelons que l'ester naturel a marqué la plus grande valeur de produits solubles et insolubles lors du passage sous un champ électrique durant 5 heures.

## B) Caractéristiques physico-chimiques

### - Produits dissous de décomposition et turbidité



**Fig. IV.1.17** : Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous d'une huile isolante soumise au test de stabilité pendant des périodes prolongées  
(a) Huile Minérale ; (b) Ester naturel FR3

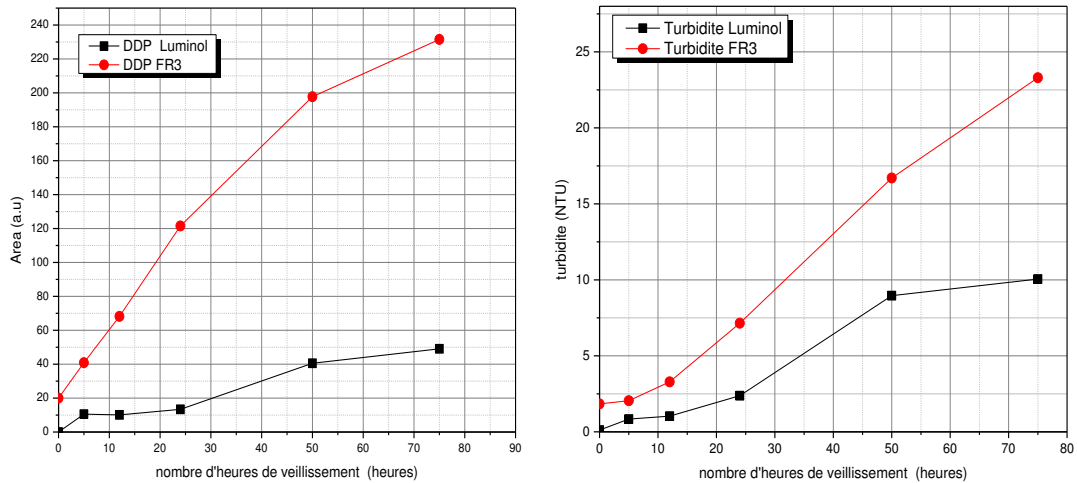


Fig. IV.1.18 : Effet du vieillissement sur les produits de dégradation.

Nous constatons une augmentation des produits dissous de décomposition et de la turbidité comme l'atteste la figure IV.1.18. 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. La même conclusion a été trouvée par N'Cho Janvier [Jan 2011].

#### - Teneur en eau

La figure IV.1.19 montre l'évolution de la teneur en eau en fonction de temps d'exposition au champ électrique. Nous constatons que la teneur en eau a légèrement augmenté dans l'huile minérale alors qu'elle diminue dans l'ester naturel.

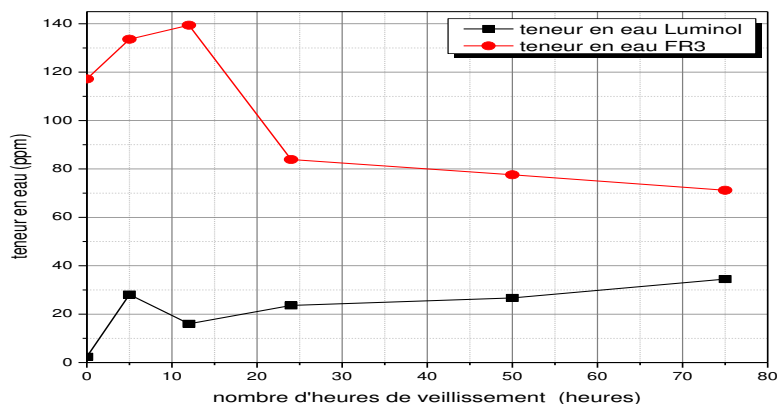


Fig. IV.1.19 : Effet du vieillissement électrique sur la teneur en eau pour l'huile minérale et l'ester naturel

### - Tension interfaciale

D'après la figure IV.1.20, nous remarquons la faible valeur de la tension interfaciale de l'ester naturel FR3. Ce n'est pas un inconvénient, puisque cette huile garde cette valeur durant le vieillissement électrique, alors que l'huile minérale présente une diminution importante dans sa tension interfaciale et dépasse la valeur critique (20 dynes/cm) au bout de 24 heures d'exposition au champ électrique.

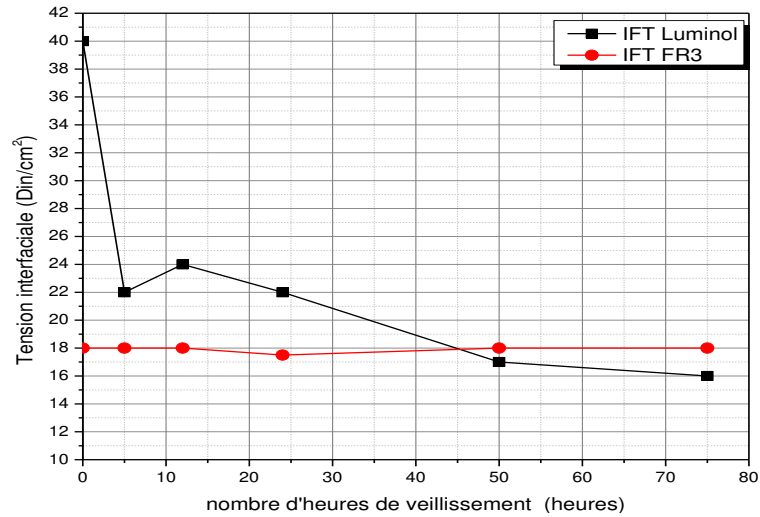
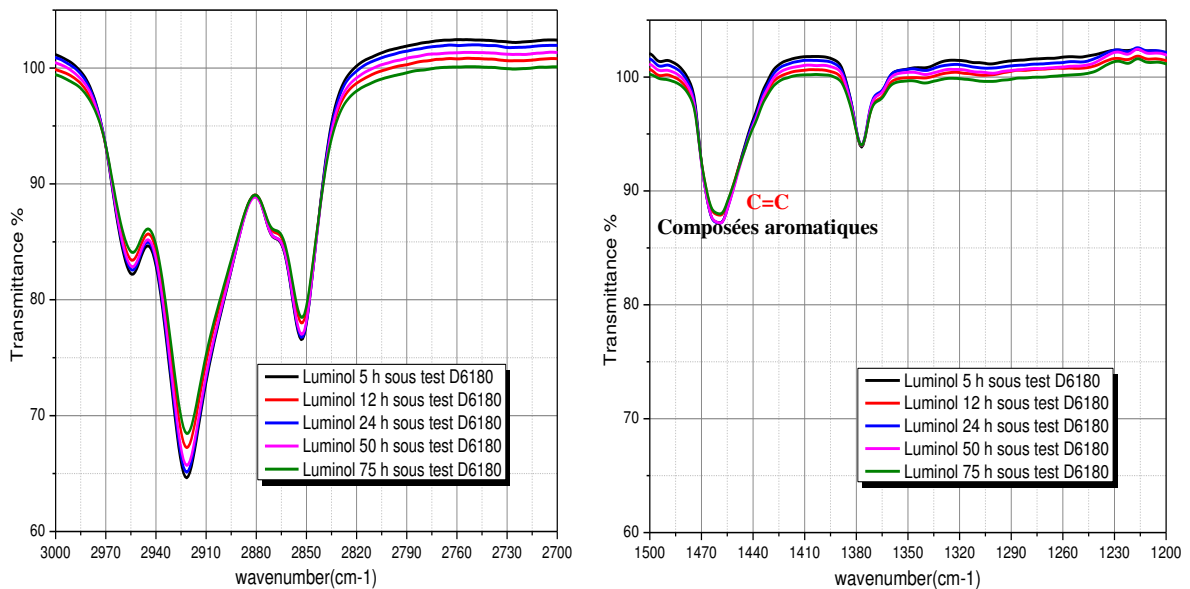


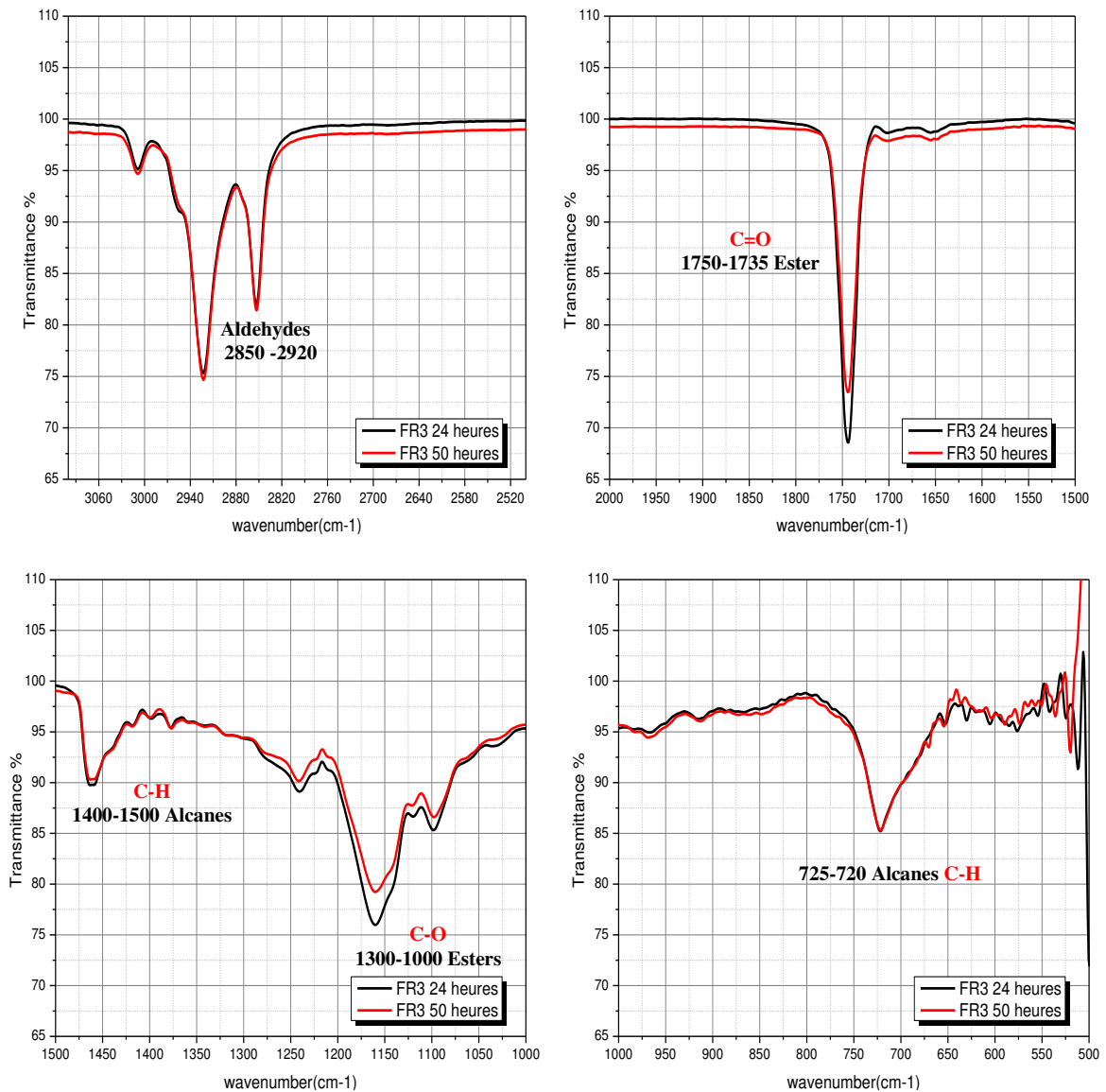
Fig. IV.1.20 Effet du vieillissement électrique sur la tension interfaciale

### C) Test infrarouge

La figure IV.1.21 montre un exemple de la transmittance mesurée par Infrarouge FTIR



(a)



(b)

**Fig. IV.1.21** Effet de l'exposition au champ électrique durant des périodes prolongées sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme  $500-3000\text{ cm}^{-1}$   
 a) L'huile minérale Luminol ; b) L'ester naturel FR3

Nous pouvons conclure de la figure IV.I.21 (a), que les concentrations des groupes ( $\text{C}=\text{O}$ ), (aldéhydes) dans l'huile minérale, augmentent en fonction des périodes de décharge. Nous remarquons aussi que les cycles aromatiques ( $\text{C}=\text{C}$ ) ont présenté une augmentation appréciable. Dans le cas de l'huile végétale (figure IV.I.21 (b)), les concentrations des fonctions ester (lien  $\text{C}=\text{O}$  et  $\text{C}-\text{O}$ ) dans l'ester naturel, diminuent au fil de l'augmentation des périodes de décharges, ce qui signifie que des liaisons  $\text{C}=\text{O}$  et les liaisons  $\text{C}-\text{O}$  se détruisent au cours de la décomposition sous champ électrique. Cette décomposition peut donner des gaz dissous, des radicaux libres et des produits polaires, qui font augmenter le DDP et la turbidité (Fig IV.1.18). Une augmentation des fonctions sur les deux bandes entre  $2850$  et  $2920\text{ cm}^{-1}$ , caractérisant les aldéhydes est aussi remarquée.



#### IV.1.4 Effet du vieillissement thermique sur les huiles isolantes

Des quantités de différentes huiles sont soumises aux mêmes périodes de vieillissement thermique afin de comparer l'évolution de leurs paramètres.

##### A) Caractéristiques électriques

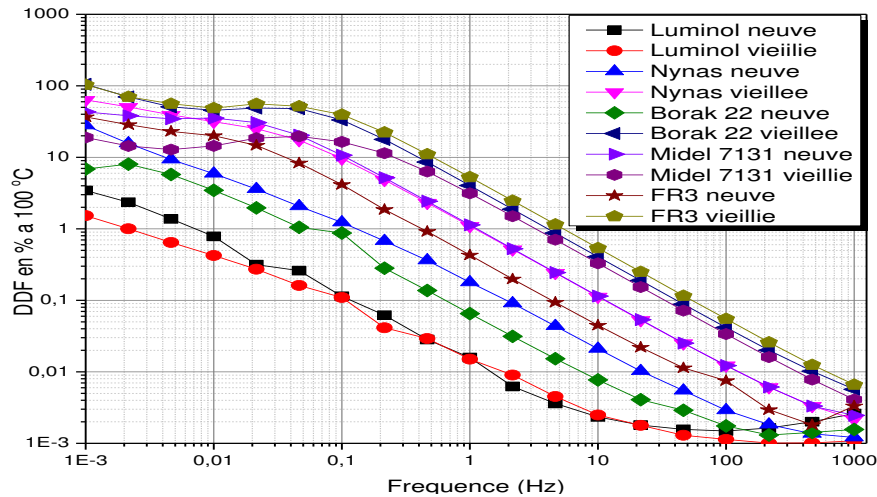


Fig. IV.1.22 Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour des huiles neuves et vieilles thermiquement à 115°C avec cuivre et papier

D'après la figure IV.1.22, nous remarquons que les caractéristiques diélectriques de l'huile minérale Borak22 sont plus influencées par le vieillissement thermique, alors que l'huile minérale Luminol garde toujours sa faible valeur de facteur de dissipation diélectrique. Alors que l'ester synthétique est plus stable électriquement que l'ester naturel.

##### B) Caractéristiques physico-chimiques

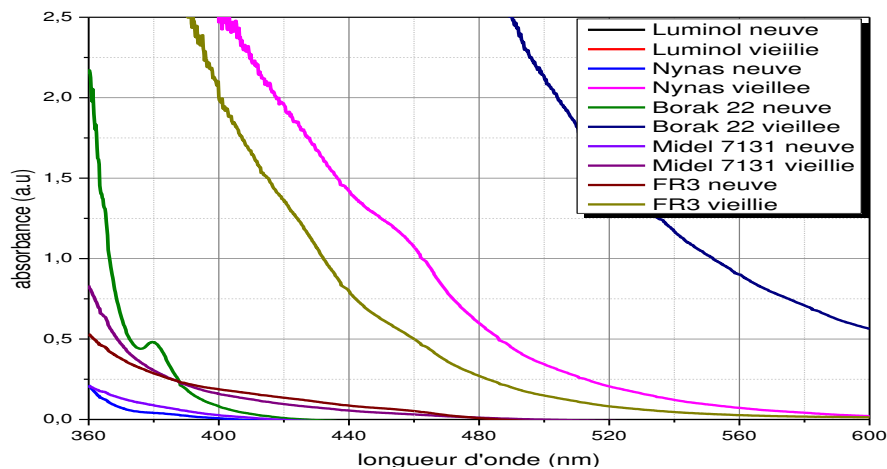


Fig. IV.1.23 Comparaisons de l'effet du vieillissement thermique sur les produits solubles des différentes huiles.



Sous l'effet du vieillissement thermique, les huiles minérales (Borak 22, Nynas) génèrent plus de produits de décomposition que les autres liquides, tandis que l'huile Luminol subit de faibles changements.

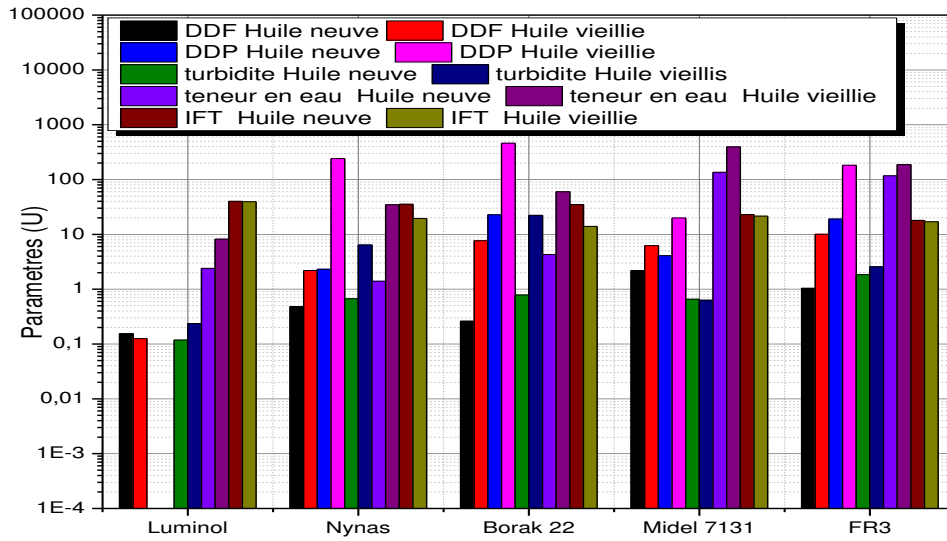
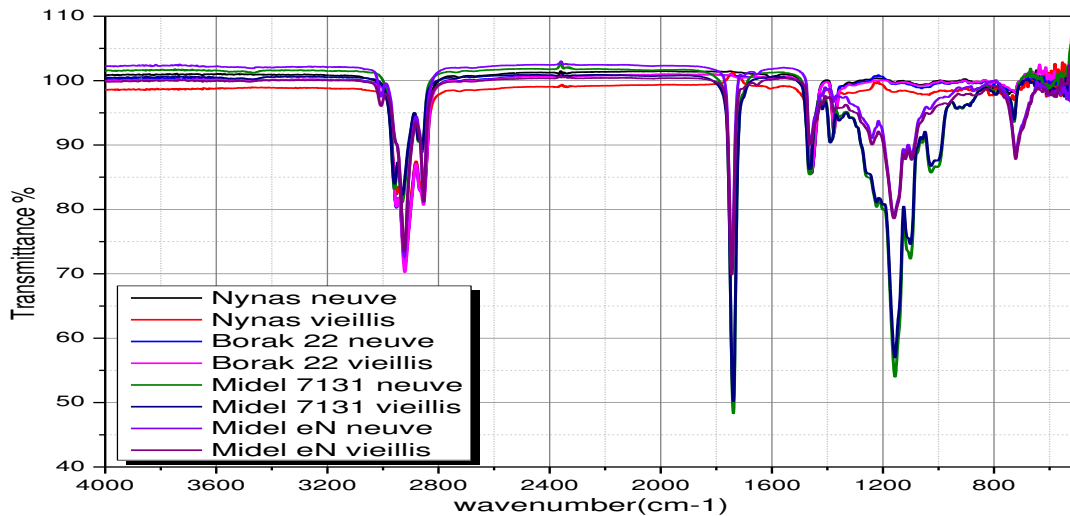


Fig. IV.1.24 Influence de vieillissement thermique sur les paramètres des différentes huiles

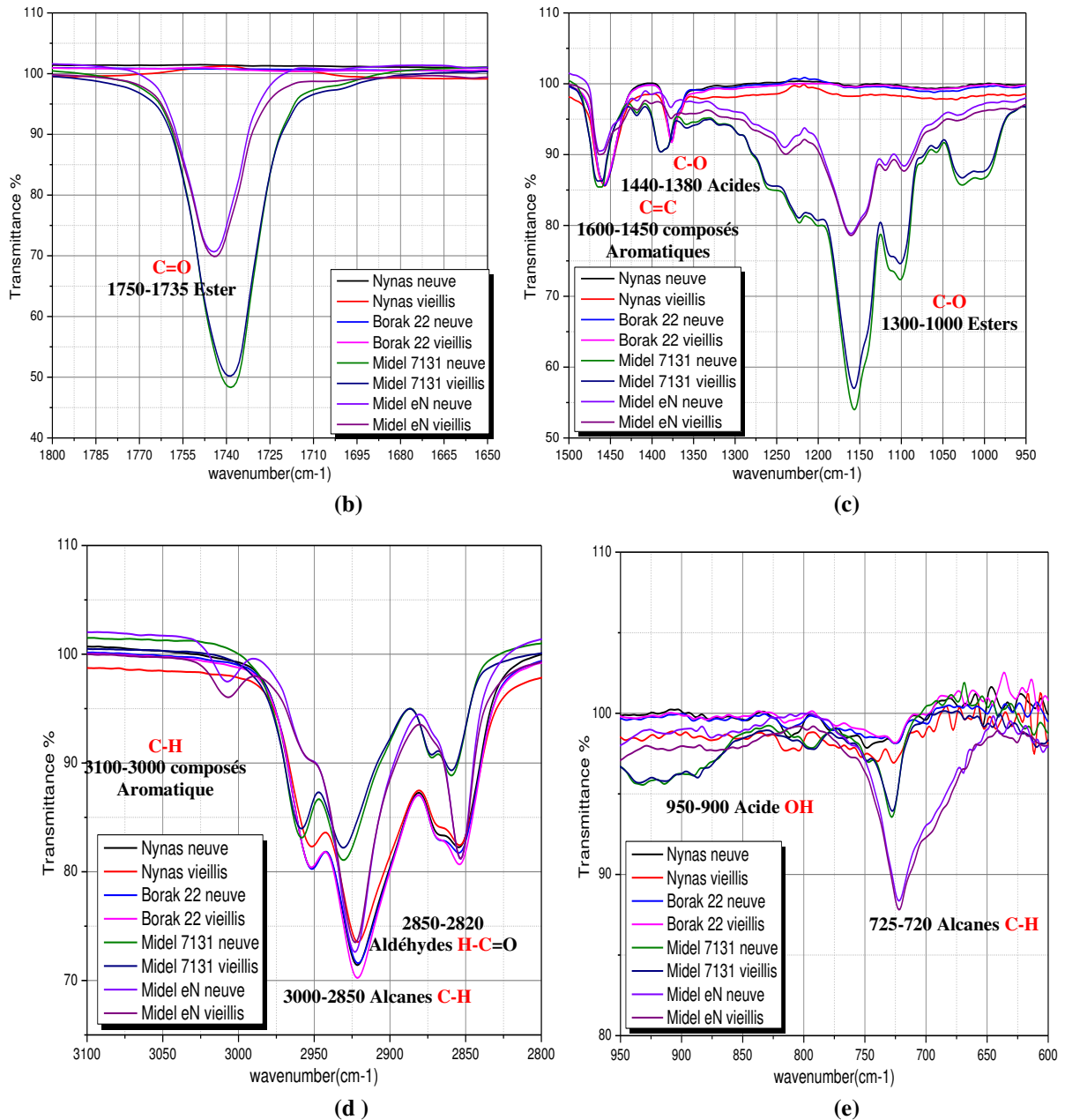
En générale, et d'après la figure IV.1.24, nous pouvons remarquer que les huiles minérales (Borak22, Nynas) sont plus influencées par le vieillissement thermique que les autres liquides. Alors que l'huile minérale Luminol marque une grande performance devant le processus de dégradation thermique.

Pour les esters, l'ester synthétique est plus stable sous vieillissement thermique que l'ester naturel.

### C) Test infrarouge FTIR



(a)



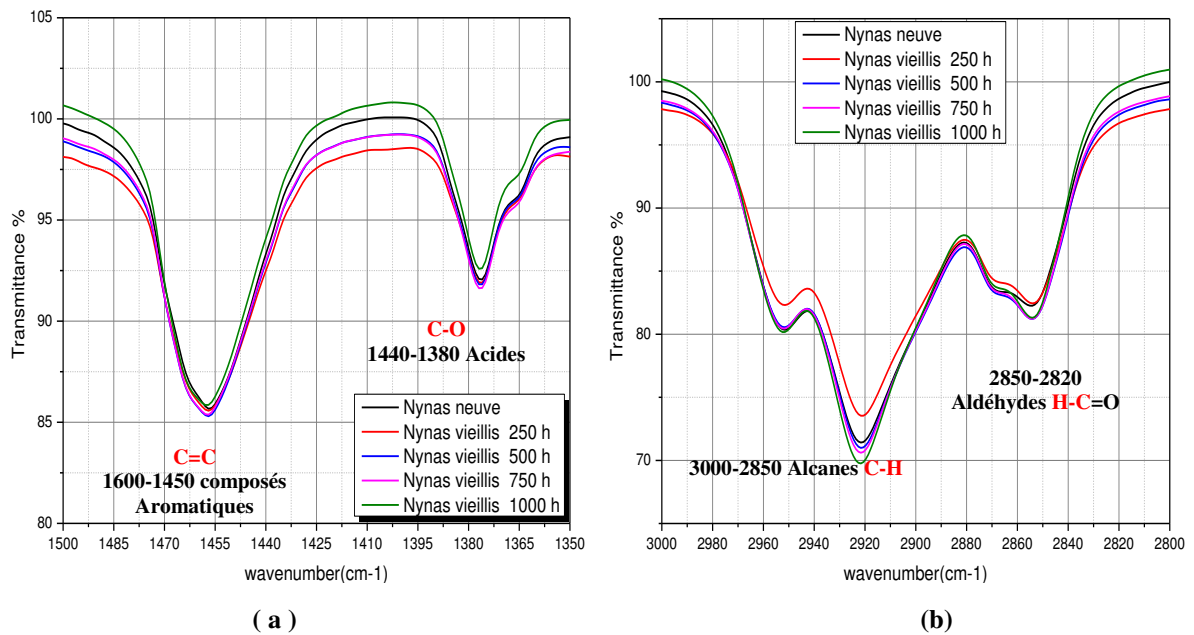
**Fig. IV.1.25** Effet du vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 500 à 3000  $\text{cm}^{-1}$  des différentes huiles

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 [Pal 2000, Sik 68, Boua 2008]. Des aldéhydes, des acides carboxyliques, et des composés aromatiques se présentent à la gamme 2850-2820  $\text{cm}^{-1}$ , des huiles minérales pour 1440 à 1380  $\text{cm}^{-1}$ , et 1600-1450  $\text{cm}^{-1}$  pour les esters.

Le Midel 7131 thermiquement vieillit, présente une diminution dans les concentrations des composés ester ( $\text{C}=\text{O}$  et  $\text{C}-\text{O}$ ). Alors que ces concentrations augmentent légèrement dans le cas de l'ester naturel. Les concentrations des alcanes et les aldéhydes de la Borak 22, augmentent aussi.

Les esters présentent un faible changement dans les concentrations des composés aromatiques. Pour les huiles minérales, pas de changement significatif dans les concentrations des acides carboxyliques et les composés aromatiques, c'est probablement dû aux faibles périodes de vieillissement thermique.

La figure IV.1.26 montre l'effet de la durée de vieillissement thermique sur la concentration des groupes fonctionnels dans l'huile minérale.



**Fig. IV.1.26** Effet de la durée de vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 500 à 3000  $\text{cm}^{-1}$ .

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 C-H) rend l'huile plus lourde et plus visqueuse. Aussi, ces différents composés entraînent la diminution de la tension interfaciale et l'augmentation de l'acidité.

A 1000 heures de vieillissement thermique, les concentrations de ces composés (sauf les alcanes) diminuent, c'est probablement dû à l'effet filtre du papier. Nous pouvons noter que le papier peut se comporter comme un filtre en retenant les produits dissous et non dissous.

En générale, les spectres FTIR 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.

### IV.1.5 Etude de la stabilité des huiles vieillis sous décharge électrique

#### IV.1.5.1 Comparaison de la tendance au gazage sous champ électrique pour différents liquides

Le but de cette expérience était d'enquêter sur l'influence du vieillissement thermique, sur la génération de gaz sous champ électrique de différents type de liquides isolants

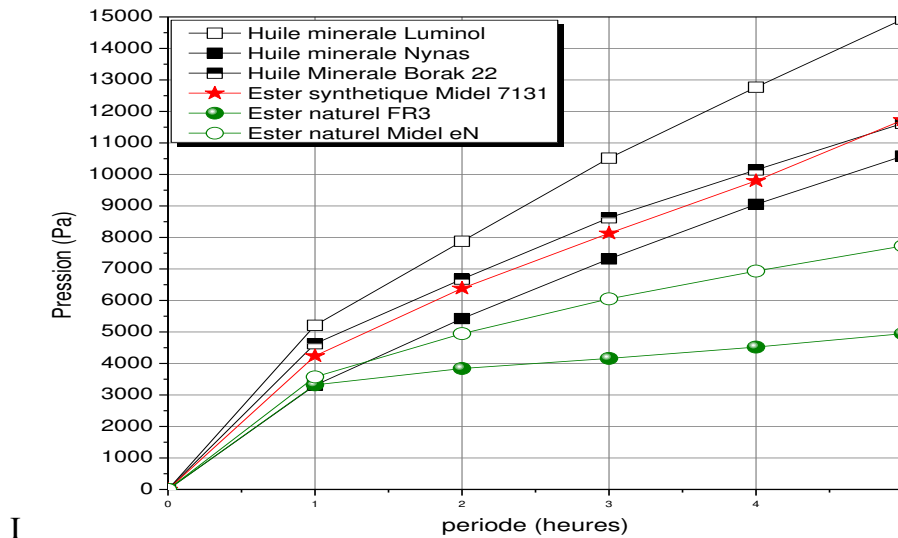


Fig. IV.1.27 Pression des gaz générés pour différentes huiles vieillis thermiquement.

En comparant les courbes de la figure IV.1.27 avec ceux rapportés dans la figure IV.1.3, nous déduisons que l'huile minerale Luminol vieilli thermiquement, est plus influencée par le champ électrique, la pression dans la cellule de décharge augmente beaucoup plus que dans le cas neuf. Les ester naturels gardent toujours une faible tendance au dégagement de gaz. Ce sont les liquides les plus stables sous champ électrique, même après vieillissement thermique, l'ester naturel FR3 présente une diminution dans la valeur de pression par rapport à l'état neuf. C'est probablement dû à sa polymérisation au cours de vieillissement thermique.

#### IV.1.5.2 Effet des périodes de vieillissement sur la tendance au gazage

L'objectif visé par cette expérience est d'étudier l'influence des périodes de vieillissement thermique, sur la génération des gaz sous champ électrique.

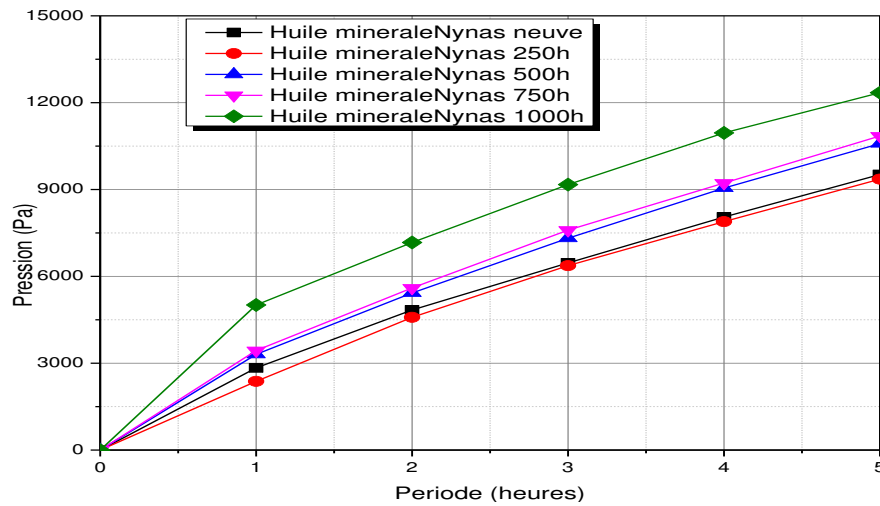


Fig. IV.1.28 Effet des périodes de vieillissement sur l'évolution des gaz générés sous décharge électrique de l'huile minerale Nynas.

Les résultats portés sur la figure IV.1.28, permettent de constater que pour une huile minerale, la quantité de gaz générés croît avec le temps de vieillissement thermique de l'huile.

### A) Caractéristiques électriques

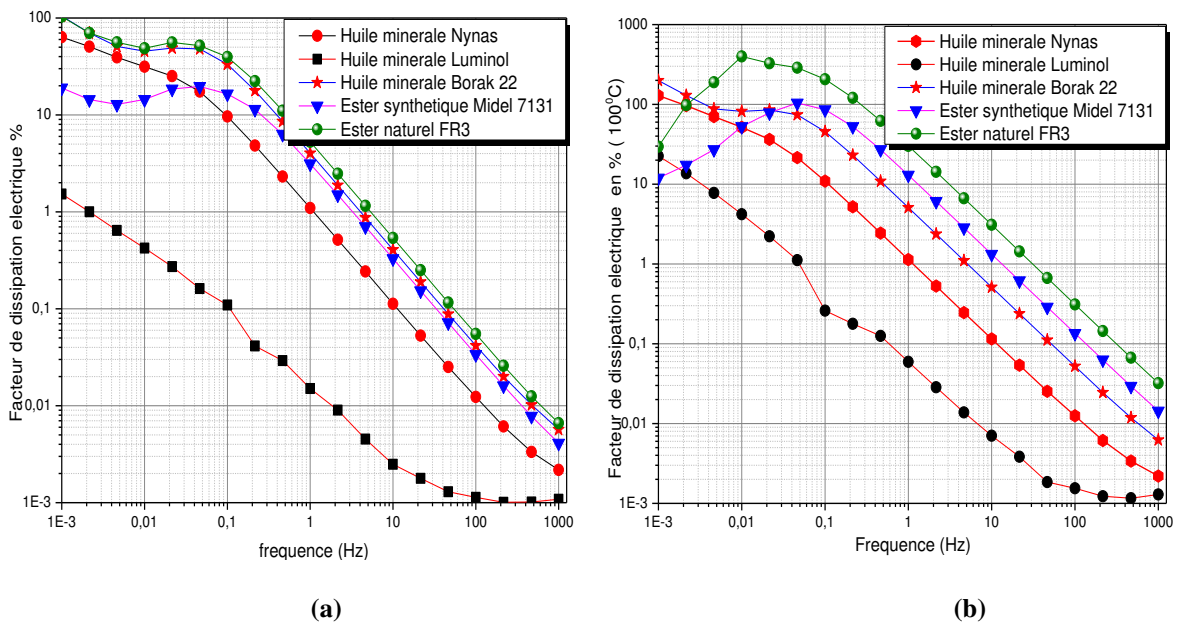


Fig. IV. 1.29 Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour des huiles neuves et vieilles thermiquement à 115°C avec cuivre et papier  
 (a) Huiles vieillis avant test de stabilité ; (b) Huiles vieillis après test de stabilité

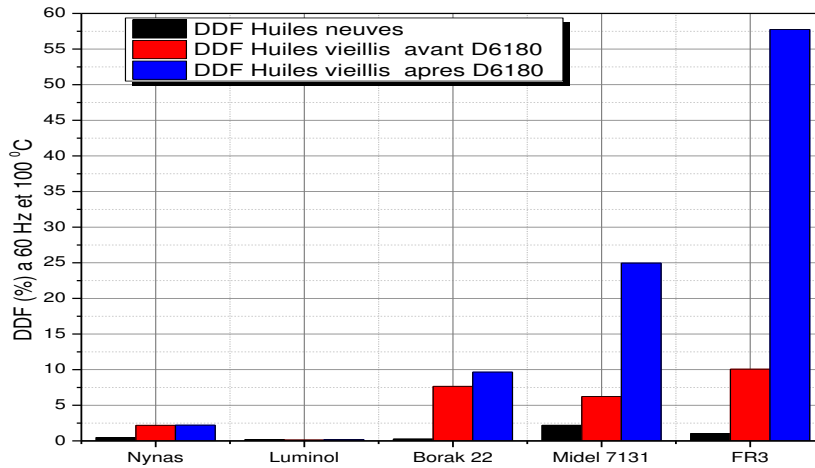


Fig. IV.1.30 Comparaisons de l’effet du vieillissement thermique sur le facteur de dissipation électrique pour différentes huiles avant et après test de stabilité

Des figures IV.I.29 et 30, nous constatons que l’huile Luminol garde ses faibles valeurs de dissipation diélectrique, alors que les valeurs de DDF de la Borak22 et Nynas augmentent. Pour les esters, leur valeur DDF augmente aussi après vieillissement thermique. Nous constatons aussi que les propriétés électriques des huiles esters vieilles sont beaucoup plus influencées par le champ électrique que celles à l’état neuves, c’est due probablement aux effets des produits polaires générés au cours du vieillissement thermique.

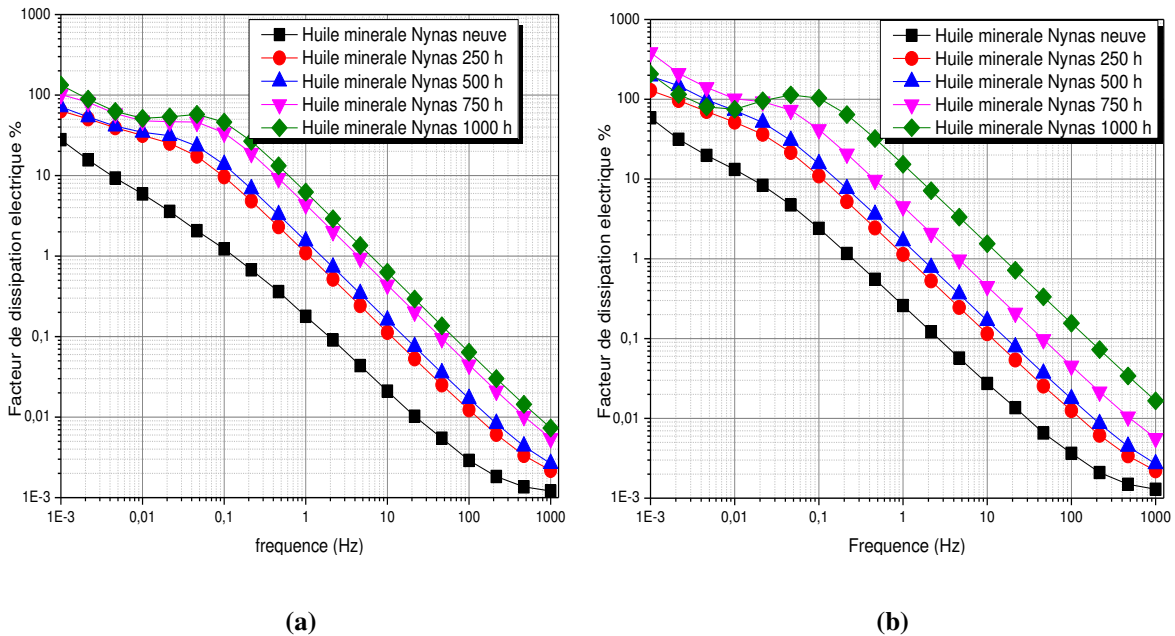
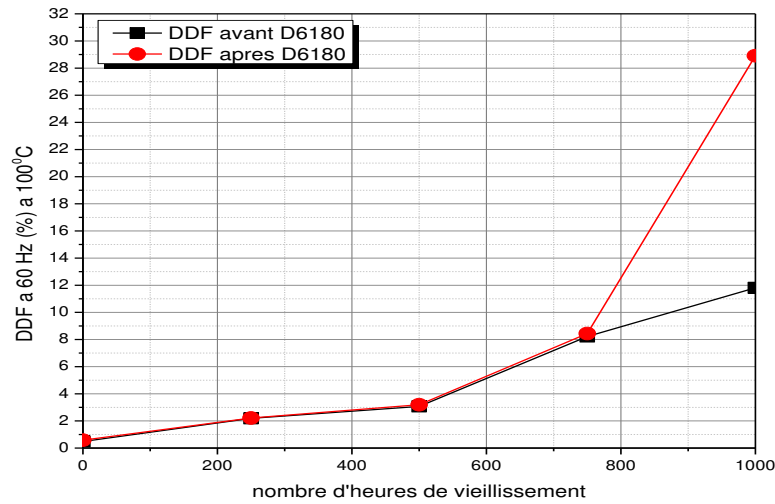


Fig. IV. 1.31 Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique pour l’huile minérale Nynas à différentes durées de vieillissement (a) Avant test de stabilité ; (b) Après test de stabilité

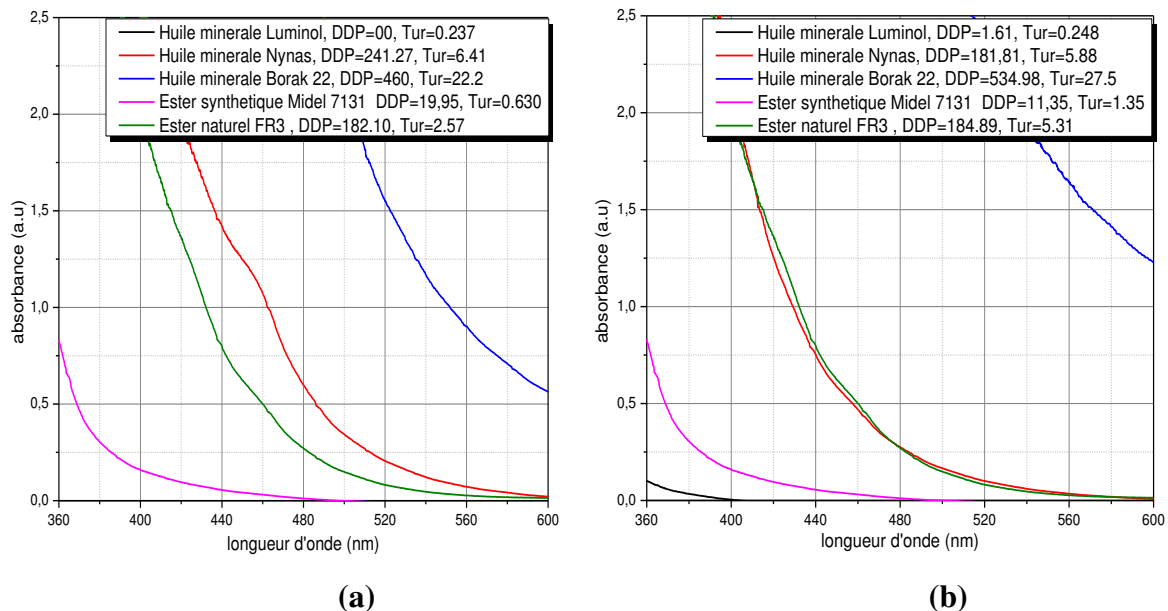


**Fig. IV.1.32.** Evolution du facteur de dissipation diélectrique en fonction de l'âge du vieillissement thermique avant et après le test de stabilité

D'après les figures IV.1.31, IV.1.32, le nombre d'heures de vieillissement thermique influe sur les propriétés électriques. L'impact du champ électrique sur les huiles thermiquement vieilles est amplifié ; ce phénomène est beaucoup plus remarquable pour une période de vieillissement élevée (1000 heures).

## B) Caractéristiques physico-chimique

### - Comparaison des produits de décomposition des différentes huiles vieilles



**Fig. IV.1.33** Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous pour différentes huiles vieilles. (a) avant le test de stabilité ; (b) après le test de stabilité

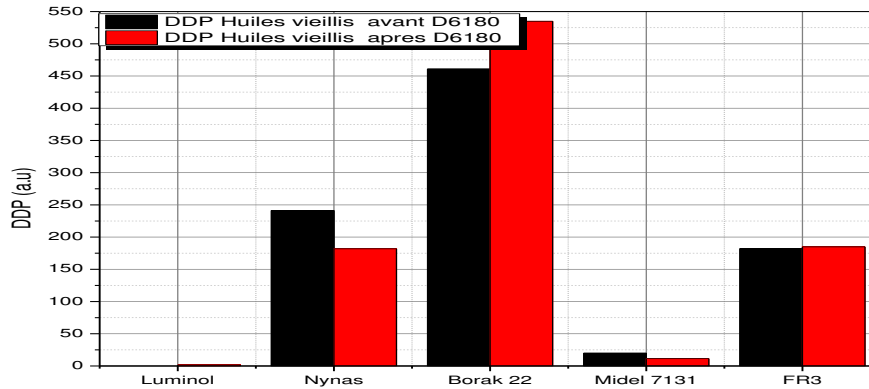


Fig. IV. 1.34 Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits de décomposition dissous pour différentes huiles avant et après le test de stabilité.

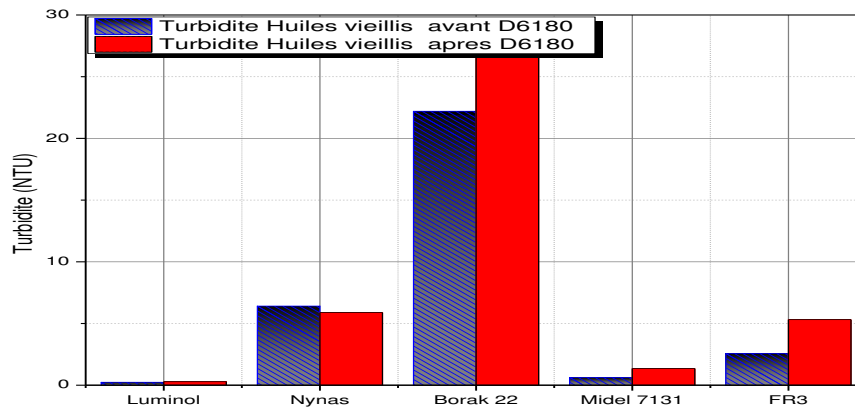


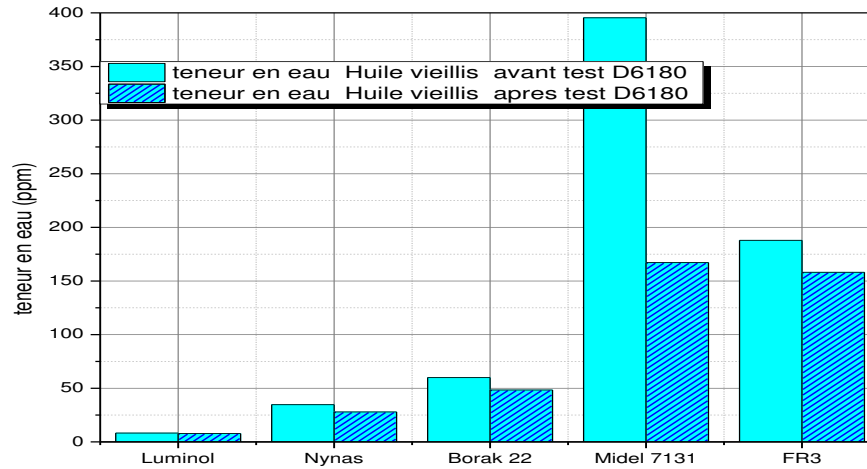
Fig. IV.1.35 Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur les produits insolubles pour différentes huiles avant et après le test de stabilité.

Pour certaines des huiles vieilles, l'application de la décharge électrique entraîne une diminution des produits dissous. Cette diminution indique que certains produits de dégradation causés par le vieillissement thermique, auraient contribué à la génération des gaz, suite à la décomposition par le champ électrique. C'est ce qui expliquerait l'éclaircissement de l'huile dans la cellule de décharge.

L'application de la décharge électrique aux échantillons d'huile vieillie, entraîne une augmentation de leur turbidité. Cette augmentation indique une augmentation de la quantité des suspensions colloïdales insolubles.

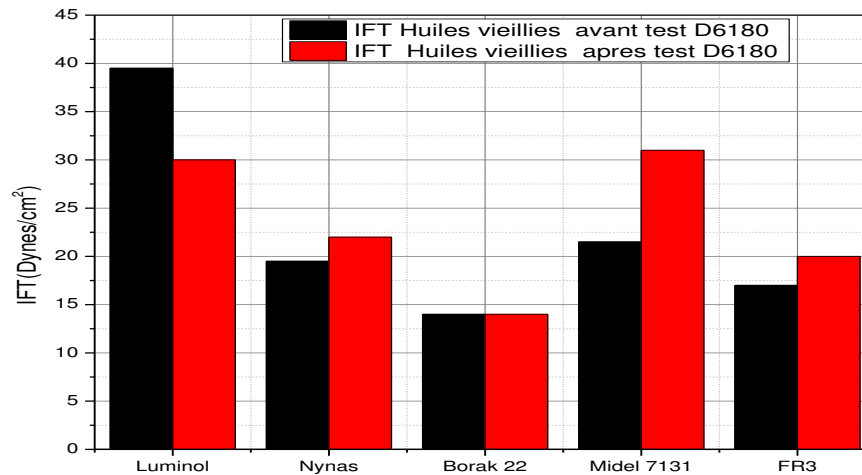


- *Comparaison de la teneur en eau des différentes huiles vieilles*



**Fig. IV.1.36** Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur la teneur en eau pour différentes huiles avant et après le test de stabilité.

- *Comparaison de la tension interfaciale des différentes huiles vieilles*

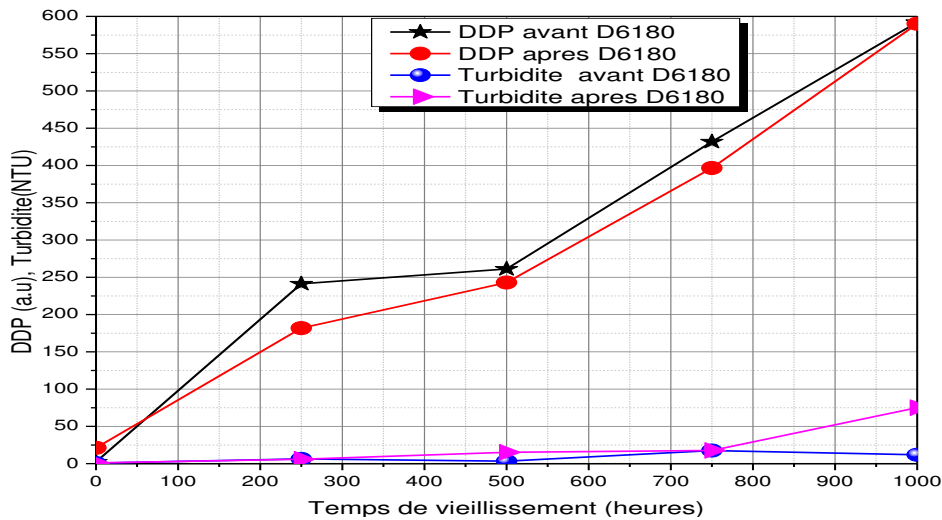


**Fig. IV.1.37** Comparaisons de l'effet de vieillissement thermique sur la tension interfaciale pour différentes huiles avant et après le test de stabilité

Nous remarquons une diminution de la teneur en eau dans les huiles vieilles exposées au champ électrique contrairement aux huiles neuves (Figure IV.1.8) qui augmentent leur teneur en eau après avoir subi le test de stabilité. Ce phénomène est dû probablement au processus de l'électrolyse de l'eau suivie par la formation de gaz ( $H_2$  et  $O_2$ ).

La tension interfaciale augmente considérablement pour les huiles vieilles après application du champ électrique, c'est probablement dû à la diminution des contaminants polaires qui pourrait contribuer à la génération des gaz sous le test de stabilité.

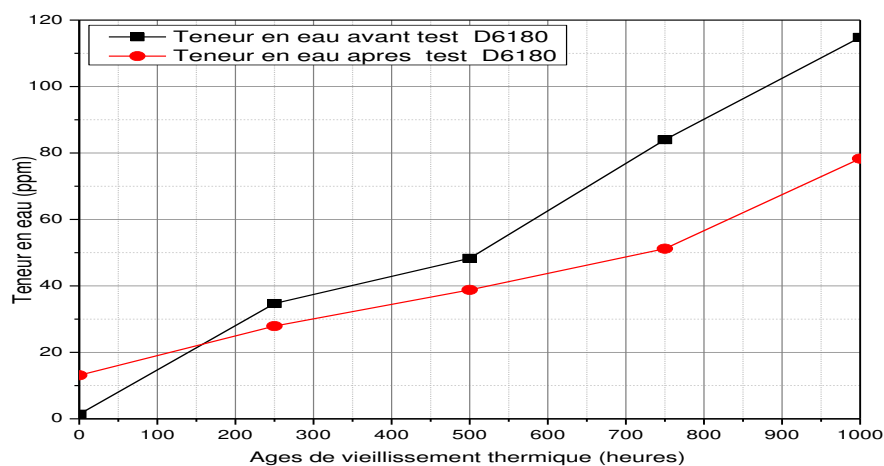
### -Evolution de Produits de décomposition dissous et turbidité



**Fig. IV.1.38.** Evolution de produits de décomposition en fonction de la durée de vieillissement thermique avant et après le test de stabilité.

Les produits de décompositions dissous augmentent avec le temps de vieillissement thermique, une diminution de ces produits a été marquée après l'application de champs électrique. C'est probablement dû aux réactions secondaires qui, d'une part, font augmenter les produits insolubles, et d'autre part la diminution indique que certains produits de dégradation causés par le vieillissement thermique, auraient contribué à générer des gaz, suite à la décomposition par le champ électrique.

### - Evolution de la teneur en eau à différentes durées de vieillissement thermique



**Fig. IV.1.39.** Evolution de la teneur en eau en fonction de la durée de vieillissement thermique avant et après le test de stabilité

La teneur en eau augmente pour une huile neuve, puis diminue sous l'application du champ électrique, en fonction du temps de vieillissement thermique. Ceci peut être dû aux réactions d'électrolyse sous le champ électrique.

### -Evolution de la tension interfaciale à différentes durées de vieillissement thermique

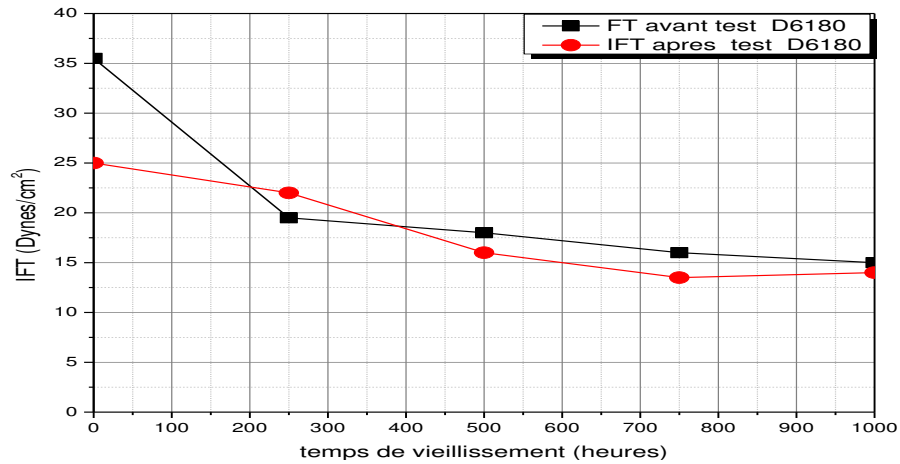


Fig. IV.1.40. Evolution de la tension interfaciale en fonction de la durée de vieillissement thermique avant et après test de stabilité

Selon les résultats obtenus, l'application du champ électrique, entraîne une diminution de la tension interfaciale, cette diminution indique la formation des produits d'oxydation qui augmentent les contaminants polaires sous le champ électrique.

### E) Test infrarouge

#### - Effet du champ électrique sur les différentes huiles vieilles

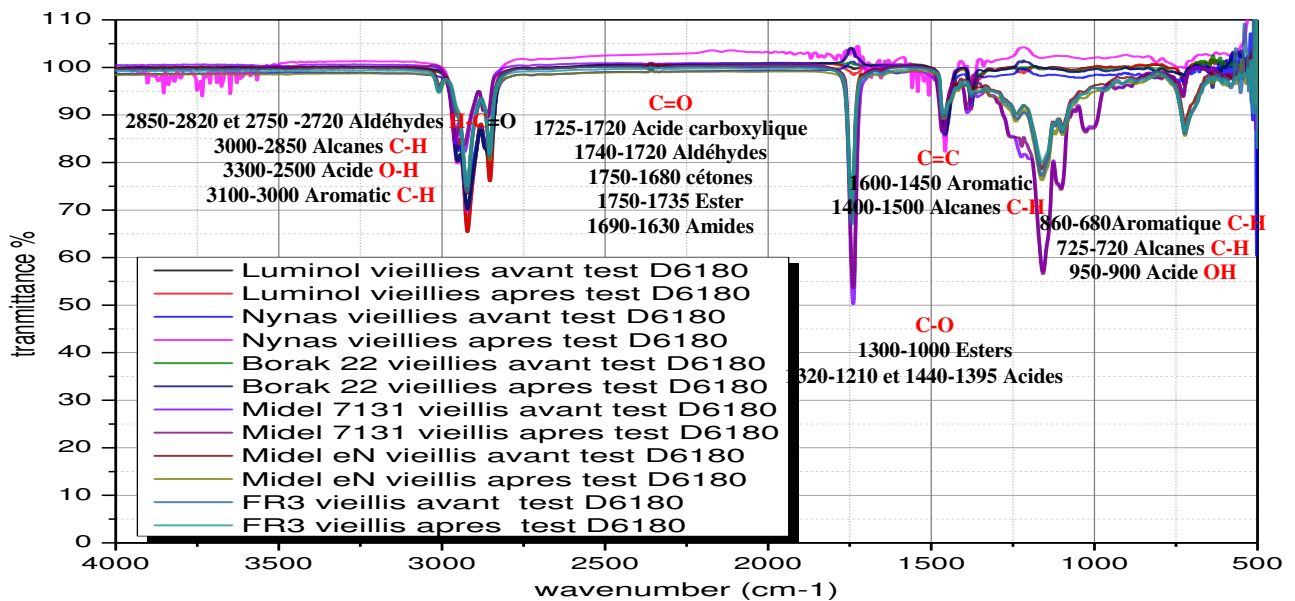
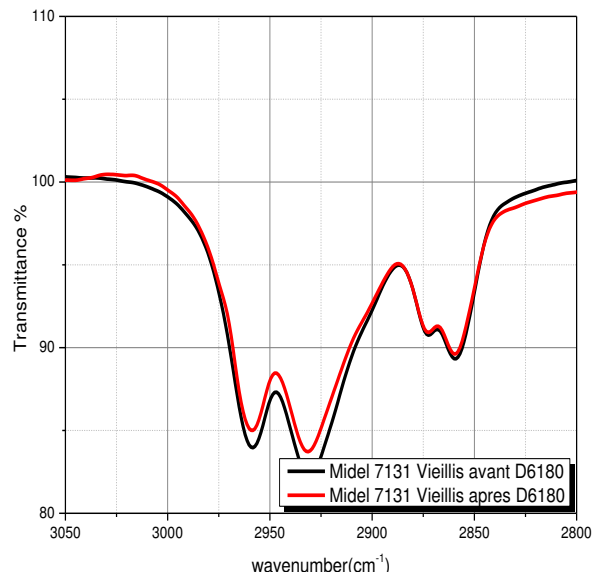
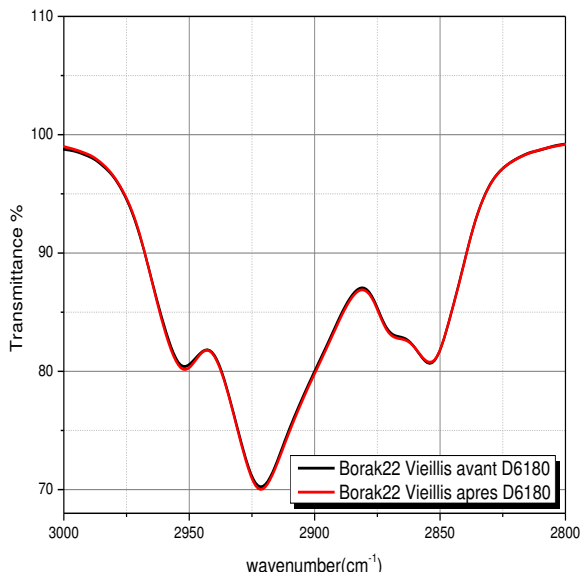
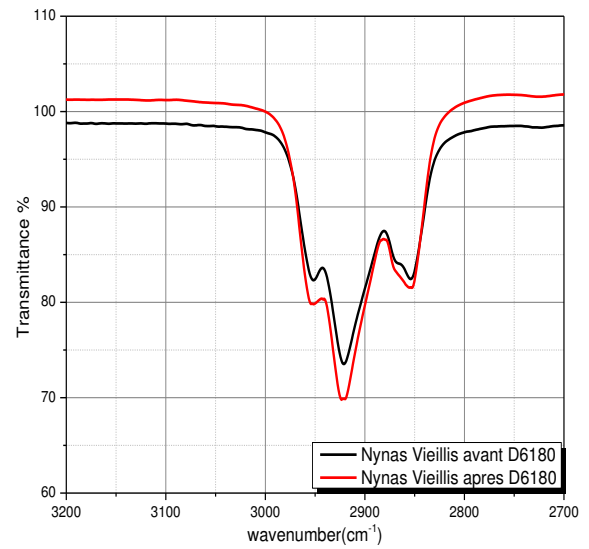
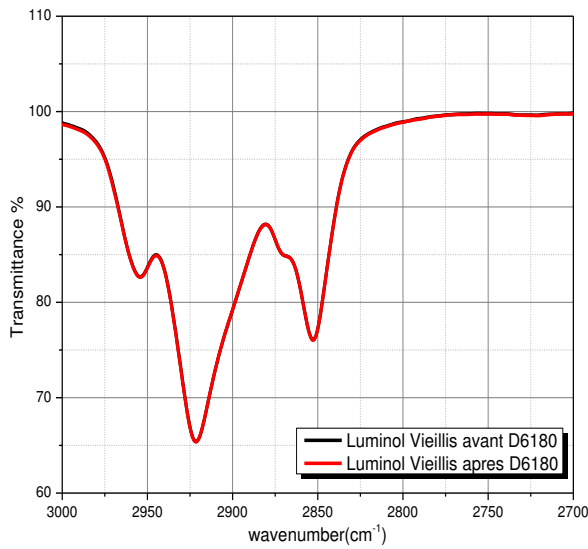
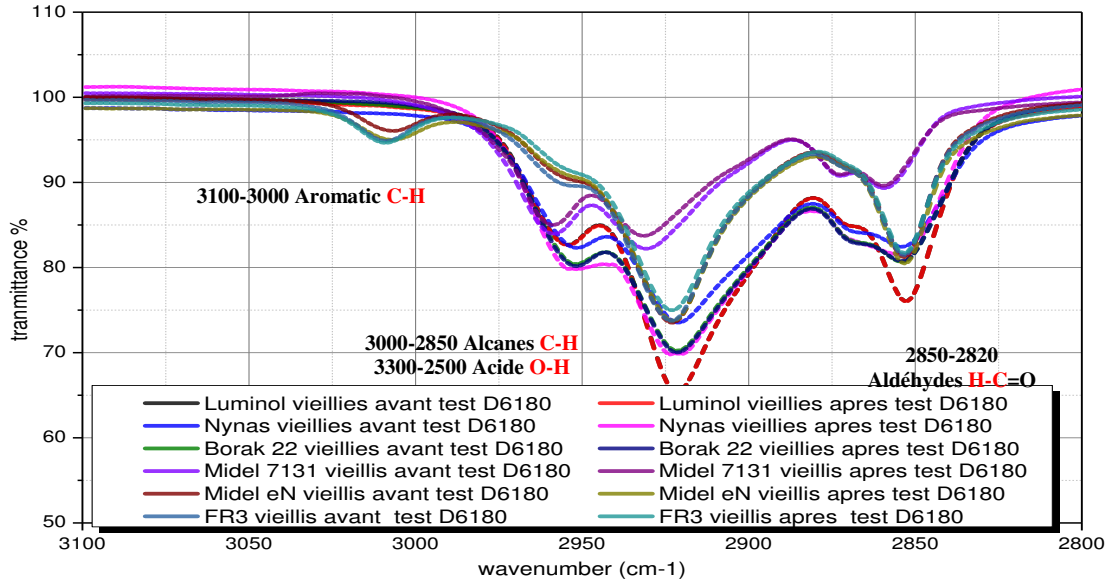
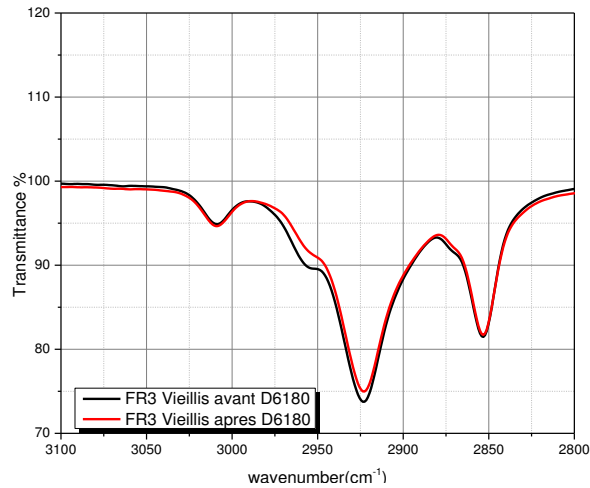


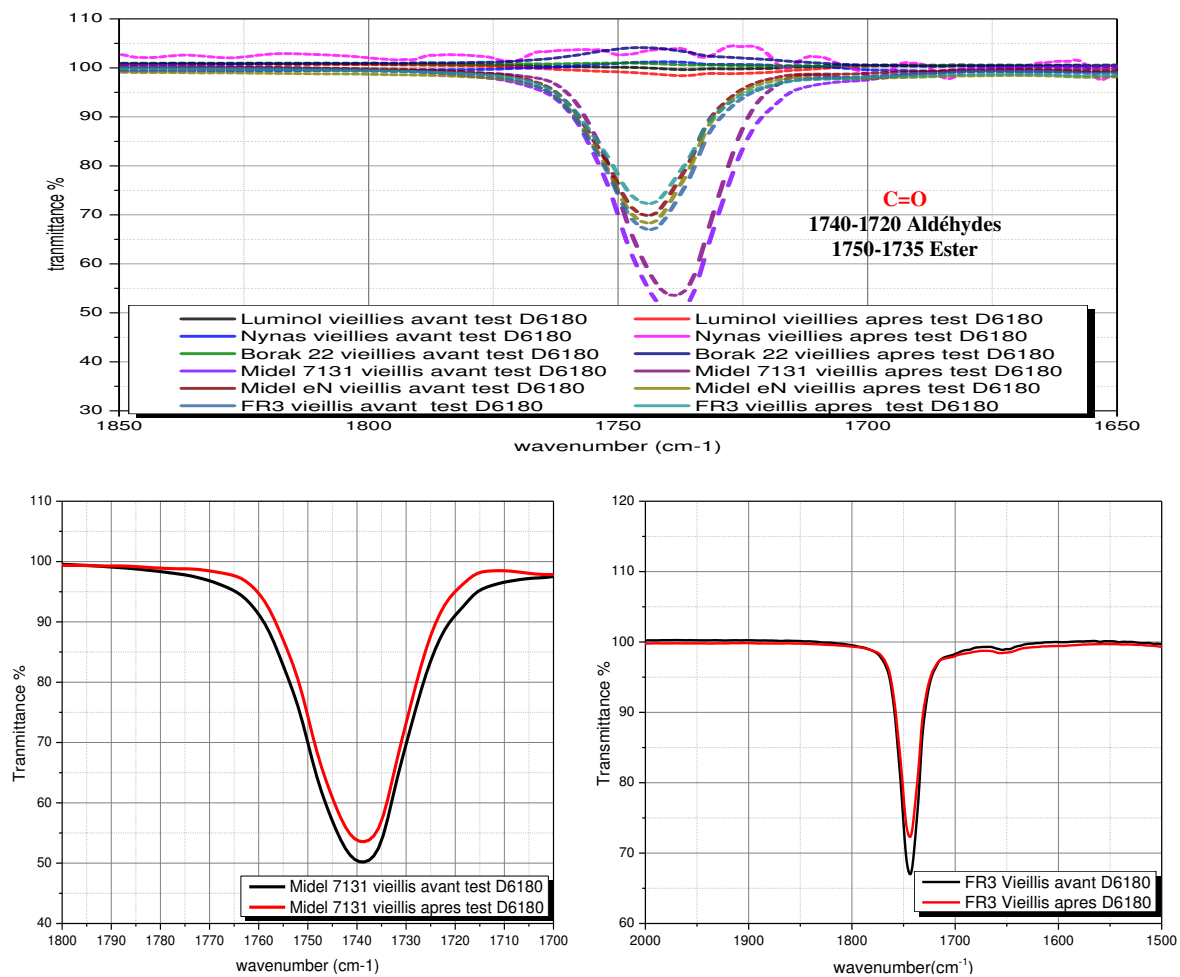
Fig. IV.1.41 Effet de champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 500 à 3000  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles vieilles





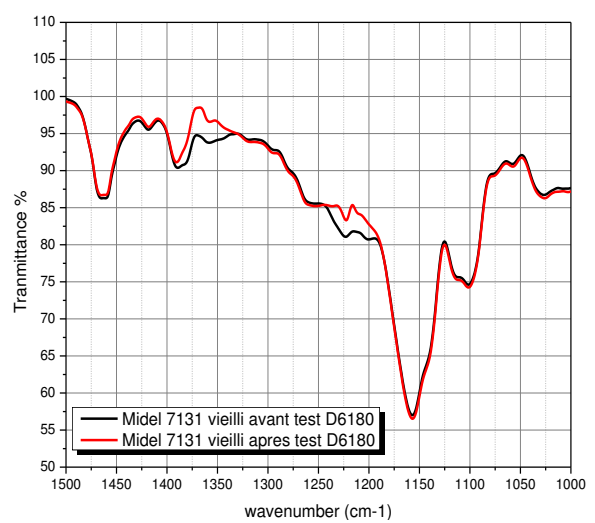
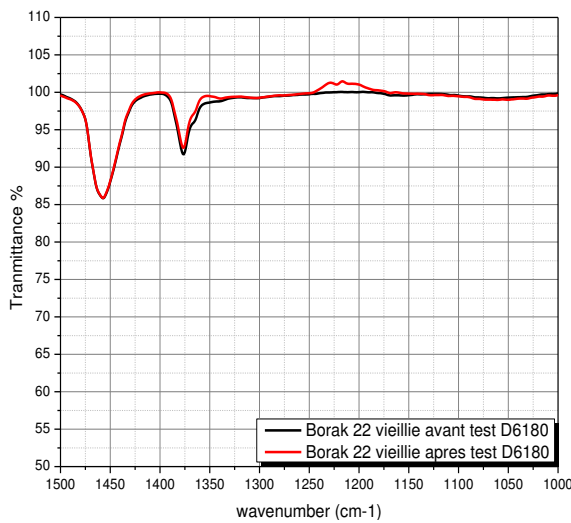
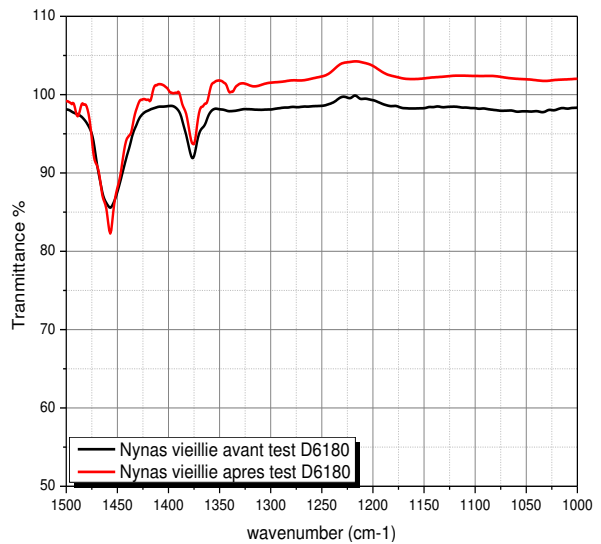
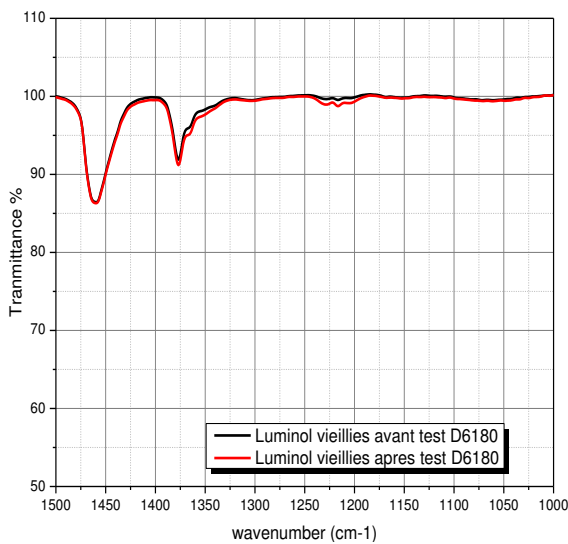
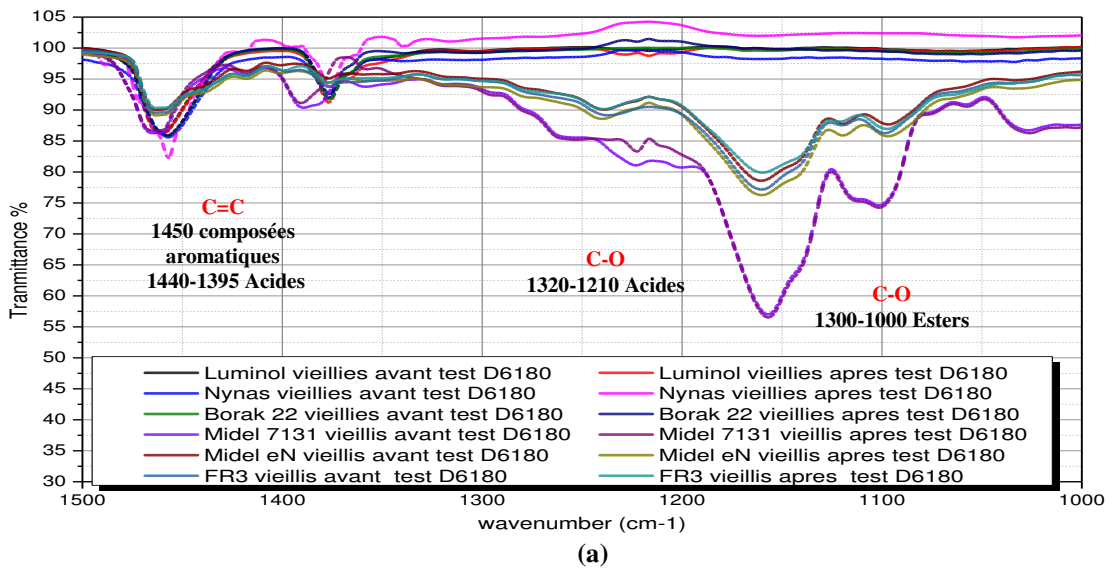
**Fig. IV.1.42** Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 2800 à 3000  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles vieilles

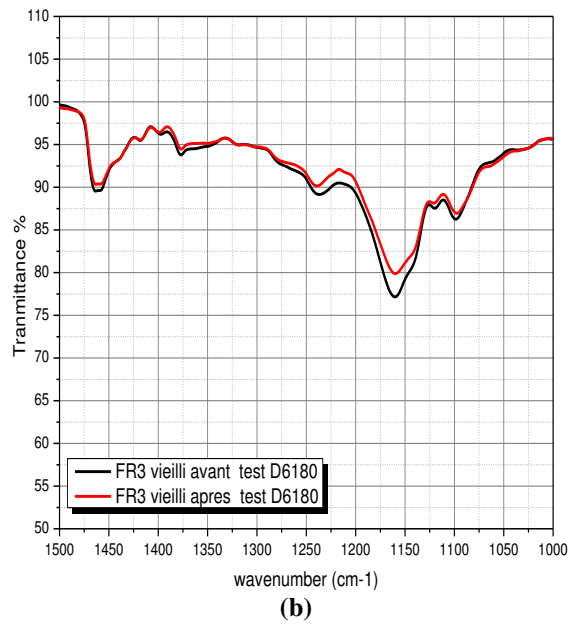
D'après les figures IV.1.41 et IV.1.42, la concentration des aldéhydes, des acides et des hydrocarbures alcanes (C-H) dans les huiles minérales Borak22 et Luminol, n'est pas influencée par l'application du champ électrique, alors qu'elle augmente pour la Nynas et diminue dans les esters synthétiques et naturels.



**Fig. IV.1.43** Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 2000 à 1500  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles vieilles

La figure IV.1.43 montre une diminution significative de concentration des groupes C=O dans l'ester synthétique Midel 7131 et l'ester naturel FR3 après passage sous champ électrique.

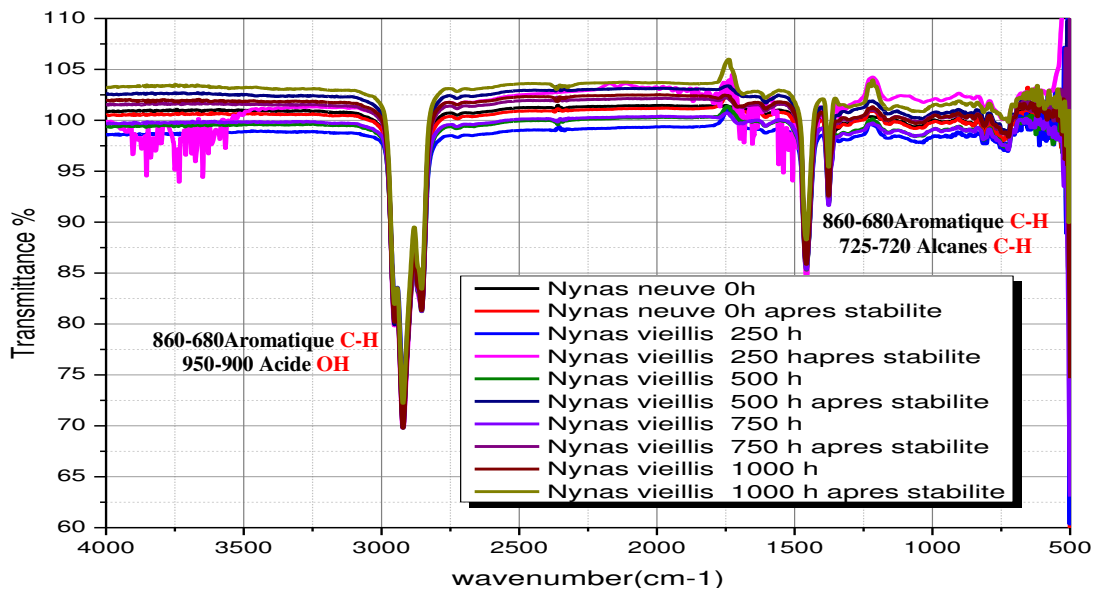


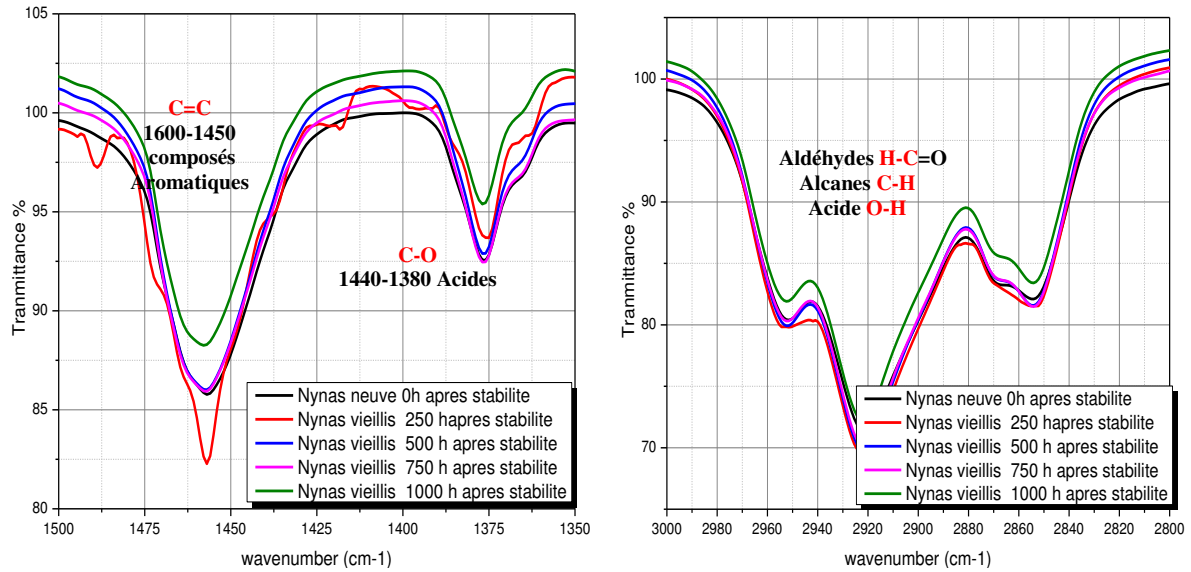


**Fig. IV.1.44** Effet du champ électrique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme allant de 1500 à 1000  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles vieilles

La Nynas vieillie présente une augmentation remarquable dans les concentrations des acides et des composés aromatiques après le passage sous champ électrique, de manière plus importante que la Borak22 et la Luminol. Nous remarquons également la stabilité du groupe C-O, dans l'ester synthétique Midel 7131, alors qu'il diminue dans l'ester naturel FR3.

- **Effet de la durée de vieillissement thermique sur les huiles sous champ électrique**





**Fig. IV.1.45** Effet de la durée du de vieillissement thermique sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge avant et après le test de stabilité

Comparativement à la figure IV.1.26 a et b, nous constatons une diminution dans les concentrations des aldéhydes, alcanes, composés aromatiques et des acides, après l'application du champ électrique. C'est probablement dû à ce qu'une partie de ces composés a participé à la génération des gaz sous champ électrique. Rappelons que la DDP, la turbidité et la teneur en eau des Nynas vieillis ont tous diminué après le passage sous le champ électrique, alors que la tension interfaciale augmente (diminution de composés polaires) (section IV.1.5.2).



### IV.1.6 Récapitulation de la partie 1

Dans cette partie, nous avons étudié la stabilité de différents liquides isolants neufs et vieillis sous un champ électrique, selon la norme ASTM D6180. Les caractéristiques de chaque huile ont été mesurées et comparées, afin de voir les avantages et les inconvénients de chaque type d'huile et l'influence du champ électrique sur les différentes propriétés des huiles utilisées.

A la lumière des résultats expérimentaux obtenus nous pouvons conclure ce qui suit :

- Effet du champ électrique sur les huiles neuves :
  - Le dégagement des gaz sous un champ électrique des esters naturels neufs est le plus faible par contre, la tendance au gazage de l'ester synthétique et des huiles minérales est importante (le Midel 7131 et la **Borak 22** ont révélé des valeurs importantes).
  - Les caractéristiques électriques des liquides isolants sous un champ électrique ont présenté des changements variant d'une huile à une autre. Les huiles minérales gardent leurs valeurs admissibles, alors que les esters présentent une augmentation de leurs valeurs du DDF et de la conductivité électrique.
  - La tension interfaciale des esters résiste sous champ électrique alors qu'elle diminue pour les huiles minérales.
  - Les quantités des produits dissous et non-dissous sont affectées sous l'effet du champ électrique. Les huiles minérales en présentent des valeurs importantes après avoir subi la contrainte du champ électrique.
  - D'après les résultats du test de la spectroscopie infrarouge, il n'y a pas eu de changement significative dans les concentrations des groupes fonctionnels.
  
- Comparaison de l'effet du vieillissement thermique et celui du vieillissement électrique pour des périodes prolongées:
  - L'Ester naturel (FR3) présente une diminution du dégagement de gaz après 50 heures sous le champ électrique. L'ester synthétique et les huiles minérales quant à eux, marquent une augmentation des quantités de gaz émis au fil du temps de test. Notons que l'huile minérale a noté les plus grandes quantités de gaz dégagé.

- Après le test du vieillissement thermique, le volume de gaz émis sous le champ électrique par les huiles minérales augmente, alors que les esters gardent toujours une faible tendance au dégagement de gaz. Ce sont les liquides les plus stables sous un champ électrique, même quand ils sont thermiquement vieillis.
- Les caractéristiques électriques et physico-chimiques de l'ester naturel sont influencées par le temps de décharge électrique, tandis que celles de l'huile minérale sont restées stables alors qu'elles sont fortement affectées par le vieillissement thermique surtout pour de longues périodes.
- La spectroscopie infrarouge confirme l'influence du champ électrique sur les liquides vieillis. Nous avons pu trouver un lien entre les concentrations des groupes fonctionnels et les caractéristiques physicochimiques ( DDP turbidité ...)

# *Partie 2*

## *Etude de la stabilité des liquides isolants sous contrainte thermique*

<i>IV.2.1 Introduction</i>	<i>174</i>
<i>IV.2.2 Stabilité des isolants liquides neufs sous contrainte thermique</i>	<i>175</i>
<i>IV.2.3 Stabilité des liquides vieillis sous contrainte thermique</i>	<i>187</i>
<i>IV.2.4 Récapitulation de la partie 2</i>	<i>193</i>

### IV.2.1 Introduction

La fonction transfert de chaleur d'une huile dépend de la viscosité de cette dernière, La viscosité est un paramètre essentiel qui rentre dans le dimensionnement et la conception des systèmes de refroidissement par convection naturelle dans les petits transformateurs auto-refroidis ou par écoulement forcé dans les grandes unités (transformateurs de puissance) utilisant des pompes et des radiateurs [Fof 2002, Jan 2011].

L'efficacité du refroidissement est affectée par les produits de décomposition résultant du vieillissement de l'huile. En effet, ces produits de décomposition se déposent sur les isolants solides et sur d'autres parties du transformateur. Le blocage de ces derniers crée concomitamment des points chauds dans l'huile et sur les enroulements formant des contraintes thermiques.

La contrainte thermique est l'un des principaux facteurs qui peut affecter la fiabilité de certains fluides et peut affecter la durée de vie des transformateurs, même pendant le fonctionnement normal. Les gaz peuvent être générés par une surchauffe due à un fonctionnement en surcharge. [Fof 2002, Loi 2012].

Cette partie consiste en une étude comparative de la stabilité sous contrainte thermique des différents types des liquides isolants, et la détermination de l'effet des produits d'oxydation sur la tendance du dégagement gazeux et sur les propriétés physico-chimiques et diélectriques des huiles vieilles, en cas du passage sous points chauds (hot spot).

La méthodologie adoptée dans ce cas est la suivante :

- Simulation des défauts thermiques sur les échantillons des huiles neuves pendant 30 minutes. à l'aide de l'équipement «Thermo-contraintes» conçu au sein de la chaire ISOLIME [Fof 2002], et applications de plusieurs passes (12 passes, chacun de 30 minutes) sous contraintes thermiques, afin de tester l'influence du nombre de passes sur la tendance au gazage des différents types d'huiles.
- Simulation de défauts thermiques sur les échantillons des huiles vieilles pendant 30 minutes. à l'aide du même équipement «Thermo-contraintes».
- Analyses physicochimiques des échantillons.
- Interprétation des résultats et comparaison

La méthodologie est résumée par le diagramme synoptique de la figure IV.2.1

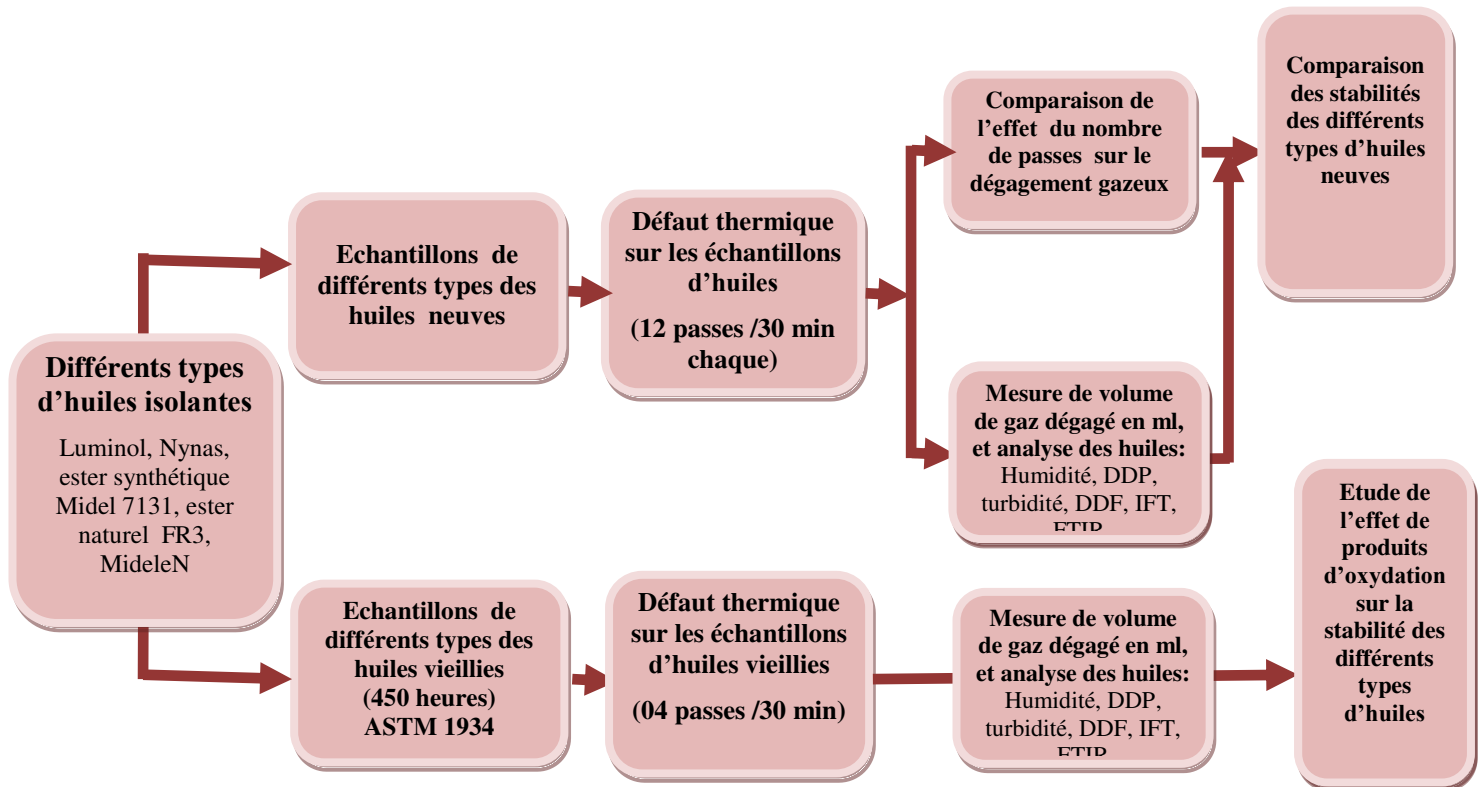
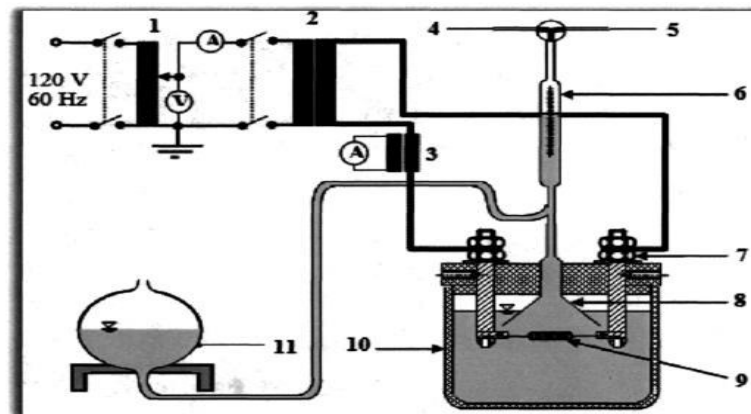


Fig. IV.2.1 Méthodologie expérimentale à adopter pour l'étude de stabilité des liquides isolants sous contrainte thermique.

#### IV.2.2 Stabilité des isolants liquides neufs sous contrainte thermique

Le Thermo-Contraintes utilisé dans ces essais, a été conçu au sein de la chaire ISOLIME pour simuler des défauts thermiques sur l'huile. Le schéma du système utilisé est donné sur la figure IV.2.2



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. Bêcher
6. Pipette de mesure.	11. Bêcher d'égalisation

Fig. IV.2.2 Dispositif expérimental utilisé pour l'application des points chauds [Kas 2013, Loi 2012, Fof 2002]

La procédure de manipulation est donnée comme suit:

- Une quantité de 800 ml d'huile est versée dans le bêcher.
- Rapprocher l'entonnoir le plus possible de l'élément chauffant et déposer le système sur le bêcher.
- Mettre sous tension et à l'aide de l'autotransformateur faire monter la tension (10V) et courant (29 A max) jusqu'à atteindre une puissance de 200 W et lancer le chronomètre.
- Relever la valeur de la température (25 à 300°C max) à chaque minute pendant 30 minutes et vérifier à tout instant que la puissance est égale 200 W +/-1%, sinon ajuster avec l'autotransformateur.
- A chaque minute, relever le volume de gaz sur la pipette.
- À la fin du test, laisser le montage refroidir, séparer l'élément chauffant et le bêcher.
- Attendre environ 90 minutes supplémentaires avant le prochain test.

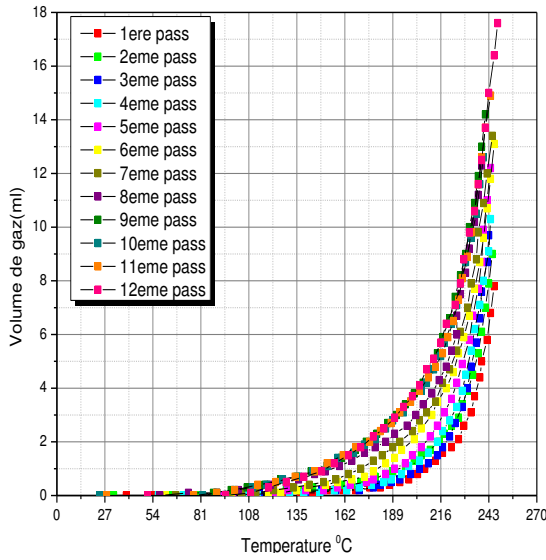
Pour nos essais, la température initiale était 25- 26C°, la tension appliquée 10V, est l'intensité du courant et d'environ 18.9 A



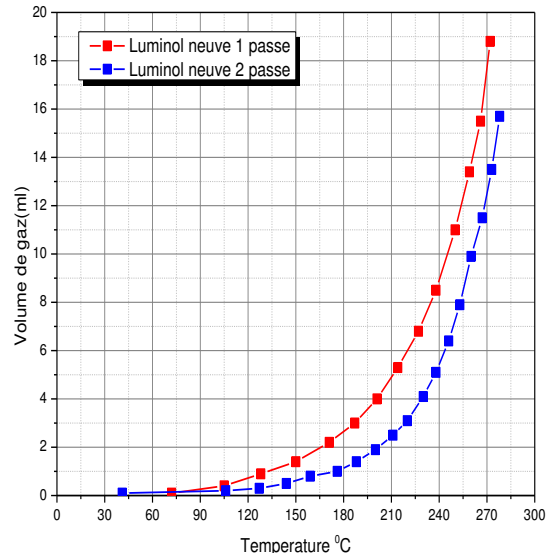
**Fig.IV.2.3** Déroulement du test de stabilité thermique sur le prototype 'hot spot'[Boud 2012]

#### **A) Mesure de la tendance au gazage sous contrainte thermique**

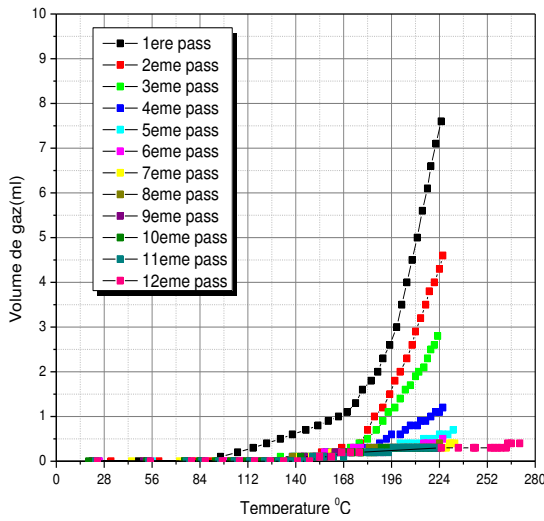
Des quantités des huiles neuves d'environ 800 ml sont soumises à plusieurs passages sous contrainte thermique localisée. Chaque passage dure 30 minutes ; à chaque minute nous lisons sur la pipette le volume des gaz dégagé et après cette période nous recueillons le liquide et mesurons les paramètres électriques et physico-chimiques.



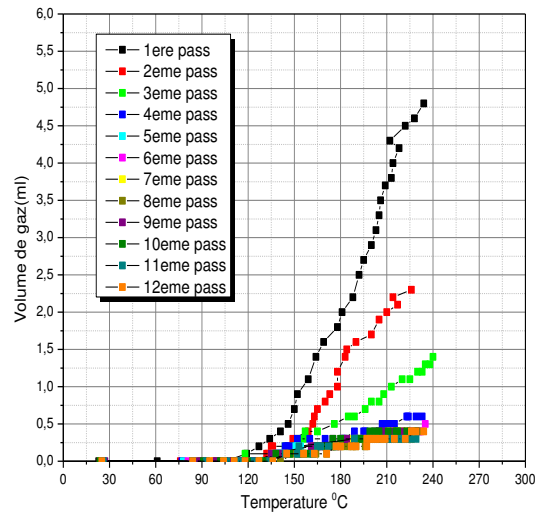
(a) Huile Nynas



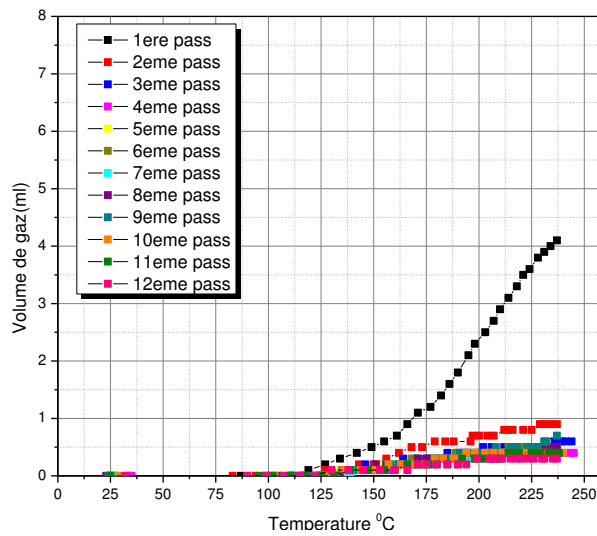
(b) Huile Luminol



(c) Ester Naturel eN



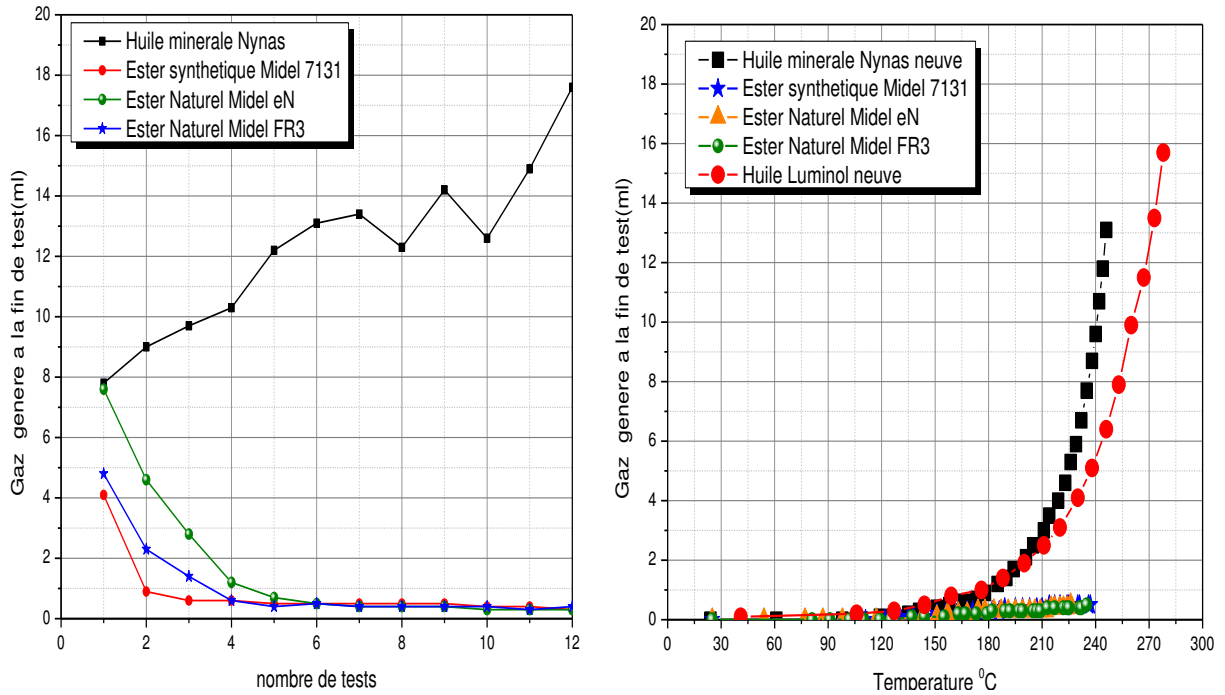
(d) Ester Naturel FR3



(e) Ester synthétique Midel 7131

Fig. IV.2.4 Influence du nombre de passages sous les points chauds sur le volume des gaz générés pendant 30min

D'après la figure IV.2.4, nous constatons que la tendance au gazage de l'huile minérale Nynas augmente en fonction du nombre de passages; par contre elle diminue pour l'huile Luminol, l'ester synthétique et l'ester naturel. Pour une vue plus claire, la figure IV.2.5 résume les résultats.



**Fig. IV.2.5** Comparaison des tendances au dégagement gazeux sous contrainte thermique locale pendant 30min pour différents liquides isolants neufs

Les esters synthétiques et les esters naturels sont plus stables que les huiles minérales. Cela peut être dû au fait que les esters contiennent des quantités considérables d'oléfines qui sont connues pour être oxydativement stables.

### B) Mesure de caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques telles que le facteur de dissipation électrique et la conductivité, sont mesurés par l'analyseur de fréquence IDA 200, dans une gamme de fréquences allant de 0,001 Hz à 1000 Hz.

De la figure IV.2.6, nous pouvons remarquer que l'huile minérale Luminol garde toujours la plus faible valeur de facteur de dissipation électrique et de conductivité par rapport aux autres types de liquides. Une légère augmentation est remarquée dans l'huile minérale Nynas, alors que l'ester synthétique marque un élan très important dans ses caractéristiques électriques après passage sous test d'échauffement local.



Quand à l'ester naturel (FR3), il a marqué une certaine stabilité après passage sous contrainte thermique local, interprétée par la faible variation du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité.

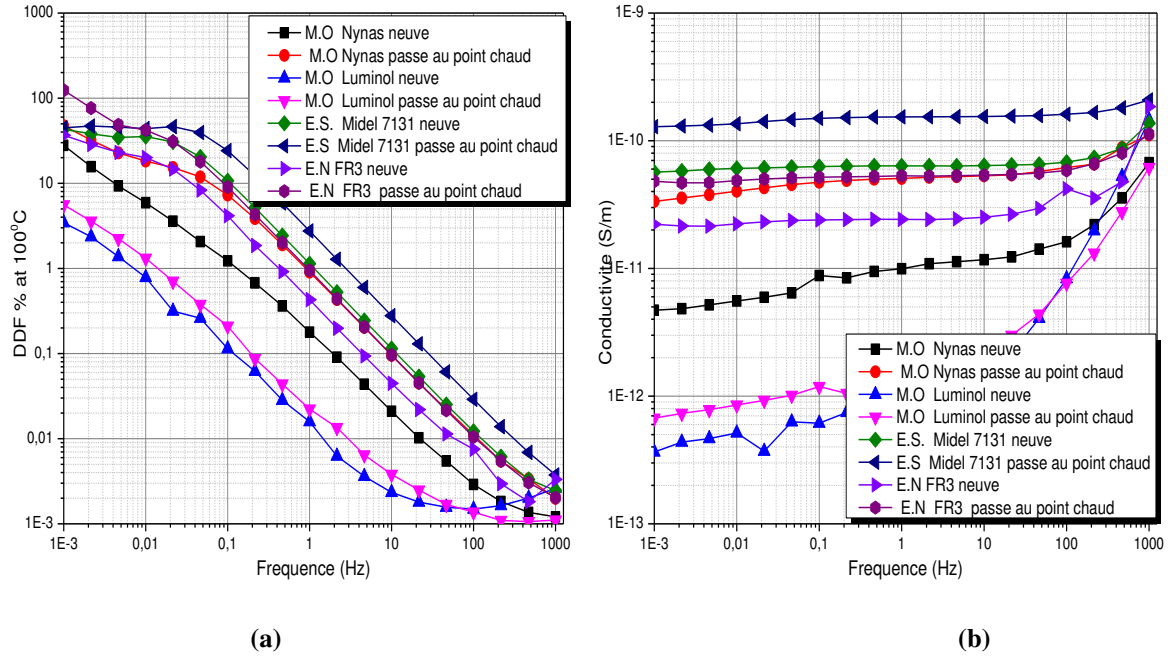


Fig. IV.2.6 Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique et de conductivité électrique pour différentes huiles neuves avant et après le test de point chaud

Pour une meilleure comparaison, les valeurs du facteur de dissipation diélectrique à une fréquence 60 Hz, avant et après le passage des liquides sous contrainte thermique locale, sont tracées sur un même graphe (figure IV.2.7).

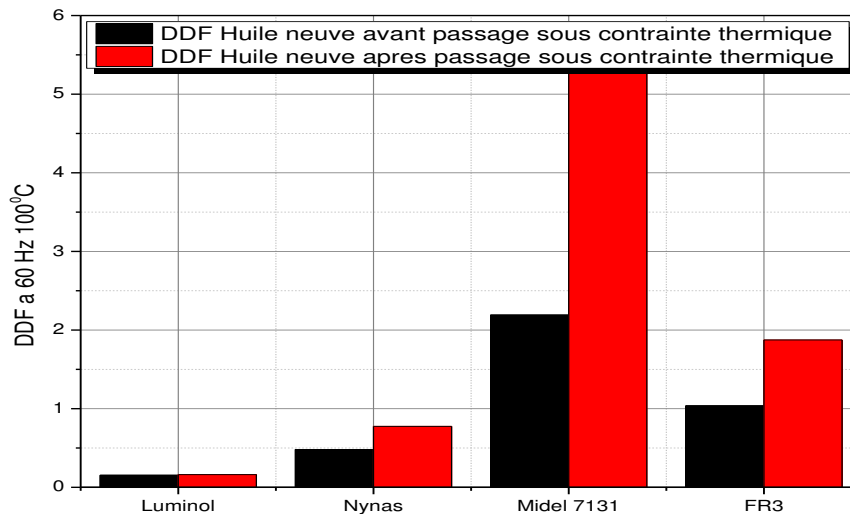


Fig. IV.2.7 Comparatif des valeurs de DDF à 60 Hz, pour différents liquides avant et après passage sous contrainte thermique locale.

### C) Caractéristiques physico-chimique

Les propriétés physico-chimiques telles que la turbidité, la teneur en eau, les produits de décomposition dissous et la tension interfaciale sont toutes mesurées conformément aux normes ASTM.

#### - Produits de décomposition dissous et turbidité

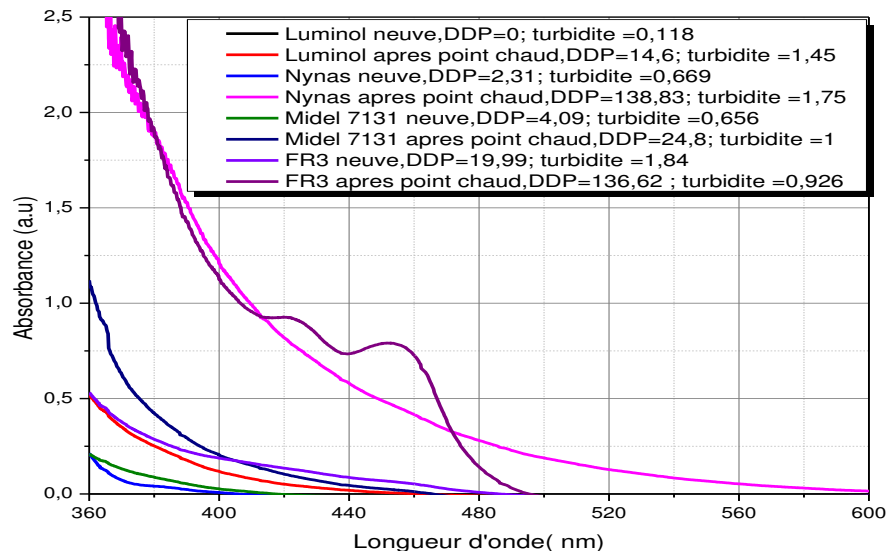


Fig. IV.2.8 Courbe de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous de différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique (point chaud)

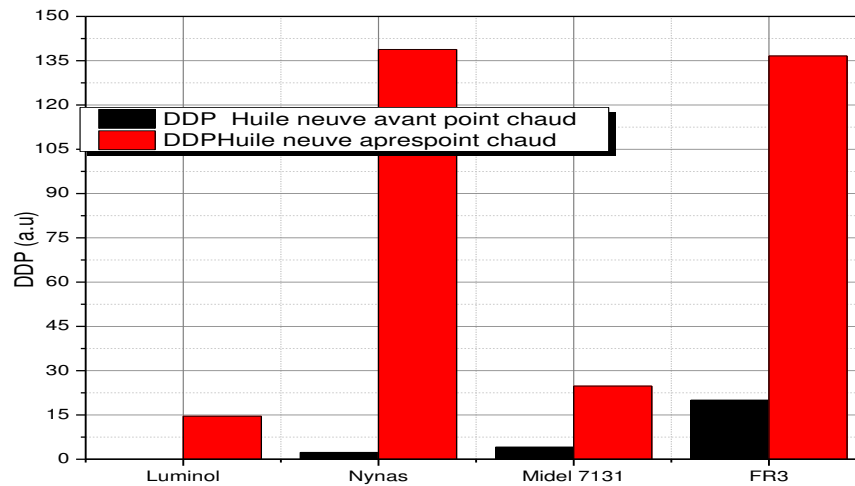


Fig. IV.2.9 Comparaison de valeurs de produits de décomposition dissous de différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique (point chaud)

Les résultats des figures IV.2.8 et IV.2.9 montrent que la contrainte thermique influe sur les produits de décomposition dissous des huiles isolantes. L'augmentation du DDP est plus grande pour les huiles minérales (Nynas) et les esters naturels (FR3).

D'autre part la turbidité (Figure IV.2.10) pour les huiles minérales et l'ester synthétique augmente après passage sous contrainte thermique locale, cependant elle diminue significativement pour l'ester naturel FR3. C'est dû probablement aux décompositions chimiques des produits insolubles et qui a fait augmenter les quantités des produits dissous, notons que la turbidité du FR3 à l'état neuf est la plus élevée due à l'existence de grosses molécules constituant l'huile végétale. Ces molécules sont alors susceptibles aux décompositions chimiques sous une contrainte thermique.

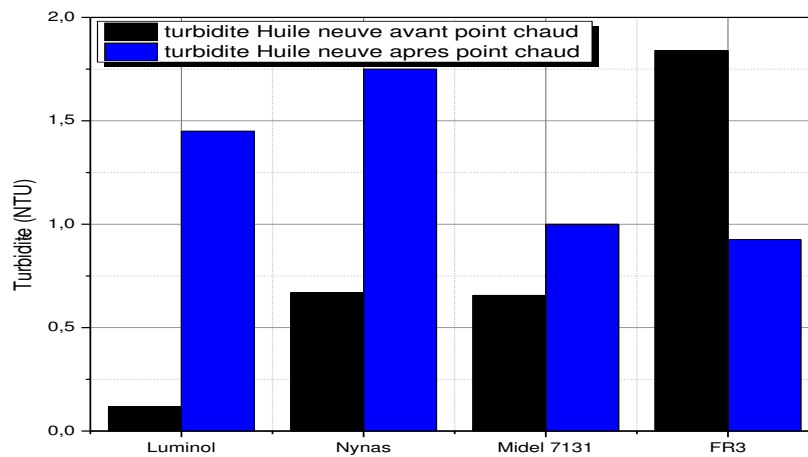


Fig. IV.2.10 Comparaison des valeurs de turbidité de différentes huiles neuves avant et après le passage sous la contrainte thermique locale (point chaud)

#### - Teneur en eau

La figure IV.2.11 montre la teneur en eau avant et après l'application de la contrainte thermique locale.

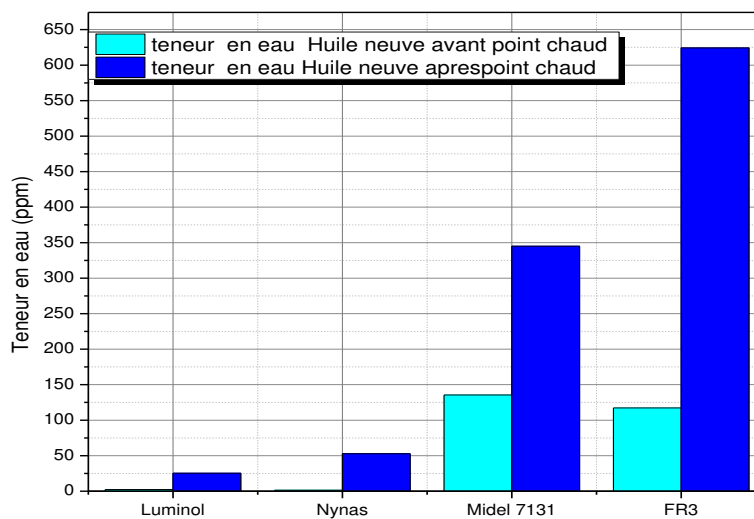


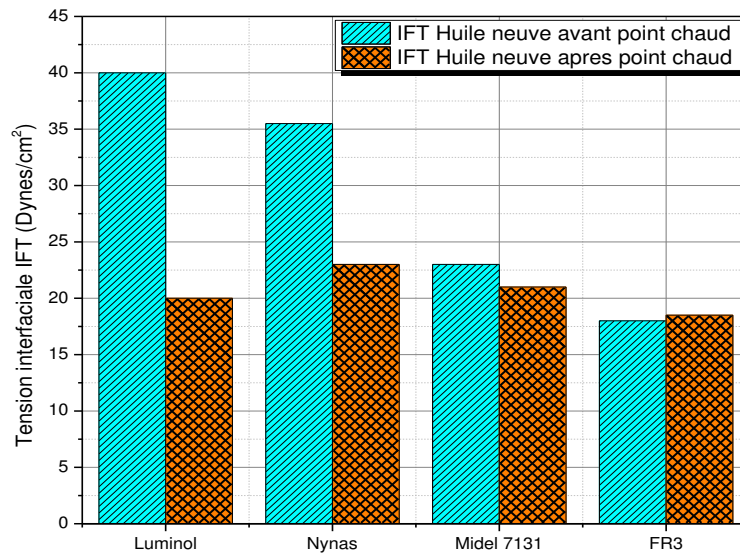
Fig. IV.2.11 Variation de la teneur en eau dans différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique locale (point chaud)

La figure ci-dessus met en évidence l'augmentation de la teneur en eau dans toutes les huiles soumises à la contrainte thermique locale. La température élevée provoque le processus de pyrolyse de l'huile où l'eau produite se dissout dans l'huile en augmentant l'humidité.

L'ester naturel présente la plus forte augmentation d'eau, c'est probablement dû à la grande sensibilité des huiles végétales à la décomposition thermique.

### - Tension interfaciale

La tension interfaciale diminue, indiquant l'augmentation des contaminants polaires dans l'huile, notamment pour l'huile minérale qui est le liquide le plus sensible aux contraintes thermique vue sa tendance élevée au dégagement de gaz (Figure IV.2.4).



**Fig. IV.2.12** la tension interfaciale dans différentes huiles neuves avant et après passage sous contrainte thermique locale (point chaud)

Les esters ne présentent pas un grand changement dans la tension interfaciale, spécialement l'ester naturel FR3. Ces esters tendent à se polymériser sous l'effet thermique (comme sous l'effet électrique). Cette polymérisation empêche la formation des produits polaires.

### D) Tests Infrarouge FTIR

La figure IV.2.13 montre un exemple de la transmittance mesurée par Infrarouge FTIR avant et après le test d'échauffement local :

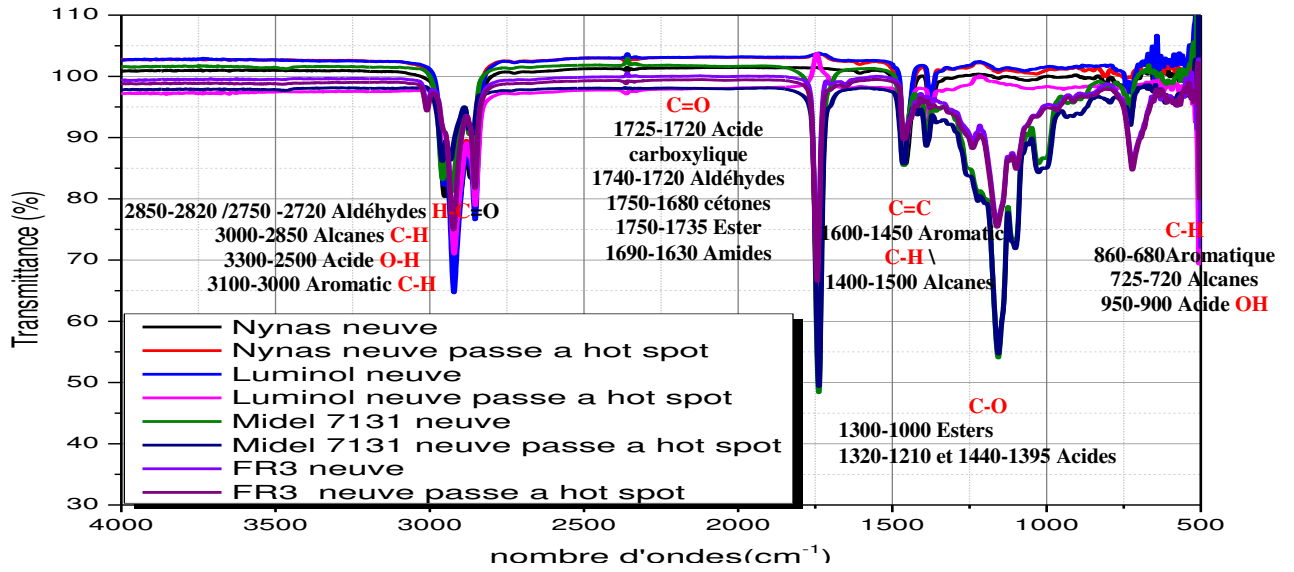
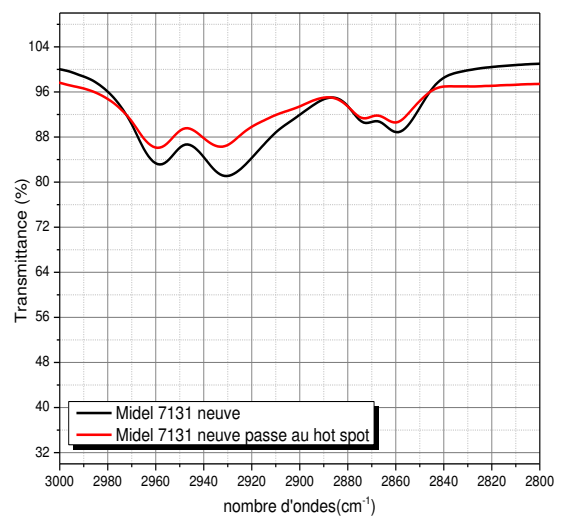
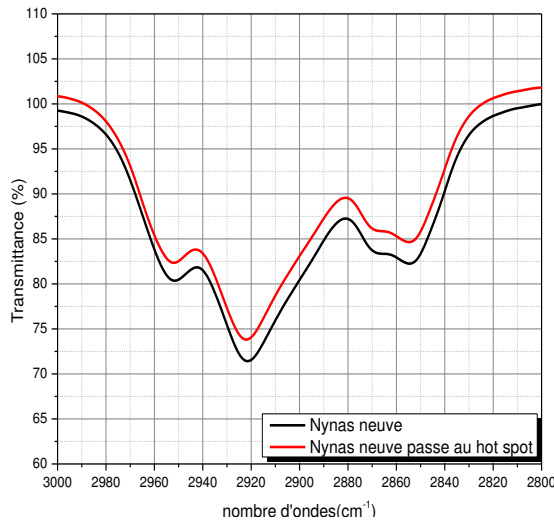
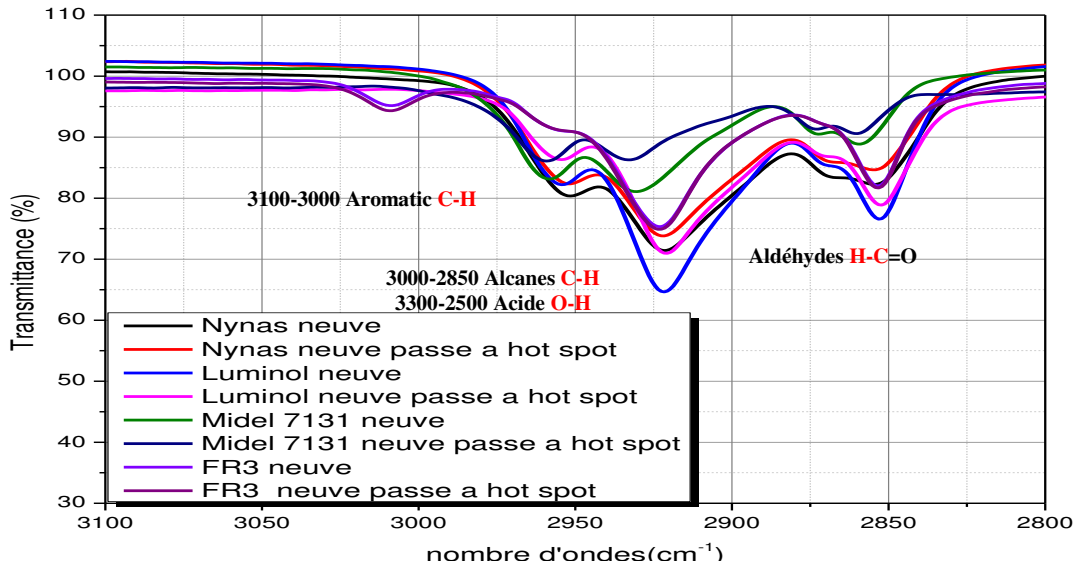


Fig. IV.2.13 Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme de 4000 à 500  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles neuves



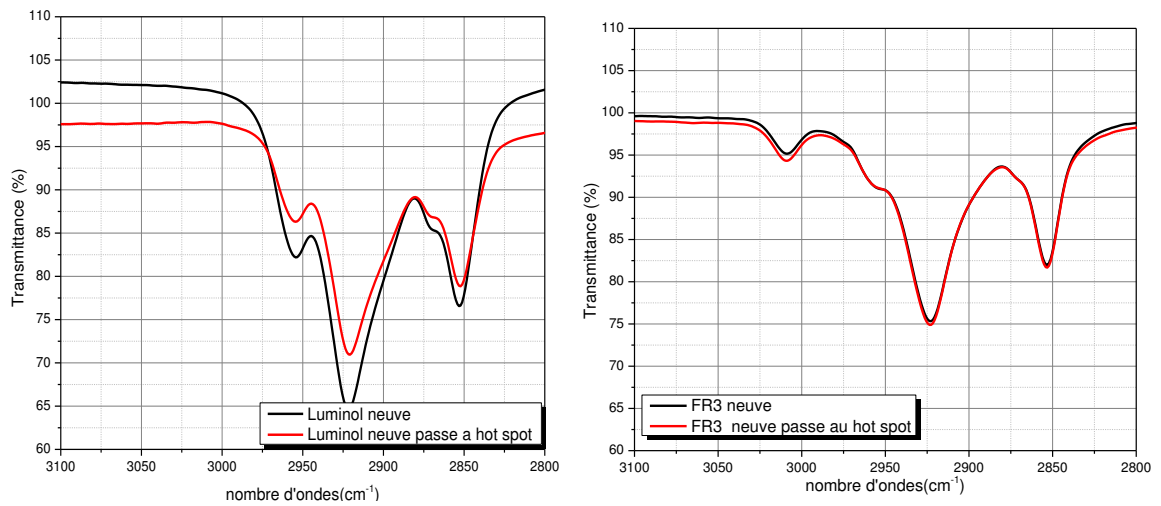


Fig. IV.2.14 Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 3000-2800  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles neuves

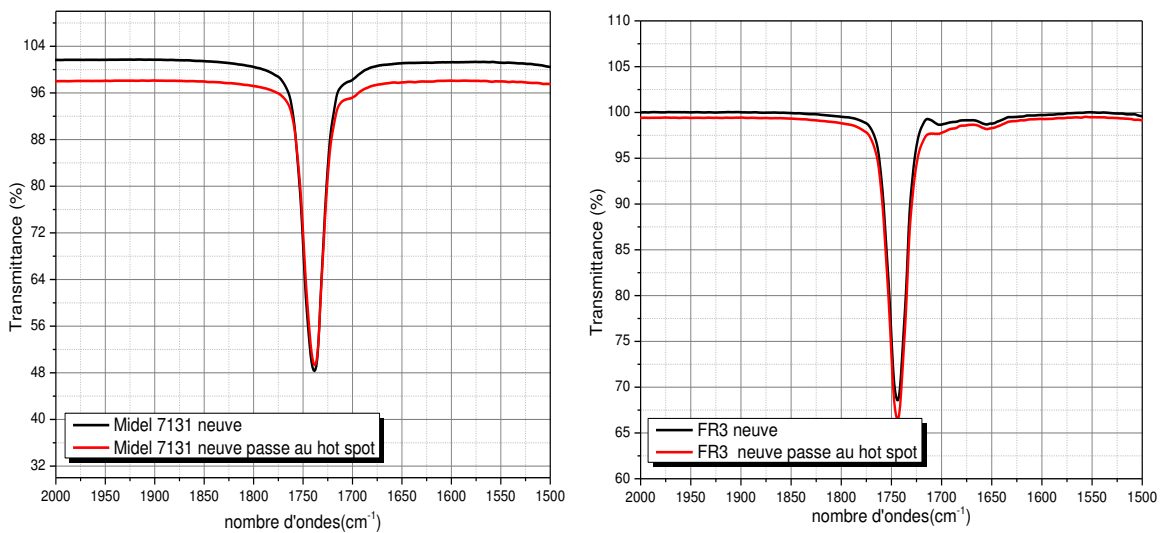
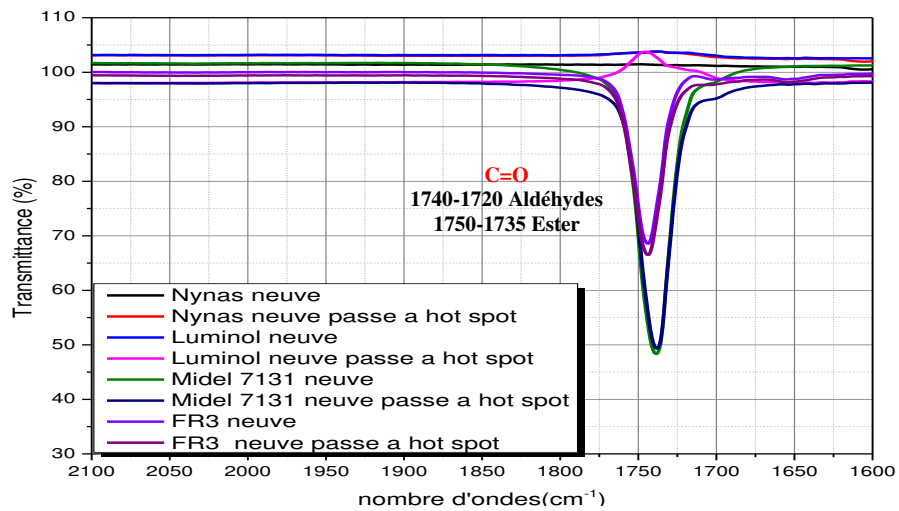


Fig. IV.2.15 Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 2000-1500  $\text{cm}^{-1}$  des différentes huiles neuves

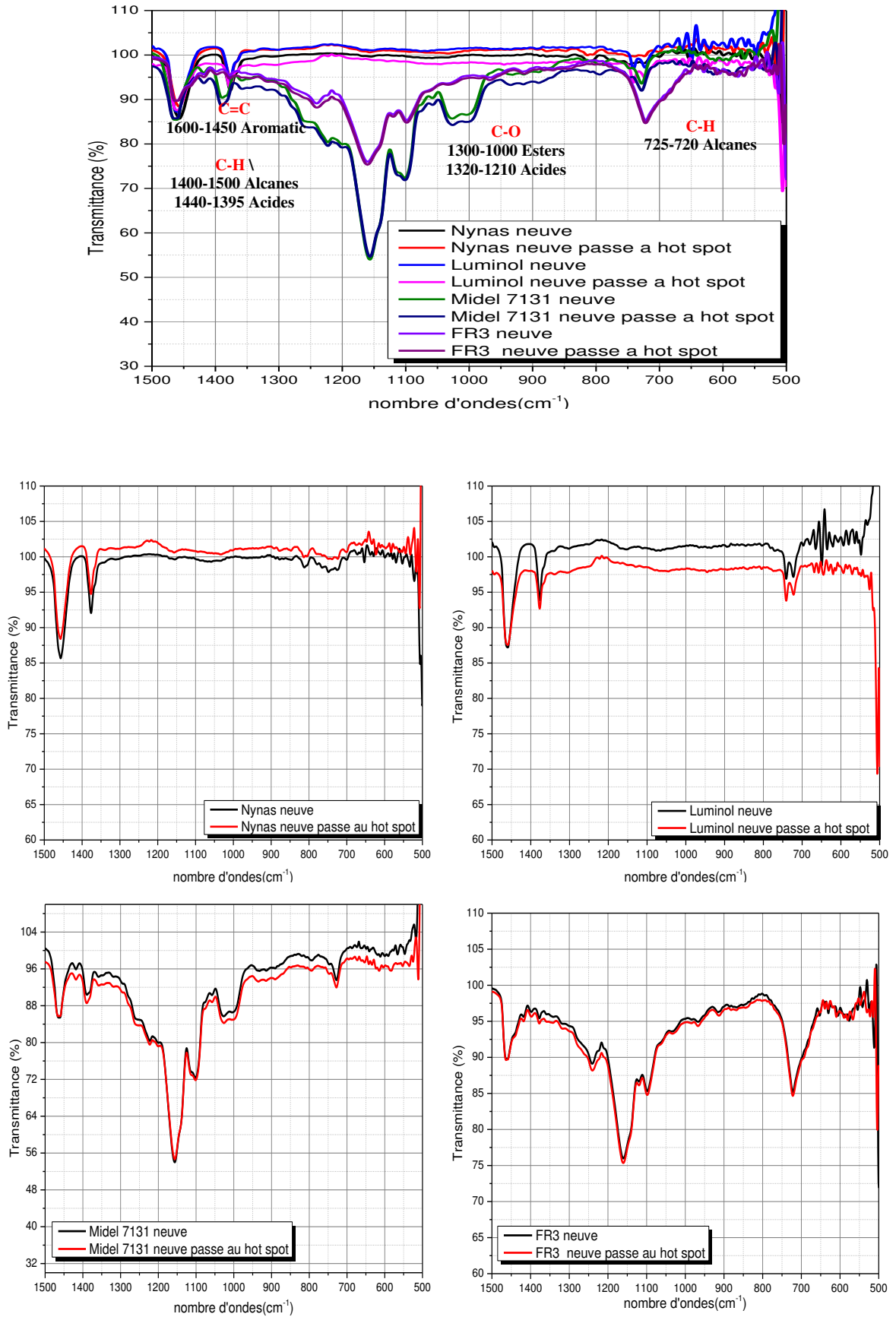


Fig. IV.2.16 Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 1500 -500 cm<sup>-1</sup> pour différentes huiles neuves

D'après les Figures IV.2.11-14 nous pouvons extraire les résultats suivants :

- Les aldéhydes, les acides et les hydrocarbures alcanes ont fortement diminué dans les huiles minérales et l'ester synthétique après le test du point chaud, alors qu'ils augmentent légèrement dans les esters naturels FR3. Les composés aromatiques présentés entre 3000 et 3100  $\text{cm}^{-1}$  dans l'ester naturel ont diminué après le test (figures IV.2.12).
- Les groupes (C=O) caractéristique de l'ester, confirmée par une bande intense vibrant autour de 1750  $\text{cm}^{-1}$  indiquant le lien C-O. Après le test du point chaud, l'ester naturel a révélé une augmentation dans la concentration de ces groupes, alors que l'ester synthétique a marqué une légère diminution.
- 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, et augmentent légèrement dans les esters (initialement à faible concentration).
- Les esters ont marqué une légère augmentation dans les concentrations des groupes alcane à 720  $\text{cm}^{-1}$ . (figures IV.2.15 et 16).



### IV.2.3 Stabilité des liquides vieilliss sous contrainte thermique

#### A/ Mesure de tendance au gazage sous contrainte thermique

Des quantités des huiles vieilles vont subir le même test qu'ont subit des huiles neuves sous un point chaud (voir point IV.2.2 A).

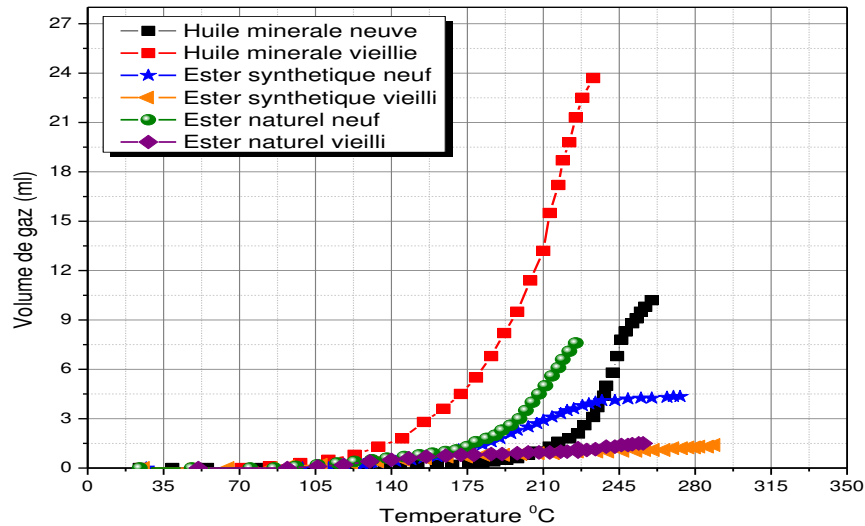


Fig. IV.2.17 Influence du vieillissement thermique sur la tendance au dégagement de gaz des différents liquides isolants vieilliss

Les résultats portés à la figure IV.2.17, montrent que la tendance au dégagement de gaz sous une contrainte thermique locale augmente pour les huiles minérales vieilliss, par contre, les esters vieilliss présentent une diminution de dégagement de gaz par rapport à l'état neuf. C'est probablement dû à la valeur très élevée du point feu des esters. Notons que les esters présentent un point feu autour de 330°C [Env 2001], alors que le point feu des huiles minérales est plus bas, autour de 160°C [UNEP 2002].

#### A) Mesure des caractéristiques électriques

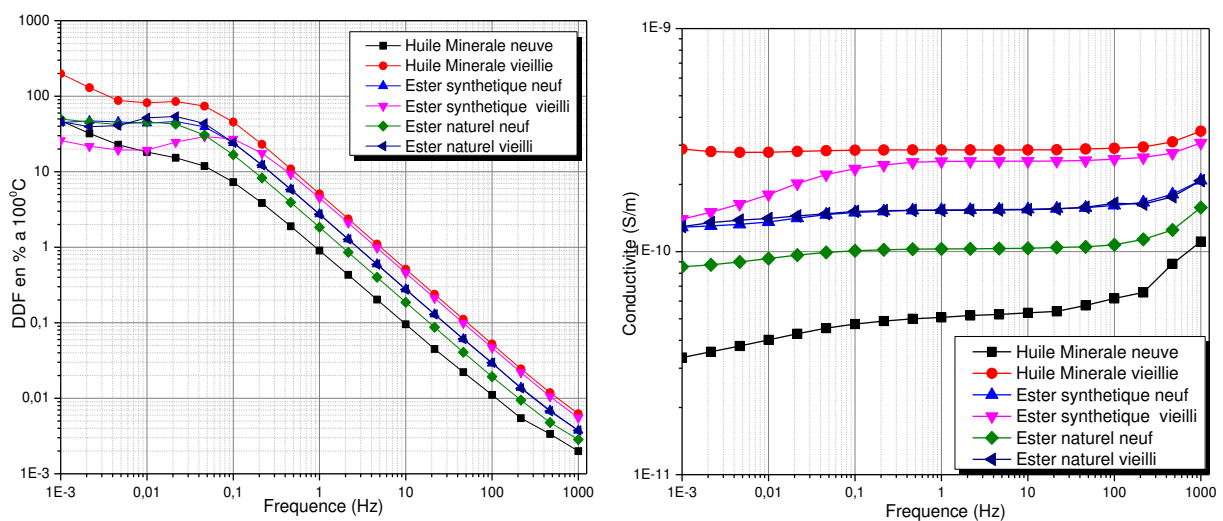


Fig. IV.2.18 Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité pour différentes huiles neuves et vieilliss après le test du point chaud

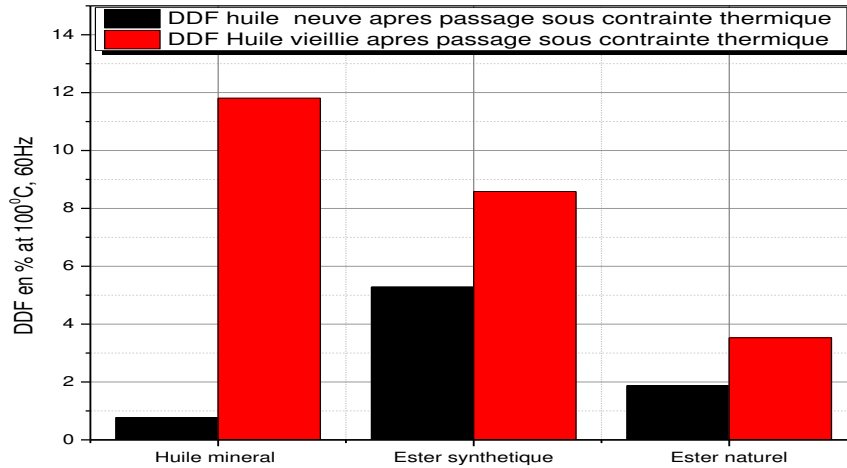


Fig. IV.2.19 Comparatif des propriétés électriques des différents liquides passés sous la contrainte thermique

Contrairement à l'état neuf, l'huile minérale vieillie est plus sensible au point chaud, sa valeur du facteur de dissipation électrique augmente brusquement quand elle est vieillie, c'est probablement due au taux de radicaux libres et les produits dissous formés au cours de processus d'oxydation, notons que les huiles minérale vieillies augmentent leur valeurs de DDP en fonction de période de vieillissement thermique, plus que les autres types de liquides.

Les propriétés électriques des esters sont les plus stables, le changement dans la valeur des paramètres électriques est léger par rapport aux huiles minérales.

### C) Caractéristiques physico-chimiques

#### - Produits de décomposition dissous et turbidité

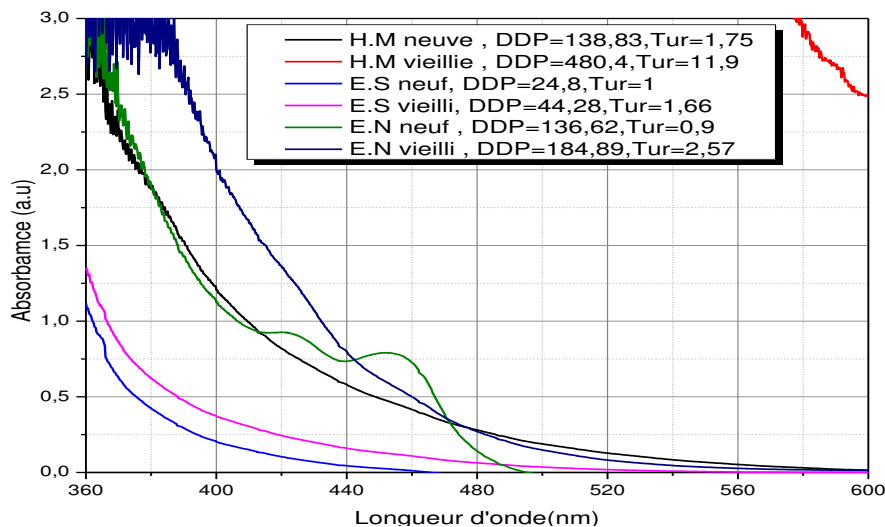
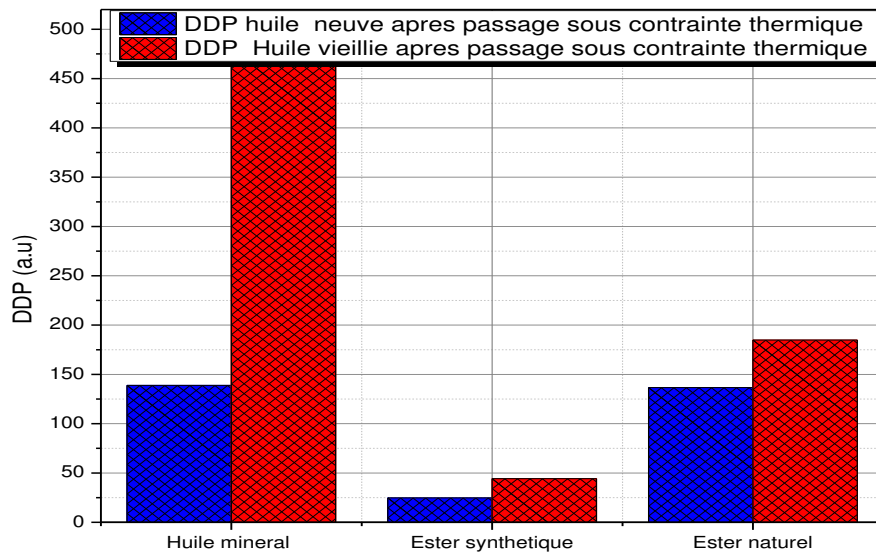
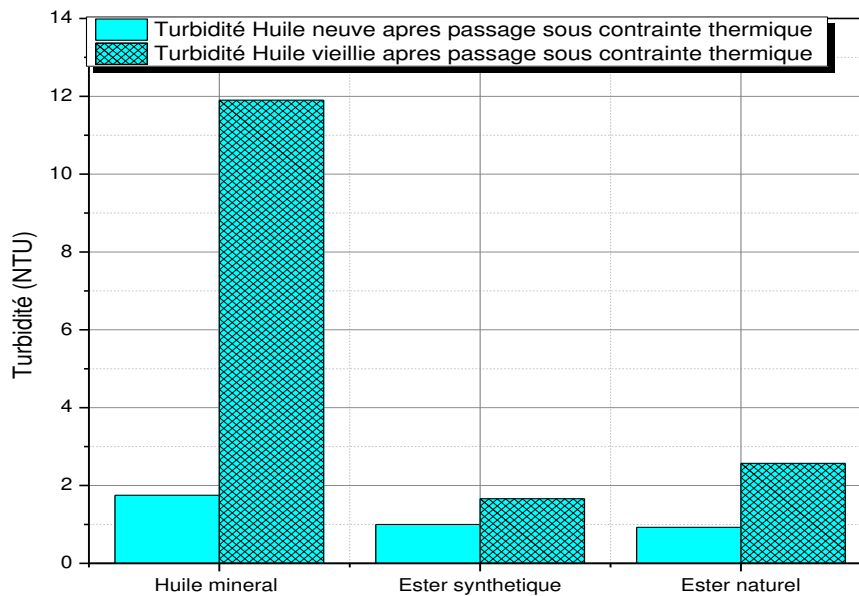


Fig. IV.2.20 Courbes de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous pour différentes huiles neuves et vieillies après le passage sous une contrainte thermique locale (point chaud)



**Fig. IV.2.21** Comparaison des quantités de produits de décomposition dissous pour différentes huiles neuves avant et après le passage sous la contrainte thermique locale (point chaud)



**Fig. IV.2.22** Comparaison des quantités des produits insolubles pour différentes huiles neuves avant et après le passage sous la contrainte thermique locale (point chaud)

L'application de défaut thermique local accentue l'augmentation des produits d'oxydation solubles et non solubles dans les huiles vieilles par rapport aux neuves. Cette augmentation est plus GRANDE pour les huiles minérales.

L'influence du vieillissement thermique et des produits d'oxydation générés au cours de ce processus est importante sur la sensibilité du liquide face aux contraintes thermiques.

- Tests Infrarouge FTIR

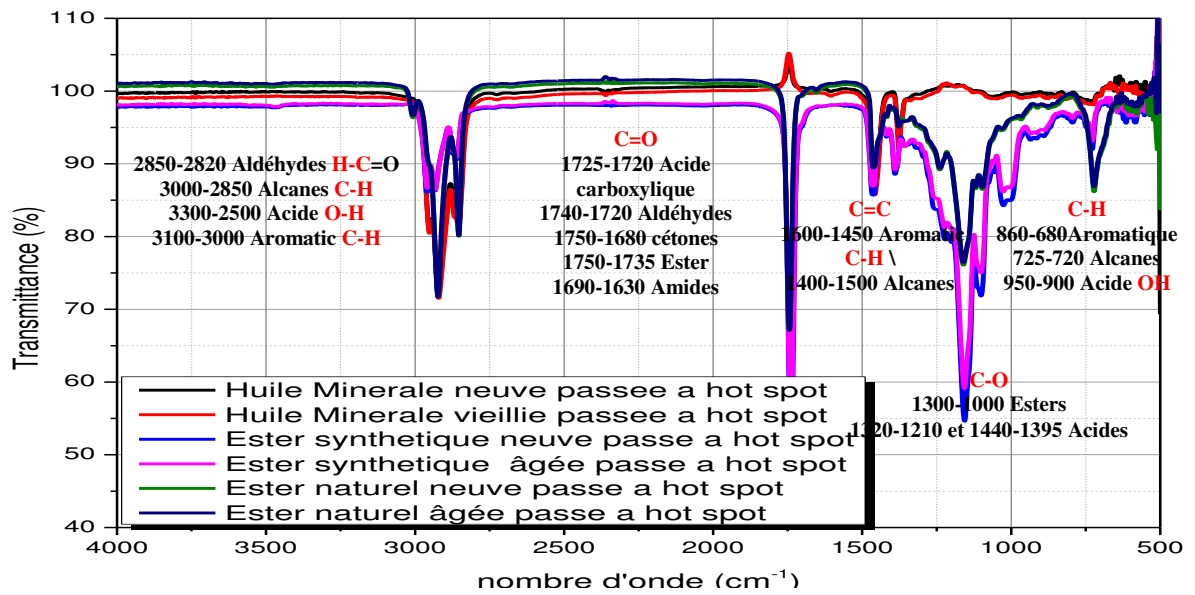


Fig. IV.2.23 Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 4000- 500  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles vieilles

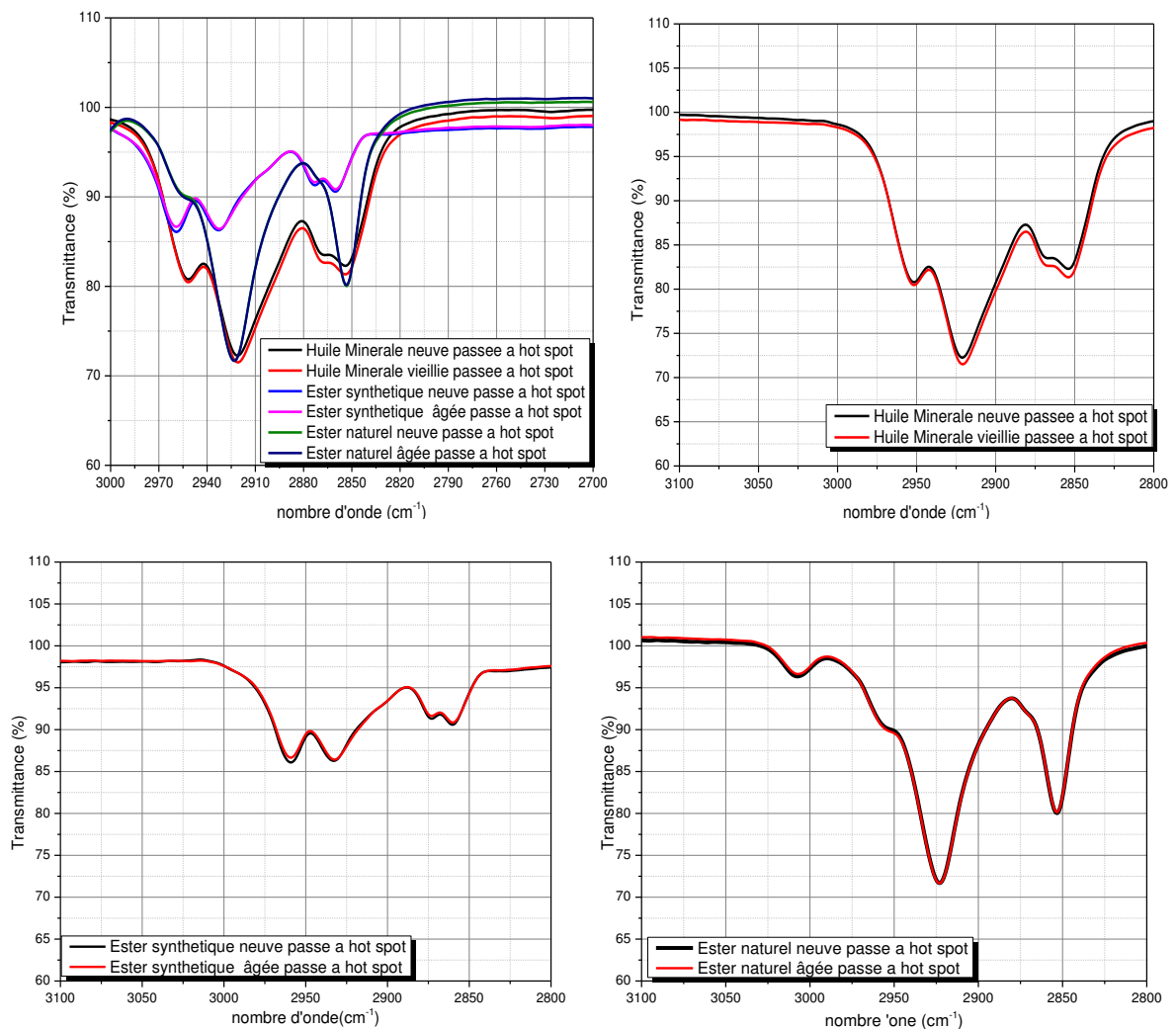


Fig. IV.2.24 Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 3000- 2700  $\text{cm}^{-1}$  pour différentes huiles vieilles

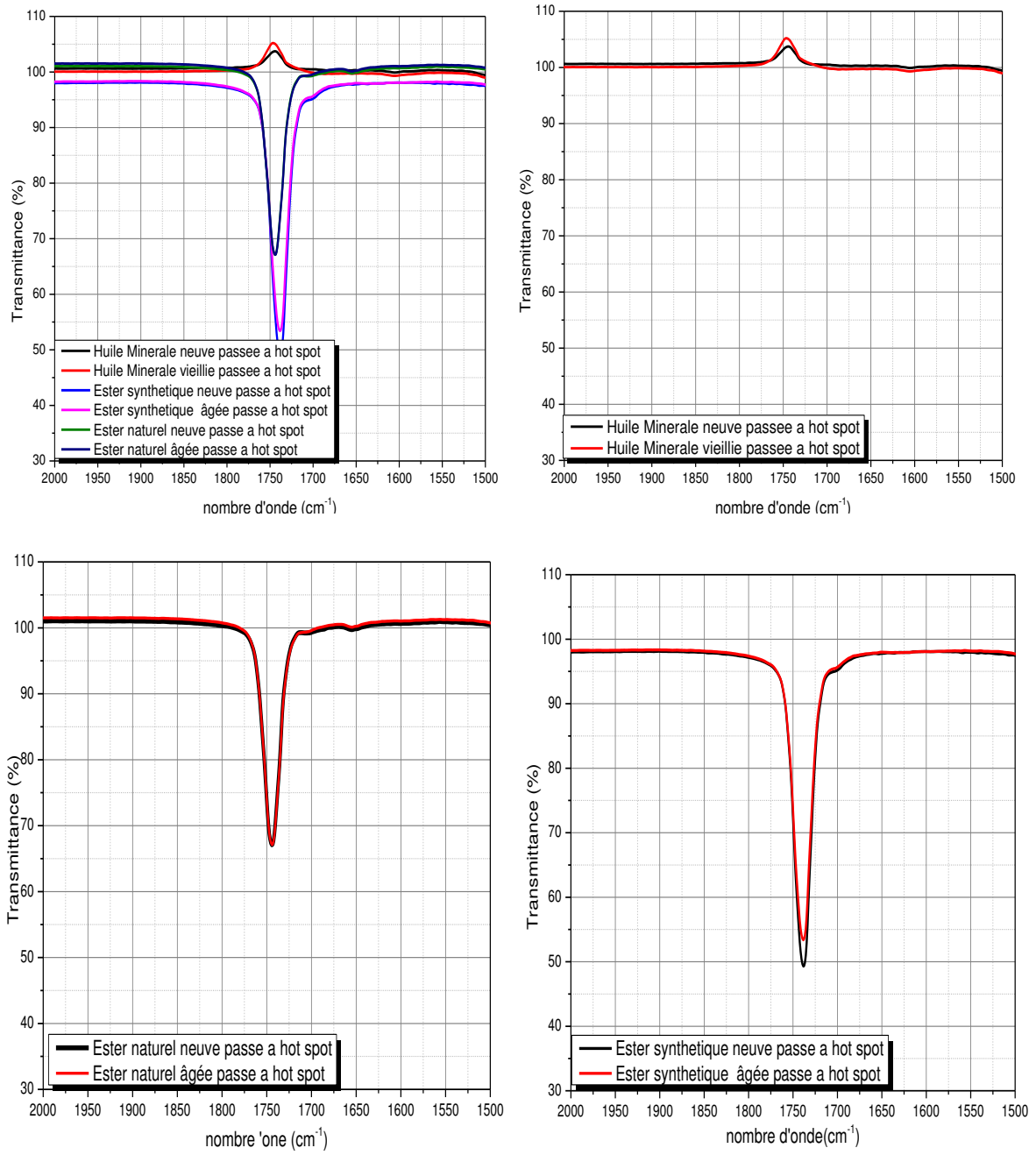
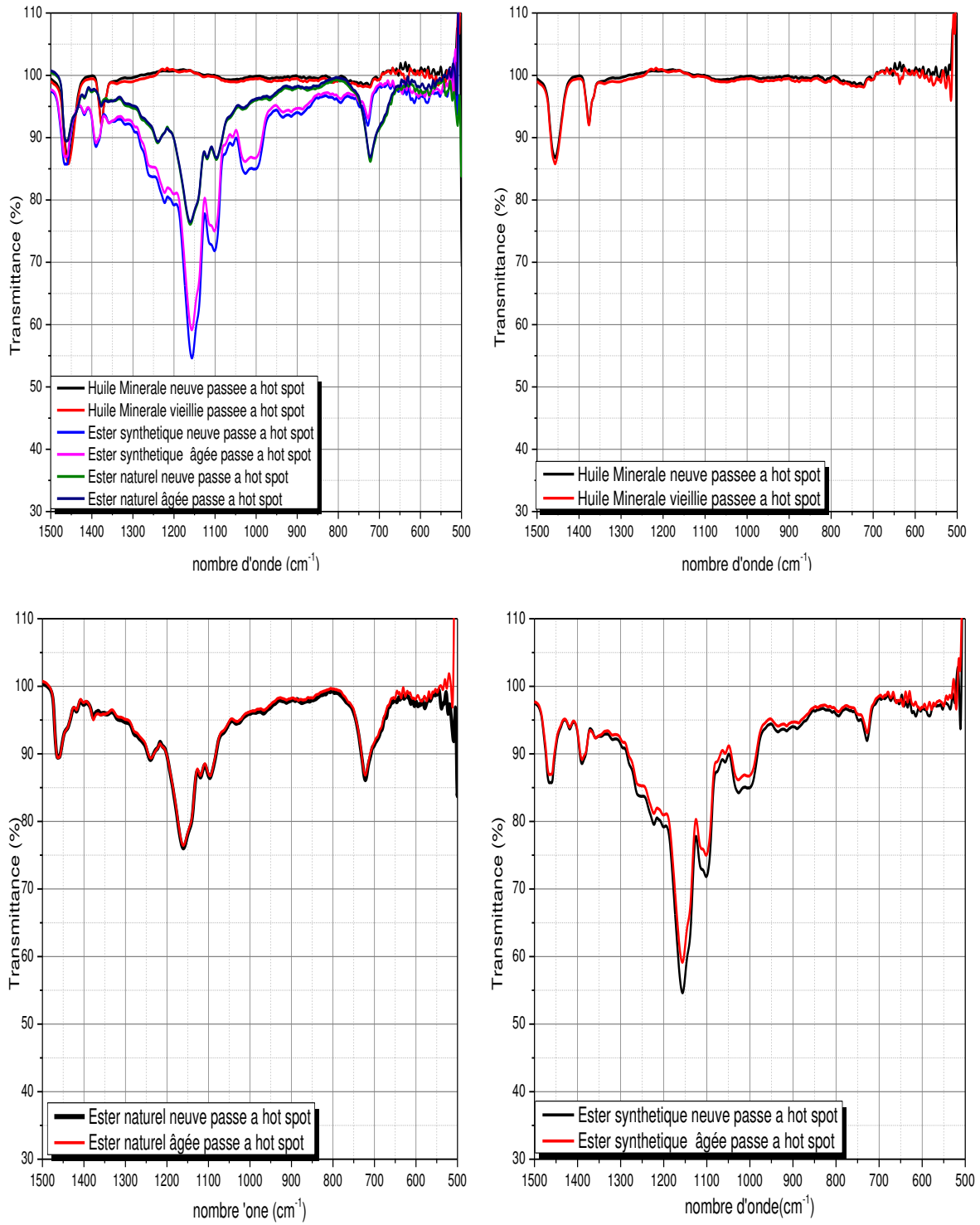


Figure IV.2.25 Influence de l'échauffement locale sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 2000-1500 cm<sup>-1</sup> pour différentes huiles vieilles



**Figure IV.2.26** Influence de l'échauffement local sur la transmittance mesurée par la spectroscopie infrarouge dans la gamme 2000-1500 cm<sup>-1</sup> pour différentes huiles vieilles

D'après les Figures IV.2.23-26 nous pouvons extraire les résultats suivants :

- Les huiles vieilles sont beaucoup plus influencées par l'échauffement local que celles neuves. Des variations importantes dans les concentrations des groupes fonctionnels dans l'huile minérale et l'ester synthétique, alors que l'ester naturel vieilli, présente une forte stabilité. (figure IV.2.23).
- Les aldéhydes, acides, hydrocarbures alcanes ont augmenté pour l'huile minérale et sont restés stables dans les esters. (figures IV.2.24).
- Les groupes (C=O) et (C-O) de l'ester, ont fortement diminué dans l'ester synthétique et restent stables dans l'ester naturel.
- Les deux faibles bandes des composés aromatiques dans l'huile minérale et l'ester synthétique ont été légèrement affectées, alors qu'elles restent stables dans l'ester naturel.
- Les esters n'ont pas marqué un changement des concentrations des groupes alcanes à 720  $\text{cm}^{-1}$ , cette bande est totalement absente dans l'huile minérale (figures IV.2.25 et 26).

#### IV.2.4 Récapitulation de la partie 2

Dans cette deuxième partie, nous avons étudié la stabilité de différents liquides isolants de transformateurs neufs et vieillis sous contrainte thermique. Les caractéristiques de chaque huile ont été mesurées et comparées, afin d'examiner le comportement des huiles face à une telle contrainte, et de voir les avantages et les inconvénients de chaque type d'huile.

A partir des résultats expérimentaux obtenus nous pouvons conclure ce qui suit:

- Les esters synthétiques et les esters naturels neufs sont plus stables que les huiles minérales. Les esters diminuent leurs dégagements de gaz en fonction du temps et de la température, alors que le volume de gaz dégagé par les huiles minérales augmente.
- La tendance au dégagement de gaz augmente pour les huiles minérales vieilles, par contre, les esters vieillis présentent une diminution de dégagement de gaz par rapport à ceux à l'état neuf. C'est probablement dû à la valeur très élevée du point flash des esters.
- L'huile Luminol est plus stable que l'huile Nynas. Cette différence doit être attribuée à la fabrication et au raffinement de chaque huile même pour celles qui sont de la même famille (huiles minérales). Donc les liquides isolants doivent être fabriqués avec soin pour améliorer leur tendance au gazage.
- Les caractéristiques électriques des liquides isolants soumis à une contrainte thermique locale ont changé. Après le passage sous le test d'échauffement local les huiles

minérales gardent toujours la plus faible valeur du facteur de dissipation électrique et de conductivité par rapport aux autres types de liquides, l'ester synthétique marque des très fortes valeurs. Les caractéristiques physico-chimiques ont été aussi influencées par la contrainte thermique, le DDP, la turbidité et la teneur en eau augmentent alors que la tension interfaciale diminue.

- Les liquides vieillis sont plus sensibles aux contraintes thermiques que ceux neufs. Leurs caractéristiques sont fortement affectées.
- Le test FTIR a révélé des changements remarquables des concentrations des groupes fonctionnels dans les huiles neuves et vieilles après le passage sous une contrainte thermique locale. L'ester naturel âgé prouve une forte stabilité traduite par des pics infrarouges identiques à ceux de l'état neuf.



# *Partie 3*

## *Etude de l'impact de contraintes multiples sur les isolants liquides*

<i>IV.3.1 Introduction</i>	<i>196</i>
<i>IV.3.2 Procédures expérimentales</i>	<i>197</i>
<i>IV.3.3 Test de stabilité</i>	<i>198</i>
<i>IV.3.4 Mesure des caractéristiques électriques</i>	<i>200</i>
<i>IV.3.5 Mesure des caractéristiques physico-chimiques</i>	<i>202</i>
<i>IV.3.6 Récapitulation de la partie 3</i>	<i>205</i>

### IV.3.1 Introduction

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.

Il a été signalé dans les chapitres précédents, que la décomposition des chaînes d'hydrocarbures sous diverses contraintes, génère non seulement des gaz, mais aussi une grande concentration de radicaux libres qui restent dans la phase liquide. Ces composés instables peuvent capturer des électrons libres, devenant ainsi des porteurs de charge qui augmentent le facteur de dissipation de l'huile. Ils peuvent aussi se combiner pour générer des particules ayant de grands poids moléculaires. De telles molécules sont insolubles dans le liquide. Ces produits de décomposition diminuent la capacité d'huile pour dissiper la chaleur.

Nous avons aussi constaté d'après les différents essais expérimentaux, que la dégradation des propriétés des isolants liquides est différente d'un type à l'autre : l'ester prouve une robustesse sous le champ électrique et la contrainte thermique malgré sa viscosité et sa teneur en eau élevée alors que l'huile minérale décèle une vitesse de dégradation très rapide.

Dans ce chapitre, nous essayons de connaître par divers scénarios expérimentaux les comportements de liquides isolants sous diverses contraintes et suivre l'évolution des différents paramètres, en particulier lorsque plusieurs contraintes sont appliquées ensemble.

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.

Vu la complexité de ce test, nous allons appliquer simultanément trois types de contraintes sur l'huile minérale, l'ester synthétique et l'ester naturel et voir leur interaction.

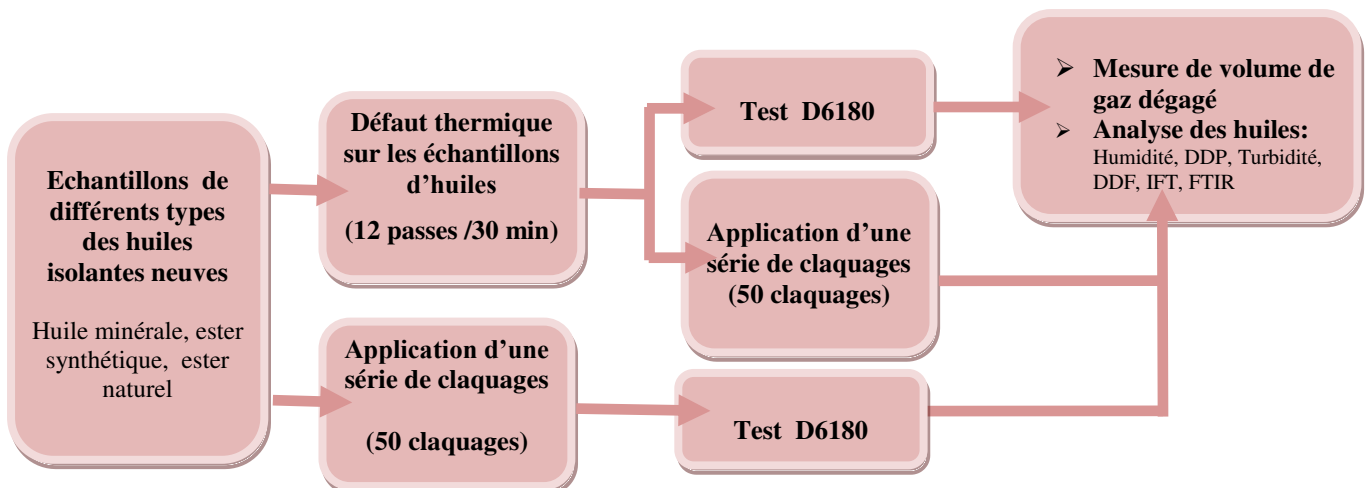
L'objectif visé dans cette partie, est de prouver que les mécanismes de dégradation dans les transformateurs remplis d'huile minérale sont différents que ceux dans un transformateur rempli d'ester, d'où les normes de diagnostic doivent être ajustées selon le type d'isolation. L'applicabilité d'un certain nombre de paramètres électriques et physicochimiques, y compris la valeur de l'acidité, facteur de dissipation diélectrique (DDF), la viscosité et la couleur pour évaluer la qualité des fluides alternatifs, est possible (voir le tableau III.3 du chapitre III). Pour la plupart, les mêmes tests utilisés pour évaluer les huiles minérales sont utilisés pour évaluer la silicone, les esters naturels et synthétiques [Jan 2016]. Mais les résultats et la signification des tests sont interprétés différemment.

Il est important de noter, que l'idée de cette étude est nouvelle, et que plus de recherches et d'essais sont nécessaires pour confirmer ses résultats.

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 d'une série de claquages sur des échantillons des huiles neuves.
- Application du test D6180 sur les échantillons des huiles qui ont subit la série de claquages;
- Analyses physicochimiques des échantillons.
- Interprétation des résultats.

La méthodologie est résumée par le diagramme synoptique de la figure IV.3.1



**Fig. IV.3.1** Méthodologie expérimentale adoptée pour l'étude de contraintes multiples.

### IV.3.2 Procédures expérimentales

800 ml de l'huile est soumise à une contrainte thermique, après, une partie de cette huile sera exposée au champ électrique selon la norme D6180,

- 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 huile sera exposée au champ électrique selon la norme D6180.
- Notons que dans cette partie, le test de stabilité est appliqué comme une méthode de diagnostic en mesurant les gaz générés sous un champ électrique.

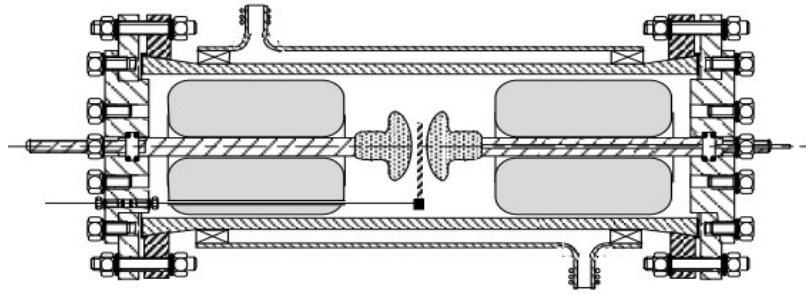


Fig. IV.3.2 Schéma de l'appareil utilisé pour l'essai du claquage de l'huile.

### IV.3.3 Test de stabilité

Les échantillons sont soumis sous test de stabilité. Les résultats sont portés dans les figures suivantes.

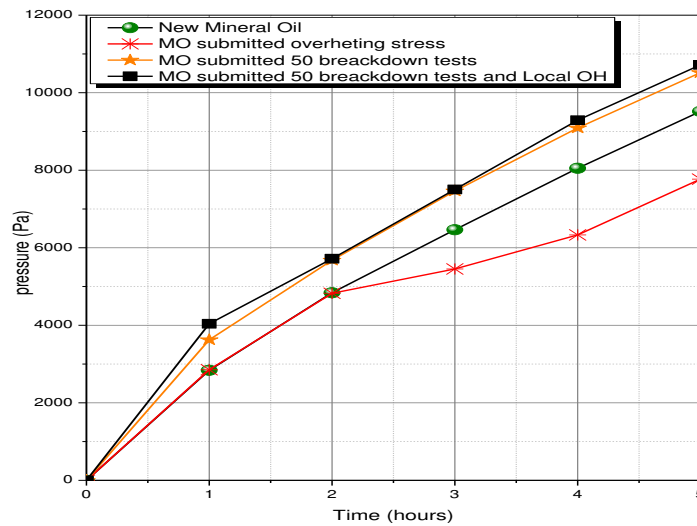


Fig. IV.3.3 Résultats expérimentaux de gassing sous champ électrique des échantillons d'huile minérale soumis à plusieurs types de contraintes.[Boud 2013]

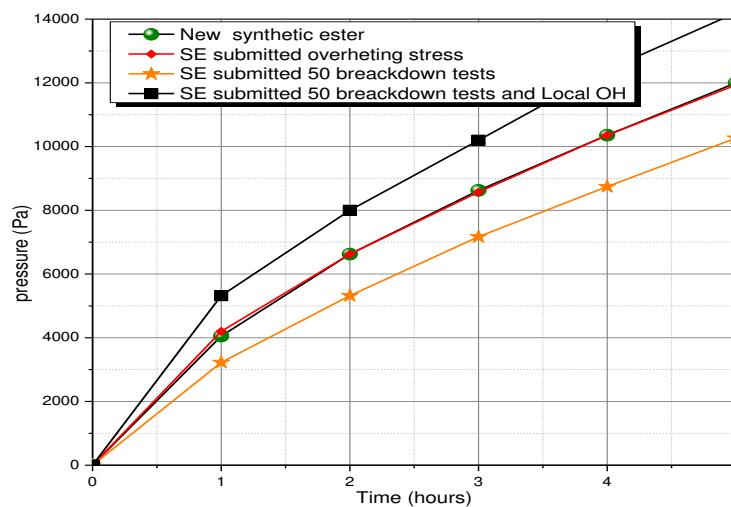
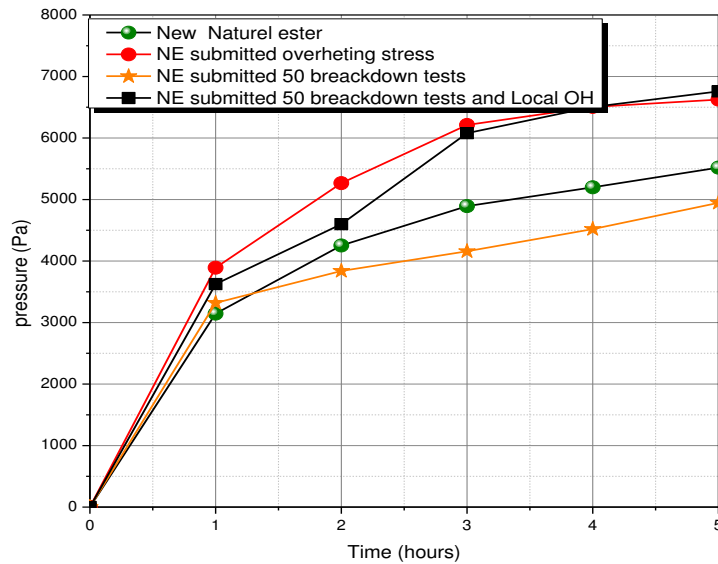


Fig. IV.3.4 Résultats expérimentaux de gassing sous champ électrique des échantillons d'ester synthétique soumis à plusieurs types de contraintes.



**Fig. IV.3.5** Résultats expérimentaux de gassing sous champ électrique des échantillons d'ester naturel soumis à plusieurs types de contraintes.

D'après les figures ci-dessus, nous pouvons remarquer que l'huile minérale soumise initialement à un surchauffement local (OH), génère moins de gaz sous un champ électrique. Ceci est attribué à la décomposition initiale sous contrainte thermique [Boud 2013] ce qui indique que l'huile minérale contient des quantités limitées des hydrocarbures instables.

L'échantillon de l'huile minérale sujet au claquage combiné à une contrainte thermique, présente le taux le plus haut de génération de gaz. Le défaut de décharge électrique, est connu comme le défaut le plus producteur des gaz, relativement aux autres types de défauts. Dans une huile minérale neuve, la quantité totale des gaz combustibles TCGG, générés sous décharge électrique est de 1.395.701 ppm, alors que celle générée sous contrainte thermique, seulement est de 784619 ppm [Gha 2012]. Dans une huile minérale vieillie, l'application d'une série de 50 claquages génère une quantité des gaz dissous de 9.172.109ppm [Gha 2012].

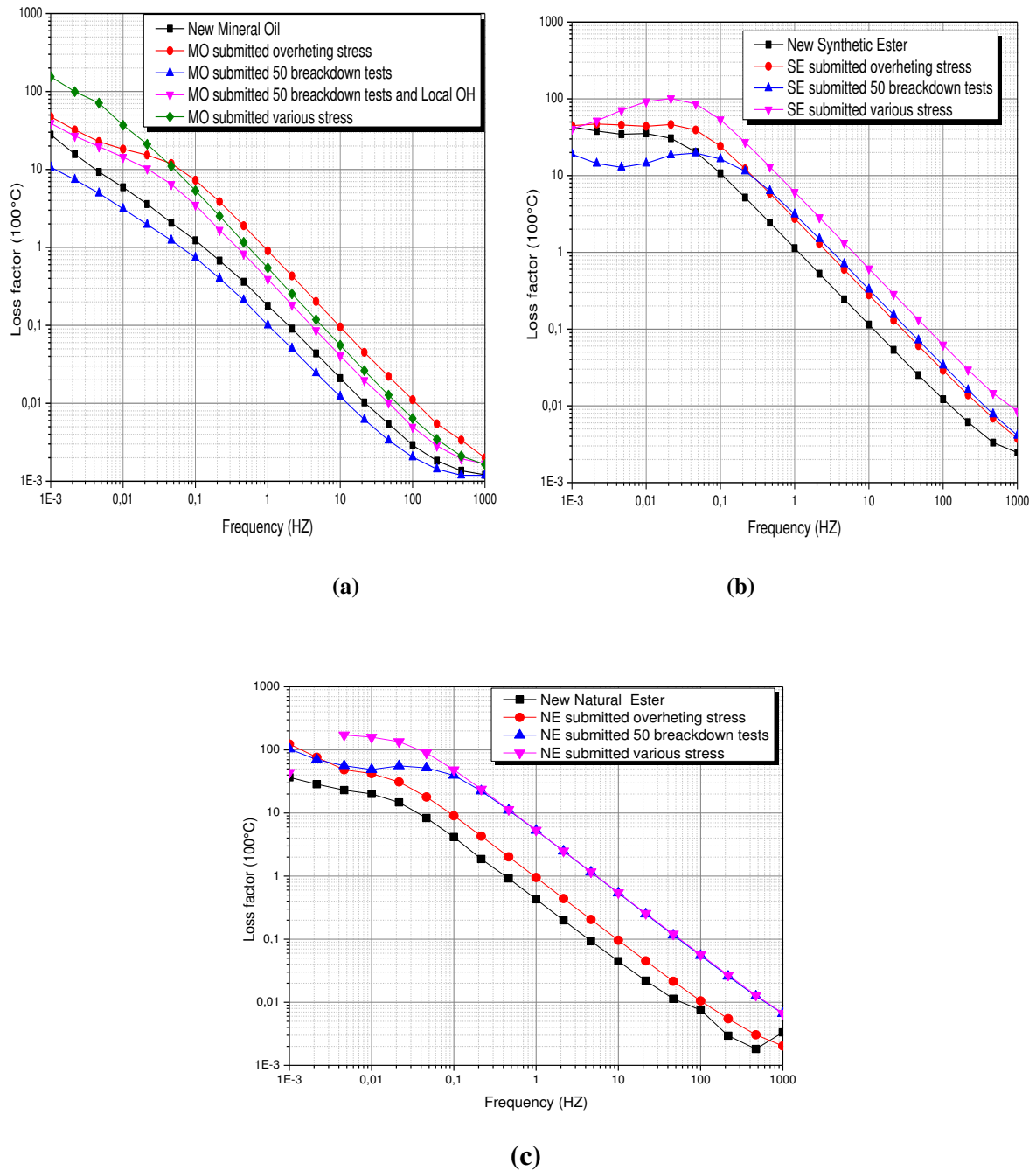
Les gaz générés restent dissous dans l'huile. Ces gaz dissous contribuent à l'augmentation de produits dissous (Figure IV.3.10), et de la pression dans la cellule de décharge

L'ester synthétique présente un diagramme de gassing différent de celui de l'huile minérale. La quantité de gaz générée des échantillons soumis initialement à une contrainte thermique, est similaire à celle à l'état neuf. Nous rappelons que l'ester synthétique a prouvé une grande stabilité sous la contrainte thermique (Chapitre IV, partie II), avec une faible quantité de produits dissous ; ce qui n'a pas aidé à produire une grande quantité de gaz émis sous le champ électrique. Le claquage de cet échantillon engendre une quantité importante de produits dissous qui participe à l'augmentation de la quantité de gaz générés.

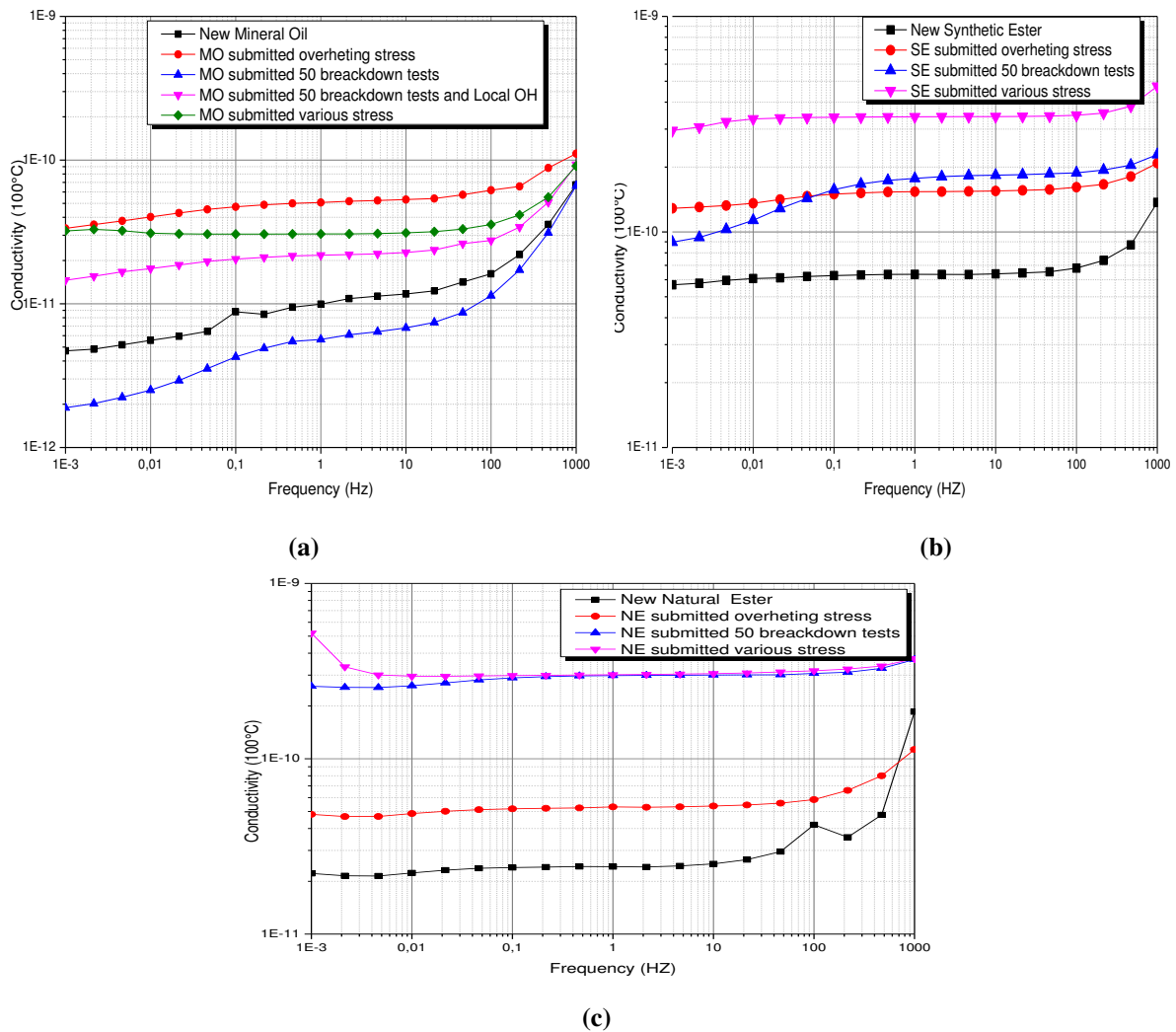
Contrairement à ces deux types de liquides, l'échantillon de l'ester naturel soumis initialement à une contrainte thermique génère une quantité de gaz plus élevée, fort probablement parce que ce type de liquide contient une grande quantité des hydrocarbures instables.

### IV.3.4 Mesure des caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques telles que le facteur de dissipation électrique et la conductivité, sont mesurées par l'analyseur de fréquence IDA 200, dans une gamme de fréquences allant de 0,001 Hz à 1000 Hz.



**Fig. IV.3.6** Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique sous des contraintes multiples  
 (a) Huile minérale ; (b) Ester synthétique ; (C) Ester Naturel



**Fig. IV.3.7** Balayage de fréquence de la conductivité électrique sous des contraintes multiples  
 (a) Huile minérale ; (b) Ester synthétique ; (C) Ester Naturel

Les figures IV.3.6 et IV.3.7 montrent respectivement la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité.

Comme nous pouvons le voir à partir de ces figures, les contraintes multiples affectent les propriétés électriques des liquides isolants. Sous la puissance fournie par l'interaction de ces contraintes, les molécules d'hydrocarbures sont décomposées, ce qui libère les atomes d'hydrogène et des radicaux libres [Boud 2013]. Ces derniers seront capturés par des gaz et forment des ions. L'accumulation de telles particules ionisées augmente le facteur de dissipation du liquide isolant. [Boud 2013]

Dans le cas de l'huile minérale, nous remarquons que les contraintes multiples font diminuer la conductivité. Les résultats reportés sur les figures IV.3.6 (a) et IV.3.7(a), montrent que l'interaction des contraintes n'a pas d'influence significative sur les propriétés électriques.

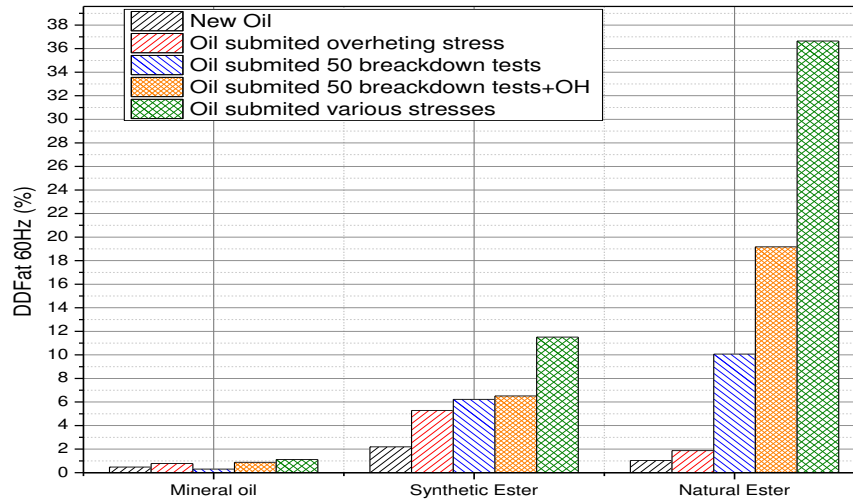
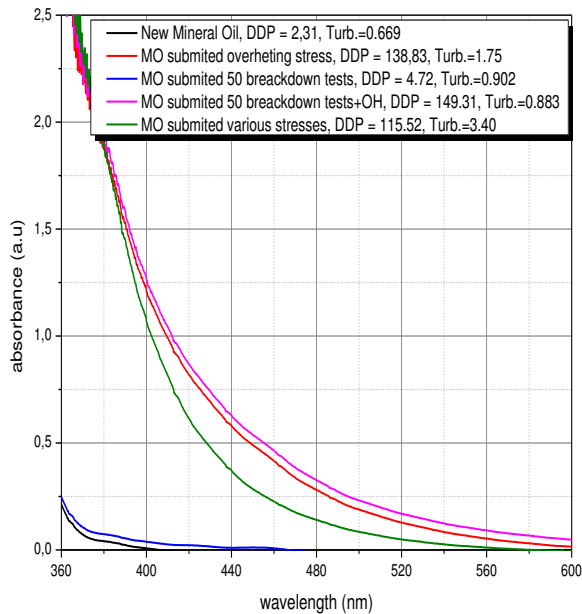


Fig. IV.3.8 Comparatif du facteur de dissipation diélectrique sous contraintes multiples pour différents liquides isolants

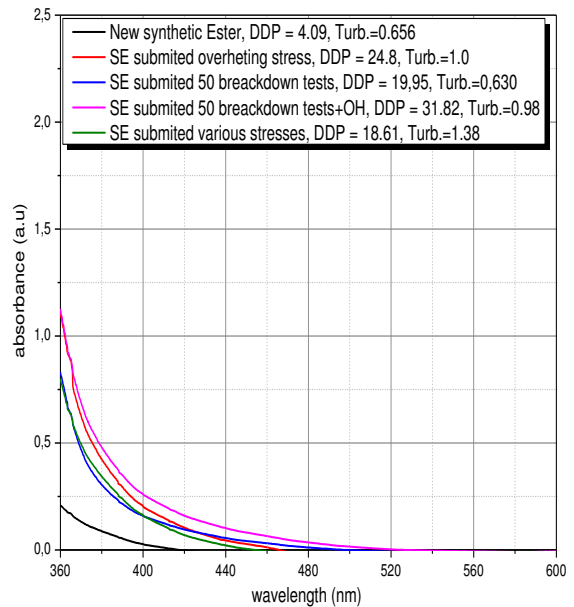
L’huile minérale garde toujours la valeur de  $\text{tg}\delta$  et la conductivité  $\sigma$  les plus basses comparativement avec les autres types de fluides.

### IV.3.5 Mesure des caractéristiques physico-chimiques

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

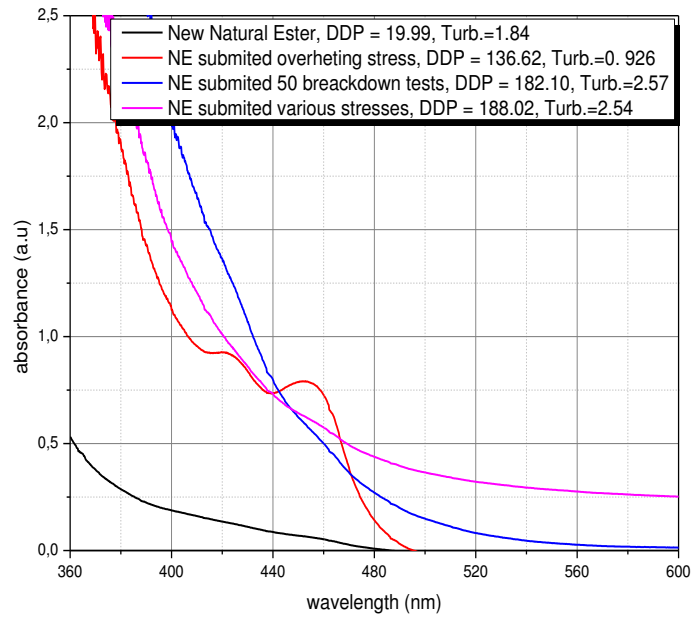


(a)



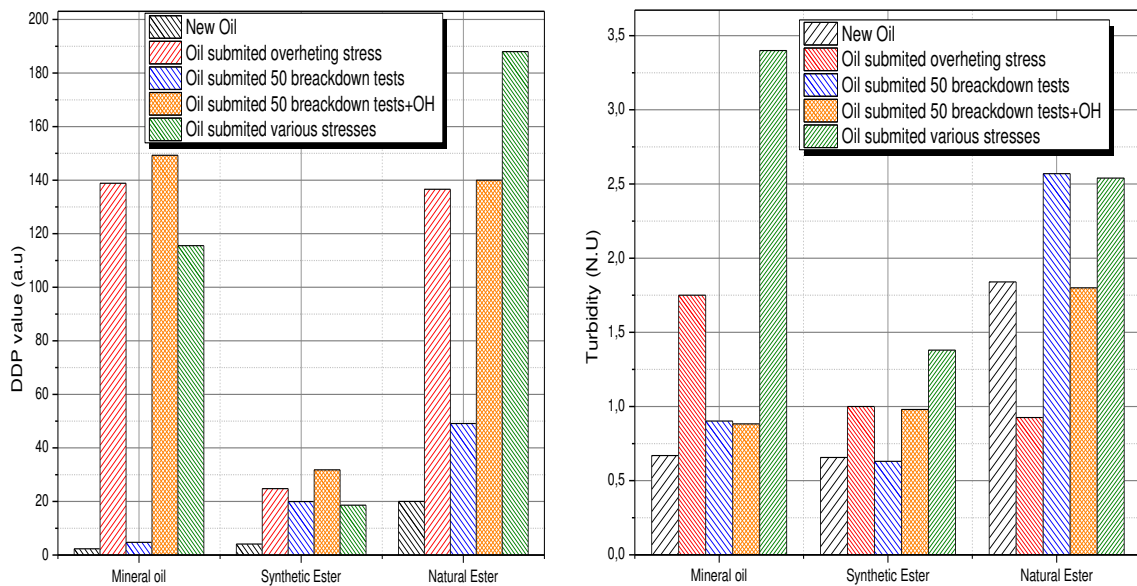
(b)





(C)

**Fig. IV.3.9** Courbes de l'absorbance illustrant les produits de décomposition dissous sous des contraintes multiples  
(a) Huile minérale ; (b) Ester synthétique ; (C) Ester Naturel



(a)

(b)

**Fig. IV.3.10** Comparatif de produits solubles et insolubles pour différents liquides sous des contraintes multiples  
(a) DDP ; (b) Turbidité

Les figures IV.3.9 et IV.3.10, montrent 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 [Boud 2013]. 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.

### B) Teneur en eau

La teneur en eau est déterminée par le colorimètre Karl Fischer selon la norme ASTM D1533. La figure IV.3.11 présente une comparaison de la teneur en eau des différents échantillons.

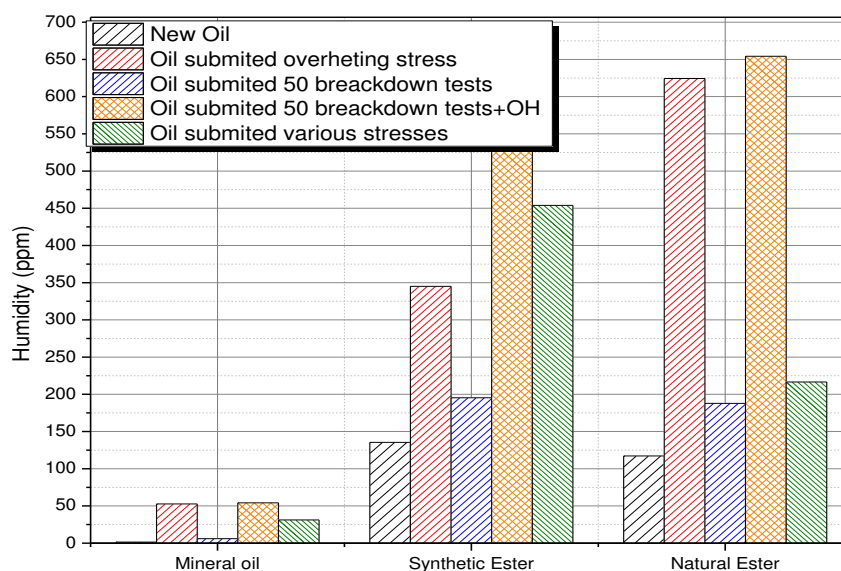


Fig. IV.3.11 Comparatif de teneur en eau dans différentes huiles sous des contraintes multiples

Nous remarquons que la teneur en eau augmente dans l'huile qui subit une contrainte thermique, et diminue après l'application d'une série des claquages. L'ester naturel marque la plus forte diminution de la teneur en eau sous l'interaction de plusieurs contraintes.

### C) Tension interfaciale

La figure IV.3.12 montre l'évolution de la tension interfaciale. D'après ces résultats, la tension interfaciale de l'huile minérale est plus influencée par l'application de contraintes

multiples, elle est moins de 20 dynes/cm<sup>2</sup>. Ce comportement est inversement proportionnel à la turbidité. Pour les esters, malgré leur valeur de l'IFT initialement faible, ces liquides gardent l'IFT à des niveaux admissibles.

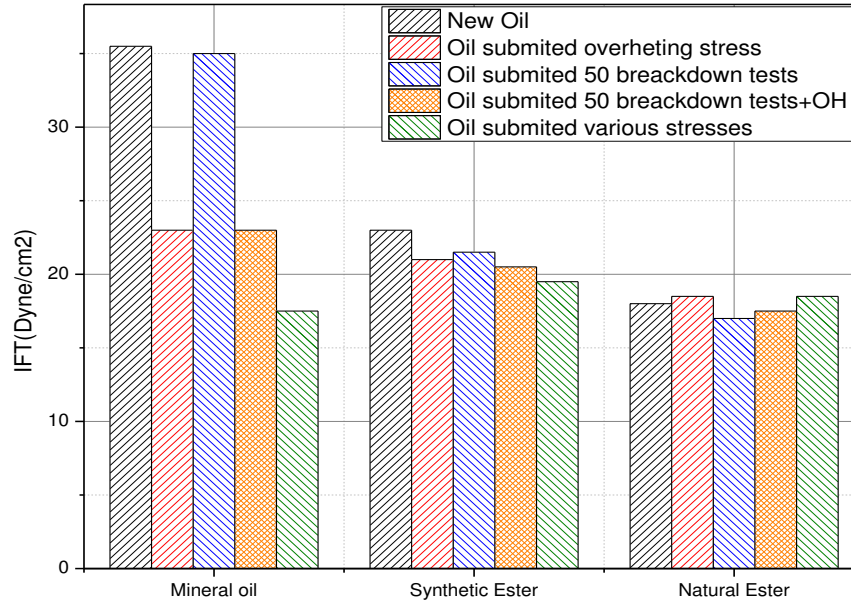


Fig. IV.3.12 comparatif de tension interfaçaile (IFT) sous différents contraintes

### IV.3.6 Récapitulation de la partie 3.

Dans cette partie, nous avons étudié l'influence des contraintes multiples sur les propriétés de différents types de liquides isolants de transformateurs afin de simuler les conditions réelles des transformateurs de puissance.

Les caractéristiques de chaque huile ont été mesurées et comparées, afin d'examiner le comportement des huiles isolantes face à une telle situation, et de voir les avantages et les inconvénients de chaque type d'huile.

Des nouvelles méthodes (D 6802, 6181 et D 6180) ont été utilisées pour le diagnostic des liquides isolants sous les conditions de services et pour voir la capacité de ces méthodes à évaluer et suivre l'évolution des propriétés des liquides isolants.

A partir des résultats obtenus, les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- Les propriétés électriques, physiques et chimiques de l'huile du transformateur sont affectées par des contraintes thermiques et électriques qui dégradent l'huile en service.

- Le principe avisant que les applications successives de deux ou plusieurs contraintes devraient fortement affecter les propriétés de l'huile d'isolation n'est pas toujours vérifié. L'interaction entre les radicaux brisés et leur recombinaison catalysée par la température affecte les propriétés de l'huile, mais Il semble que l'huile isolante contient une quantité limitée d'hydrocarbures instables.
- La décomposition et la recombinaison des chaînes d'hydrocarbures sous contraintes successives conduisent à la diminution des produits de dégradation dissous et l'augmentation des produits de dégradation insolubles (turbidité), ainsi qu'une diminution de la tension interfaciale.
- Les méthodes modernes prouvent une grande efficacité de diagnostic et de surveillance des propriétés de l'huile isolante. En plus, nous remarquons que chaque type d'huile à son rythme de dégradation et l'évolution des propriétés sont différentes; d'où les normes de diagnostic doivent être adaptées selon le type d'huile.

## IV.5 Conclusion

La tendance au gazage sous contrainte électrique et contrainte thermique pour les différents liquides isolants utilisés ainsi que leur comportement sous contraintes multiples, ont été étudiés dans ce chapitre. De nouvelles techniques de diagnostic ASTM D6181, ASTM D6802, et ASTM D6181, ont été utilisées pour mesurer la quantité de gaz émis, et pour révéler les effets secondaires de gazage dus aux réactions chimiques secondaires entre les chaînes hydrocarbures brisées.

- Sous le champ électrique, les résultats de mesure ont montré que la tendance au gazage des esters naturels est beaucoup plus faible que les autres huiles. Même à des périodes prolongées, l'ester naturel présente des valeurs moindres de gaz émis, alors qu'elle augmente dans les esters synthétiques et dans les huiles minérales. Cela ne contredit pas les études récentes de Janvier [Jan 2011], mais c'est le type du liquide et le mode expérimental qui ne sont pas les mêmes. La Borak 22 avait la plus grande tendance au gazage parmi les huiles minérales, ceci ne veut pas dire que les autres types sont meilleurs. Chaque huile possède des avantages et des inconvénients et doit être bien fabriquée pour une application industrielle ayant des spécifications précises.
- Les produits d'oxydation affectent le gazage des huiles isolantes, le volume de gaz émis sous le test D6180 augmente avec les périodes de vieillissement thermique.
- Les esters neufs ou vieillis sont plus stables sous la contrainte thermique relativement aux huiles minérales. Leur tendance à la gazéification diminue en fonction du temps de vieillissement sous champ électrique, et au nombre de passages sous le test de point chaud.
- La robustesse diélectrique des huiles minérales est expérimentalement prouvée dans cette étude, les huiles minérales gardent toujours leurs faibles valeurs de facteur de pertes diélectriques et de conductivité, quelque soit le mode de contrainte ou de vieillissement et même à des périodes prolongées, alors que les caractéristiques électriques des autres types sont beaucoup affectées.
- Par comparaison et par l'étude de l'effet des contraintes multiples, nous avons pu conclure que chaque type de vieillissement a sa spécificité et sa marge de domination sur l'autre type de vieillissement appliqué : il influe d'une façon dépendante du type du liquide, de sa composition chimique et de son mode de fabrication.

- Le test IFTR a donné des résultats importants qui peuvent être corrélés avec les mesures de gaz générés, les caractéristiques physico-chimiques et avec les caractéristiques électriques pour avoir un bon outil de diagnostic et de prédiction.
- D'autre part, les deux tests étudiés dans ce chapitre, constituent à la fois un critère et un outil de diagnostic efficaces. Un critère de diagnostic qui permet aux utilisateurs des huiles de transformateur de savoir d'avance la tendance à la gazéification de leurs huiles et de choisir, laquelle est la mieux adaptée pour leur application. Un outil de diagnostic qui peut évaluer l'huile en service périodiquement et savoir si sa tendance au gaz n'est pas affectée. La connaissance de la stabilité de l'huile serait souhaitable comme partie intégrante de tous les programmes de maintenance préventive concernant les transformateurs.
- L'application de contraintes multiples sur le liquide isolant, afin de simuler l'état réel, ne mène pas forcément à la dégradation croissante de ses propriétés.
- Chaque type de liquide a sa particularité, cette spécificité est plus quantitative que qualitative, d'où les normes de diagnostic doivent être ajustées selon le type de liquide. En plus, les méthodes modernes, prouvent une certaine vigueur dans la surveillance et le diagnostic de l'état des liquides isolants par rapport aux méthodes traditionnelles.
- Nous envisageons d'après les résultats obtenus, d'étudier la possibilité de combinaison des méthodes modernes tel que le test 6180 et D6802 avec les méthodes DGA pour le diagnostic et la prédiction de défauts. Cette conclusion n'est qu'un point de départ, cependant, une large gamme de tests et d'investigations seront nécessaires avant de tirer plus de conclusions. Ce point doit constituer une partie de nos futures activités de recherche.

## IV.6 References

- [ASTM 1533] : The American Society for Testing and Materials, « *Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Colometric Karl fisher Titration* », Designation 1533, Annual Book of ASTM Standards, Vol. 10.03 2005.
- [ASTM 1934]: 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.
- [ASTM 6180] : 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.
- [Boua 2008]: A. Bouaicha, « *Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance* », Maîtrise en ingénierie, séminaire 2, Université de Québec/Chicoutimi, 2008.
- [Boud 2012] : Saliha Boudraa, « *Stage CD Octobre 2012- rapport visé-* », Chaire de recherche sur les isolations liquide et Mixte, Isolime, Université du Québec à Chicoutimi, Canada.
- [Boud 2013] : 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.
- [Boud 2014], S.Boudraa, I. Fofana, and L. Mokhnache , « *A comparative study of impact of electrical stress and thermal aging on transformer oil* », IEEE Xplore , article de conference, 111th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices (SSD2014), Barcelone, Espagne 2014. Disponible au : <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6808905>
- [Gia 1302], Richard Giasson, « *Spectroscopie Infrarouge, Interprétation des spectres IRTF* », cours chimie organique, Pp 11-26, Département de chimie, Université de Montréal,
- [Env 2011] : Envirotamps , « *Material Safety Data Sheet* », Bulletin 98082, Pp 1-4, September 2011.
- [Fof 2002] : I. Fofana, V. Wasserberg, H. Borsi and E. Gockenbach, « *Challenge for a Mixed Insulating Liquids for using in High Voltage Transformers - Part 1 : The Dielectric Behavior of the Mixed Liquids* », IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 18, No. 3, pp, 18-31, Mai/June 2002.
- [Gha 2012]: M. Ghalkhani, I. Fofana, A. Bouaïcha and H. Hemmatjou, « *Influence of Aging By products on the Gassing Tendency of Transformer Oils* », Conference of Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Proceeding IEEE, Pp 870 – 873, October 2012.
- [Jan 2011] : 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.
- [Jan 2016]: 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.
- [Kas 2013] : 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.
- [Lew 2004] : L. Lewand, « *Laboratory Testing of Natural Ester Dielectrics Liquids* », Neta World., Doble Laboratory Seminars: Electric Apparatus condition Assessment using Laboratory Diagnostics, Winter 2004
- [Loi 2012] : L. Loiselle, I. Fofana, P. J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, « *Influence of ageing by products on the stability of some transformer fluids* », CIGRE, Canada Conference, paper 112, Montréal, Québec, September 24-26, 2012.

- [**Ngu 2005**], Nguyen Duc Hoang, «*Etude des propriétés électriques des élastomères silicones utilisés pour l'isolation électrique*», Thèse de doctorat, Université Joseph Fourier Grenoble, Décembre 2005
- [**Pah 2004**] : B. Pahlavanpour and M. Elkund, «*Gassing properties of insulating liquids*», *Electra*, No. 214, 2004. Available at: <http://www.weidmannsolutions.cn/huiyi/Seminar%202005%20San%20Antonio/2005pahlavanpourpaper.pdf>.]
- [**Pal 2000**] : J. A. Palmer, X. Wang, A. Mander, D. Torgerson and C. Rich, «*Effect of aging on the spectral response of transformer oil.* », Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim, CA USA, pp.460-464, April 2-5, 2000.
- [**Sik 68**] : R. M. Silverstein and G. C. Bassler, «*Spectrometric Identification of Organic Compounds*», 2nd ed., John Wiley & Sons, 1968
- [**UNEP 2002**] : «*Les transformateurs et condensateurs contaminés par les PCB ; de la gestion au reclassement et à l'élimination*», programme des nations unies sur l'environnement, Première parution, UNEP, Mai 2002 .



# *Chapitre V*

## *Prédiction de vieillissement par les méthodes d'intelligence artificielle*

<i>V.1 Introduction</i>	<i>212</i>
<i>Partie 1 : Prédiction de l'évolution des paramètres électriques sous un champ électrique</i>	<i>214</i>
<i>Partie 2 : Prédiction de l'évolution du dégagement de gaz sous un champ électrique</i>	<i>227</i>
<i>V. 2 Conclusion</i>	<i>236</i>

## V.1 Introduction

De nombreuses études ont été effectuées sur l'huile minérale [Ver 2005, Boua 2008], consacrées à la prédiction des paramètres diélectriques durant le processus de vieillissement thermique. Ces études considèrent donc le vieillissement de l'huile comme un processus exclusivement chimique où le champ électrique n'a aucun impact.

De plus, la comparaison entre les résultats obtenus par la prédiction avec l'intelligence artificielle et celles des approches mathématiques, a conclu que les méthodes de l'intelligence artificielle ne sont pas nécessairement le meilleur choix de prédiction. La prédiction faite n'était qu'une étude de tendance et d'interpolation et d'extrapolation des points mesurés. Bien que la tendance des approches mathématique peut dévier considérablement de la variation réelle des paramètres lors d'un changement imprévu du régime du transformateur.

Pour une prédiction plus intelligente, un plus grand nombre de paramètres d'entrée sera nécessaire. Dans le cas du facteur de dissipation par exemple, l'approche requiert comme entrée tous les paramètres qui peuvent influencer ce facteur.

Dans ce chapitre, un modèle par analyse de régression sera implanté dans un système intelligent. Cette hybridation va nous permettre de résoudre le problème de la base d'apprentissage étroite et de généraliser la prédiction sur tous les cas de sortie possibles.

Nous essayerons donc, d'exploiter quelques résultats des tests expérimentaux pour faire la prédiction du vieillissement sous champ électrique des isolants liquides. Nous allons donc, utiliser la base de données obtenue à partir des résultats des tests électriques et de l'analyse physico-chimique des échantillons soumis au vieillissement électrique à des périodes prolongées, dans une approche de prédiction utilisant les réseaux de neurones et les systèmes neuro-flous. Ces approches nous aideront à prévoir la dégradation des paramètres électrique et l'évolution du phénomène de gassing dans un diélectrique liquide.

Nous allons procéder comme suit :

- Toutes les données expérimentales sont consignées dans une base de données relationnelle, et ajustée par régression non linéaire.
- Établir un modèle mathématique par analyse de régression multi-variable des paramètres des échantillons soumis au vieillissement électrique prolongé.
- Implanter le model dans un système intelligent.
- Comparer les résultats avec ceux obtenu par d'autres chercheurs [Boud 2014, Loi 2012].

Nous allons diviser ce chapitre en deux grandes parties :

- Partie I : Prédiction de l'évolution du facteur de dissipation diélectrique sous champ électrique
- Partie II : Prédiction de la tendance au gazage sous décharge électrique.

Vu la différence de comportement sous décharge électrique de chaque type d'huile isolante, (voir chapitre IV, partie I), et l'aptitude actuelle au remplacement des huiles classiques par d'autres types d'huile de transformateur, deux types de liquides seront étudiés, une huile minérale et un ester naturel. Nous allons prouver que chaque type de fluide suit un model mathématique spéciale, que nous ne pouvons pas généraliser sur tous les types de diélectriques liquides, vu que chaque type a sa composition et son comportement spécifique.

# *Partie 1*

## *Prédiction de l'évolution des paramètres électriques sous un champ électrique*

<i>V.1.1 Introduction</i>	<i>215</i>
<i>V.1.2 Modélisation des paramètres de vieillissement électrique</i>	<i>215</i>
<i>V.1.3 Application des réseaux de neurones pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique</i>	<i>220</i>
<i>V.1.4 Application des systèmes neuro-flou pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique</i>	<i>223</i>

### V.1.1 Introduction

Nous essayerons dans cette partie d'exploiter quelques résultats de tests de stabilité (D6180) pour faire la prédiction de l'évolution du facteur de dissipation diélectrique. Nous allons donc, utiliser les résultats de test de stabilité des échantillons de l'huile minérale et de l'ester naturel, soumis au vieillissement électrique dans une approche de prédiction utilisant l'intelligence artificielle. Cette approche nous aidera à prévoir l'évolution des paramètres électriques de l'isolant.

La simulation concernera dans une première phase à faire une analyse de régression, afin d'établir un modèle mathématique qui sera implanté dans le système intelligent.

Nous allons utiliser les résultats expérimentaux (chapitre IV, partie I), pour la phase d'apprentissage jusqu'à 75 heures de vieillissement électrique. Après, pour la phase de généralisation, les résultats publiés par Luc Loiseau [Loi 2012] du laboratoire Isolime, seront exploités. La prédiction du facteur de dissipation diélectrique, de deux liquides isolants, sera calculée à 0,1Hz.

### V.1.2 Modélisation des paramètres de vieillissement électrique

Après observation des résultats expérimentaux, nous avons constaté qu'une relation mutuelle et interactive relie les paramètres [Boud 2014] et donc, un modèle mathématique du facteur de dissipation de chaque type de fluide pourra être établi. Ce modèle est une fonction du temps de vieillissement ( $t$ ), de la quantité de produits dissous DDP, de la turbidité, et de la pression du gaz généré dans la cellule de décharge

#### V.1.2.1 Technique de modélisation

La modélisation est faite comme suit:

1. Modélisation de la dépendance de tous les paramètres avec le temps de vieillissement.
2. Modélisation de l'évolution du facteur de dissipation diélectrique de chaque type de fluide en fonction des paramètres et du temps de vieillissement.
3. Combinaison de deux modèles précédents sous un seul modèle équivalent appelé le modèle général.

Une régression polynomiale est proposée pour la modélisation de  $\tan\delta$ ; et la méthode des moindres carrés est implanté pour l'estimation des constantes de fonction  $\tan\delta$  [Boud 2014, Wah 99, Mat 09].

a) Modélisation des paramètres en fonction de temps de décharge (t)

La fonction approche des paramètres du liquide en fonction du temps de décharge à la forme suivante:

$$Y(t) = A_0 + A_1t + A_2t^2 + A_3t^3 + \dots + A_nt^n \quad (V.1.1)$$

Ou ; Y(t) est la variable à moduler, A<sub>0</sub>, A<sub>1</sub>... sont les constantes du modèle, et t est le temps de décharge.

Les figures V.1.1 et V.1.2 présentent respectivement le modèle des paramètres de l'huile minérale et de l'ester naturel en utilisant le modèle V.1.1, Nous pouvons voir que les résultats de mesures et ceux de l'approche polynomiale sont en grande concordance.

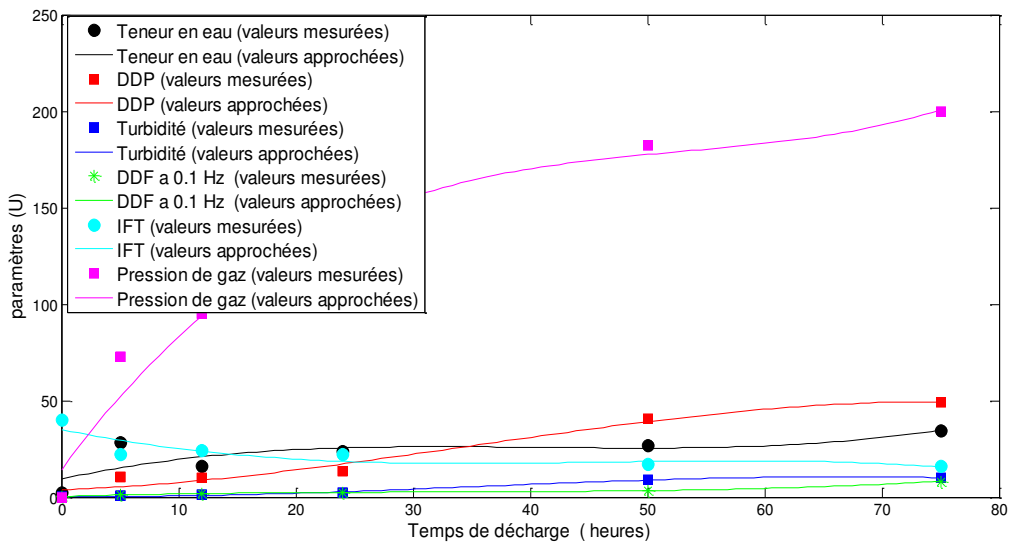


Fig. V.1.1: Modélisation des paramètres de l'huile minérale en fonction du temps de décharge

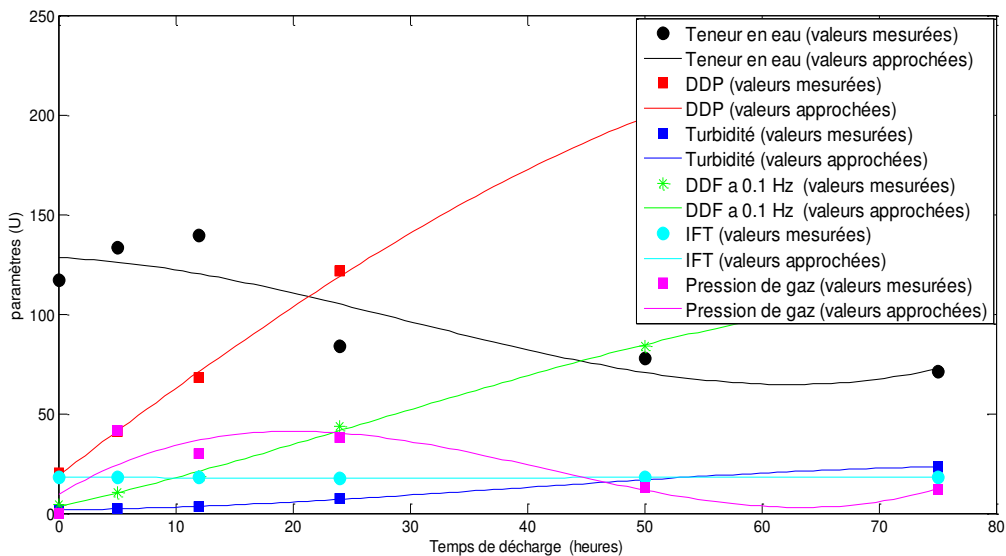


Fig. V.1.2: Modélisation des paramètres de l'ester naturel en fonction du temps de décharge

### b) Analyse de corrélation :

La corrélation entre les caractéristiques traduisant le vieillissement (facteur de dissipation diélectrique, acidité, IFT, etc.) a été intensivement étudiée [Boua 2008, Kas 2013]. Les résultats de mesures peuvent être validés par une analyse de corrélation entre les différents paramètres.

L'approche la plus utilisée est la corrélation de Pearson. Il considère une série de  $n$  mesures de  $X$  et  $Y$  écrit sous la forme  $x_i$  et  $y_i$  avec  $i = 1, 2, \dots, n$ . Le coefficient de corrélation  $r_{xy}$  peut être calculé par : [Yul 2010]

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{(n-1)s_x s_y} \quad (\text{V.1.2})$$

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

Le tableau V.1.1, présente les coefficients de corrélation entre les résultats obtenus.

**Tableau V.1.1** Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes

	Huile minérale		Ester naturel	
	corrélation avec les paramètres mesurés	corrélation avec les valeurs de l'approche polynomiale	corrélation avec les paramètres mesurés	corrélation avec les valeurs de l'approche polynomiale
<b>Temps de décharge (t)</b>	$y = 0,091x + 0,370$ $R^2 = 0,902$	$y = 0,074x + 0,481$ $R^2 = 0,865$	$y = 1,452x + 4,657$ $R^2 = 0,988$	$y = 1,512x + 5,110$ $R^2 = 0,980$
<b>Teneur en eau</b>	$y = 0,186x - 1,191$ $R^2 = 0,565$	$y = 0,305x - 4,272$ $R^2 = 0,713$	$y = -1,248x + 174,4$ $R^2 = 0,765$	$y = -1,456x + 193,7$ $R^2 = 0,971$
<b>DDP</b>	$y = 0,130x + 0,194$ $R^2 = 0,826$	$y = 0,099x + 0,478$ $R^2 = 0,889$	$y = 0,492x - 10,97$ $R^2 = 0,988$	$y = 0,507x - 15,01$ $R^2 = 0,980$
<b>Turbidité</b>	$y = 0,552x + 0,733$ $R^2 = 0,760$	$y = 0,388x + 1,037$ $R^2 = 0,769$	$y = 4,747x + 1,863$ $R^2 = 0,985$	$y = 4,589x + 6,077$ $R^2 = 0,981$
<b>Pression de gaz</b>	$y = 22,28x + 48,93$ $R^2 = 0,713$	$y = 21,51x + 76,7$ $R^2 = 0,620$	$y = -0,106x + 27,20$ $R^2 = 0,077$	$y = -0,304x + 40,70$ $R^2 = 0,543$
<b>IFT</b>	$y = -2,202x + 29,86$ $R^2 = 0,506$	$y = -1,575x + 25,35$ $R^2 = 0,406$	$y = 6E-05x + 17,91$ $R^2 = 0,000$	$y = 0,001x + 17,76$ $R^2 = 0,268$

Une amélioration claire dans le degré de corrélation est obtenue, lors de l'application de l'approche polynomiale. En plus, Nous remarquons que le facteur de corrélation est élevé entre les nouvelles méthodes de mesure et de diagnostic (DDP et la Turbidité). Ces paramètres sont donc des paramètres significatifs qui seront injectés dans le modèle mathématique pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique. Nous pourrions donc, éliminer la teneur en eau et la tension interfaciale.

Nous adaptons les valeurs de pression du gaz mesurées dans la cellule de décharge, malgré le facteur de corrélation relativement faible dans le cas de l'ester naturel. Cette proposition, vient du fait que le test D6180 est une nouvelle méthode et qui peut spécifier clairement chaque type d'huile, comme il a été conclu dans le chapitre précédent.

**c) Modélisation du facteur de dissipation diélectrique en fonction des paramètres significatifs du liquide et le temps de décharge (t)**

La courbe du facteur de dissipation diélectrique peut être modulée par une régression linéaire multiple de forme suivante:

$$tg\delta(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots) = B_0 + B_1x_1 + B_2x_2 + B_3x_3 + B_4x_4 + \dots \quad (V.1.3)$$

Où  $tg\delta(x_1, x_2, x_3, \dots)$  : est le facteur de dissipation mesuré à 0,1Hz après décharge électrique.

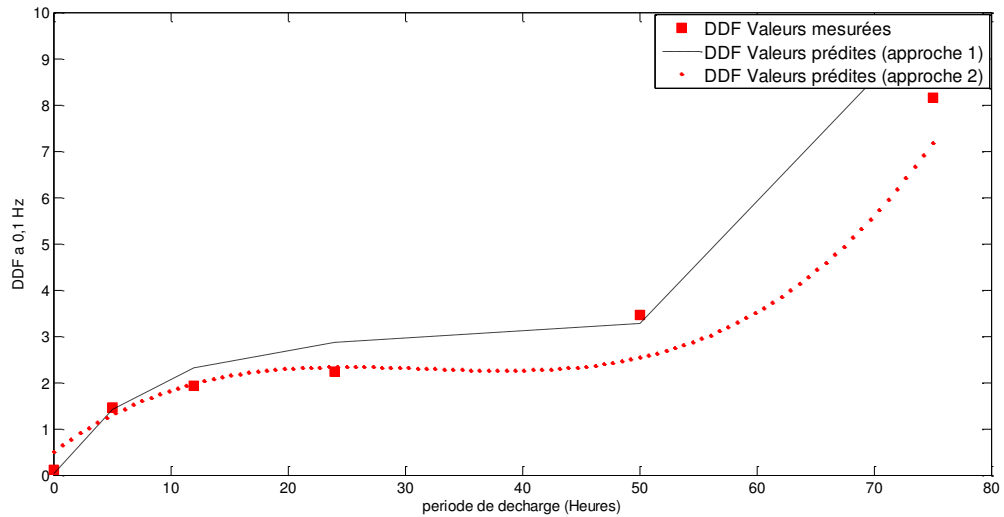
$x_1, x_2, x_3, \dots$  : sont les paramètres significatifs et le temps de décharge en heures.

$B_0, B_1, B_2, B_3$  et  $B_4$  sont les constantes du modèle, qui peuvent être déterminées par la technique de moindres carrés [Ghu 2011, Boua 2008].

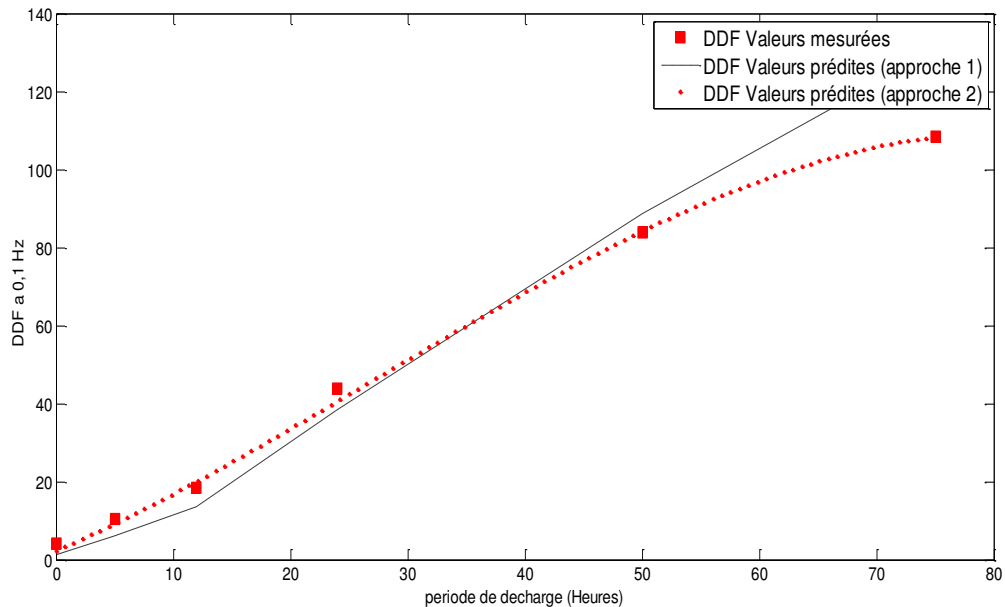
**V.1.2.2 Prédiction avec la modélisation du facteur de dissipation diélectrique**

Les paramètres significatifs choisis précédemment, sont introduits dans un modèle de régression. La prédiction est faite par deux méthodes : la première avec la substitution des valeurs des paramètres mesurés. Les résultats de  $tg\delta$  de cette méthode sont désignés par la 1<sup>ère</sup> approche. Dans la seconde méthode, nous allons prédire les paramètres depuis leurs modèles individuels en fonction du temps de décharge (équation V.1.1). Les résultats de cette méthode seront implantés dans le model de l'équation V.1.3). Ces valeurs seront indiquées sous la désignation approche 2.





**Fig. V.1.3** Courbes de régression du facteur de dissipation diélectrique à 0.1 Hz par les deux méthodes en fonction des paramètres sélectionnés pour une huile minérale



**Fig. V.1.4** Courbes de régression du facteur de dissipation diélectrique à 0.1 Hz par les deux méthodes en fonction des paramètres sélectionnés pour l'Ester naturel

Le Tableau V.1.2, présente une comparaison entre les degrés de détermination des valeurs prédites et celles mesurées du facteur de dissipation diélectrique sous champ électrique, en utilisant les deux approches : modélisation avec la substitution de tous les paramètres et une modélisation avec seulement les paramètres significatifs choisis précédemment.

Nous pouvons voir l'amélioration de la prédiction en utilisant la deuxième approche. De plus, nous constatons que l'injection des autres paramètres dans le modèle mathématique, constitue une perturbation et influe négativement sur la convergence de la méthode de prédiction.

Tableau V.1.2. Degré de corrélation des deux approches

	Huile minérale		Ester naturel	
	Tous les paramètres	Paramètres adaptés	Tous les paramètres	Paramètres adaptés
<b>Approche1</b>	$R^2 = 0,615$	$R^2 = 0,957$	$R^2 = 0,953$	$R^2 = 0,969$
<b>Approche2</b>	$R^2 = 0,709$	$R^2 = 0,969$	$R^2 = 0,985$	$R^2 = 0,984$

### V.1.3 Application des réseaux de neurones pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique

#### V.1.3.1 Conception d'une base de données

Nous allons adapter les modèles développés dans la section V.1.2 et l'implanter dans un système de réseaux de neurones (ANNs) (voir Annexe2) pour prédire le facteur de dissipation diélectrique dans les deux types d'huile de transformateur sous décharge électrique.

Le modèle ANNs proposé a été développé sous l'environnement MATLAB. Ce dernier a été entraîné pour prédire les valeurs de  $tg\delta$  en utilisant certains paramètres de l'huile isolante, qui seront introduits sous leurs modèles développés précédemment, tandis que la variable de sortie est la valeur de  $tg\delta$  (Figure V.1.5).

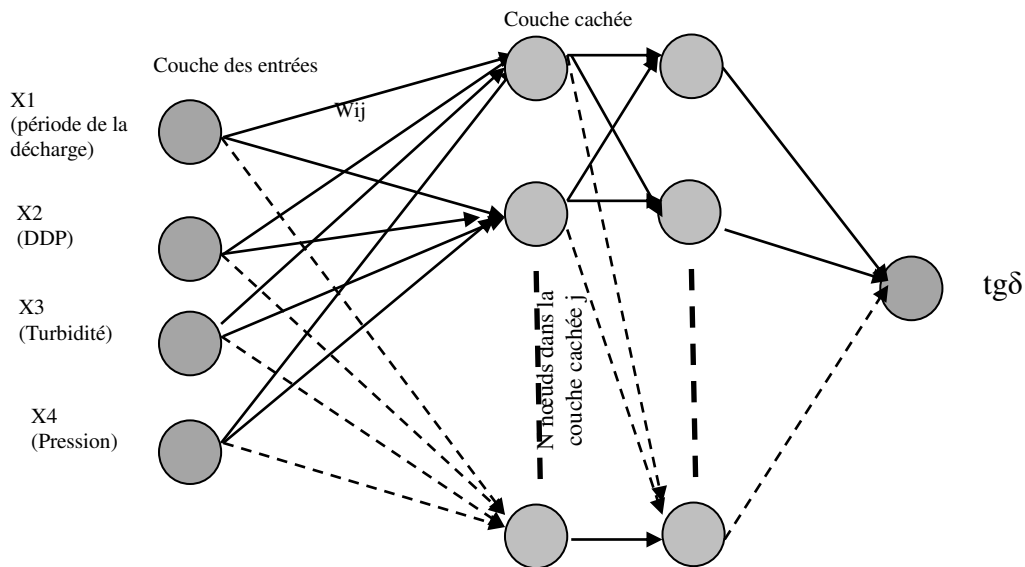


Fig. V.1.5 Architecture du modèle ANNs proposé pour le calcul de  $tg\delta$

- Pour la base d'apprentissage elle est constituée des valeurs de  $tg\delta$  de 0 heures à 75 heures de vieillissement électrique (nos résultats expérimentaux).

### V.1.3.2 Phase d'apprentissage

Les paramètres du réseau de neurones ANNs que nous avons adoptés sont :

- Le type du modèle ANNs proposé : perceptron multicouches (*Multilayer feed-forward*).
- Nombre de couches : 4 couches.
- Nombre de neurones dans les couches : 4 neurones pour la couche d'entrée, 7 et 5 neurones pour les couches cachées, et un 1 neurone pour la couche de sortie.
- Fonction d'activation : tangente sigmoïde (*Tansig*) pour la couche cachée et linéaire (*purelin*) pour la couche de sortie.
- Algorithme et mode d'apprentissage : rétro-propagation (*Levenberg-Marquardt back-propagation*).
- Autre paramètres sont aussi nécessaire :
  - Taux d'apprentissage (*Learning rate*):  $lr = 0,3$ .
  - Nombre maximum des itérations:  $epochs = 1000$
  - Constante du momentum (*Momentum constant*) :  $mc = 0,001$ .

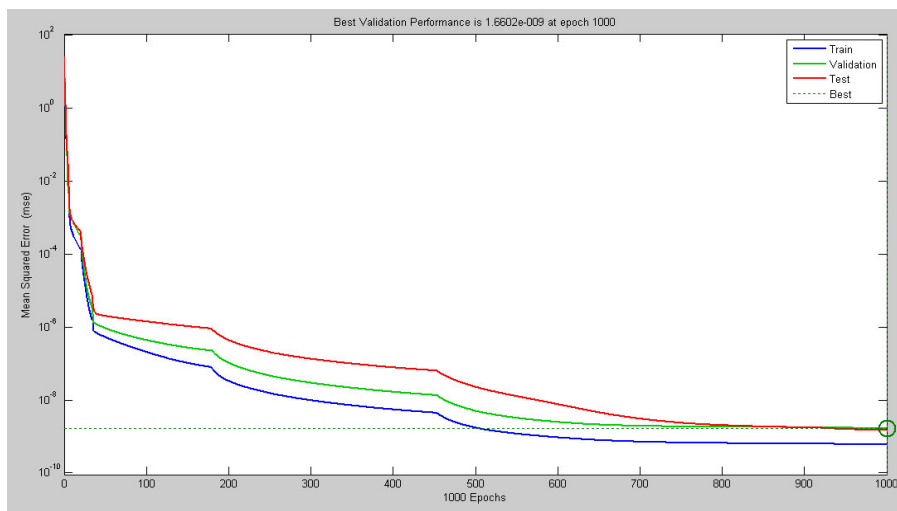


Fig. V.1.6 : Performance de la prédiction (Phase d'apprentissage)

### V.1.3.3 Phase de test (la prédiction)

Dans cette phase, nous allons utiliser le système de réseau de neurones adapté pour la prédiction de  $tg\delta$  à des périodes différentes.

Il est important de signaler ici, que les résultats utilisés pour tester le système intelligent sont ceux obtenus expérimentalement au laboratoire Isolime [Loi 2012].

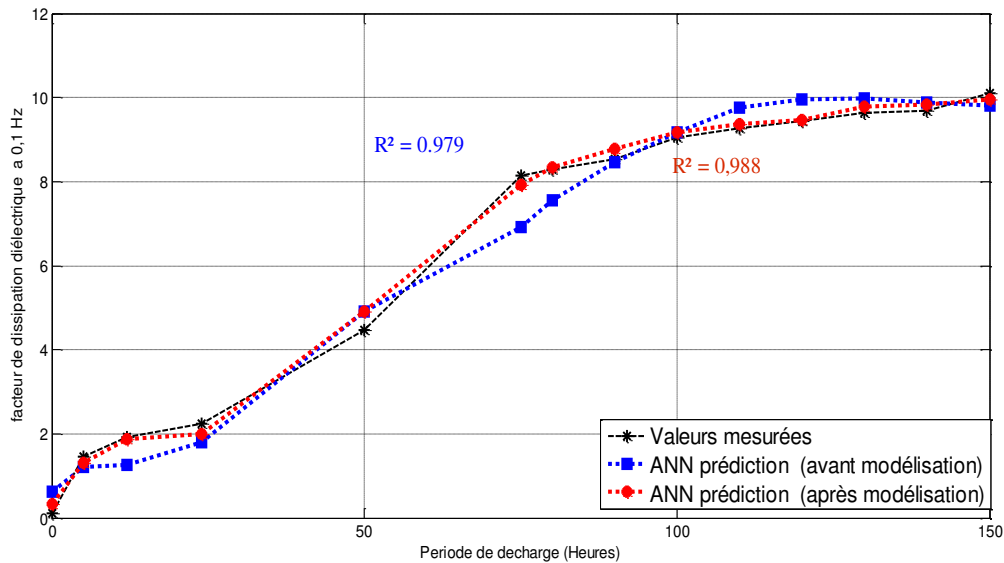


Fig. V.1.7 : Prédiction de tgδ de l'huile minérale par réseaux de neurones

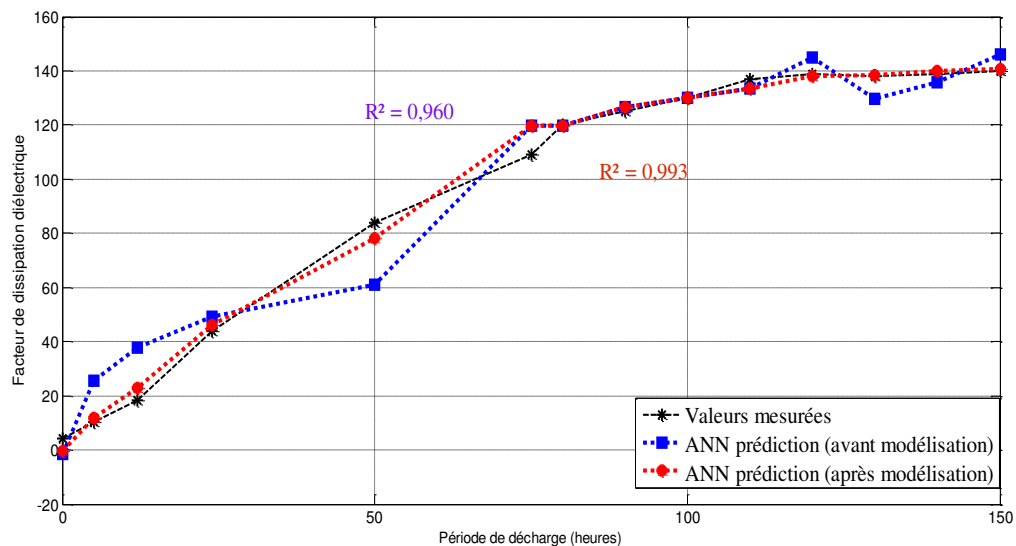


Fig. V.1.8 : Prédiction de tgδ de l'ester naturel par réseaux de neurones

### V.1.3.4 Interprétation de résultats

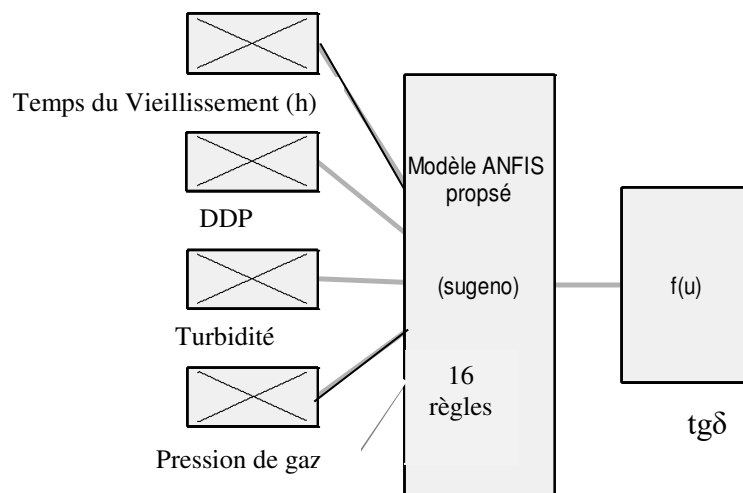
Comme proposé, la méthode ANNS a été utilisée pour évaluer l'efficacité et la performance du modèle proposé. Les résultats obtenus par la technique ANNs de type perceptron multicouches (MLP) en utilisant, comme base d'apprentissage, le modèle développé par analyse de régression, sont plus performants par rapport à ceux trouvés par le même réseau de neurones entraîné directement sans modèle. Le coefficient de détermination ( $R^2$ ) est de l'ordre de 0,988 pour l'huile minérale et 0,993 pour l'ester naturel. Ces valeurs sont non seulement acceptables mais également très bonnes ce qui justifie l'importance et l'efficacité de cette modélisation.

### V.1.4 Application des systèmes neuro-flou pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique

Dans cette section, nous avons proposé une autre approche pour la prédiction de  $tg\delta$  basée sur la technique d'hybridation des réseaux de neurones et de la logique floue (ANFIS) (Annexe 2) : les réseaux de neurones avec leurs capacités d'apprentissage et la logique floue avec sa capacité de modélisation des connaissances imprécises. En combinant ces deux techniques nous bénéficierons de leurs avantages pour concevoir un modèle prédictif de l'évolution du facteur de dissipation diélectrique sous champ électrique.

Les données du modèle mathématique adapté et l'ensemble de données expérimentales mentionnées auparavant sont utilisées pour entraîner le modèle ANFIS et pour tester ses performances.

Comme indiqué dans le cas du modèle ANNs, les paramètres significatifs de l'isolation liquide (temps de vieillissement, DDP, turbidité, Pression de gaz) ont été utilisés en tant que variables d'entrées, tandis que la variable de sortie est la valeur de  $tg\delta$  comme le montre la figure V.1.9.



Système ANFIS, 4 entrées, 1 sortie, 16 règles

**Fig. V.1.9 :** Structure du modèle ANFIS proposée

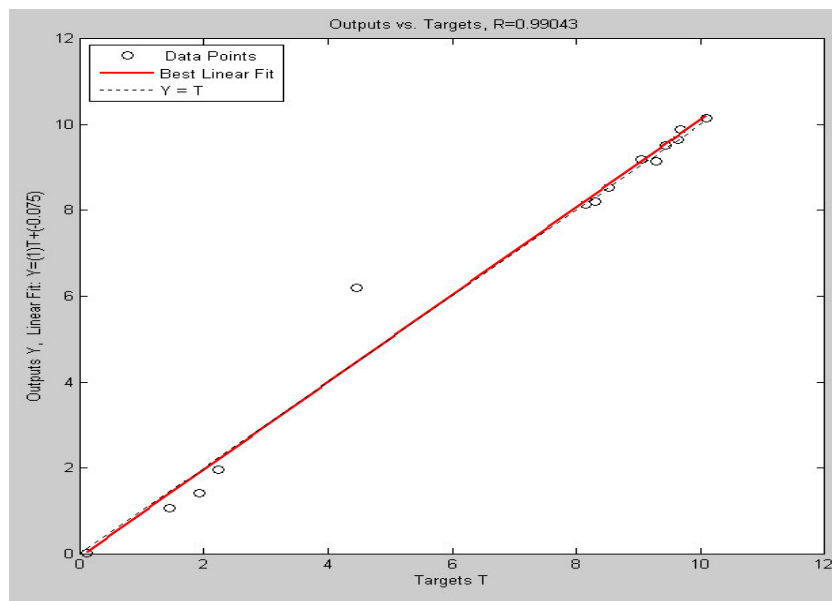
### V.1.4.1 Choix des paramètres du système ANFIS

Il y a beaucoup de paramètres qu'on peut choisir pour obtenir de meilleurs résultats par l'approche ANFIS. Pour le cas le plus fréquent, ces paramètres sont les suivants:

- Le nombre et le type de la fonction d'appartenance (MFs: membership function) pour chaque entrée.
- Le type de la fonction d'appartenance de sortie (soit 'linéaire ou 'constante').
- Le nombre d'itérations (training epoch number).
- Le pas initial (the initial step).
- Le taux de décroissement (decrease rate).
- Le taux d'accroissement (increase rate).

L'approche hybride ANFIS a été développée pour différents types de fonctions d'appartenance (MFs) tels que : la fonction d'appartenance triangulaire (trimf), gaussienne (gaussmf), trapézoïdale (trapmf) et la fonction bell-shaped (gbellmf). Chaque fonction d'appartenance a été testée pour deux ou trois variables linguistiques (3 : [Haut, Moyen, Bas]) de chaque entrée.

Les meilleurs résultats sont obtenus avec la fonction d'appartenance gaussienne à deux types de variables linguistiques. [Haut, Bas].



**Fig. V.1.10 :** Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées pour une huile minérale

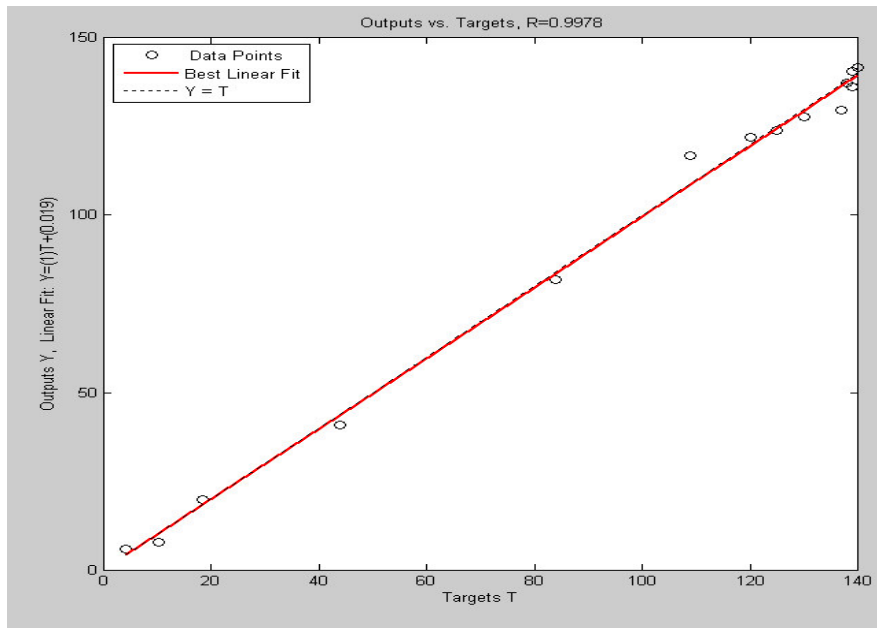


Fig. V.1.11 : Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées pour un Ester naturel

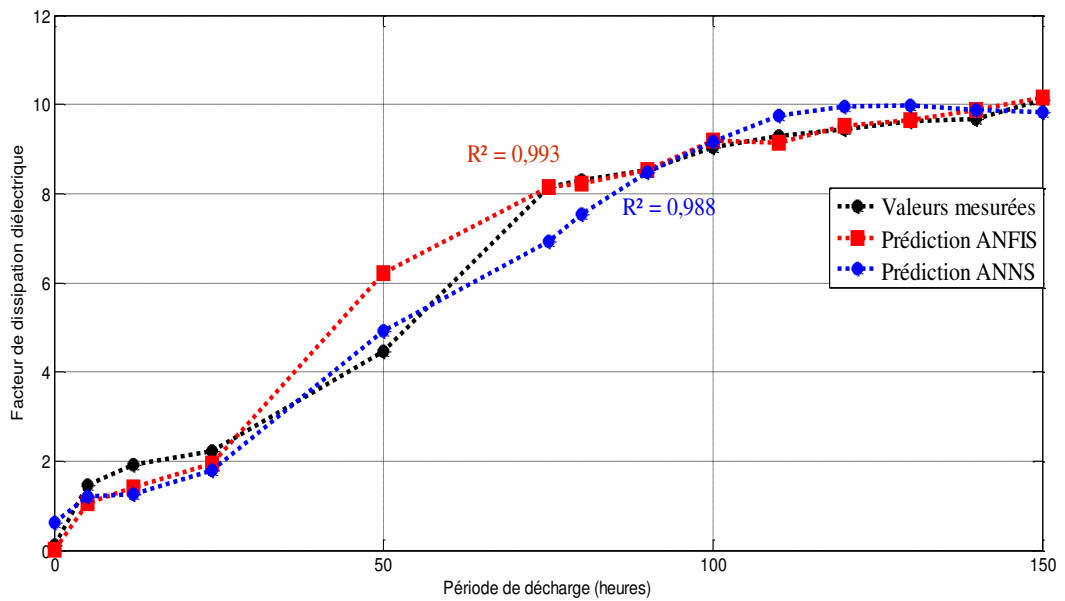


Fig. V.1.12 Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour une huile minérale

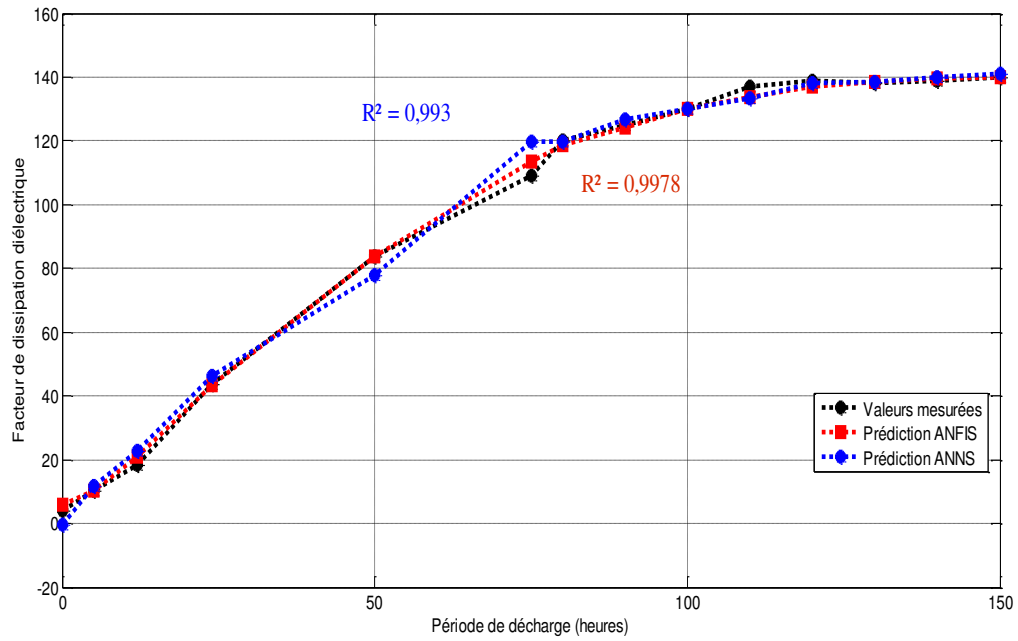


Fig. V.1.13 Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour un Ester naturel

#### V.1.4.2 Interprétation des résultats

La comparaison des résultats du modèle ANFIS avec le modèle ANNs proposé, a permis de valider le modèle (ANFIS) avec une valeur du coefficient de détermination  $R^2$  de l'ordre de 0,993 pour l'huile minérale et 0,997 pour l'ester naturel. Ces valeurs sont supérieures à celle trouvées par le modèle ANNs.



## *Partie 2*

### *Prédiction de l'évolution du dégagement de gaz sous un champ électrique*

<i>V.2.1 Introduction</i>	228
<i>V.2.2 Modélisation de la génération du gaz sous un champ électrique</i>	228
<i>V.2.3 La prédiction de la tendance au dégagement de gaz</i>	229
<i>V.2.4 Application des réseaux de neurones pour la prédiction de la tendance au gazage</i>	231
<i>V.2.5 Application des systèmes neuro-flou pour la prédiction de tendance au gazage</i>	234

### V.2.1 Introduction

Dans cette partie nous allons exploiter les résultats de tests de stabilité (D6180) pour faire la prédiction de l'évolution de dégagement de gaz dans la cellule de décharge sous un champ électrique. Nous allons donc, utiliser les résultats de test de stabilité des échantillons de l'huile minérale et de l'ester naturel, soumis au vieillissement électrique dans une approche de prédiction utilisant l'intelligence artificielle. Cette approche nous aidera à prévoir la tendance au dégagement de gaz de deux types d'isolant liquide.

### V.2.2 Modélisation de la génération du gaz sous un champ électrique

Les résultats expérimentaux obtenus, montrent que le dégagement de gaz d'un fluide isolant est fortement dépendant des paramètres physicochimiques et électriques du liquide comme nous avons vu au chapitre IV, partie I. Ces résultats proposent une corrélation entre la pression du gaz accumulé dans la cellule de décharge et les paramètres du liquide. [Boud 2014]

**Tableau V.2.1** Coefficients de corrélation entre les différentes méthodes de diagnostic

	Huile minérale		Ester naturel	
	Paramètres mesurés	Approche polynomiale	Paramètres mesurés	Approche polynomiale
<b>Temps de décharge (t)</b>	$y = 2,315x + 49,22$ $R^2 = 0,840$	$y = 1,987x + 72,51$ $R^2 = 0,849$	$y = -0,158x + 26,80$ $R^2 = 0,079$	$y = -0,466x + 39,36$ $R^2 = 0,552$
<b>Teneur en eau</b>	$y = 5,505x - 7,199$ $R^2 = 0,709$	$y = 9,277x - 81,79$ $R^2 = 0,880$	$y = 0,178x + 3,846$ $R^2 = 0,106$	$y = 0,449x - 18,83$ $R^2 = 0,540$
<b>DDP</b>	$y = 3,503x + 41,10$ $R^2 = 0,853$	$y = 2,770x + 69,31$ $R^2 = 0,880$	$y = -0,040x + 26,96$ $R^2 = 0,044$	$y = -0,142x + 43,36$ $R^2 = 0,453$
<b>Turbidité</b>	$y = 14,94x + 55,04$ $R^2 = 0,799$	$y = 11,02x + 83,65$ $R^2 = 0,799$	$y = -0,654x + 28,34$ $R^2 = 0,126$	$y = -1,518x + 40,29$ $R^2 = 0,632$
<b>DDF</b>	$y = 22,28x + 48,93$ $R^2 = 0,713$	$y = 21,51x + 76,7$ $R^2 = 0,620$	$y = -0,106x + 27,20$ $R^2 = 0,077$	$y = -0,304x + 40,70$ $R^2 = 0,543$
<b>IFT</b>	$y = -7,825x + 297,1$ $R^2 = 0,842$	$y = -10,3x + 356,5$ $R^2 = 0,882$	$y = -37,16x + 688,2$ $R^2 = 0,213$	$y = -104,3x + 1888,$ $R^2 = 0,883$

L'analyse de corrélation dans le tableau V.2.1, nous montre que tous les paramètres peuvent être introduits dans le modèle mathématique. Donc, un modèle mathématique de la tendance du gazage de chaque type de fluide sera établi. Ce modèle est une fonction du facteur de dissipation diélectrique DDF, de la quantité de produits dissous DDP, de la turbidité, de la teneur en eau, de l'IFT et du temps de vieillissement (t). [Boud 2014]

La modélisation est faite comme suit:

1. Modélisation de la dépendance des paramètres de l'huile et de la pression du gaz dégagé, avec le temps de vieillissement.
2. Modélisation de l'évolution du gaz dégagé de chaque type de fluide en fonction des paramètres de ce dernier et du temps de vieillissement.
3. Combinaison des résultats dans un seul modèle équivalent appelé le modèle général.

#### a) Modélisation des paramètres du vieillissement en fonction du temps de décharge (t)

La fonction approche de la pression du gaz dégagé et des paramètres en fonction du temps de décharge a la forme suivante:

$$Y(t) = A_0 + A_1t + A_2t^2 + A_3t^3 + \dots + A_nt^n \quad (\text{V.2.1})$$

Où ; Y (t) est la variable à moduler,  $A_0, A_1 \dots$  sont les constantes du modèle, et t est le temps de décharge.

#### b) Modélisation de la pression du gaz en fonction des paramètres du vieillissement du liquide et du temps de décharge (t)

La courbe de pression peut être modulée par une régression linéaire multiple de forme suivante:

$$P(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots) = B_0 + B_1x_1 + B_2x_2 + B_3x_3 + B_4x_4 + \dots \quad (\text{V.2.2})$$

Où:

$P(x_1, x_2, x_3, \dots)$  : est la pression du gaz généré sous décharge électrique.

$x_1, x_2, x_3, \dots$ : sont les paramètres de dégradation de l'huile isolante et le temps de décharge en heures.

$B_0, B_1, B_2, B_3$  et  $B_4$  sont les constantes du modèle qui peuvent être déterminés par la technique des moindres carrés [Ghu 2011, Boua 2008].

### V.2.3 La prédiction de la tendance au dégagement du gaz

La prédiction est faite par deux méthodes : la première avec la substitution des valeurs des paramètres mesurés. Ces valeurs seront données sous la désignation Pred. value (2).

Dans la seconde méthode, nous allons prédire les paramètres depuis leurs modèles individuels en fonction du temps de décharge (équation V.2.1), Les résultats de cette prédiction seront implantés

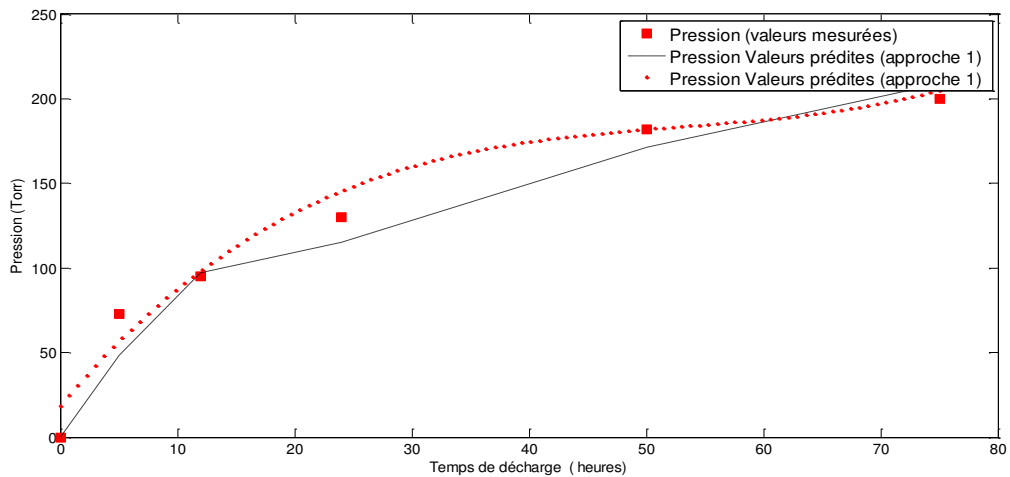
dans le modèle de la pression (équation V.2.2). Ces valeurs seront données sous la désignation Pred. value (2)

Après des tests extensifs, nous avons constaté que l'utilisation de tous les paramètres du liquide est nécessaire pour obtenir des résultats qui s'approchent le plus de la réalité, ce qui justifie la forte dépendance du phénomène de gassing sous décharge électrique des propriétés des fluides isolants.

Le tableau V.2.2, présente une comparaison entre les valeurs prédites et celles mesurées de la pression du gaz généré sous décharge électrique. Nous pouvons voir l'amélioration de la prédiction en utilisant la deuxième méthode. Pour une vision plus claire, les résultats sont rapportés sur les figures V.2.2 et V.2.2.

**Tableau V.2.2.** Comparaison de degré de corrélation des deux approches

	Huile minérale		Ester naturel	
	Tous les paramètres	Paramètres significatifs	Tous les paramètres	Paramètres significatifs
<b>Approche1</b>	$R^2 = 0,974$	--	$R^2 = 0,961$	--
<b>Approche2</b>	$R^2 = 0,979$	--	$R^2 = 0,982$	--



**Fig. V.2.1** Courbes de régression de la pression de gaz dégagé par les deux méthodes en fonction des paramètres de dégradation pour une huile minérale

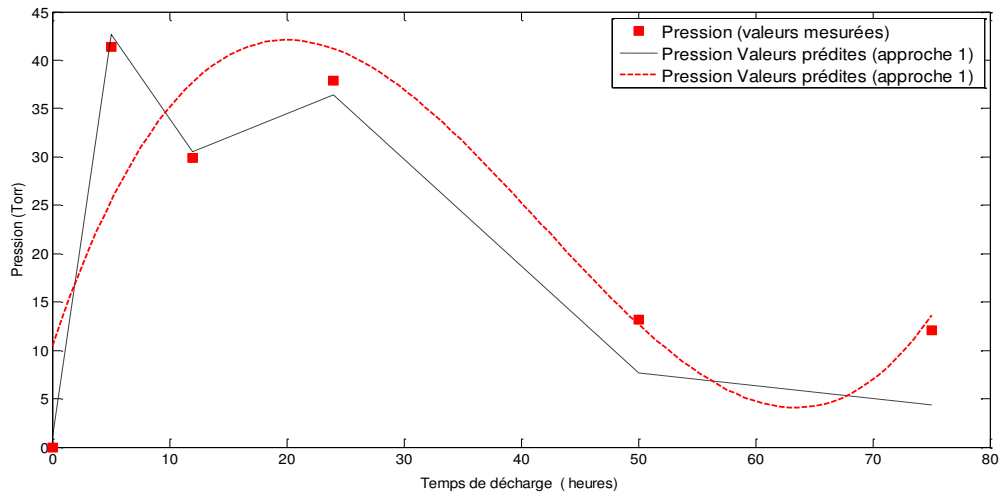


Fig. V.2.2 Courbes de régression de la pression de gaz dégagé par les deux méthodes en fonction des paramètres de dégradation pour un Ester naturel

## V.2.4 Application des réseaux de neurones pour la prédiction de la tendance au gazage

### V.2.4.1 Conception d'une base de données

Nous allons adapter les modèles développés, pour les implanter dans un système ANNs et prédire l'évolution du gaz généré par l'huile de transformateur sous une décharge électrique, et ce pour de longues périodes.

Le modèle ANNs proposé a été développé sous l'environnement MATLAB. Ce dernier a été entraîné pour prédire la pression du gaz en utilisant les paramètres de l'huile isolante comme entrées, tandis que la variable de sortie est la pression dans la cellule de décharge (Figure V.2.3).

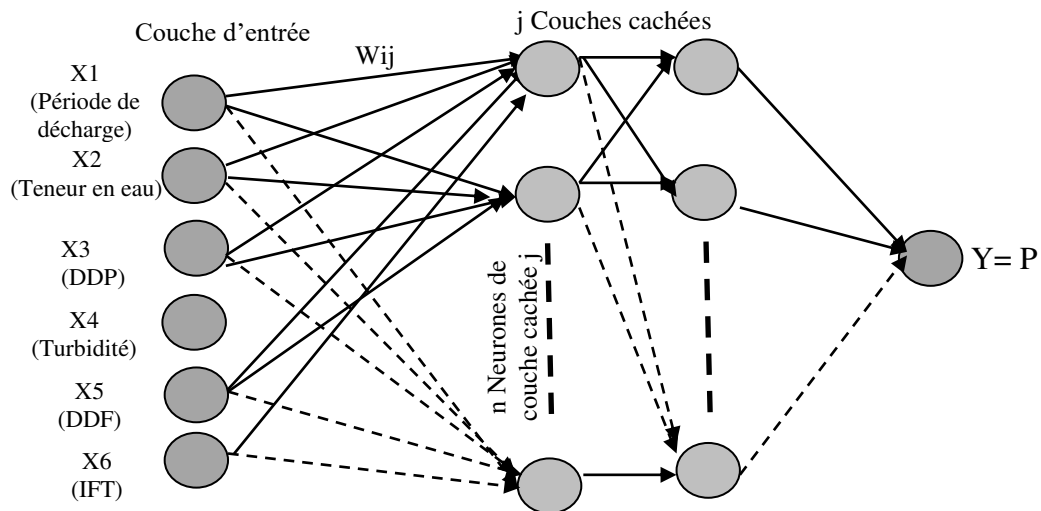


Fig. V.2.3 Architecture du modèle ANNs proposé pour la prédiction de pression de gaz généré sous décharge électrique pour l'huile minérale

- Pour la base d'apprentissage, elle est constituée des valeurs mesurées de la pression dans la gamme de 0 heure à 75 heures de vieillissement électrique (nos résultats expérimentales).

### V.2.4.2 Phase d'apprentissage

En résumé, les paramètres du réseau de neurones ANNs que nous avons adopté sont :

- Le type du modèle ANNs proposé : perceptron multicouches (*Multilayer feed-forward*).
- Nombre de couches : 4 couches.
- Nombre de neurones dans les couches : 6 neurones pour la couche d'entrée, 10 et 7 neurones pour les couches cachées, et un 1 neurone pour la couche de sortie.
- Fonction d'activation : tangente sigmoïde (*Tansig*) pour la couche cachée et linéaire (*purelin*) pour la couche de sortie.
- Algorithme et mode d'apprentissage : rétro-propagation (*Levenberg-Marquardt back-propagation*).
- Autres paramètres sont aussi nécessaires :
  - Taux d'apprentissage (*Learning rate*):  $lr = 0,3$ .
  - Nombre maximum d'itérations:  $epochs = 1000$
  - Constante du momentum (*Momentum constant*) :  $mc=0,001$ .

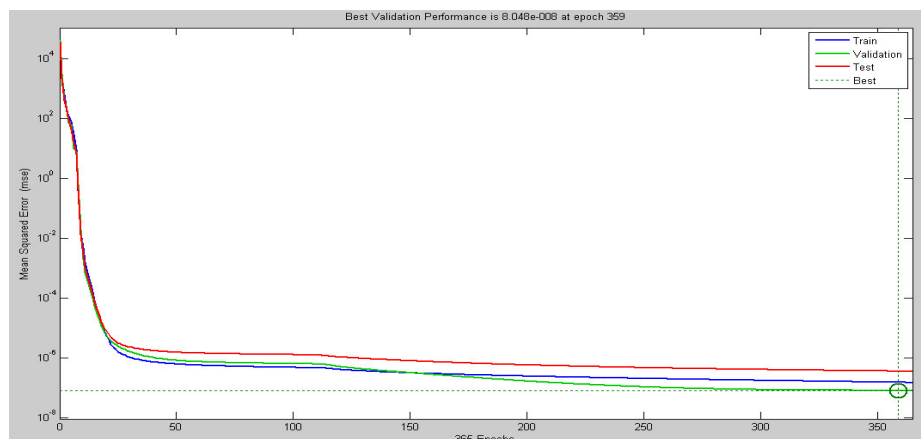


Fig. V.2.4: Performance de la prédiction (Phase d'apprentissage)

### V.2.4.3 Phase de test (la prédiction)

Dans cette phase, nous allons utiliser le système de réseau de neurones adapté pour la prédiction de la pression des gaz générés, à des périodes différentes.

Les résultats utilisés pour tester le système intelligent, sont toujours ceux obtenus expérimentalement au laboratoire Isolime [Loi 2012].

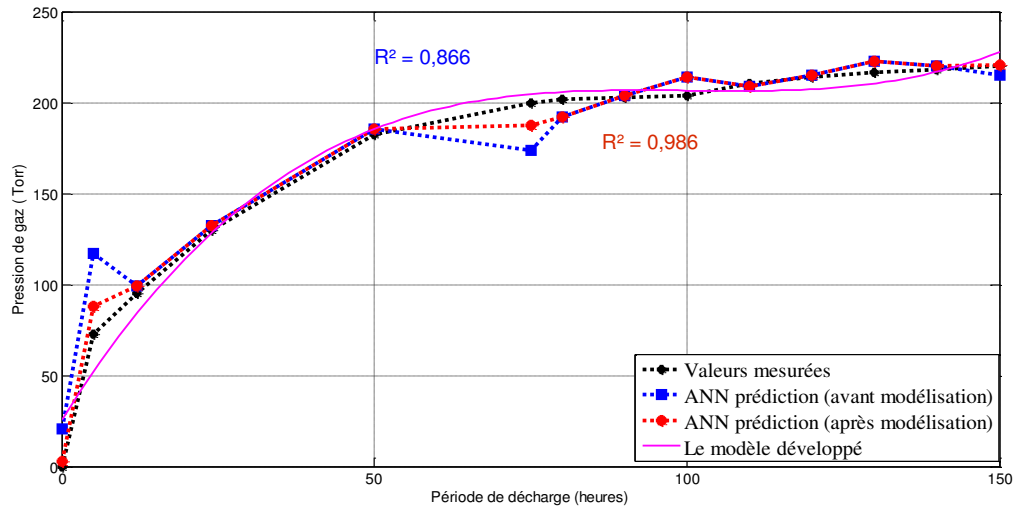


Fig. V.2.5 : Prédiction de gazage en fonction des paramètres de dégradation de l'huile minérale par réseaux de neurone

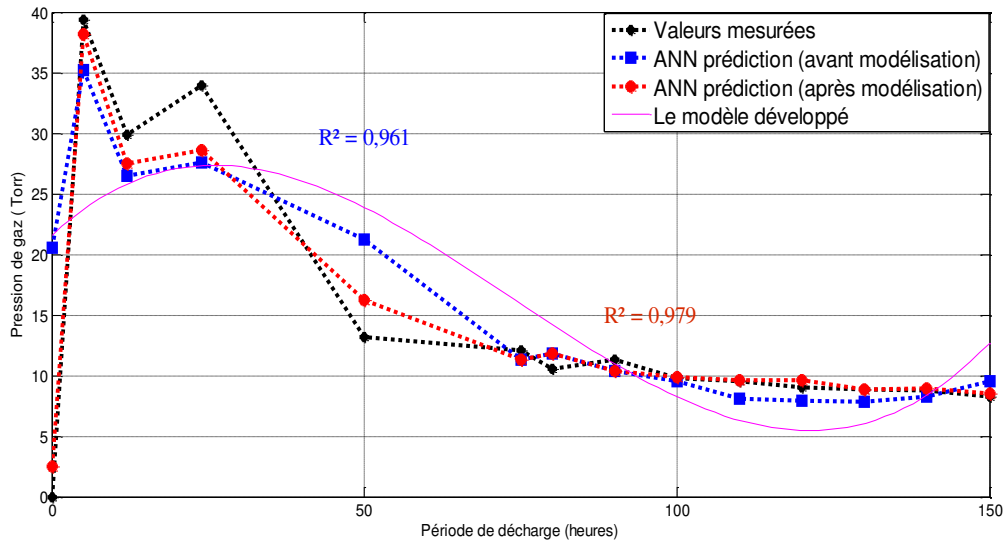


Fig. V.2.6 : Prédiction de gazage en fonction des paramètres de dégradation de l'ester naturel par réseaux de neurone

#### V.2.4.4 Interprétation des résultats

Comme proposé, la méthode ANNs a été utilisée pour évaluer l'efficacité et la performance du modèle de pression de gaz proposé. Les résultats obtenus par la technique ANNs de type perceptron multicouche (MLP) en utilisant, comme base d'apprentissage, le modèle développé par analyse de régression, sont plus performants par rapport à ceux trouvés par le même réseau de neurones entraîné directement sans modélisation. Le coefficient de détermination ( $R^2$ ) est de l'ordre de 0,986 pour l'huile minérale et de 0.979 pour l'ester naturel. Ces taux sont acceptables et justifient l'importance et l'efficacité de cette modélisation.

### V.2.5 Application des systèmes neuro-flou pour la prédiction de tendance de gazage

Comme indiqué précédemment, les paramètres de dégradation de l'isolation liquide (temps, eau, DDP, turbidité, DDF, IFT) ont été utilisés en tant que variables d'entrées, tandis que la variable de sortie est la pression de gaz généré.

#### V.2.5.1 Choix des paramètres du système ANFIS

L'approche hybride ANFIS a été développée pour différents types de fonctions d'appartenance (MFs), où chaque fonction d'appartenance a été testée pour deux ou trois variables linguistiques (3 : [haut, Moyen, Bas]) de chaque entrée

Les meilleurs résultats sont obtenus avec la fonction d'appartenance gaussienne à trois types de variables linguistiques [ Haut,Moyen, Bas].

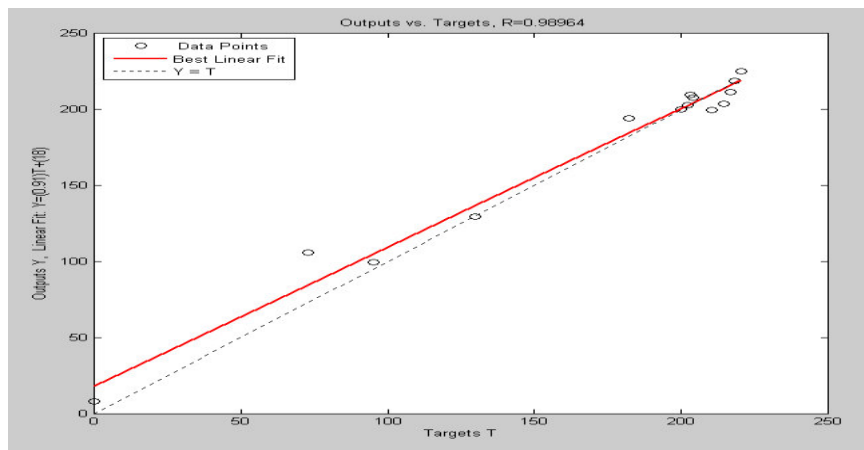


Fig. V.2.7 : Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées par la méthode Anfis pour une huile minérale

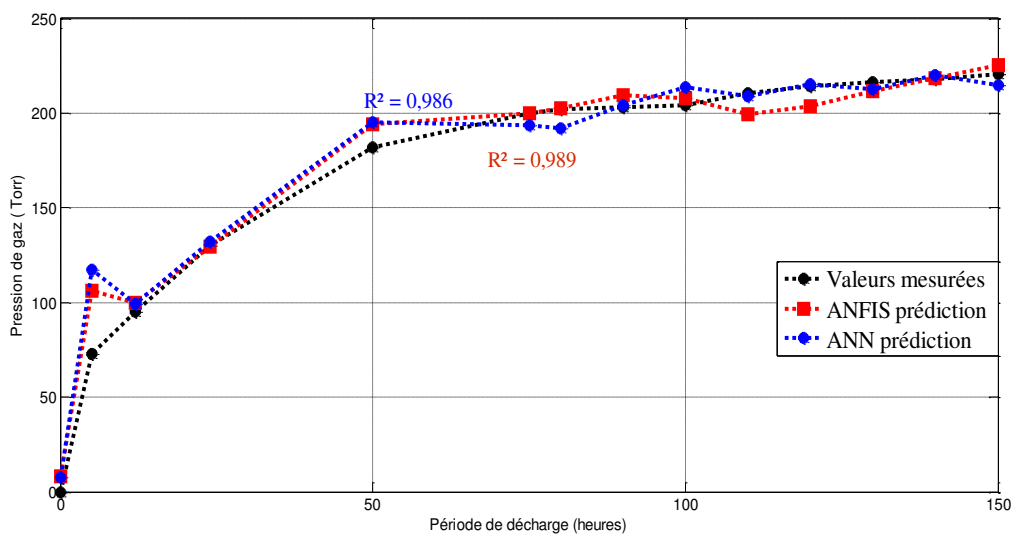


Fig. V.2.8 Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour une huile minérale



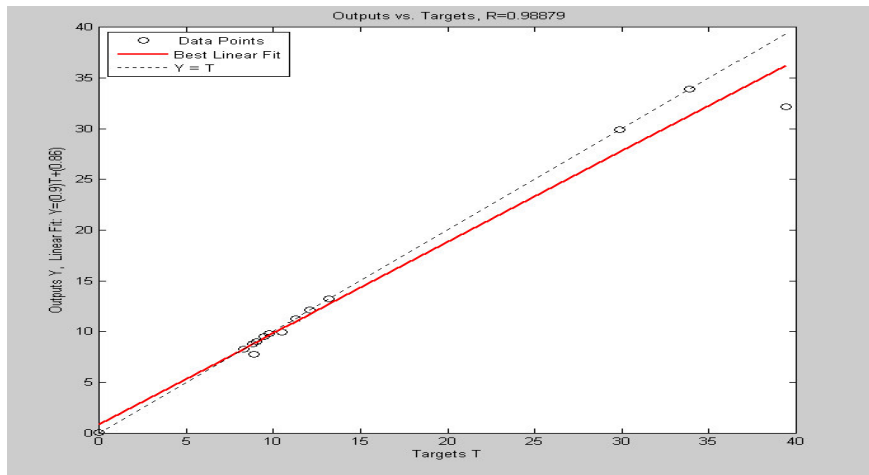


Fig. V.2.9 Corrélation entre les valeurs mesurées et celles estimées par la méthode Anfis pour un Ester naturel

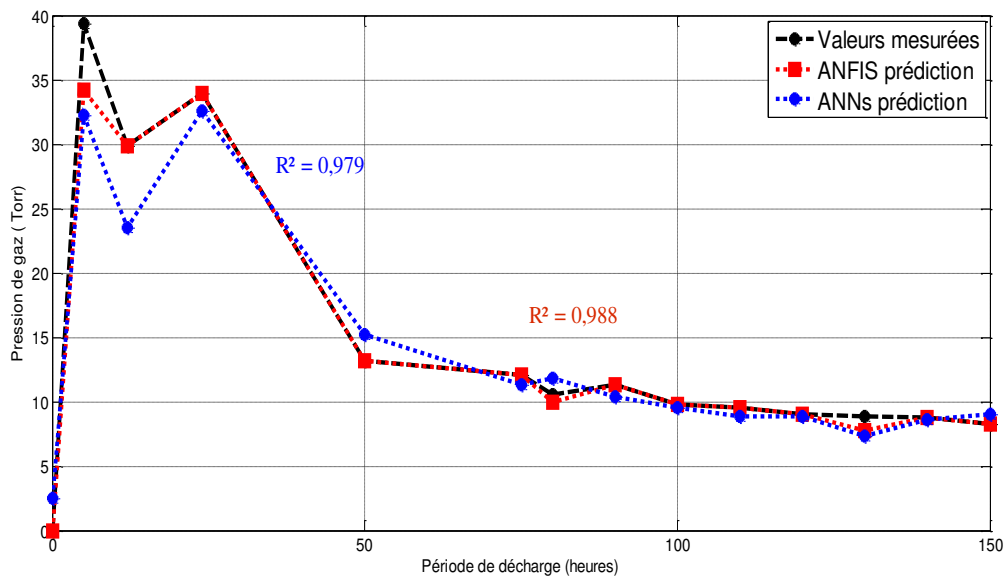


Fig. V.2.10 Performance du modèle ANFIS par rapport au modèle ANNs pour un Ester naturel

### V.2.5.2 Interprétation de résultats

La comparaison des résultats du modèle ANFIS avec le modèle ANNs proposé, a permis de valider le modèle (ANFIS) avec une valeur du coefficient de détermination  $R^2$  de l'ordre de 0,989 pour l'huile minérale et de 0,988 pour l'ester naturel, supérieure à celle trouvée par le modèle ANNs..

## V. 2 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons développé un modèle mathématique par régression multilinéaire du facteur de dissipation diélectrique et de la tendance au gazage sous champ électrique de deux types d'isolation liquide, utilisée par la société ABB et d'autres constructeurs au Canada : L'ester naturel FR3 et l'huile minérale Luminol.

Pour éviter l'encombrement de nos programmes conçu sous MATLAB, nous avons étudié le degré de corrélation de chaque paramètre aux grandeurs à moduler, et ce, afin de sélectionner les paramètres significatifs qui servent comme variables de la fonction de notre modèle.

Les deux modèles ont été présentés sous deux approches : le premier consiste à utiliser les paramètres mesurés comme variables du modèle, alors que le deuxième se base sur la substitution des paramètres sous forme d'un modèle établi en fonction du temps de décharge. La deuxième approche a donné les résultats les plus proches des valeurs expérimentales.

Pour la prédiction du facteur de dissipation diélectrique et de la pression de gaz dégagé, nous avons appliqué la méthode de réseaux de neurones à apprentissage supervisé. Le modèle développé a été utilisé pour produire une base d'apprentissage, et les résultats obtenus sont comparés avec ceux expérimentaux obtenus par des chercheurs à ISOLIME [Loi 2012]. Le taux d'exactitude a été de l'ordre de  $R^2 = 0,979$  pour l'ester naturel et  $R^2=0,986$  pour l'huile minérale. Le modèle développé avec le fusionnement des paramètres significatifs seulement, a prouvé une grande performance et une rapidité pendant l'exécution.

Le réseau de neurones est utilisé pour réaliser une fonction particulière qui doit être élaborée lors d'une phase d'apprentissage, généralement il s'agit de la fonction d'une régression basé sur différentes méthodes (Levenberg markardet, moindres carrées ...) . Dans notre cas, il s'agit d'une amélioration de coefficients de régression développée auparavant. Ceci a donné à notre système ANNs plus d'exactitude et les coefficients de détermination  $R^2$  augmentent clairement dans le cas d'utilisation du modèle développé.

La comparaison des techniques intelligentes utilisées montre que les résultats obtenus par le modèle ANFIS sont les plus performants par rapport à ceux trouvés par le réseau de neurones ANNs. Une amélioration de la prédiction a été remarquée.

Il est important de signaler ici, que malgré les performances du système ANFIS proposé, il a l'inconvénient d'avoir un temps de réponse plus long, surtout avec les modèles fusionnants plusieurs paramètres, à cause du nombre de règles qui augmente.

### V.3 Références

- [**Boua 2008**]: A. Bouaicha, « *Application de Techniques Modernes au diagnostic des transformateurs de puissance* », Maitrise en ingénierie, séminaire 2, Université de Québec/Chicoutimi, 2008.
- [**Boud 2014**] : S. Boudraa, L. Mokhnache , I. Fofana , « *Artificial neural networks for predicting the gassing tendency under electrical discharge in insulating oil for extended time*», JEE journal of electrical engineering, Volume 1, 2014
- [**Jan 2011**] : 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.
- [**Kas 2013**] : 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.
- [**Loi 2012**] : L. Loïselle, I. Fofana, P. J. C. Olivares-Galvan and E. Campero, « *Influence of ageing by products on the stability of some transformer fluids*», CIGRE, Canada Conference, paper 112, Montréal, Québec, September 24-26, 2012.
- [**Ghu 2011**]: Refat A. Ghunem, Khaled Assaleh and Ayman H. El-Hag, « *Artificial Neural Networks with Stepwise Regression for Predicting Transformer Oil Furan Content*», IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol.19, Issue. 2, Pp 414 – 420, April 2011.
- [**Ver 2005**] : Piush Verma, « *Condition monitoring of transformer oil and paper* », Thèse doctorat, Département de génie électrique et instrumentation, institut THAPAR d'ingénierie et de technologie, Université DEEMED Patiala, Inde, 2005
- [**Wah 99**] : Mohamed A.A. Wahab, M.M. Hamada, A.G. Zeitoun, « *Novel modeling for the prediction of aged transformer oil characteristics*», Elsevier, Electric Power Systems Research V.51, 1999.
- [**Yul 2010**] : Endah Yulastuti, « *Analysis of dielectric properties comparison between mineral oil and synthetic ester oil*», Thesis high voltage technology and management group faculty of electrical engineering, mathematics, and computer science, Delft University of Technology, June 2010.

# *Conclusion générale*

## *Conclusion générale*

Dans ce travail, nous avons complété quelques points proposés dans notre méthodologie, d'autres points ont été ajoutés au cours des travaux, tels que l'étude comparative du vieillissement de l'huile minérale et des huiles esters, l'application de nouvelles méthodes de diagnostic tel que le test de décharge électrique D6180 et l'étude de la possibilité de combinaison entre les méthodes traditionnelles et les méthodes nouvelles dans le contrôle de qualité durant le processus de vieillissement de liquides isolants.

De plus, une partie très importante a été entamée ; cette partie consiste en une modélisation du vieillissement électrique, par l'établissement d'un modèle mathématique pour prédire le facteur de dissipation diélectrique et le dégagement gazeux sous vieillissement électrique de l'huile isolante. Une prédiction de dégradation de propriétés de l'huile isolante sous champ électrique a été accomplie par l'application de techniques d'intelligence artificielle (IA).

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

- Le gazage de l'huile isolante sous contrainte électrique et thermique est la conséquence de la décomposition d'hydrocarbures. Les tests de stabilité réalisés nous permettent de simuler le comportement d'une huile neuve ou âgée sous champ électrique et sous contrainte thermique. Sans connaître la tendance au gazage initial des huiles, il est difficile d'établir si la détérioration de l'huile a réduit sa capacité à résister à la décomposition sous la même contrainte ou si une autre panne naissante est la cause de l'augmentation de la tendance au gaz.

- L'évaluation de la stabilité des huiles vieilles dévoile le rôle des produits d'oxydation dans leur comportement sous champ électrique et/ou contrainte thermique. La tendance au gazage des esters naturels est beaucoup plus faible que les autres types d'huiles. Les esters naturels âgés, ont une tendance au gazage qui décroît avec le temps.

-Le test de stabilité révèle les effets secondaires du gazage dus aux réactions chimiques secondaires entre les chaînes d'hydrocarbures rompues. Deux outils de diagnostic modernes (ASTM D6802 et ASTM D6181) ont été utilisés pour déterminer la concentration des produits de décomposition dissous et les suspensions colloïdales. 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.

- L'étude de l'interaction des contraintes multiples, révèle la particularité de chaque type d'huile (ester naturel, huile minérale, et ester synthétique), et montre que l'huile isolante contient une quantité limitée d'hydrocarbures instables.

- Les résultats expérimentaux obtenus ont été utilisés dans l'étude de corrélation, et l'analyse de régression. Certaines propriétés qui sont fortement liées à la dégradation de l'isolation sont mentionnées comme paramètres signifiants. Ces paramètres, sont utilisés pour la modélisation du vieillissement sous champ électrique d'une l'huile isolante. Une application spéciale de techniques d'intelligence artificielle (réseaux de neurones ANNS, et Neuro-flou ANFIS) nous a permis la prédiction de dégradation de l'huile minérale et de l'ester naturel à des périodes prolongées sous champ électrique. La modélisation mathématique utilisée dans la phase d'apprentissage a permis d'améliorer les résultats, tandis que la technique neuro-flou a prouvé son efficacité par rapport au réseau de neurones et donne un facteur de détermination plus élevé.

- Nous estimons que le suivi du vieillissement de l'isolation liquide par la surveillance et l'enregistrement de quelques paramètres diélectriques et physico-chimiques tel que les produits de dégradations est une méthode fiable et non couteuse 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. Nous regroupons ces perspectives sous forme de quelques recommandations pour des travaux futurs.

- Étude comparative de l'isolation mixte à base d'ester naturel, par rapport à l'isolation mixte à base de l'huile minérale actuellement utilisée. Cette étude permet d'étendre les outils de diagnostic existants pour l'isolation à base d'ester naturel.
- Etudes plus approfondies des interactions de contraintes et trouver les paramètres optimaux pour l'élaboration d'un modèle mathématique global de vieillissement. Afin d'avoir une prédiction plus précise de la fin de vie des transformateurs de puissance notamment les transformateurs à l'huile d'ester.
- L'application des méthodes d'analyse des gaz dissous, pour valider les résultats de ce travail. Cette méthode permet aussi d'étendre le modèle mathématique par de nouveaux paramètres et combiner les nouvelles méthodes telles que la mesure du DDP et de la turbidité avec la méthode AGD pour améliorer les outils de diagnostic.
- Dans ce travail, nous avons estimé les constantes des modèles mathématiques en utilisant la méthode des moindres carrés. Nous proposons de recalculer ces constantes par les méthodes intelligentes telles que les algorithmes génétiques (GA), et la méthode d'optimisation par essaim de particules (PSO) <sup>1</sup>.
- Généraliser les modèles mathématiques en utilisant d'autres approches de l'intelligence artificielle. Les méthodes hybrides, telle que la méthode LSSVM-PSO<sup>2</sup>... semblent être le bon choix pour cette application
- Dans le but de valider toutes nos corrélations établies dans ce travail, nous proposons la reproduction de nos expériences au laboratoire et des mesures sur des échantillons provenant de transformateurs en service ou en réparation.

---

<sup>1</sup> *PSO Particle swarm optimisation*

<sup>2</sup> *LSSVM-PSO : Least Squares Support Vector Machine combiné avec Particle Swarm Optimization*

# ***ANNEXE I***



## A.I.1 Les Huiles Minérales

### A.I.1.1 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<sup>1</sup>

Tableau A.I.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

### A.I.1.2 L'huile Minérale Nynas

Les Huiles naphthéniques de Nynas pour transformateur, sont reconnus mondialement pour leur très haute qualité Ces huiles ont des propriétés exceptionnelles grâce à leur basse viscosité à température élevées et à leur excellent pouvoir solvant aux températures très basses. Les huiles Nynas sont utilisées comme fluides fonctionnels, par exemple huiles pour câbles, huiles de transfert, caloporteurs, isolants, réfrigérants, fluides hydrauliques en installations industrielles, y compris la maintenance et les transferts de matière associés.

<sup>1</sup> 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.

Nytro 10XN est une huile isolante inhibé avec de très bonnes propriétés thermiques, électriques et excellentes propriétés de vieillissement, ce produit est conforme à la spécification IEC 60296 Ed.4. (2012) pour application spéciale et ASTM D 3487 type II.

**Tableau A.I.2:** Caractéristiques de l'huile Nynas <sup>1</sup>

Propriétés	Unité	Méthode d'essai	Limites		Valeurs typiques
			Min.	Max.	
<b>1- fonction</b>					
Viscosité 40°C	mm <sup>2</sup> /s	ISO 3104		8.0	7.6
Viscosité -30°C	Mm <sup>2</sup> /s	ISO 3104		800	730
point d'écoulement	°C	ISO 3016		-45	-63
Teneur en eau	mg/kg	CEI 60814		30	<20
Tension de claquage					
- Avant traitement	KV	CEI 60156	30		40-60
- Après traitement	KV	CEI 60296	70		
Densité à 20°C	Kg/dm <sup>3</sup>	ISO 12185		0.895	>70
DDF à 90°C		CEI 60247		0.005	<0.001
<b>2- Stabilité</b>					
Couleur			Jaune pale		
Apparence		CEI 60296	Clair, sans matière en suspension et sans sédiments		
Acidité	mgKOH/g	CEI 62021		0.01	<0.01
Tension interfacial	mN/m	EN 14210	10		49
Teneur total en sulfure	%	ISO 14596		0.05	<0.01
Soufre corrosif		DIN 51353	Non corrosive		Non corrosive
Antioxydants	wt%	CEI 60666		0.40	0.30
Furane	mg/Kg	CEI 61198		0.05	<0.05
Composées aromatiques	%	CEI 60590			6
<b>3 Performances</b>					
Stabilité à l'oxydation à 120°C et 500h		CEI 61125 C			
Acidité totale	mgKOH/g		0.30		0.05
Boue	Wt%		0.05		<0.02
DDF à 90°C			0.050		0.014
<b>3- Informations importantes relatives à la santé, à la sécurité et à l'environnement</b>					
Point d'ébullition	°C		>250		
Point de fusion/point d'écoulement	°C		-45		
Point flash	°C	ISO 2719	140		144
Pression de vapeur			160 pa		
Solubilité			Insoluble dans l'eau, soluble dans la plupart des solvants organiques		< 3
Temperature d'auto inflammation	°C	IP 346	270		>270
PCA	Wt%	IP 346			
PCB		CEI 61619	Non détectable		Non détectable

<sup>1</sup> Fiche technique , « Nytro 10 XN », Date d'émission: 2012-04-01, available à : file:///C:/Users/ADMIN/Downloads/Tekniske-Data\_PDS\_Nytro\_10XN\_EN.pdf

### A.I.1.3 L'huile Minérale Luminol

La gamme des fluides d'isolation électrique LUMINOL MC de Petro-Canada peut aider à réduire les pertes de puissance et à maximiser la productivité. Les fluides LUMINOL résistent mieux que les huiles d'isolation électrique naphthéniques aux variations brusques de courant et aux conditions extrêmes de température. Grâce à leur stabilité à l'oxydation naturellement élevée, ils résistent plus longtemps à la dégradation, ce qui aide à prolonger leur durée de service.<sup>1</sup>

Les fluides LUMINOL TR et LUMINOL TRI conviennent idéalement aux gros transformateurs d'alimentation et de distribution fonctionnant à pleine capacité, ainsi qu'aux unités munies de dispositifs de mise à l'air libre et à celles installées sur socle ou sur poteau dans les secteurs commercial, industriel et institutionnel.

**Tableau A.I.3** : Caractéristiques de l'huile Luminol

Propriétés	Essai	CSA-C50 classe A		ASTM D 3487		Luminol	
		Type I/III	Type II/IV	Type I	Type II	TR	TRi
<b>Propriétés physiques</b>							
Apparence	visuel	S.O		Limpide et vive		Limpide et vive	
Couleur	ASTM D1500	0.5 max		0.5 max		<0.5	
Densité à 15°C	ASTM D4052	0.906 max		0.91 max		0.835	
Viscosité cinématique à 100 °C	ASTM D 445	S.O.		3.0 max		2.8	
Viscosité cinématique à 40 °C	ASTM D 445	10 max		12.0 max		9.2	
Viscosité cinématique à 0 °C	ASTM D 445	75 max		76.0 max		53	
Viscosité cinématique à -40 °C	ASTM D 445	2500 max		S.O		1230	
Point d'écoulement, °C	ASTM D 5950	-46 max		-40 max		-60	
Tension interfaciale à 25°C, dynes/cm	ASTM D 971	40 min		40 min		48	
Point d'éclair, °C	ASTM D92	145 min		145 min		170	
<b>Propriétés chimiques</b>							
Indice neutralisation mgKOH/g	ASTM D 974	0.03 max		0.03 max		< 0.01	
Teneur en au , ppm	ASTM D6304	35 max		35 max		< 25	
Soufre corrosif	ASTMD 1275B	Non corrosif		Non corrosif		Non corrosif	
Teneur en biphényles polychlorés, ppm	ASTM 4059	2 max		indéetectable		Néant	
Stabilité à l'oxydation% poids, boues à 72 h	ASTM 2440	0.1 max	S.O	0.15 max	0.1 max	<0.01	<0.01
Stabilité à l'oxydation N° neutralisation mgKOH/g à 72 h	ASTM 2440	0.4 max	S.O	0.5 max	0.3 max	<0.01	<0.01
Stabilité à l'oxydation% poids, boues à 164 h	ASTM 2440	0.2 max	0.05 max	0.3 max	0.2 max	<0.01	<0.01

<sup>1</sup> *Lubricants.petro-canada, « Guide des lubrifiants 2016 », Mississauga (Ontario) Canada.*

.../....

Stabilité à l'oxydation N° neutralisation mgKOH/g à 164h	ASTM 2440	0.5 max	0.2 max	0.6 max	0.4 max	<0.01	<0.01
Stabilité à l'oxydation, % poids, boues	IEC 61125C	Types III et IV : 0.08 max		S.O.		<0.02	
Stabilité à l'oxydation, % poids, boues	IEC 61125C	Types III et IV : 1.2 max		S.O.		<0.02	
Stabilité à l'oxydation, facteur de puissance à 90°C	IEC 61125C	Types III et IV : 0.5 max		S.O.		<0.01	
Concentration d'inhibiteur, % en poids	ASTM D2668	≤ 0.08	>0.08 -0.40	≤ 0.08	≤ 0.08 -0.30	0.08	0.20
Essai d'oxydation	ASTM D2112	S.O	195 min	S.O		400	600
<b>Propriétés électriques</b>							
Tension de claquages à 60 Hz, électrodes à disque, min, Kv	ASTM 877	30 min		30 min		55	
Tension de claquages à 60 Hz, électrodes VDE, 2.03 min, Kv	ASTM D1816	24min		35min		44	
Impulsion de claquage diélectrique, Kv	ASTM D3300	145 min		145 min		>300	
Tendance au dégagement gazeux µl/min.	ASTM D2300	S.O		+30 max		-10	
Facteur de puissance à 60 Hz, 100 °C	ASTM D924	0.005 max		0.003 max		0.001	
Facteur de puissance 60Hz,25°C	ASTM D924	0.0005 max		0.0005 max		<0.0001	

## A.I.2 Les Huiles Ester

### A.I.2.1 Introduction

A partir de 1976, un grand développement a eu lieu dans le domaine des huiles synthétiques à base d'ester. Ce type d'huile a été à la base de la norme CEI 61099 qui a été élaborée en 1992 et révisée en 2010. Dans certaines régions du monde, l'huile d'ester synthétique a pris la place de l'huile silicone en raison de son excellente tenue au feu et de sa très bonne biodégradabilité dans l'eau.

Les huiles à base d'ester naturel (ou huile végétale) ont, quant à elles, été développées aux USA à partir de 1991. Une norme CEI est publiée en 2013, s'appuie sur la norme IEEE déjà en place depuis 2008<sup>1</sup>. Actuellement, de grands développements sont en cours dans ce domaine. Quelques gros transformateurs ont déjà été remplis avec des huiles de type « ester » dans plusieurs pays par différents fabricants :

- ■ Siemens (ELIN) a rempli pour Vattenfall en 2004 quelques appareils de 240 kV, 130 MVA avec l'huile ester synthétique Midel 7131 ;
- ■ ABB a rempli quelques appareils de 138 kV, 25 MVA avec l'huile ester naturelle Biotemp combinée au matériau isolant Nomex pour des utilisateurs au Brésil en 2007 et de 66 kV, 40/50 MVA (ONAN/ONAF3)) pour l'Égypte en 2010<sup>2</sup>; (Figure A.I.1.)
- ■ Areva a rempli plusieurs transformateurs de 130 kV, 90 MVA et réactances d'une tension allant jusqu'à 220 kV avec l'huile ester naturelle FR3 de Cooper en 2006.<sup>1</sup>



**Fig. A.I.1 :** Transformateur ABB de 25 MVA, 138 kV, rempli avec l'huile ester naturel Biotemp

<sup>1</sup> Pierre Boss, "Fluides isolants pour transformateurs Introduction des huiles végétales à base d'ester Naturel", Bulletin 12 / 2012.

<sup>2</sup> P. Boss et al. : "New insulating fluids for transformers based on biodegradable high oleic vegetable oil", MatPost'07, 3rd European Conference on HV & MV Substation Equipment, Lyon, France, November 15- 16, 2007.

Actuellement, une future vision sur les huiles pour transformateurs correspond au remplacement de la charge d'huile minérale par une huile végétale, puisque seules les huiles ayant un point de feu supérieur à 300 °C y sont tolérées à l'avenir<sup>1</sup>, l'ASTM<sup>2,3</sup>, IEC<sup>4,5,6</sup> et IEEE<sup>1, 7,8</sup> ont publié des nouvelles spécification juste pour les huiles non minérales.

### A.I.2.2 Ester synthétique Midel 7131

MIDEL 7131 est un fluide diélectrique à base d'esters synthétiques, utilisé dans les transformateurs du monde entier depuis plus de 30 ans. La formulation spéciale de MIDEL 7131 permet de proposer une alternative supérieure, sur les plans de la sécurité et de la qualité, aux transformateurs traditionnels. MIDEL 7131 est un fluide haute performance qui offre une sécurité accrue contre les risques d'incendie, une meilleure protection environnementale et une tolérance d'humidité supérieure. Les tests réalisés ont également démontré ses excellentes propriétés diélectriques.<sup>9</sup>

MIDEL 7131 est conforme à la directive CEI 61099 (Spécifications relatives aux esters organiques de synthèse neufs destinés aux matériels électriques). Ce produit est classé dans la catégorie T1 (ester de pentaérythritol sans halogène).<sup>1</sup>

Tous les grands constructeurs proposent des transformateurs remplis de MIDEL 7131. MIDEL 7131 convient à un large éventail d'applications dans le domaine du transformateur (transformateurs hermétiques et respirant notamment), transformateurs de distribution, transformateurs de puissance, transformateurs de traction, transformateurs de redressement, transformateurs sur poteau, rommutateurs à prises de réglage, et refroidissement de thyristors <sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> IEEE Guide C57.147-2008 – IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers

<sup>2</sup> American Society for Testing and Materials (ASTM). Standard Specifications for Silicone Fluid Used for Electrical Insulation; ASTM D4652-05; ASTM International: West Conshohocken, PA, USA, 2012.

<sup>3</sup> American Society for Testing and Materials (ASTM). Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus; ASTM D6871-03; ASTM International: West Conshohocken, PA, USA, 2008.  
<sup>4</sup> IEC 61099. In *Insulating Liquids, "Specifications for Unused Synthetic Organic Esters for Electrical Purposes, 2nd ed.*; IEC: Geneva, Switzerland, 2010; p. 28.

<sup>5</sup> IEC 62770. In *Fluids for Electrotechnical Applications—Unused Natural Esters for Transformers and Similar Electrical Equipment, 1st ed.*; IEC: Geneva, Switzerland, 2013; p. 34.

<sup>6</sup> IEC 60836. In *Specifications for Unused Silicone Insulating Liquids for Electrotechnical Purposes, 3rd ed.*; IEC: Geneva, Switzerland, 2015; p. 21.

<sup>7</sup> IEEE C57.111-1989. In *Guide for Acceptance of Silicone Insulating Fluid and Its Maintenance in Transformers*; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 1989.

<sup>8</sup> IEEE C57.155-2014. In *Guide for Interpretation of Gases Generated in Natural Ester and Synthetic Ester Immersed*

*Transformers*; IEEE: Piscataway, NJ, USA, 2014.

<sup>9</sup> M&I Materials Ltd, sociétés de développement de matériaux spécialisés pour l'Industrie et les Sciences, "Fiches techniques, Le Midel 7131", P1-3, Septembre 2014

**Tableau A.I.4.** Caractéristiques de l'ester de transformateur de type T1 selon la norme CEI 61099 et DIN VDE 0375 (valeurs typiques)<sup>1</sup>

	Unité	Méthode de test	Exigence	Midel 7131
<b>Propriétés physiques (Directive CEI 61099)</b>				
Couleur	HU	ISO 2211	Max 200	125
Apparence	-	CEI 61099.7.1.2	Incolore, sans matière en suspension ni sédiments	Incolore, sans matière en suspension ni sédiments
Densité à 20 °C	Kg/dm <sup>3</sup>	ISO 3675	Max 1.00	0.97
Viscosité cinématique à 40 °C	Mm <sup>2</sup> /s	ISO 3104	Max 35.0	28
Viscosité cinématique à 20 °C	Mm <sup>2</sup> /s		Max 3000	1400
Point éclair	°C	ISO 2719	Min 250	280
Point d'inflammabilité	°C	ISO 2592	Min 300	316
Point d'écoulement	°C	ISO 3016	Min .45	.80
Cristallisation	.	CEI 61099 (210) annexe A	Pas de cristaux	Pas de cristaux
<b>Propriétés chimiques (Directive CEI 61099)</b>				
Teneur en eau	mg/kg	CEI 60814	Max 200	50
Indice de neutralisation	mgKOH/g	CEI 62021-2	Max 0.03	<0.03
Stabilité à l'oxydation				
- Teneur total en acide	mgKOH/g	CEI 61125	Max 0.3	0.01
- Teneur totale en boue	% masse		Max 0.01	<0.01
Pouvoir calorifique inférieur	MJ/kg	ASTM D240-02	< 32	31.6
<b>Propriétés diélectriques (Directive CEI 61099)</b>				
Tension disruptive	KV	CEI 60156	Min 45	>75
Facteur de dissipation diélectrique	-	CEI 60247	Max 0.03	<0.008
Tan δ à 90°C et 50 Hz				
Résistivité transversale CC à 90°C	Gohm.m	CEI 60247	Min 2	> 30

### A.I.2.3 Ester Naturel Midel eN

MIDEL eN est un fluide diélectrique à base d'ester naturel qui est fabriqué à partir de l'huile de graines renouvelable et comestible. Ce produit a été conçu pour fournir un fluide à moindre coût, utilisé dans les transformateurs fermés, dans des conditions de climat tempéré. Il est particulièrement adapté aux installations intérieures où la protection anti-incendie constitue une priorité. MIDEL eN garantit une protection anti-incendie optimale, une protection accrue de l'environnement et une tolérance d'humidité élevée.

<sup>1</sup> M&I Materials Ltd, sociétés de développement de matériaux spécialisés pour l'Industrie et les Sciences, "Fiches techniques, Le Midel 7131", P1-3, Septembre 2014

Les essais ont également démontré que MIDEL eN présente d'excellentes propriétés diélectriques.<sup>1</sup> Cette huile est essentiellement indiquée dans les transformateurs de puissance et de distribution fermés. Contrairement à MIDEL 7131 à base d'ester synthétique, il n'est pas recommandé pour les transformateurs respirant.<sup>1</sup>

**Tableau A.I.5.** Caractéristiques du fluide diélectrique à base d'ester naturel (valeurs typiques)<sup>1</sup>

	Unité	Méthode de test	Exigence selon IEEE C57.147	Midel eN valeurs typiques
<b>Propriétés physiques (Directive CEI 61099)</b>				
Apparence	-	CEI 61099.7.1.2 ASTM D 1524	-	Clair, sans matière en suspension et sans sédiments
Densité à 20 °C	Kg/dm <sup>3</sup>	ISO 3675 ASTM 1298	Max 0.96	0.92
Viscosité cinématique à 0 °C Viscosité cinématique à 40 °C Viscosité cinématique à 100 °C	Mm <sup>2</sup> /s (Cst)	ISO 3104 ASTM D 445	Max 500 Max 50 Max 15	232 37 9.3
Point éclair	°C	ISO 2592 ASTM D 92	Min 275	327
Point d'inflammabilité	°C	ISO 2592 ASTM D 92	Min 300	360
Point d'écoulement	°C	ISO 3016 ASTM D 92	Max 10	. 31
Couleur	ASTM unit.	ASTM D 1500	≤ 1.0	1.0
<b>Propriétés chimiques</b>				
Teneur en eau	mg/kg	CEI 60814 ASTM D 1533	Max 200	50
Indice de neutralisation	mgKOH/g	CEI 62021 ASTM D 974	Max 0.06	<0.05
Valeur calorifique nette	MJ/kg	ASTM D240-02	-	37.5
Souffre corrosif		CEI 62535 ASTM D12758	-	Non corrosif
<b>Propriétés diélectriques</b>				
Tension disruptive à 1mm Tension disruptive à 2mm Tension disruptive à 2,5mm Tension disruptive impulsée à 25.4 mm	KV	ASTM D 1816 ASTM D 1816 CEI 60156 ASTM D 3300 CEI 60897	Min 20 Min 35  Min 130	45 57 >75 134
Facteur de dissipation diélectrique Tan δ à 90°C et 50 Hz 25 °C 100 °C	-	CEI 60247 ASTM D 924 ASTM D 924	Max 0.2 % Max 4.0 %	<0.005 0.023 % 0.767 %

<sup>1</sup> M&I Materials Ltd, sociétés de développement de matériaux spécialisés pour l'Industrie et les Sciences, "Fiches techniques, Le Midel 7131", P1-3, Septembre 2014



### A.I.2.3 Ester Naturel FR3

Le fluide Envirotemp FR3 est un ester naturel dérivé des huiles végétales renouvelables - offrant de meilleurs résultats en termes de sécurité contre l'incendie, de durée de vie/possibilité de charge du transformateur et d'avantages environnementaux qui sont supérieurs à ceux de l'huile minérale et ne sont surpassés par aucun autre refroidissant diélectrique. Étant donné qu'il est dérivé de matières premières renouvelables, il présente une très faible empreinte carbone - inégalée par tout autre fluide diélectrique. Le fluide Envirotemp FR3 est utilisé dans plus de 500 000 transformateurs de distribution et d'alimentation dans le monde et est parfaitement adapté aux transformateurs jusqu'à 420kV.<sup>1</sup>

Le fluide Envirotemp FR3 est compatible avec les matériaux et éléments de construction standard pour transformateurs. Le fluide Envirotemp FR3 devrait être stocké<sup>1</sup>

**Tableau A.I.6.** Limites d'acceptation recommandées pour le fluide Envirotemp FR3.

Propriétés	Limites de spécifications		Méthode d'essai
	IEEE C57.147	ASTM D 6871	
<b>Electrique</b>			
Rupture diélectrique 2mm (KV) - Echantillons prélevés dans le fluide en vrac - Echantillons prélevés dans les conteneurs/fûts.	≥ 35 ≥ 60	≥ 35	ASTM D 1816
Facteur de dissipation (%) 25 °C 100°C	≤ 0.20 ≤ 4		ASTM D 924
Tendance à produire les gaz(µl/min)		≤ 0	ASTM D 2300
<b>Physique</b>			
Couleur (unité ASTM)	≤ 1.0	≤ 1.0	ASTM D 1500
Aspect		Clair et limpide	ASTM D 1524
Viscosité cinématique à 40 °C	≤ 50	≤ 50	
Viscosité cinématique à 100 °C	≤ 15	≤ 15	
Point d'écoulement (°C)	≤ -10	≤ -10	ASTM D 97
Point d'inflammation ( °C)	≥ 300	≥ 300	ASTM D 92
Point d'éclair (vase ouvert) ( °C)	≥ 275	≥ 275	ASTM D 92
Densité relative (15°C/15°C)	≤ 0.96	≤ 0.96	ASTM D 1298
<b>Chimique</b>			
Teneur en eau (mg/Kg) - Echantillons prélevés dans le fluide en vrac - Echantillons prélevés dans les conteneurs/fûts.	≤ 200 ≤ 100	≤ 200 ≤ 100	ASTM D 1533 ASTM D 1533
Indice d'acidité	≤ 0.06	≤ 0.06	ASTM D 974
Soufre corrosif	Non corrosif	Non corrosif	ASTM D 1275B
Teneur en PCB	Non détectable	Non détectable	ASTM D 4059

<sup>1</sup> Cargill, « Le fluide Envirotemp™ FR3™ », fiche technique, P1-2, Mai 2013

# ***ANNEXE II***

## A.II.1 Les réseaux de neurones

### A.II.1.1 Le neurone biologique

Le neurone est l'unité de base du système nerveux central. Celui-ci en posséderait environ cent milliards. Il présente des caractéristiques qui lui sont propres et se retrouvent au niveau de cinq fonctions spécialisées qu'ils assurent :

- Recevoir des signaux en provenance de neurones voisins
- Intégrer ces signaux
- Engendrer un flux nerveux
- Le conduire
- Le transmettre à un autre neurone capable de le recevoir<sup>1</sup>.

C'est une cellule constituée principalement de trois parties: dendrites, le corps cellulaire et l'axone

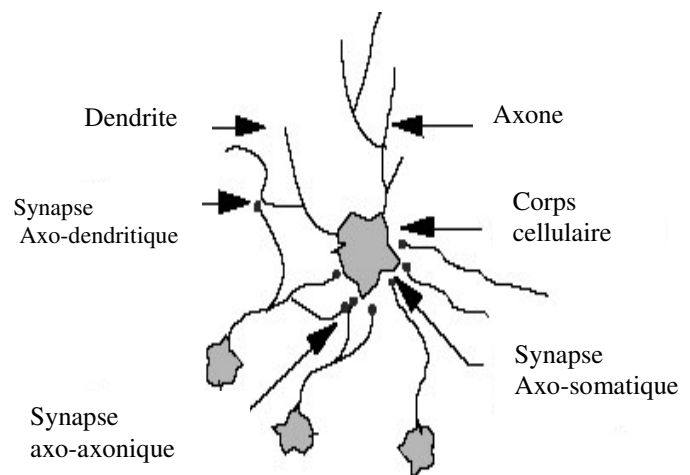


Fig. A.II.1 Le neurone biologique <sup>2</sup>

### A.II.1.2 Le neurone artificiel

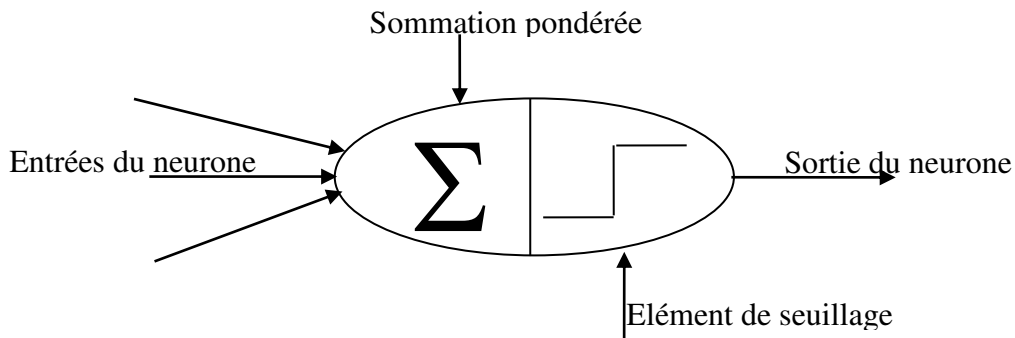
A partir de l'hypothèse et le comportement intelligent des éléments de base du cerveau, les réseaux de neurones artificiels ont été développés. Les réseaux de neurones artificiels sont des modèles, qui peuvent être décrits par leurs composants, leurs variables descriptives et les interactions des composants.<sup>2</sup>

Une simple sommation des signaux arrivant au neurone (ces signaux sont communément appelés les *entrées* du neurone) et comparée à un seuil. De la comparaison est déduite la sortie du neurone. Cette sortie sera par exemple égale à 1 si la somme est supérieure au seuil et à 0 dans le cas contraire. Plus formellement encore, il suffit pour obtenir ce comportement de soustraire le seuil considéré à la somme des entrées, et de faire passer le résultat par la *fonction de transfert* du neurone. Le résultat après transfert est alors la sortie du neurone. Cet

<sup>1</sup> F.M Clément, « Réseaux neurones », Laboratoire de Mathématiques appliquées et systèmes. Livre, Edition Eyrolles 1990.

<sup>2</sup> Claude Touzet, « Les réseaux de neurones artificiels; introduction au connexionnisme » cours, exercices et travaux pratiques; juillet 1992

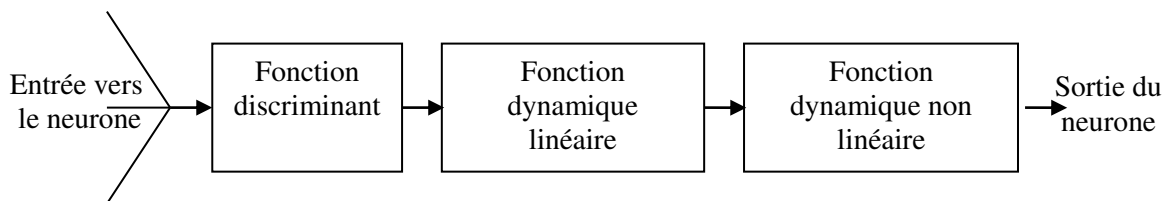
enchaînement "sommutation" puis "non-linéarité" représente finalement les propriétés "physiques" du neurone.<sup>1,2</sup>



**Fig. A.II.2 :** le modèle de MC Culloch et Pitts<sup>3</sup>

Le fonctionnement du neurone formel est alors :

$$S = f\left(\sum_{i=1}^n W_i X_i\right) \quad (\text{A.II.1})$$



**Fig. A.II.3 :** Schéma symbolique des différentes fonctions mathématiques à l'intérieur d'un neurone formel<sup>3</sup>

#### a) Fonction discriminant

Cette fonction appelée aussi fonction de base (Basis fonction) définit l'activité du neurone. En général on utilise la fonction linéaire LBF (Linear Basis Fonction) pour améliorer les performances du réseau.

#### b) Fonction dynamique linéaire

Ce bloc détermine la dynamique du réseau. Dans le cas général, cette fonction est régie par l'équation différentielle du 1<sup>er</sup> ordre

$$a_0 \dot{x}_i(t) + a_1 x_i(t) = y_i(t) \quad (\text{A.II.2})$$

ou  $x_i$  est l'activation de  $i^{\text{ème}}$  neurones, c'est le résultat de la fonction discriminante,  $y_i$  est la sortie du système dynamique et  $a_i$  sont des paramètres. Cette équation reflète l'activité électrique réelle du neurone, à savoir la charge et la décharge de potentiel.<sup>3,4</sup>

<sup>1</sup> Yazid Mohamed Yeddou, « Etude de synthèse sur les réseaux de neurones et leurs application », école nationale polytechnique, Juin 1998.

<sup>2</sup> Leila Mokhnache, « Application de RN dans le diagnostic et la prédiction des isolations HT », Thèse Doctorat, école nationale polytechnique, Janvier 2004.

### c) Fonction du transfert (fonction non dynamique non linéaire)

Pour rendre l'activité du neurone bornée, une non linéarité est donc nécessaire. (Fig.A.II.4)<sup>1,2</sup>

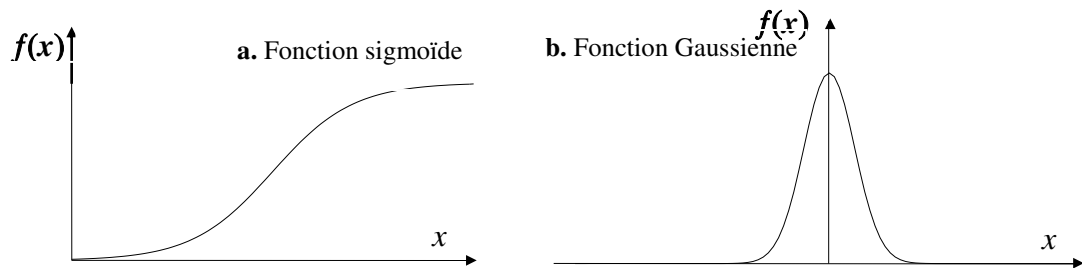


Fig. A.II.4 Allure de quelques fonctions d'activation

#### A.II.1.3 Classification des réseaux de neurones

La figure A.II.5 résume les trois différentes possibilités suivant lesquelles on peut classer les réseaux de neurones.

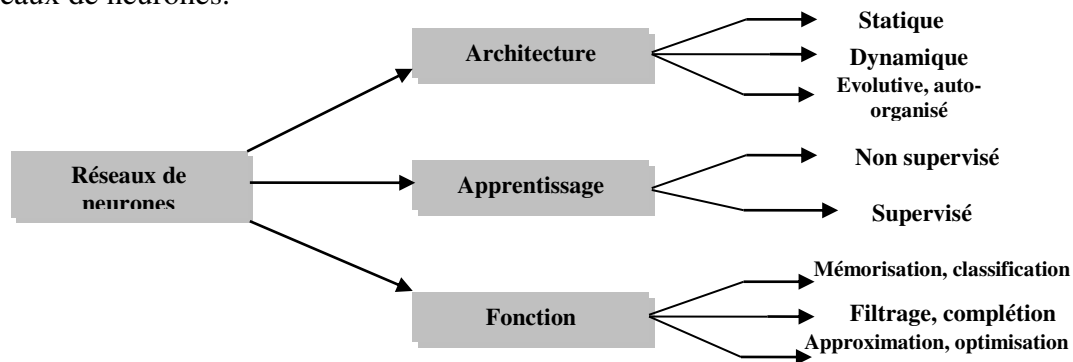


Fig. A.II.5 Les différentes possibilités de classification des réseaux de neurones<sup>1</sup>

#### A.II.1.4 Apprentissage des réseaux de neurones

L'apprentissage est une phase du développement d'un réseau de neurones durant laquelle le comportement du réseau est modifié jusqu'à l'obtention du comportement désiré. L'apprentissage neuronal fait appel à des exemples de comportement.

Son objectif est l'amélioration des performances futures du réseau, sur la base d'une connaissance acquise au fur et à mesure des expériences passées ou encore une adaptation des poids de façon à ce que le réseau apprenne le comportement du processus, via une base de données acquise on-line (en temps réel) ou off-line (en temps différé). Et comme l'information que peut acquérir un réseau de neurones est représentée dans les poids des

<sup>1</sup> Yazid Mohamed Yeddou, « Etude de synthèse sur les réseaux de neurones et leurs application », école nationale polytechnique, Juin 1998.

<sup>2</sup> Claude Touzet, « Les réseaux de neurones artificiels; introduction au connexionnisme » cours, exercices et travaux pratiques; juillet 1992

connexions entre les neurones, l'apprentissage consiste donc à ajuster ces poids de manière à satisfaire un critère d'optimisation.<sup>1</sup>

$$\text{Apprentissage} \equiv \frac{dW}{dt} \neq 0.$$

Il est souvent impossible de décider a priori des valeurs des poids des connexions d'un réseau pour une application donnée.

Au niveau des algorithmes d'apprentissage, on a défini deux grandes classes selon que l'apprentissage est supervisé ou non supervisé. Cette distinction repose sur la forme des exemples d'apprentissage.<sup>23</sup>

- *Apprentissage Supervisé* : Il se fait en présence d'un superviseur (teacher); l'utilisateur dispose d'un comportement de référence précis qu'il désire faire apprendre au réseau. Le réseau est donc capable de mesurer la différence entre son comportement actuel et le comportement de référence, et de corriger ses poids de façon à réduire cette erreur.
- *Apprentissage Semi-Supervisé* : l'utilisateur ne possède que des indications imprécises (par exemple, échec/succès du réseau) sur le comportement final désiré. Les techniques d'apprentissage semi-supervisé sont aussi appelées apprentissage par renforcement (*reinforcement learning*). En effet, on dispose souvent tout au plus d'une évaluation qualitative du comportement du système. Dans ce type d'apprentissage, le réseau rajuste ses poids synaptiques suivant un critère de performance. Celui-ci renforce les poids du réseau si le critère y est favorable et les punit dans le cas contraire.
- *Apprentissage non-supervisé* : L'apprentissage non supervisé nécessite la présence des entrées seulement. Les poids du réseau sont modifiés en fonction de critères internes comme la coactivation des neurones. Cet entraînement se fait sur la base d'informations locales existant aux niveaux des neurones et découvre les propriétés collectives qui existent entre les données sur la base desquelles le réseau doit s'organiser. Les comportements résultants de ces apprentissages sont en général comparables à des techniques d'analyse de données. On les appelle aussi *autoorganisation*.<sup>4</sup>

### A.II.1.5 Réseaux de neurones à apprentissage Supervisé

Ce type de réseaux a pour rôle de ramener le réseau vers le comportement désiré, imposé par le superviseur, ceci se fait par la recherche du vecteur synaptique localement optimal  $W^*$ , parmi toutes les combinaisons possibles dans l'espace des poids, qui assurerait la meilleure approximation possible.

<sup>1</sup> Refat A. Ghunem, Khaled Assaleh and Ayman H. El-Hag: Artificial Neural Networks with Stepwise Regression for Predicting Transformer Oil Furan Content. IEEE, TDEI 2011

<sup>2</sup> L. Baghli, « Contribution à la commande de la machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux neurones et des algorithmes génétiques », thèse de Doctorat de l'université Henri Poincaré, France 1999.

<sup>3</sup> Claude Touzet, « Les réseaux de neurones artificiels; introduction au connexionnisme » cours, exercices et travaux pratiques; juillet 1992

<sup>4</sup> Yazid Mohamed Yeddou, « Etude de synthèse sur les réseaux de neurones et leurs application », école nationale polytechnique, Juin 1998.

Il est nécessaire de déterminer, dans ce genre d'apprentissage, la fonction qui mesure l'écart entre les sorties désirées et celles fournies par le réseau. Cette fonction appelée *Fonction Objectif* constitue le critère à minimiser en agissant sur les poids synaptiques.<sup>2</sup>

Ce critère est en général une fonction de l'erreur entre la sortie désirée et la réponse du réseau.

$$E = \psi(Y_k - d_k) \quad (\text{A.II.3})$$

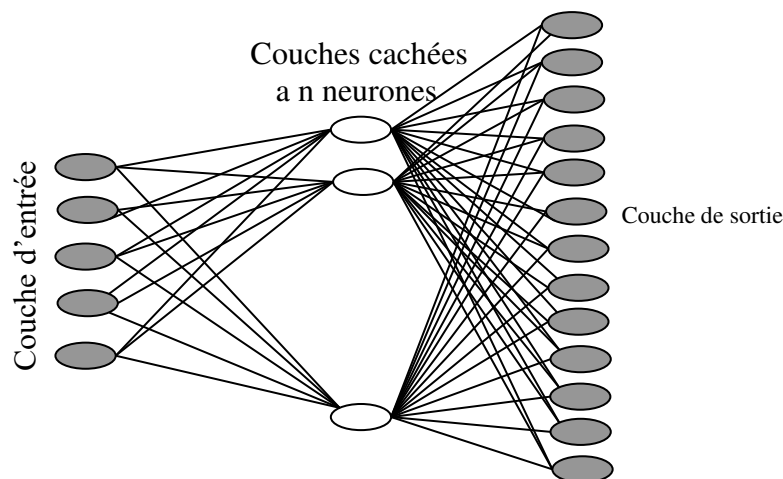
Où  $d_k$  est la sortie désirée et  $Y_k$  représente l'estimation du réseau (sortie du réseau).

L'apprentissage supervisé nécessite en général une grande quantité de données, que l'on regroupe dans un *ensemble d'exemples d'apprentissage*. Selon la technique d'apprentissage utilisée, d'autres ensembles de données sont aussi employés, notamment pour mesurer la validité de la solution trouvée par le réseau. On appelle ces données supplémentaires des *ensembles d'exemples de test* ou de *généralisation*. On appelle généralisation la capacité du réseau à réagir correctement lorsqu'on lui présente des entrées qui n'ont pas été vues lors de l'apprentissage.<sup>1,2</sup>

### A) Réseaux multicouches statiques

Contrairement au cas linéaire, il est intéressant d'élargir les structures vers des architectures multicouches permettant d'obtenir des réseaux plus puissants aptes à traiter des problèmes plus complexes.

Ce type de réseaux apparus en 1985, est aujourd'hui le modèle le plus employé. Ils sont constitués par des unités organisées en couches : une couche d'entrée, une ou plusieurs couches cachées, et une couche de sortie. Les unités de la couche d'entrée reçoivent les signaux provenant de l'environnement, ces signaux représentent les informations traitées par le réseau. La couche de sortie rend disponible le résultat de l'activation du réseau à l'environnement extérieur. Enfin, les unités cachées, n'ont pas d'interaction directe avec l'environnement.<sup>1,2</sup>



**Fig. A.II.6** Réseaux multicouche.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Claude Touzet, « Les réseaux de neurones artificiels; introduction au connexionnisme » cours, exercices et travaux pratiques; juillet 1992

<sup>2</sup> Leila Mokhnache, « Application de RN dans le diagnostic et la prédiction des isolations HT », Thèse Doctorat, école nationale polytechnique, Janvier 2004.

<sup>3</sup> S. Boudraa: « Diagnostic des huiles de transformateur par Analyse des gas dissous DGA ». Mémoire de magistère, Batna, Algérie, 2005

## B) Apprentissage d'un réseau multicouche - Méthode de descente de gradient

L'erreur quadratique instantanée est donnée par la formule:

$$\zeta_t = \frac{1}{2}(e)^2 = \frac{1}{2}(d - y)^2 \quad (\text{A.II.4})$$

Afin de progresser dans le sens opposé du gradient, le taux d'adaptation des poids est donné par :

$$\Delta w^* = -\frac{\partial \zeta}{\partial w} = -ex \quad (\text{A.II.5})$$

et les poids adaptés :

$$w(k+1) = w_{ij}(K) + \eta(d_i - y_i)x_i \quad (\text{A.II.6})$$

$\eta$  le taux d'apprentissage, son rôle est de réguler la vitesse de convergence, et contrôler la stabilité de ce processus.

### a) Back propagation (retro propagation)

Dans cette méthode on peut rétro-propager l'erreur commise en sortie vers les couches cachées, d'où le nom rétro propagation.<sup>1</sup>

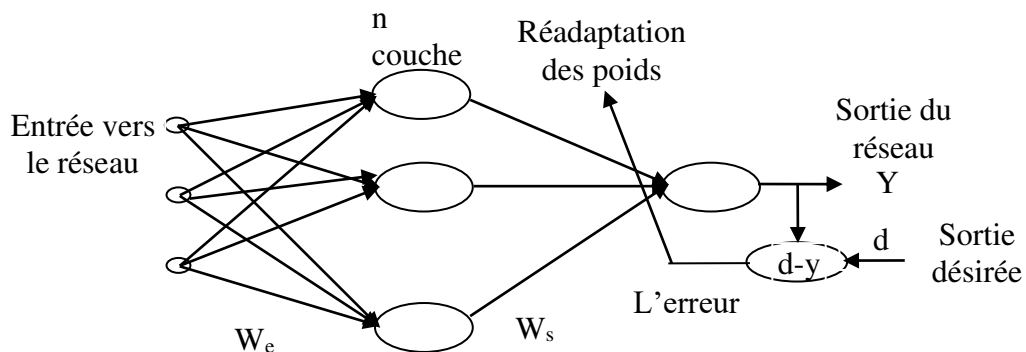


Fig.. A.II.7 Principe de l'entraînement par rétro-propagation de l'erreur<sup>2</sup>

### - Méthode de Levenberg-Marquardt (L.M)

c'est la méthode la plus utilisée, cette méthode considère la surface d'erreur quadratique, en se basant sur la fonction d'énergie qui a la forme:<sup>3</sup>

$$E(k+1) = E(k) + \dot{E}(k) \cdot \Delta W(k) + \frac{1}{2}(\Delta W(k))^T \cdot \ddot{E}(k) \cdot \Delta W(k) \quad (\text{A.II.7})$$

En posant pour chaque neurone  $i$  d'une couche  $L$  le vecteur de poids  $(w_i^L)$  lui parvenant des neurones de la couche qui le précède. Minimiser la fonction d'énergie revient à résoudre l'équation :

<sup>1</sup> Claude Touzet, « Les réseaux de neurones artificiels; introduction au connexionnisme » cours, exercices et travaux pratiques; juillet 1992

<sup>2</sup> Leila Mokhnache, « Application de RN dans le diagnostique et la prédiction des isolations HT », Thèse Doctorat, école nationale polytechnique, Janvier 2004.

<sup>3</sup> Howard Demuth, Mark Beale, « Neural Network Toolbox For Use with MATLAB », Version-03, Janvier-98.



$$\frac{\partial E(k+1)}{\partial \Delta W(k)} = 0$$

(A.II.8)

Avec  $\Delta W(k)$  est le vecteur global des taux d'adaptation de tous les vecteurs de poids  $w_i^l$ .

Soit  $J_i^l$  les vecteurs des dérivées de l'erreur à la sortie du réseau par rapport à ces vecteurs poids  $w_i^l$  pour  $l=1, \dots, L$ , et  $i=1, \dots, n_l$  où  $n_l$  est le nombre de neurones dans la dernière couche et  $L$  le nombre de couches cachées.

$$J_i^l = \sum_{p=1}^K \sum_{i=1}^{n_l} (d_i^p - y_i^{(L)}) \left[ -\frac{\partial y_i^p}{\partial w_i^l} \right] \quad (\text{A.II.9})$$

$k$  représente le nombre d'exemples d'entraînement. On définit  $J$  le vecteur rassemblant les vecteurs  $J_i^l$  qui est le jacobien de l'erreur par rapport aux vecteurs poids. Afin de trouver l'optimum de (A.9), on obtient:

$$H \Delta W = -J \quad (\text{A.II.10})$$

$H$  représente la matrice Hessienne (ou le Hessien)

L'équation représente un système d'équations linéaires dont la résolution peut être faite par la méthode de Gauss-Newton.

La méthode de Levenberg-Marquardt remplace le calcul du Hessien par une approximation numérique donnée par :

$$H = FF^T + \lambda \Omega \quad (\text{A.II.11})$$

Où  $\lambda$  est un coefficient positif

$\Omega$  : Une matrice choisie (le choix d'une matrice identité diagonale peut bien être fait)

Tout comme les méthodes quasi-Newtoniennes, l'algorithme d'apprentissage de Levenberg-Marquardt était conçu pour approximer le calcul des deuxièmes dérivées sans devoir calculer la matrice Hessienne, en utilisant l'approximation suivante :<sup>1</sup>

$$H = J_C^T J_C$$

et le gradient est calculé par :

$$G = J_C^T \cdot \varepsilon$$

où  $J_C$  est la matrice Jacobienne, qui contient les premières dérivées de l'erreur par rapport aux poids, et  $\varepsilon$  est le vecteur d'erreurs du réseau de neurones par rapport aux poids. Le Jacobien peut être calculé par rétropropagation (méthode du gradient) qui est beaucoup moins complexe que le calcul de la matrice Hessienne<sup>2</sup>

L'algorithme de Levenberg-Marquardt emploie cette approximation de la matrice Hessienne, pour calculer les nouveaux poids du réseau de neurones de la couche L, en modifiant l'algorithme de Newton comme suit :

$$w_{ij}^l(n+1) = w_{ij}^l(n) - [H(n) + \eta_u I]^{-1} G(n) \quad (\text{A.II.12})$$

<sup>1</sup> Howard Demuth, Mark Beale, « *Neural Network Toolbox For Use with MATLAB* », Version-03, Janvier-98.  
<sup>2</sup> S. Boudraa, L. Mokhnache, I.Fofana, "Artificial neural networks for predicting the gassing tendency under electrical discharge in insulating oil for extended time", jee paper 2014

$I$  : est une matrice d'identité  
 $\eta_u$  : est le facteur d'apprentissage.  
 $H(n)$  :est la matrice hessienne

Quand  $\eta_u$  tend vers zéro, on retrouve la méthode de Newton, en utilisant l'approximation de la matrice Hessienne, et quand  $\eta_u$  est suffisamment grand, on obtient l'algorithme de la méthode de descente de gradient avec un pas d'essai relativement faible.

Le choix de  $\eta_u$  est cependant délicat ; on peut aboutir à des effets inverses, des oscillations ou un ralentissement de la convergence. Les performances apportées par ce terme ne sont pas toujours convaincantes. Le mieux est de choisir un facteur d'apprentissage adaptatifs.  $\mu_u$  est augmentée après chaque itération qui provoque une réduction de l'erreur, et diminué seulement quand un pas d'essais augmente l'erreur ce qui fait que l'erreur est réduite à chaque itération de l'algorithme.

L'algorithme de Levenberg Marquardt paraît être la méthode la plus rapide, quand il est utilisé pour l'apprentissage des réseaux neuronaux de taille modérée de type Feedforward comprenant plusieurs centaines de poids.<sup>12</sup>

### A.II.1.6 Avantages des réseaux de neurones<sup>3</sup>

Les réseaux de neurones représentent plusieurs avantages parmi lesquels on peut citer par exemple:

- La rapidité et l'efficacité de traitement des grands corpus.
- Un taux d'erreur très faible par rapport aux autres méthodes d'intelligences artificielles.
- Les réseaux de neurones ne nécessitent pas l'utilisation de modèles mathématiques très complexes pour leur fonctionnement. En effet, grâce à leur capacité d'apprentissage, ils se basent principalement sur les modèles de données à traiter.

### A.II.1.7 Inconvénients des réseaux de neurones<sup>3</sup>

Malgré les grands avantages que représentent les réseaux de neurones, ils ont aussi des inconvénients qu'on peut résumer dans les points suivants:

- La lenteur d'apprentissage.
- Les résultats obtenus ne sont pas interprétables. En effet, le réseau généré par ce type d'algorithmes est considéré comme une boîte noire, c'est-à-dire que l'utilisateur n'a aucune information explicite sur le fonctionnement interne. En cas d'erreurs, il est impossible de déterminer la cause de cette erreur.
- La convergence des résultats des réseaux de neurones est incertaine.
- Les réseaux de neurones ne permettent pas l'intégration des connaissances a priori pour le traitement de nouvelles données.

<sup>1</sup> Howard Demuth, Mark Beale, « *Neural Network Toolbox For Use with MATLAB* », Version-03, Janvier-98.

<sup>2</sup> Leila Mokhnache, « *Application de RN dans le diagnostic et la prédiction des isolations HT* », Thèse Doctorat, , école nationale polytechnique, Janvier 2004.

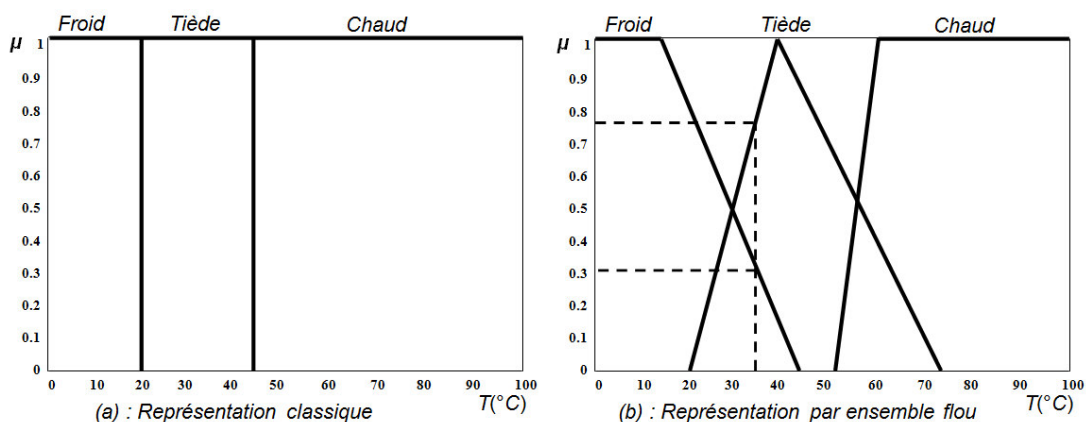
<sup>3</sup> Sid Ahmed Bessedik, « *Contournement des isolateurs pollués* », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.

## A.II.2 Les Systèmes flous

Les systèmes flous peuvent être considérés comme des systèmes logiques qui utilisent des règles linguistiques pour établir des relations entre leurs variables d'entrée et de sortie. Ils sont apparus pour la première fois dans les années soixante-dix avec des applications dans le domaine du contrôle des processus<sup>1</sup>. Aujourd'hui, les applications des systèmes flous sont très nombreuses outre la commande, ils sont largement utilisés pour la modélisation<sup>2</sup>, le diagnostic et la reconnaissance de formes. Pour une meilleure compréhension de leur fonctionnement, nous présentons brièvement quelques notions de base de ces systèmes, notamment les variables linguistiques.

### A.II.2.1 Ensembles flous

La notion d'ensemble flou a été proposée par Zadeh<sup>2</sup> en introduisant un caractère graduel de l'appartenance d'un élément à un ensemble donné. Cela permet une meilleure représentation des termes et des connaissances vagues que nous, les humains, manipulons au quotidien. Mathématiquement, un ensemble flou  $A_f$  d'un univers de discours  $U_f$ , est caractérisé par une fonction d'appartenance, notée  $\mu_A$ , à valeur dans l'intervalle  $[0,1]$  et qui associe à chaque élément  $x$  de  $U_f$  un degré d'appartenance  $\mu_A(x)$  indiquant le niveau d'appartenance de  $x$  à  $A_f$ .  $\mu_A(x) = 1$  et  $\mu_A(x) = 0$  correspondent respectivement à l'appartenance et la non-appartenance. Exemple: Evaluation de la température d'un corps (voir figure A.II.8) :



**Fig. A.II.8** Représentation de la température d'un corps par les ensembles classiques et flous

- a) En logique booléenne (Figure A.II.8.a), le degré d'appartenance  $\mu(T)$  ne peut prendre que deux valeurs (0 ou 1). Dans ce cas le corps peut être :

<sup>1</sup> Saliha Boudraa: « Diagnostic des huiles de transformateur par Analyse des gas dissous DGA ». Mémoire de magistère, Batna, Algérie, 2005

<sup>2</sup> Sid Ahmed Bessedik, « Contournement des isolateurs pollués », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.

- Froid:  $\mu_{Froid}(T) = 1, \mu_{Tide} = 0, \mu_{Chaud}(T) = 0$
- Tiède:  $\mu_{Froid}(T) = 0, \mu_{Tide} = 1, \mu_{Chaud}(T) = 0$
- Chaud:  $\mu_{Froid}(T) = 0, \mu_{Tide}(T) = 0, \mu_{Chaud}(T) = 1$

La température du corps ne peut pas prendre deux qualificatifs à la fois.

b) En logique floue, le degré d'appartenance devient une fonction qui peut prendre une valeur réelle intermédiaire comprise entre 0 et 1 inclus. Dans ce cas, pour le qualificatif tiède, le corps peut être considéré à la fois, comme froid avec un degré d'appartenance de 0,3 et comme tiède avec un degré d'appartenance de 0,75 (figure A.II.8.b).

Pour  $T=35\text{ OC}$  :  $\mu_{froid}(T) = 0,3, \mu_{Tide}(T) = 0,75, \mu_{Chaud}(T) = 0$ .

L'allure de la fonction d'appartenance est à choisir selon l'application traitée. La figure A.II.9, illustre les différentes formes de fonctions d'appartenance les plus utilisées.

Cependant, dans certaines applications où l'on doit dériver la fonction d'appartenance, on choisira plutôt des fonctions en  $S$  (Sigmoides) ou des fonctions de type gaussienne, continument dérivables sur leur support.

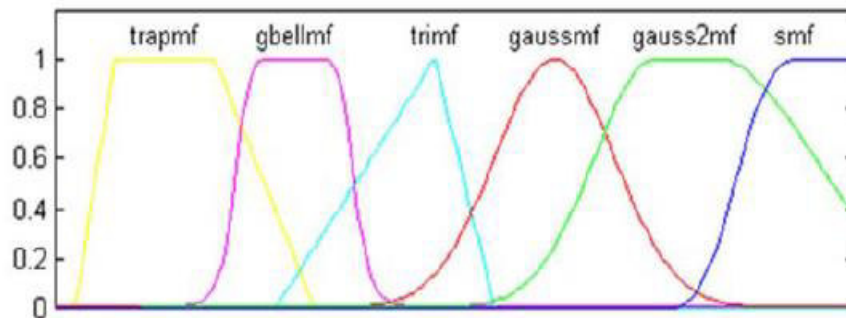


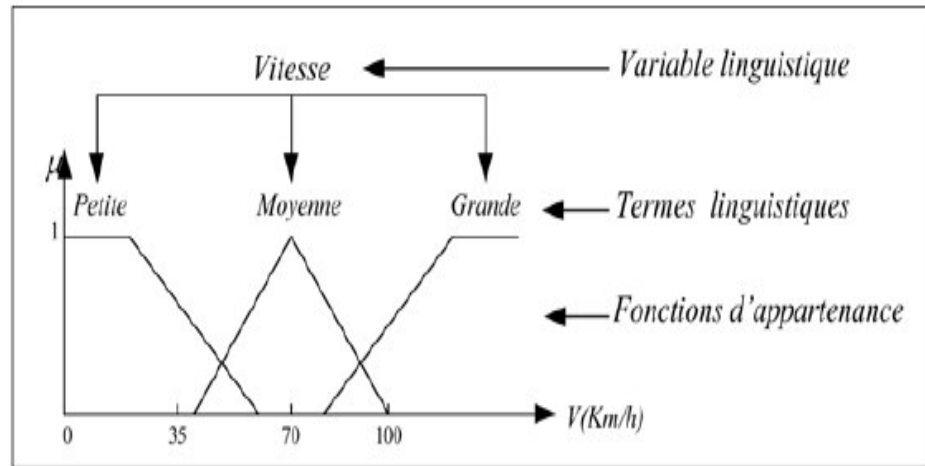
Fig. A.II.9. Différents types de fonctions d'appartenance utilisées<sup>1</sup>

### A.II.2.2 Variables linguistiques

Une variable linguistique appelée aussi attribut linguistique peut être définie à partir du triplet  $(x, U_f, T_x)$  où  $x$  est une variable définie sur l'univers de discours  $U_f$  et  $T_x = A_1, A_2, \dots$  est un ensemble composé de sous-ensembles flous de  $U_f$  qui caractérise  $x$ . On associe souvent à chaque sous ensemble flou de  $T_x$  une valeur ou un terme linguistique (étiquette).

La figure A.II.10 illustre un exemple de la variable linguistique 'vitesse' avec trois termes linguistiques: petite, moyenne et grande.

<sup>1</sup> Huy Huynh Nguyen ; « A neural fuzzy approach to modeling the thermal behavior of power transformers », Thèse doctorat, Victoria University Melbourne, Australia, 2007.



**Fig A.II.10** Variable linguistique

Il est généralement imposé que les ensembles flous  $A_i$  doivent satisfaire la condition suivante:

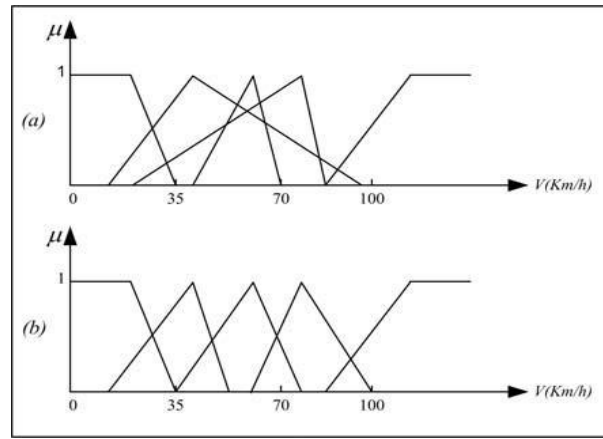
$$\forall x, \exists i, \mu_{A_i}(x) \neq 0 \quad (\text{A.II.13})$$

Cette condition qu'on appelle dans la littérature, propriété d'assurance (coverage property)<sup>1</sup>, exige que chaque élément soit affecté à au moins à un ensemble flou avec un degré d'appartenance non nul. A cette condition, on ajoute souvent une propriété supplémentaire qui est le respect de la sémantique : les sous-ensembles doivent interpréter réellement les termes linguistiques qui leur sont associés.

Dans la partie inférieure de la figure A.II.11, le recouvrement entre les ensembles flous est tel qu'ils peuvent être ordonnés, et donc interprétés en termes linguistiques, par exemple de la très lente jusqu'à la très rapide. La partie supérieure de la même figure montre un bel exemple d'une partition ininterprétable: il est impossible d'étiqueter les trois sous ensembles flous centraux avec des termes linguistiques.

Le respect de ces deux propriétés confère aux variables linguistiques une meilleure modélisation des connaissances imprécises en réalisant une répartition de l'espace de connaissance. Cette granulation est définie comme une décomposition d'un ensemble de référence, comprenant des informations vagues ou imprécises, en plusieurs sous-ensembles flous pour former des répartitions de connaissance.

<sup>1</sup> Sid Ahmed Bessedik, « Contournement des isolateurs pollués », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.



**Fig. A.II.11** La partition supérieure ne peut s'interpréter en termes linguistiques

### A.II.2.3 Règles et opérateurs flous

On appelle proposition floue élémentaire, une proposition de type  $X_f$  est  $A_f$  où  $(X_f, U_f, T_x)$  est une variable linguistique et  $A_f$  un sous ensemble de  $T_x$ . Une telle proposition possède un degré de vérité égal à  $\mu_A(x)$  où  $x$  est une valeur réelle de  $X_f$ . D'une manière générale, on peut combiner ces propositions élémentaires à l'aide des opérateurs logiques de conjonction et de disjonction ('et' et 'ou') mis en œuvre respectivement par des T-normes et T-conormes <sup>1</sup> Le degré de vérité des nouvelles propositions obtenues peut être calculé entre autre par les équations suivantes:

Conjonction:  $(X_f \text{ est } A_f) \text{ ET } (Y_f \text{ est } B_f)$

- minimum  $(\mu_A(x), \mu_B(y))$
- produit  $\mu_A(x) \times \mu_B(y)$

Disjonction:  $(X_f \text{ est } A_f) \text{ OU } (Y_f \text{ est } B_f)$

- maximum  $(\mu_A(x), \mu_B(y))$
- somme  $\mu_A(x) + \mu_B(y) - \mu_A(x) \times \mu_B(y)$

L'opérateur d'implication permet d'introduire la notion de règle floue qui caractérise les relations de dépendance entre plusieurs propositions floues:

$$(X_{f1} \text{ est } A_{f1}) \text{ ET } (X_{f2} \text{ est } A_{f2}) \Rightarrow (Y_f \text{ est } B_f) \quad (\text{A.II.14})$$

où  $X_{f1}$ ,  $X_{f2}$  et  $Y_f$  sont des variables linguistiques et  $A_{f1}$ ,  $A_{f2}$  et  $B_f$  sont des sous ensembles flous. Une telle règle se trouve habituellement dans les systèmes flous avec une formulation légèrement différente<sup>2</sup> :

$$\text{Si } (X_{f1} \text{ est } A_{f1}) \text{ ET } (X_{f2} \text{ est } A_{f2}) \text{ Alors } (Y_f \text{ est } B_f) \quad (\text{A.II.15})$$

<sup>1</sup> Sid Ahmed Bessedik, « Contournement des isolateurs pollués », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.

<sup>2</sup> Huy Huynh Nguyen ; « A neural fuzzy approach to modeling the thermal behavior of power transformers », Thèse doctorat, Victoria University Melbourne, Australia, 2007.

Dans cette dernière formulation la partie ( $X_{f1}$  est  $A_{f1}$ ) ET ( $X_{f2}$  est  $A_{f2}$ ) est appelée prémisse de la règle et la partie ( $Y_f$  est  $B_f$ ) est appelée conclusion (conséquent).

#### A.II.2.4 Structure interne d'un système flou

De manière classique, le fonctionnement interne d'un système flou repose sur la structure présentée par la figure A.II.12 qui inclut quatre blocs:

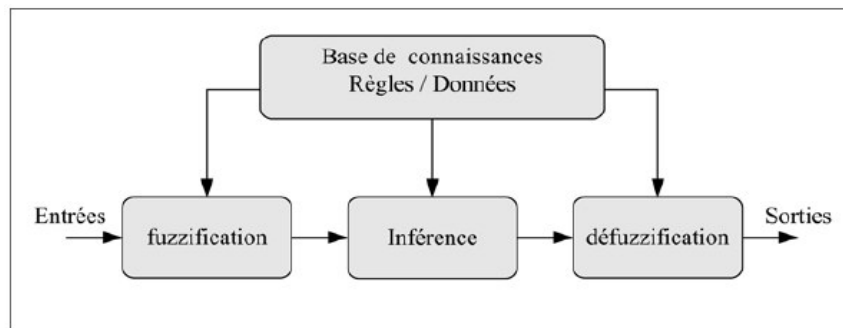


Fig. A.II.12 Structure interne d'un système flou<sup>1</sup>

**La base de connaissances** elle contient les définitions des fonctions d'appartenance (formes et paramètres) associées aux variables d'entrée/sortie ainsi que l'ensemble des règles floues.

**La fuzzification** consiste à calculer, pour chaque valeur d'entrée numérique, les degrés d'appartenance aux ensembles flous associés et prédéfinis dans la base de données du système flou. Ce bloc réalise la transformation des entrées numériques en informations symboliques floues utilisables par le mécanisme d'inférence.

**Le mécanisme d'inférence** consiste d'une part à calculer le degré de vérité des différentes règles du système et d'autre part à associer à chacune de ces règles une valeur de sortie. Cette valeur de sortie dépend de la partie conclusion des règles qui peut prendre plusieurs formes.

**La défuzzification** consiste à remplacer l'ensemble des valeurs de sorties des différentes règles résultant de l'inférence par une valeur numérique unique représentative de cet ensemble. Dans le cas des règles de type Sugeno, le calcul se fait simplement par une somme normalisée des valeurs associées aux règles floues.

#### A.II.2.5 Avantages de la Logique floue

- Le modèle mathématique non requis.
- La connaissance antérieure sur les règles peut être utilisée
- Une interprétation et implémentation simple.

#### A.II.2.6 Inconvénients de la Logique floue

- Les règles doivent être disponibles.
- Ne peut pas apprendre.
- Adaptation difficile au changement de l'environnement.
- Aucunes méthodes formelles pour l'ajustement.

<sup>1</sup> Sid Ahmed Bessedik, « Contournement des isolateurs pollués », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.

### A.II.3 Système d'inférence flou basé sur les réseaux de neurones adaptatifs

Les réseaux de neurones (RN) multicouches constituent des approximateurs universels. L'atout principal de ces réseaux réside dans leur capacité d'apprentissage. Par contre, leur structure et leurs paramètres n'ont pas toujours des justifications physiques. De plus, la connaissance humaine ne peut pas être exploitée pour les construire. Les systèmes d'inférence flous sont également des approximateurs universels. Ces systèmes possèdent deux points forts par rapport aux RN. D'une part, ils sont généralement construits à partir de la connaissance humaine, d'autre part, ils ont une capacité descriptive élevée due à l'utilisation de variables linguistiques. Il est donc apparu naturel de construire des systèmes hybrides qui combinent les concepts des systèmes d'inférence flous et des RN. Ainsi l'approche *Neuro-floue* est apparue.<sup>1</sup> Plusieurs auteurs ont utilisé cette approche. Nous présentons ici un type spécial de réseaux neuro-flous. Il s'agit de l'approche ANFIS (Système d'inférence neuro-flou adaptatif) proposée par Jang.

#### A.II.3.1 Structure d'ANFIS

ANFIS met en application un système d'inférence flou du type Takagi Sugeno<sup>1</sup> et a une architecture composée de cinq couches comme le montre la figure A.II.13. Pour simplifier la compréhension et sans perte de généralité, nous considérons un système à deux entrées  $x_1$  et  $x_2$  et une sortie  $y$ . Considérons aussi un modèle flou de type TSK de ce système, composé des deux règles suivantes:

Règle 1 : Si  $x_1$  est  $A_1$  et  $x_2$  est  $B_1$  alors  $y_1 = f_1(x_1, x_2) = a_1 x_1 + b_1 x_2 + c_1$  (AII.16)

Règle 2 : Si  $x_1$  est  $A_2$  et  $x_2$  est  $B_2$  alors  $y_2 = f_2(x_1, x_2) = a_2 x_1 + b_2 x_2 + c_2$

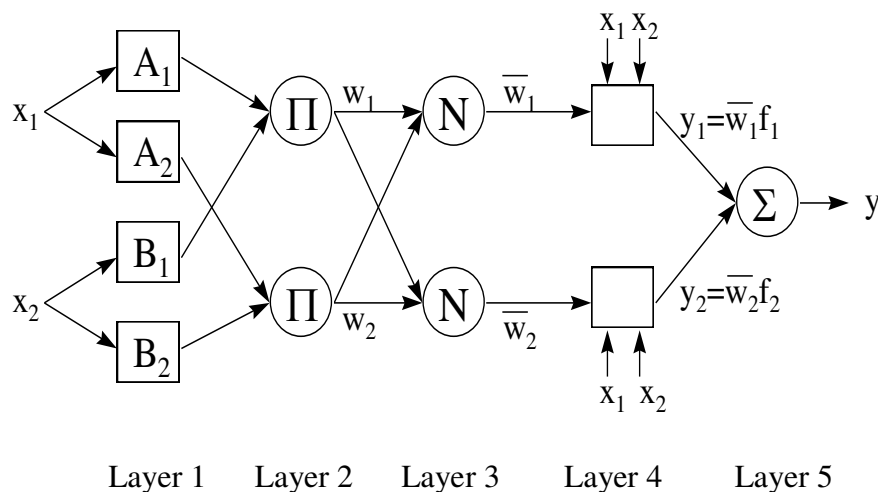


Fig. A.II.13 Architecture équivalente d'ANFIS <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Sid Ahmed Bessedik, « Contournement des isolateurs pollués », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.

<sup>2</sup> Huy Huynh Nguyen ; « A neural fuzzy approach to modeling the thermal behavior of power transformers », Thèse doctorat, Victoria University Melbourne, Australia, 2007.



Le réseau adaptatif ANFIS est un réseau multicouches dont les connexions ne sont pas pondérées, ou ont toutes un poids de 1. Les nœuds sont de deux types différents selon leur fonctionnalité: les nœuds carrés (adaptatifs) contiennent des paramètres, et les nœuds circulaires (fixes) n'ont pas de paramètres. Toutefois, chaque nœud (carré ou circulaire) applique une fonction sur ses signaux d'entrées. La sortie  $O_i^k$  du nœud  $i$  de la couche  $k$  (appelée nœuds  $(i,k)$ ) dépend des signaux provenant de la couche  $k-1$  et des paramètres du nœud  $(i, k)$ , c'est-à-dire,

$$O_i^k = f(O_1^{k-1} \dots O_{n_{k-1}}^{k-1}, a, b, c \dots) \quad (\text{A.II.17})$$

Où  $n_{k-1}$  est le nombre de nœuds dans la couche  $k-1$ , et  $a, b, c \dots$  sont les paramètres du nœud  $(i, k)$ . Pour un nœud circulaire ces paramètres n'existent pas.

### Couche 1 : Fuzzification

Les neurones de cette couche réalisent les ensembles flous qui serviront dans les antécédents des règles. Dans le modèle de Jang, les fonctions d'appartenance sont des gaussiennes.

$$O_i^1 = \mu_{A_i}(x), \quad i = 1, 2 \quad (\text{A.II.18})$$

où  $x$  est l'entrée du nœud  $i$ , et  $A_i$  le terme linguistique associé à sa fonction. En d'autres termes,  $O_i^1$  est le degré d'appartenance de  $x$  à  $A_i$ . Les paramètres d'un nœud de cette couche sont ceux de la fonction d'appartenance correspondante.<sup>1</sup>

### Couche 2 : Pondération des règles floues

Chaque neurone dans cette couche correspond à une règle floue Sugeno. Il reçoit les sorties des neurones de fuzzification et calcule son activation. La conjonction des antécédents est réalisée avec l'opérateur produit.

$$O_i^2 = w_i = \mu_{A_i}(x_1) \mu_{B_i}(x_2), \quad i = 1, 2 \quad (\text{A.II.19})$$

### Couche 3 : Normalisation

Chaque neurone calcule le degré de vérité normalisé d'une règle floue donnée. La valeur obtenue représente la contribution de la règle floue au résultat final.

$$O_i^3 = \overline{w}_i = \frac{w_i}{w_1 + w_2}, \quad i = 1, 2 \quad (\text{A.II.20})$$

### Couche 4 : Defuzzification

Chaque neurone  $i$  de cette couche est relié à un neurone de normalisation correspondant et aux entrées initiales du réseau. Il calcule le conséquent pondéré de la règle.

<sup>1</sup> Huy Huynh Nguyen ; « A neural fuzzy approach to modeling the thermal behavior of power transformers », Thèse doctorat, Victoria University Melbourne, Australia, 2007.

$$O_i^4 = \bar{w}_i f_i = \bar{w}_i (a_i x + b_i x + c_i), \quad i = 1, 2 \quad (\text{A.II.21})$$

où  $\bar{w}_i$  est la sortie de la couche 3, et  $\{a_i, b_i, c_i\}$  est l'ensemble des paramètres de sortie de la règle  $i$ .

### Couche 5 : Calcul de la sortie

Comprend un seul neurone qui fournit la sortie de ANFIS en calculant la somme des sorties de tous les neurones de défuzzification.

$$O_i^5 = \sum_{i=1}^2 \bar{w}_i f_i = \frac{\left( \sum_{i=1}^2 w_i f_i \right)}{w_1 + w_2} \quad (\text{A.II.22})$$

L'apprentissage à partir d'un ensemble de données concerne l'identification des paramètres des prémisses et des conséquences, la structure du réseau étant fixée. L'algorithme d'apprentissage commence par construire un réseau initial, ensuite on applique une méthode d'apprentissage par rétro-propagation de l'erreur. Jang a proposé d'utiliser une règle hybride d'apprentissage qui combine un algorithme de descente de gradient avec une estimation par moindres carrées.<sup>1,2</sup>

<sup>1</sup> Huy Huynh Nguyen ; « A neural fuzzy approach to modeling the thermal behavior of power transformers », Thèse doctorat, Victoria University Melbourne, Australia, 2007.

<sup>2</sup> Sid Ahmed Bessedik, « Contournement des isolateurs pollués », Thèse doctorat, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran (USTO), Juin 2015.