

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

Ecole Nationale Polytechnique



المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Département de Génie Electrique

Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de :

MAGISTER EN ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux Electriques et Hautes Tensions

Présenté par :

ABDI SIF-EDDINE

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'ENP

INFLUENCE DU VIEILLISSEMENT THERMIQUE SUR LES PROPRIETES DE L'HUILE DE TRANSFORMATEUR

Soutenu publiquement le 04 Juillet 2002 devant le jury composé de:

A. MEKHALDI
A. BOUBAKEUR
T. AHMED ZAÏD
S. BOUAZABIA
M. TEGUAR

Maître de conférences ENP
Professeur ENP
Maître de conférences ENP
Chargé de cours USTHB
Chargé de cours ENP

Président
Rapporteur
Examineur
Examineur
Examineur

DEDICACE

A mes très chers parents pour leur abnégations

*A mes frères et sœurs : Saïda, Tahar, Halima, Ahmed,
Nacereddine, Nadjjet, Nabila, Feriel, Nabil, Dyna, Tayeb et à
tous leur enfants.*

A toute la famille

A tous mes amis

Je dédie ce travail

SIF-EDDINE

REMERCIEMENTS

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

Ce travail a été effectué au sein du Laboratoire de Haute Tension du Département de Génie Electrique de l'Ecole Nationale Polytechnique (ENP) sous la direction de Monsieur **A. BOUBAKEUR**, professeur à l'ENP, qu'il trouve ici mes remerciements les plus sincères pour sa disponibilité, pour ses conseils précieux et ses encouragements qui ont beaucoup contribué à enrichir et à mener à bien ce travail.

Je remercie très sincèrement Monsieur **A. MEKHALDI**, maître de conférences à l'ENP, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant la présidence du jury de ce mémoire.

Mes vifs remerciements vont aussi à Monsieur **T. AHMED ZAÏD**, maître de conférences à l'ENP, je suis très honoré de sa présence dans le jury de ce mémoire.

J'exprime ma grande gratitude à Monsieur **S. BOUAZABIA**, chargé de cours à l'USTHB, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail et pour avoir accepté de participer à ce jury.

Je remercie également Monsieur **M. TEGUAR**, chargé de cours à l'ENP, pour l'intérêt qu'il a porté à ce travail en me faisant l'honneur de participer à ce jury.

Je remercie aussi Melle **HAMIMI**, chef de service au Laboratoire Essais Contrôle et Mesure de la SONELGAZ d'EL HAMMA et tout le personnel de ce laboratoire, ainsi que tout le personnel du Laboratoire de Mesure de l'Entreprise des Câbleries d'Alger (CABEL)

Je ne saurais terminer sans remercier chaleureusement mes amis, et tout ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, trouvent ici l'expression de ma très vive reconnaissance.

تتكون دراستنا من قسمين و تتعلق بدراسة التقادم الحراري لزيت المحوّل الكهربائي المستعمل من طرف سونلغاز و المسمى BORAK22.

في القسم الأوّل، قمنا بعرض الخصائص الكهربائية و الفيزيائية-كيميائية لزيت غير مستعمل. في القسم الثاني، قمنا بدراسة التقادم الحراري في درجتين حرارة مختلفتين، الأولى 80م° و الثانية 120م°، و هذا لمدة 5000 ساعة، وتأثيره على الخصائص الكهربائية و الفيزيائية-كيميائية.

كلمات مفتاحية: التقادم الحراري، زيت المحوّل، الخصائص الكهربائية، الخصائص فيزيائية-كيميائية.

Résumé :

Notre étude comporte deux parties et concerne le vieillissement thermique de l'huile de transformateur utilisée par la SONELGAZ et dénommée BORAK 22.

Dans la première partie, nous présentons les propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile neuve.

La deuxième partie traite de l'influence du vieillissement de 5000 h à deux températures différentes (80°C et 120°C) sur les propriétés de l'huile.

Mots clés : vieillissement thermique, huile de transformateur, propriétés diélectriques, propriétés physico-chimiques.

Abstract :

Our study is composed of two parts and concerns the thermal aging of transformer oil used by SONELGAZ and named BORAK 22.

In the first part, we present the dielectric and physicochemical properties of the new oil.

The second part deals with the influence of a 5000 Hours aging at two different temperatures (80°C and 120°C) on the oil properties.

Key words : thermal aging, transformer oil, dielectric properties, physicochemical properties.

SOMMAIRE

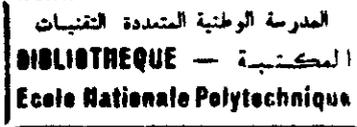
المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
 المكتبة — BIBLIOTHEQUE
 Ecole Nationale Polytechnique

Introduction générale	1
Chapitre I : Huiles minérales isolantes pour transformateurs	3
I.1 Transformateur de puissance	3
I.1.1 Définition	3
I.1.2 Principaux éléments d'un transformateur	3
I.1.3 Localisation des pertes dans un transformateur	6
I.1.4 Rôle des diélectriques liquides dans les transformateurs	6
I.1.5 Evolution de l'isolation du transformateur de puissance	7
I.2 Huiles minérales isolantes	8
I.2.1 Origine et composition	8
I.2.2 Classification des huiles minérales	9
I.2.3 Caractéristiques des huiles minérales	9
I.2.3.1 Caractéristiques électriques	9
1. Permittivité	9
2. Conductivité et facteur de pertes diélectriques	10
3. Rigidité diélectrique	10
I.2.3.2 Caractéristiques d'étude	11
1. Masse volumique et coefficient de dilatation volumique	11
2. Capacité thermique massique à pression constante	12
3. Conductivité thermique	12
4. Viscosité	12
5. Point d'écoulement	12
I.2.3.3 Caractéristiques de service	13
1. Solubilité des gaz	13
2. Solubilité de l'eau	13
3. Acidité et couleur	13
4. Teneur en soufre et en composés oxygénés	14
5. Stabilité à l'oxydation	14
6. Stabilité thermique	14

7. Stabilité électrique aux décharges partielles	15
I.2.3.4 Sécurité d'emploi	15
1. Point d'éclair et point de feu	16
2. Température d'auto-inflammation	16
3. Caractéristique de combustion	16
I.2.4 Evolution des caractéristiques des huiles minérales en service	18
I.2.4.1 Acidité	18
I.2.4.2 Rigidité diélectrique	18
I.2.4.3 Pertes diélectriques $\text{tg}(\delta)$	18
I.2.4.4 Autres caractéristiques	19
Chapitre II : Le claquage des diélectriques liquides	20
II.1 Introduction	20
II.2 Mécanismes de claquage	21
II.2.1 Mécanisme électronique	21
II.2.1.1 Origine des porteurs de charges	21
II.2.1.2 Avalanche électronique dans les liquides	23
II.2.2 Mécanisme de claquage avec phase gazeuse	23
II.2.2.1 Mécanisme thermique	23
II.2.2.2 Mécanisme de cavitation	24
II.2.2.3 Rôle des bulles dans le claquage	24
II.2.3 Mécanisme de claquage par pont	25
II.2.3.1 Origine des particules	25
II.2.3.2 Teneur des particules	26
II.2.3.3 Rôle des particules dans le claquage	26
II.2.4 Longues décharges dans les liquides	27
Chapitre III : Vieillessement des diélectriques liquides	29
III.1 Introduction	29
III.2 Vieillessement des matériaux	29
III.2.1 Définition	29
III.2.2 Différents types de vieillessement	30
III.2.2.1 Vieillessement physique	30

III.2.2 Vieillessement chimique	31
III.3 Vieillessement thermique des isolants liquides	33
III.4 Loi du vieillessement des isolants	34
III.4.1 Loi de Montsinger	34
III.4.2 Loi de Dakin	35
III.5 Remplacement et régénération de l'huile isolante	35
Chapitre IV : Chromatographie en phase gazeuse	36
IV.1 Introduction	36
IV.2 Production de gaz et défaut interne d'un transformateur	38
IV.3 Procédures d'analyse par les gaz dissous dans l'huile	39
IV.3.1 Echantillonnage de l'huile	39
IV.3.2 Extraction des gaz dissous dans l'huile	40
IV.3.3 Analyse des gaz extraits de l'huile	40
IV.4 Matériel pour analyser les gaz dissous dans l'huile	41
IV.5 Analyses effectuées par le laboratoire H.T de l'ENP	42
IV.5.1 Conduite d'essais	42
IV.5.2 Résultats obtenus	43
Chapitre V : Techniques expérimentales	47
V.1 Introduction	47
V.2 Essais diélectriques	49
V.2.1 Mesure de facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$) et la permittivité relative (ϵ_r)	49
V.2.2 Mesure de la rigidité diélectrique	50
V.2.3 Mesure de la résistivité (ρ)	51
V.3 Essais physico-chimique	51
V.3.1 Mesure de la viscosité cinématique (η)	51
V.3.2 La couleur	52
V.3.3 L'acidité	52
V.3.4 Mesure de la teneur en eau	52
V.4 Essais de vieillessement thermique de l'huile	53
V.4.1 Mode opératoire	53
V.4.2 Conduite des essais	53

Chapitre VI : Résultats et interprétations	54
VI.1 Introduction	54
VI.2 Propriétés de l'huile neuve	54
VI.2.1 Facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$)	54
VI.2.2 Permittivité relative ϵ_r	55
VI.2.3 La résistivité ρ	55
VI.2.4 Rigidité diélectrique	58
VI.2.5 Acidité	58
VI.2.6 Teneur en eau	58
VI.2.7 La couleur	58
VI.2.8 Viscosité cinématique	58
VI.3 Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile	59
VI.3.1 Facteur de pertes diélectriques	59
VI.3.2 Permittivité relative ϵ_r	63
VI.3.3 Résistivité ρ	66
VI.3.4 Rigidité diélectrique	67
VI.3.5 Acidité	67
VI.3.6 Teneur en eau	68
VI.3.7 Couleur	68
VI.3.8 Viscosité cinématique	69
VI.4 Conclusion	70
Conclusion Générale	71
Bibliographie	



INTRODUCTION GENERALE

Évaluée en terme de risques, la nécessité de la surveillance du matériel électrique (transformateurs, inductances, condensateurs), n'est plus à démontrer. En effet, elle réduit les pertes du matériel et d'énergie.

Beaucoup d'essais et de techniques ont été développées pour effectuer cette surveillance. Chaque essai tend à être le plus utile à un certain stade du diagnostic du problème.

Les techniques actuelles les plus puissantes pour surveiller l'état d'un transformateur en service, sont fondées sur les analyses de l'huile : analyse des propriétés de l'huile, des gaz dissous et des produits de dissociations et de rupture de la cellulose.

Ces huiles sont utilisées à des fins de refroidissement et d'isolation, elles devront s'adapter à des contraintes de plus en plus sévères.

Tout au long de leur utilisation, les huiles isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes : électrique, thermique, chimique ...etc. Malgré les avantages qu'elles présentent, les huiles isolantes se détériorent progressivement sous l'action combinée ou séparée de ses contraintes.

La dégradation des matériaux au cours du temps est connue sous le nom de vieillissement. L'étude du phénomène de vieillissement thermique d'un isolant a deux buts principaux : le premier est de déterminer la durée de vie de ces isolants sous l'effet des contraintes thermiques, le second but est de trouver une éventuelle corrélation entre le phénomène de vieillissement et les contraintes qui le provoquent [1].

Nous avons tenté à notre échelle et par les moyens dont nous avons pu disposer d'effectuer une étude sur l'influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur.

Notre travail comprend deux parties.

La première partie est subdivisée en quatre chapitres. Dans le premier nous faisons le point sur les différentes propriétés de l'huile d'un transformateur de puissance.

Le deuxième chapitre présente des connaissances concernant le claquage des diélectriques liquides.

Dans le troisième chapitre nous présentons le vieillissement des diélectriques liquides.

Le quatrième chapitre définit la chromatographie en phase gazeuse et les résultats obtenus des différents travaux de recherche effectués au laboratoire de haute tension.

La deuxième partie est réservée à la présentation des techniques expérimentales utilisées et des résultats relatifs obtenus aux variations des propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile durant un vieillissement thermique de 5000 heures.

Nous terminons notre travail par une conclusion générale.

CHAPITRE I

HUILES MINÉRALES ISOLANTES POUR TRANSFORMATEURS

I.1 Transformateur de puissance

I.1.1 Définition

Le transformateur est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer un courant alternatif primaire en un autre courant secondaire de même fréquence ayant dans le cas général d'autres caractéristiques.

I.1.2 Principaux éléments d'un transformateur

Un transformateur se compose des parties principales suivantes [2] :

- Le noyau ;
- Les enroulements ;
- La cuve avec l'huile lorsqu'il s'agit d'un transformateur dans l'huile ;
- Les isolateurs de traversée.

A l'heure actuelle, les plus répandus sont les transformateurs dans l'huile dans lesquels la partie active, c'est à dire le noyau avec les enroulements, est placée dans une cuve remplie d'huile. Le conservateur et le tube d'évacuation des gaz sont indiqués sur la figure 1.

Le conservateur d'huile est un récipient en tôle installé au dessus du couvercle de la cuve et relié par une tubulure à cette dernière. Le niveau d'huile dans le conservateur d'huile doit être tel que la cuve soit toujours remplie. Entre le conservateur et la cuve est installé un relais Bucholz (élément n°16 sur la figure 1) qui signale toute avarie et intervient à tout accident dans le transformateur [3].

Le tube d'échappement est destiné à protéger la cuve contre les dommages possibles en cas de court-circuit par suite à la formation de gaz dans la cuve et à l'accroissement brusque de la pression.

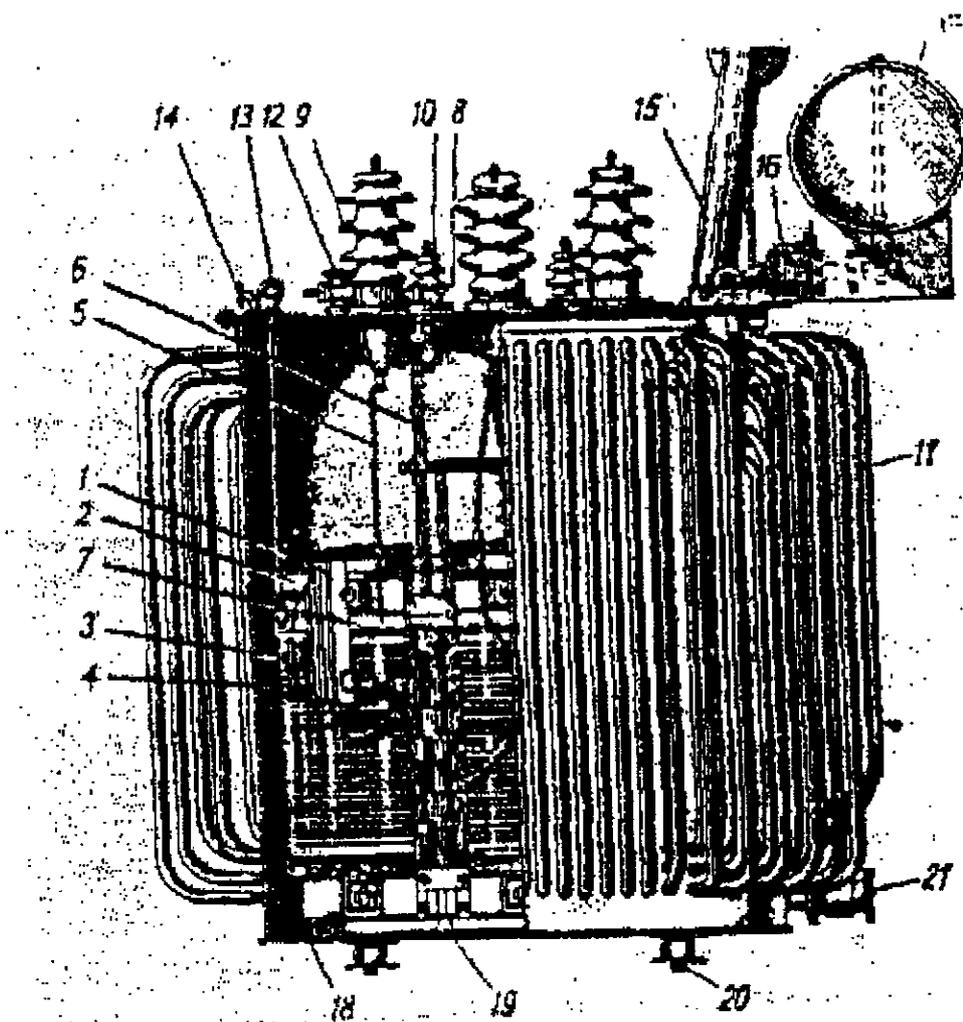


Figure 1 : Transformateur à cuve à radiateurs

1- Circuit magnétique feuilleté ; 2- Poutrelles en U serrants la culasse ; 3- Enroulement basse tension ; 4- Enroulement haute tension ; 5- Prise HT ; 6- Prise BT ; 7- Commutateur triple de prises de réglage de l'enroulement HT ; 8- Commande du commutateur ; 9- Isolateur HT ; 10- Isolateur BT ; 11- Cuve à radiateurs ; 12- Robinet pour le remplissage de l'huile ; 13- Anneau de levage de la partie active ; 14- Pipe pour la connexion de la pompe à vide ; 15- Tuyau d'échappement ; 16- Relais Buchholz ; 17- Conservateur d'huile ; 18- Equerre de butée sur le fond de la cuve ; 19- Goujon vertical réunissant les poutrelles en U serrant les culasses ; 20- Galet de roulement ; 21- Robinet de vidange de l'huile.

I.1.3 Localisation des pertes dans un transformateur

Lors de son fonctionnement, un transformateur est le siège de pertes d'énergie, dont la plus grande partie est localisée dans deux éléments :

- Le circuit magnétique où elles sont causées par la variation du flux alternatif dans les tôles magnétiques, et dépendent de l'induction, c à d de la tension appliquée ;
- Les enroulements où elles sont dues, en grande partie, à l'effet Joule, mais aussi aux courants de Foucault et dépendent du courant, c à d de la charge.

Pour réduire ses pertes, de nouveaux matériaux sont proposés [4].

I.1.4 Rôle des diélectriques liquides dans les transformateurs

Toutes les pertes ont pour conséquence un échauffement des éléments correspondants du transformateur, nécessitant la mise en œuvre de moyens de réfrigération. Ceci constitue la première fonction assignée aux diélectriques dans le transformateur, à savoir, le transfert de chaleur (refroidissement). La chaleur évacuée est véhiculée par circulation naturelle ou forcée (au moyen d'un équipement tel qu'une pompe ou un ventilateur) du diélectrique liquide, vers les dispositifs de refroidissement. Le transfert de chaleur de la partie active à l'air a lieu en deux étapes : de la partie active à l'huile, à l'intérieur de la cuve, et de l'huile à l'air, dans le réfrigérant.

Un transfert de chaleur bien organisé permet d'éviter la formation de points chauds grâce à une circulation abondante et bien répartie, dont l'efficacité est influencée directement par la viscosité et la chaleur spécifique du diélectrique utilisé [5].

L'autre fonction essentielle des diélectriques est l'isolement. D'une manière générale, tout transformateur exige: un isolement entre spires, un isolement entre couches ou entre bobines, un isolement entre les enroulements basse tension et la masse. un isolement entre les enroulements basse tension et les enroulements haute tension. et enfin un isolement entre les enroulements haute tension et la masse [6] [7].

Cet isolement est assuré soit par une couche solide (papier ou carton) imprégnée d'huile, soit par une isolation mixte : combinaison de lames du diélectrique liquide et de barrières d'isolants solides.

I.1.5 Evolution de l'isolation du transformateur de puissance

Les isolants électriques utilisés furent à l'origine, des produits naturels non imprégnés qui, en contact direct avec l'air, s'oxydaient sans peine. Les transformateurs primitifs, les transformateurs industriels, réalisés dès 1884 étaient du type sec. Il fallut attendre 1891 pour que l'huile de pétrole soit utilisée à titre expérimentale dans l'isolation de transformateurs triphasés. Devant la multiplication des réseaux de distribution d'énergie électrique et l'accroissement des puissances installées, les transformateurs dans l'air deviennent énormes. Pour réduire leur volume, l'emploi de l'huile minérale se généralisa dès 1905 [8].

Les papiers et les cartons sont des matériaux de choix pour l'isolation des transformateurs HT et MT. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement les huiles minérales, leur confèrent une rigidité diélectrique remarquable. Dès le début du 20^{ème} siècle, ils sont largement utilisés dans l'industrie électrique. Des produits très élaborés sont disponibles : papier parchemin, papier à base de coton, de lin, de chanvre ou même d'amiante, carton comprimé dénommé press-pahn ou press-board, matériaux constitués d'une fibre vulcanisée. A partir de 1920, les papiers et les cartons à Kraft, fabriqués à partir d'une pâte de bois par le procédé au sulfate, vont progressivement s'imposer.

Pour imprégner ces isolants solides, les huiles végétales, la paraffine, les huiles de résines ont cédé rapidement la place aux huiles minérales irremplaçables en haute tension. A partir de 1930, en moyenne tension, les Polychlorobiphényles (PCB), qui se distinguent par leur bonne tenue au feu et leur permittivité relative élevée, remplacent partiellement les huiles minérales dans les transformateurs et les condensateurs. Cependant, leur emploi est interdit à partir du 30 Juin 1986 dans la CEE [9], ainsi qu'à travers le monde, y compris en Algérie [10].

On s'efforce également d'améliorer les caractéristiques du papier et donc la tenue mécanique des bobinages, par une imprégnation avec une résine synthétique (Phénol formaldéhyde, Epoxyde) suivie d'une polymérisation à chaud.

Pour augmenter la tenue thermique des isolants pour transformateurs, des papiers modifiés (Insuldur^R, Isocel^R, Pernsalex^R...), mais aussi des papiers fabriqués à partir d'une fibre synthétique, ont été mis au point.

Les constructeurs et les exploitants de matériels se sont efforcés, avec l'aide des producteurs de matériaux, de mettre au point des isolations qui répondent aux exigences suivantes :

- Ne pas être la source d'un incendie ;
- Posséder une faible vitesse de combustion, sans dégager trop de chaleur ;
- Ne pas émettre des fumées opaques, corrosives et/ou toxiques.

Ainsi dans le secteur des transformateurs, un premier produit a été proposé sous le nom d'Iralec (20% de Terphénile + 80% de Trichlorobenzène) ; pour diverses raisons, ce produit ne s'est pas imposé. Dans la même période, un nouveau composé était mis au point par PCUK et breveté vers 1978. Il s'agissait du Tétrachlorophenyltoluène ou Ugilec T. Son introduction effective sur le marché date de 1983.

D'autres produits ont été également proposés ; on peut citer : le Tétrachloroéthylène, le Formel, les liquides silicones, les RTEmp et les liquides Ester.

I.2 Huiles minérales isolantes

I.2.1 Origine et composition

Les huiles minérales sont obtenues à partir de la distillation de pétroles sélectionnés (distillats), substances naturelles d'origines diverses (gaz légers, sulfure d'oxygène, eau etc...).

Elles ont pendant longtemps été fabriquées à partir de brut naphténiques. Cependant, devant les craintes de raréfaction de ces bruts et devant leurs origines très limitées, on utilise maintenant et concurremment, des bruts paraffiniques.

L'examen de la grande majorité des documents montre que ces deux familles d'huiles naphténiques et paraffiniques ont des propriétés électriques très comparables [11].

I.2.2 Classification des huiles minérales

La composition des huiles minérales reflète en général, celle du distillat d'origine, elles sont paraffiniques ou naphthéniques [12] suivant que le rapport du nombre de carbones paraffiniques (C_p) au nombre de carbones naphthéniques (C_n) est supérieur ou inférieur à 2.

Les huiles en électrotechnique appartiennent à trois classes correspondant à leur comportement aux basses températures, défini par leur point d'écoulement et leur point d'éclair, qui gouverne la viscosité. Les valeurs de la température du point d'écoulement et du point d'éclair sont les plus grandes pour la classe I, puis la classe II, puis la classe III.

Les huiles de la classe II (tableau 1) sont les plus répandues.

I.2.3 Caractéristiques des huiles minérales

Les propriétés des liquides sont généralement divisées en propriétés physiques, chimiques et électriques. Cependant, certaines propriétés appartiennent indifféremment à l'une ou l'autre de ces divisions. Les propriétés chimiques relatives aux applications électriques étant limitées, et les propriétés électriques étant prépondérantes, la division se fait en caractéristiques électriques, caractéristiques d'étude, caractéristiques de service et autres caractéristiques.

I.2.3.1 Caractéristiques électriques

Les caractéristiques électriques des liquides dépendent de leur formulation (composition, constitution moléculaire etc...), et de leurs conditions d'utilisation au conditionnement (filtration, déshydratations etc...). On cite : la permittivité, la conductivité, le facteur de pertes diélectriques et la rigidité diélectrique.

1. Permittivité

La permittivité définit la possibilité sous l'action du champ électrique de libérer des charges. Elle résulte de diverses contributions de déplacement de charge [12].

La permittivité relative ϵ_r est définie comme le rapport (ϵ / ϵ_0) de la permittivité absolue ϵ du liquide à celle du vide ($\epsilon_0 = (1/36.\pi).10^{-9}$ F/m). La permittivité relative des huiles varie peu avec la fréquence.

Dans le cas des isolants solides imprégnés d'huile, la contrainte électrique la plus élevée est supportée par le milieu de permittivité la plus faible, c.à.d par l'huile minérale [12].

2. Conductivité et facteur de pertes diélectriques

Tout liquide isolant, soumis à une différence de potentiel, donne lieu à un courant de fuite caractérisant la conductivité électrique σ du fluide.

Aux faibles champs, la conduction présente généralement un caractère ohmique. Aux champs élevés, la conduction des isolants perd son caractère ohmique. Plusieurs théories rendent compte des courants élevés selon qu'ils sont contaminés ou non par des impuretés [12].

En pratique, pour mieux caractériser un diélectrique du point de vue pertes, il est usuel d'utiliser la tangente de l'angle de perte $\text{tg}(\delta)$. C'est une fonction croissante de la température et dépend de la tension. Les valeurs les plus courantes quelle que soit l'application, se situent autour de 10^{-3} .

Sachant que beaucoup de liquides isolants ont des dipôles dans leur structure moléculaire, la polarisation par orientation a une importance particulière. En effet, elle est la cause majeure des pertes par polarisation et est responsable de la dépendance fréquentielle de ϵ_r et de $\text{tg}(\delta)$ [13].

3. Rigidité diélectrique

i. **A fréquence industrielle** : C'est la valeur maximale du champ électrique que l'on peut appliquer à l'huile sans décharge. Comme la conductivité, la rigidité diélectrique à fréquence industrielle est une caractéristique de conditionnement du liquide mais l'est aussi de sa formulation.

ii. **Au choc de foudre** : Il s'agit d'impulsions de tension normalisées à front raide. L'intérêt de connaître le comportement des liquides diélectriques au choc de foudre est double.

- D'une part, connaître les effets des tensions transitoires auxquels ils sont soumis dans les matériels.
- D'autre part différencier les produits entre eux, puisque la valeur de la rigidité sous choc de foudre est fortement influencée par la nature chimique et la composition des liquides [14].

iii. **Sous tension continue** : La rigidité des liquides, en champ non uniforme varie avec la polarité ; elle est plus élevée quand la polarité de l'électrode en forme de pointe est négative.

Cependant la valeur de la rigidité de l'huile quelle que soit sa qualité, est influencée par la présence des polluants extérieurs. L'eau, les poussières, les fibres cellulosiques réduisent fortement la rigidité.

1.2.3.2 Caractéristiques d'étude

1. Masse volumique et coefficient de dilatation volumique

La masse volumique ρ_θ , exprimée en kilogrammes par mètre cube, est le rapport d'une masse m du liquide à son volume V , déterminée à la température θ . Elle est mesurée à 20°C avec des densimètres étalonnés.

La densité volumique à 20°C se calcule à partir de la formule suivante :

$$\rho_{20} = \rho_\theta [1 + \alpha_v (\theta - 20)] \quad (I.1)$$

où :

ρ_θ : masse volumique à une température θ ;

α_v : coefficient moyen de dilatation volumique du liquide au voisinage de la température θ .

La plupart des liquides isolants ont une densité inférieure à 1, exceptés les hydrocarbures halogènes et les gaz rares liquéfiés [14].

La masse volumique d'un liquide est une indication de sa nature et peut être un moyen d'identification et de contrôle.

2. Capacité thermique massique à pression constante

Elle croît avec la température et décroît avec la masse volumique :

$$C_p = (1684 + 3,39.\theta) / \sqrt{\rho_{15}} \quad [\text{J/kg} \cdot \text{K}] \quad (I.2)$$

La capacité thermique massique et la masse volumique permettent de définir, en partie, la constante de temps thermique des matériels à pleine charge.

3. Conductivité thermique

Elle exprime le flux thermique qui s'écoule, en régime permanent, sous l'effet d'un gradient thermique entre deux isothermes du liquide. Elle décroît lorsque la température et la masse volumique augmentent. La valeur moyenne est : $\lambda = 0,14$ [W/(m.K)]

4. Viscosité

La viscosité d'un fluide traduit les forces qui opposent les molécules de ce fluide à une force tendant à les déplacer. C'est donc, la résistance au mouvement que manifeste tous les fluides [14].

La viscosité diminue avec la température et augmentent avec la pression.

L'expérience montre que, dans le cas d'une huile minérale, la viscosité double quand la pression passe de la pression atmosphérique à 350 bar [14].

L'indice de viscosité exprime la variation de la viscosité en fonction de la température. Les huiles pour transformateur ont un indice très bas, ce qui permet une circulation plus facile, donc un refroidissement plus efficace.

5. Point d'écoulement

Le point d'écoulement, température à laquelle les liquides se figent est insuffisant pour évaluer les performances d'une huile à basse température. En particulier, dans les transformateurs avec circulation forcée, les notions de limites de pompabilité ou de filtrabilité présentent beaucoup plus d'intérêt que le point

d'écoulement. Ainsi, la température pour laquelle la viscosité permet le fonctionnement des pompes, est de l'ordre de -25°C à 35°C , pour des points d'écoulement de -45°C .

Les huiles de points d'écoulement les plus bas sont obtenues à partir de coupes naphthéniques.

1.2.3.3 Caractéristiques de service

1. Solubilité des gaz

Tous les gaz se dissolvent plus au moins dans l'huile minérale, comme d'ailleurs dans les liquides. La plus grande valeur du volume de gaz qui peut être mise en solution à la saturation s'appelle coefficient de solubilité S. Il est défini comme étant le rapport du volume de gaz dissous au volume d'huile et est exprimé en pourcent.

2. Solubilité de l'eau

Les propriétés électriques des liquides sont affectées par leur teneur en eau. Cette dernière dépend de la température et de la pression partielle d'eau dans l'atmosphère au dessus du liquide.

La teneur à saturation et à température ambiante est de l'ordre de 50 p.p.m pour les huiles minérales [15].

La solubilité de l'eau dans l'huile dépend de la composition chimique de celle-ci. elle croît avec la concentration en hydrocarbures aromatiques.

Dans le cas d'une huile vieillie, les produits de dégradation augmentent la quantité d'eau qu'elle peut contenir.

3. Acidité et couleur

Dans les huiles neuves, on ne constate pas de présence d'acides minéraux, mais celle d'acides organiques.

L'acidité d'une huile en service résulte des produits d'oxydation. Pour une huile neuve, l'acidité est de l'ordre de 0,005 [mg KOH/g] et atteint en fin de vie des valeurs de 0,5.

Corrélativement, la couleur de l'huile s'accroît, de clair (indice inférieur à 0,5) à jaune (indice 2,5), elle brunit (indice 5,5) pour devenir noir (indice 8). Ce changement de couleur peut être l'indication d'une oxydation, mais aussi de la mise en solution de pigments de matériaux incompatibles.

4. Teneur en soufre et en composés oxygénés

Les composés organosoufrés laissés dans les huiles minérales correspondent à la nécessité de maintenir des hydrocarbures aromatiques pour donner aux huiles une bonne stabilité à l'oxydation.

5. Stabilité à l'oxydation

On désigne par oxydation, un ensemble de réactions complexes et lentes au cours desquelles les hydrocarbures réagissent avec l'oxygène dissout. La vitesse des réactions d'oxydation croît avec la température et la concentration en oxygène.

Les conséquences de l'oxydation de l'huile sur l'isolation sont :

- Une mauvaise évacuation de la chaleur par augmentation de la viscosité ;
- Une augmentation des pertes diélectriques et de la conductivité ;
- Une corrosion des pièces métalliques ;
- Une dégradation plus rapide de l'isolation cellulosique.

6. Stabilité thermique

La stabilité thermique concerne généralement les matériaux en association avec l'huile, cependant, la connaissance du comportement de l'huile seule présente de l'intérêt, dans le cas de points chauds hors bobinage.

L'oxygène joue un rôle prépondérant dans la décomposition thermique des huiles, pour des températures de 175°C à 235°C [15].

Les huiles minérales sont stables jusqu'à des températures de 110°C ou 120°C [15].

7. Stabilité électrique aux décharges partielles

Sous l'action d'un champ électrique intense et par l'intermédiaire de décharges partielles dans des occlusions gazeuses qui se forment qui préexistent, les liquides se décomposent en donnant des gaz.

La stabilité électrique, désignée sous le vocable Gassing, s'évalue par le coefficient de Gassing G. Deux méthodes (A et B) indiquent, suivant les conditions d'essai, si les isolants liquides sont des absorbeurs ou des émetteurs de gaz. Le comportement au gassing d'un isolant liquide est particulièrement fonction de sa composition chimique, mais des variations de certains paramètres d'essais peuvent modifier les résultats de façon considérable. Ces deux méthodes se différencient par leurs conditions d'essais. G_A exprimé en millimètres cubes par minute. G est positif ou négatif suivant qu'il y a émission ou absorption de gaz [16].

Le comportement d'une huile minérale sous l'action de décharges électriques dépend de l'intensité d'ionisation, de la température et de la phase gazeuse concernées.

Les hydrocarbures aromatiques sont plus stables et fixent l'hydrogène. Leur présence contribue à accroître la stabilité électrique d'une huile.

Les stabilités thermiques aux décharges partielles des huiles minérales correspondent à de faibles énergies et dépendent de la composition de l'huile.

Dans le cas d'arc électrique, et donc de températures très élevées (supérieure à 2000°C), il n'y a pas de liquides qui puissent résister. La nature des gaz formés et leurs proportions relatives permettent de caractériser la sévérité de la contrainte.

I.2.3.4 Sécurité d'emploi

La sécurité d'emploi des liquides isolants concerne les risques d'incendies et d'exploitation dont ils pourraient être la cause, la santé des individus et les risques pour l'environnement.

Le danger d'incendie repose sur des caractéristiques d'inflammabilité (point d'éclair, point de feu, température d'auto-inflammation), et certaines caractéristiques de combustion (indice d'oxygène, quantité de chaleur dégagée).

Le danger d'exploitation est lié à la nature des gaz produits par décomposition des liquides sous l'effet des arcs électriques et point chaud ; l'hydrogène, le méthane et l'acétylène étant les principaux gaz concernés.

1. Point d'éclair et point de feu

Le point d'éclair d'un liquide est la température minimale à laquelle il doit être porté pour que les vapeurs émises s'allument en présence d'une flamme, dans des conditions bien définies.

Le point de feu d'un liquide est la température minimale à laquelle il y a inflammation, puis combustion, pendant une durée minimale fixée. Le point de feu indique donc, si la combustion d'un liquide sera ou non entretenue. La différence entre ces deux points, en coupe ouverte est de l'ordre de 10°C.

2. Température d'auto-inflammation

La température d'auto-inflammation d'un liquide est la température minimale à laquelle se produit sa combustion instantanée ; elle est supérieure à celle du point d'éclair.

Alors que le point de feu caractérise les limites thermiques de service, la température d'auto-inflammation nous renseigne sur le comportement du liquide dans un incendie.

3. Caractéristique de combustion

Certains liquides quoique dits peu inflammables, n'en brûlent pas moins, et leur comportement dans les matériels pris dans un incendie pose problème. Pour répondre à cette interrogation, les caractéristiques de combustion (indice limite d'oxygène, capacité thermique de combustion, dégagement de fumées) sont maintenant considérées associées en outre à la corrosivité des produits de combustion et à leur toxicité.

En particulier, le débit calorifique, associé au point de feu, permet d'établir une échelle de probabilité de propagation de feu sans avoir recours à d'autres propriétés telles que l'indice limite d'oxygène [17].

Ces différentes caractéristiques sont résumés au tableau 1.

Tableau 1 : Spécification des huiles minérales (d'après NF C27101)

Caractéristiques	Classe (1)		
	I et IA	II et II A	III et III A
Viscosité +40°C +20°C C (mm ² /s Cinématique (2) +15°C ou -30°C cSt) -40°C	≤ 16.5 (≤ 40) ≤ 800	≤ 11 (≤ 25) ≤ 1800	≤ 3.5 (≤ 6) ≤ 150
Point de feu en coupe ouverte (°C)	Non spécifié		
Point d'écoulement (°C)	≤ -30	≤ -45	≤ -60
Aspect	Limpide et sans matières en suspension ni dépôts		
Masse volumique à 20°C (kg/m ³)	≤ 895		
Tension interfaciale à 25°C (Essais facultatif) (°C)	≥ 40.10 ⁻³		
Indice de neutralisation sur huile neuve (d'acidité) [(mgKOH/g)]	≤ 0.03		
Souffre corrosif	Non corrosif		
Teneur en eau (essais facultatif) (mg/kg)	(citerne : < 30 ; fût : < 40)		
Additifs antioxydants	Aucun pour les huiles non inhibées ; type et concentration doivent être indiqués pour les huiles inhibées		
Stabilité à l'oxydation des huiles inhibées Indice de neutralisation après essais d'acidité [(mgKOH/g)]	0.40		
Dépôt en masse %	0.10		
Tension de claquage A la livraison (kV) Huiles traitée (kV)	≥ 30 ≥ 70		
Facteur de pertes diélectriques (à 90°C)	≤ 0.03		
(1) classe I, II, III huiles non inhibées classe IA, IIA, IIIA huiles inhibées			
(2) Les valeurs entre parenthèses correspondent à des essais facultatifs			

I.2.4 Evolution des caractéristiques des huiles minérales en service

I.2.4.1 Acidité

L'acidité des huiles minérales neuve est très faible, de l'ordre de 0,005 [mg KOH/g]. En service, cette acidité augmente parallèlement avec le vieillissement de l'huile.

En exploitation normale, elle évolue très lentement, et reste pratiquement stable durant des années. A l'approche de la fin de la durée de vie de l'huile, cette évolution devient très rapide pour atteindre la valeur critique de 0,5 [mg KOH/g].

I.2.4.2 Rigidité diélectrique

C'est la caractéristique la plus sensible à la pollution de l'huile. Elle est fortement réduite par l'eau, les fibres cellulosiques et les poussières. Seule une huile bien traitée, séchée et filtrée peut satisfaire aux exigences sévères d'un transformateur HT.

La rigidité n'est pas influencée par le vieillissement de l'huile ; une huile très vieillie mais propre, peut avoir une rigidité parfaite [14].

I.2.4.3 Pertes diélectriques $\text{tg}(\delta)$

En dehors de toute pollution extérieure, les pertes diélectriques évoluent avec le vieillissement de l'huile. En effet, les produits résultants de l'oxydation de l'huile sont pour la plupart des produits polaires et acides.

Des études expérimentales ont montré qu'une acidité élevée est accompagnée par une augmentation des pertes ; mais l'inverse n'est pas vérifié.

D'autre part, le facteur de pertes diélectriques est sensible à la présence de produits dissous dans l'huile, et ces produits proviennent principalement des matériaux constitutifs du transformateur et non de l'huile elle même [12].

La valeur de $\text{tg}(\delta)$ d'une huile neuve ne doit pas dépasser 0,005 (0,5%) sauf en cas de pollution accidentelle.

La valeur de la permittivité relative d'une huile neuve est de l'ordre de 4.4 à 20°C.

I.2.4.4 Autres caractéristiques

Les autres caractéristiques telles que la viscosité, la densité et le point d'éclair ne subissent pratiquement aucune évolution en service. Cependant, leur variation ne peut être due qu'à un mélange accidentel d'un autre produit étranger.

En résumé, l'huile minérale pour transformateur doit avoir les qualités suivantes [18] :

- Forte rigidité diélectrique ;
- Stabilité thermique dans une large gamme de température ;
- Faible tension superficielle et une faible viscosité, ce qui améliore les propriétés de diffusion dans le solide (imprégnation) ;
- Grande pureté, ce qui entraîne une homogénéité et une bonne reproductibilité de la rigidité diélectrique ;
- Non polaire, ce qui conduit à une faible dissociation d'espèces et conduit à une faible contamination ;
- Non toxique et biodégradable, et donc conforme à la loi en vigueur sur la protection de l'environnement ;
- Grande indice d'aromaticité, ce qui lui confère de bonnes propriétés de gassing.

CHAPITRE II

LE CLAQUAGE DES DIELECTRIQUES LIQUIDES

II.1 Introduction

Une quantité très importante d'informations des différents travaux et études sur le claquage des diélectriques liquides a été accumulée depuis le début du siècle passé, mais les processus fondamentaux conduisant au claquage sont encore mal connus. Ceci est lié en grande partie au fait que la connaissance des propriétés physiques de l'état liquide est encore moins développée que dans les gaz et les solides.

En 1937, Von Hippel proposait d'adapter les résultats acquis dans le domaine de la disruption des gaz, pour la compréhension du claquage électrique dans la phase condensée [6]. C'est ainsi que 20 ans plus tard, Lewis [19] et Adamczewski [20] proposaient l'existence d'un processus d'ionisation du type (α) semblable à celui des gaz : théorie de claquage électronique basée sur les vibrations moléculaires, et les électrons libres. Par la suite, Swan [21] postulait qu'une émission électronique et une multiplication de charges jouaient un rôle essentiel dans le processus de claquage des liquides.

Ce modèle présente un certain nombre d'insuffisances, en particulier son incapacité à expliquer le fait que la tension de claquage dépende de la pression comme

l'ont rapporté Koch [22], Kao et Highman [23]. Cette dépendance de la pression, suggère l'apparition d'un changement de phase durant le claquage.

Pour Watson et Sharbaugh [24], le processus de claquage est dû à la formation d'une cavité (bulle) gazeuse par ébullition locale du liquide au niveau d'aspérité sur la surface de la cathode. Des mécanismes de bulles ont été aussi proposés par Kao, Krasucki, Thomas...

Plusieurs observations expérimentales sont en faveur de cette hypothèse [25].

II.2 Mécanismes de claquage

II.2.1 Mécanisme électronique

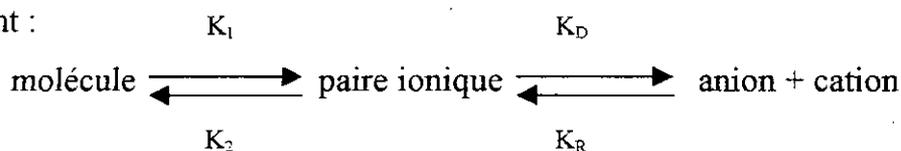
Le mécanisme électronique est une extension aux liquides, du mécanisme de décharges dans les gaz. Ainsi la conduction dans les liquides, même sous champ intense (supérieur à 1MV/cm) est presque toujours assurée par des ions, de mobilité faible (inférieure à $10^{-3}/\mu.s$), qui préexistent dans le milieu ou se créent aux interfaces. Cependant, son interprétation est restée longtemps qualitative et parfois erronée : par exemple, hypothèse d'une émission d'électron par la cathode, ou d'avalanches électroniques à des champs à quelques centaines de kV/cm.

La connaissance de la conduction des liquides s'est améliorée, quand les liquides polaires, tels que le nitrobenzène, ont été étudiés. L'aspect chimique des phénomènes de conduction et ses relations avec l'électrochimie furent alors les premiers compris. Plus tard, les notions de cinétiques électrochimiques furent appliquées avec succès aux liquides polaires et non polaires [26].

II.2.1.1 Origine des porteurs de charges

a) Création en volume

Une molécule neutre se dissocie en ions libres (monovalent) selon le processus suivant :



L'étape de formation de la paire ionique dépend des processus chimiques plus ou moins complexes.

Les constantes de vitesse K_1 et K_2 , indépendantes du champ électrique, ne sont pas calculables à l'aide de modèle simple. Par contre, la formation des paires d'ions résultant des interactions coulombiennes K_R et de dissociation K_D de deux charges de signes opposés en interaction électrostatique peuvent être calculées.

L'application d'un champ électrique dans le liquide modifie les énergies d'interaction entre les ions dans le liquide. La théorie cinétique exacte du champ sur la dissociation des paires, est due à Onsager [27]. Elle prévoit que K_D varie avec la valeur absolue du champ alors que K_R est indépendante du champ [28].

b) Création d'ions aux électrodes

L'échange de charges à l'interface métal/liquide se produit soit par décharge des ions du liquide sur les électrodes, soit par création de nouveaux ions. La décharge d'ions cause la formation dans le liquide, d'une charge d'espace de signe opposé (hétérogène) à l'électrode voisine, alors que l'injection s'accompagne d'une charge d'espace de même signe (homocharge). L'échange de charges à l'électrode peut donc être caractérisé par la mesure du champ électrique près des électrodes.

La décharge des ions ne pose pas de problèmes, ni théorique car elle semble toujours se produire, ni pratique car elle élimine les ions de la solution. Par contre l'injection qui est responsable de l'accroissement très rapide de la conduction des liquides aux champs élevés, dépend beaucoup du système liquide-électrodes.

Plusieurs mécanismes de création d'ions peuvent être envisagés :

- Injection d'électrodes par la cathode et capture des électrons : les liquides ne sont pas suffisamment purs dans leurs conditions d'utilisation, pour que leur conduction soit électronique et les électrons soient immédiatement piégés par des composés accepteurs d'électrons (O_2, \dots) [26] ;
- Ionisation du liquide ;
- Réaction électrochimique.

II.2.1.2 Avalanche électronique dans les liquides

La formation d'avalanches électroniques dans un liquide, susceptibles de conduire au claquage (comme dans les gaz) a été très controversée. Plusieurs arguments sont en défaveur d'une telle hypothèse. Dans la plupart des liquides :

- Le libre parcours moyen l_m d'un électron est vraisemblablement de l'ordre des dimensions intermoléculaires (quelques dizaines de manomètres), donc très inférieur à celui d'un électron dans un gaz à pression atmosphérique ;
- Une pression de quelque bars a un effet remarquable sur l'apparition des streamers, d'autant plus que de telles pressions sont incapables d'agir sur le libre parcours moyen des électrons dans les liquides, quasiment incompressibles [29].

II.2.2 Mécanisme de claquage avec phase gazeuse

Dans les liquides ultra-purs et en géométrie pointe-plan, sous tension continue, il a été observé, qu'à partir d'un certain seuil de tension, des bulles gazeuses se forment au voisinage de la pointe, puis sont violemment chassées vers le plan. Cette phase gazeuse résulterait soit de la vaporisation et de la nucléation des bulles, soit de la cavitation. Certains auteurs supposent que les cavités gazeuses existent à priori et considèrent uniquement la propagation de ces cavités [29].

II.2.2.1 Mécanisme thermique

L'échauffement du liquide par effet Joule est susceptible de provoquer l'ébullition au voisinage d'une pointe ou d'aspérités, entraînant d'intenses renforcements du champ.

D'après Watson et Charbaugh, une bulle de vapeur est générée dans le liquide par une injection de courant, à partir d'aspérités sur la cathode. Ce courant serait limité par la charge d'espace.

Un modèle plus élaboré et tenant compte du régime transitoire a été proposé par Kao [30]. D'après cet auteur, si la densité de courant est suffisante pour ramener la température du liquide à son point d'ébullition, il y a claquage. Il propose aussi d'autres façons de formation de bulles :

- A partir de poches de gaz près des électrodes ;
- Par une répulsion électrostatique des charges d'espace qui dépasserait la tension superficielle ;
- En raison d'une dissociation des molécules du liquide sous les chocs d'électrons émis par la cathode [12].

II.2.2.2 Mécanisme de cavitation

La cavitation se manifeste lorsque la pression dans un liquide tombe (à température constante) au dessous de la pression du liquide.

Selon Krasucki [7], ces bulles seraient créées en des points de pression nulle.

Une telle dépression est engendrée :

- Par l'action directe du champ électrique provoquant l'électrostriction du liquide là où le champ est renforcé (sur les électrodes, sur des particules solides), d'où un possible décollement local du liquide ;
- Par la suite, des électrons et des ions peuvent être accélérés dans ces bulles ainsi que des avalanches locales conduisant au claquage.

II.2.2.3 Rôle des bulles dans le claquage

En essayant de déterminer le rôle des bulles de gaz dans le claquage de l'huile de transformateur à des champs uniformes, Shône [31] constata que les bulles de gaz initialement sphériques étaient progressivement déformées en une ellipsoïde de révolution dans la direction du champ le plus fort. Il en déduit que c'est la concentration des bulles qui provoque le claquage, contrairement à ce qui a été postulé par plusieurs auteurs, considérant l'élongation des bulles dans la direction du champ comme critère de rupture diélectrique.

Des observations expérimentales de l'élongation des bulles de gaz dans la direction du champ appliqué et la désintégration en un nombre plus petit au fur et à mesure que le champ augmentait ont été reportées par plusieurs chercheurs. Cependant tous ces derniers n'ont pas été unanimes en ce qui concerne la direction de la déformation. Tout dépend du modèle considéré : (modèle de Kao, Garton-Krasucki Melcher et Taylor Felici, Beroual) [32].

Les bulles se déplacent par diélectrophorèse ou électrophorèse [29]. La diélectrophorèse désigne un mouvement de matière (particules dans un fluide) résultant des effets de polarisation dans un champ électrique hétérogène ; la particule n'a pas besoin d'être chargée (recouverte de charges réelles), il lui suffit d'être polarisée.

L'électrophorèse quand à elle concerne les mouvements des particules chargées. Comme la permittivité du milieu intérieur des bulles est plus petite que du liquide, le champ électrique est plus intense dans les bulles que dans le liquide. Ainsi des décharges partielles apparaîtraient à l'intérieur des bulles. L'effet thermique de ces décharges partielles augmenterait le volume des bulles.

La cause de l'apparition de la décharge disruptive peut être soit la formation d'un canal gazeux reliant les deux électrodes, où la décharge disruptive évoluerait similairement à l'amorçage dans les gaz, soit l'apparition d'avalanches électroniques dus au champ intense aux extrémités des bulles avant l'achèvement de la formation du canal gazeux.

II.2.3 Mécanisme de claquage par pont

Dans les isolants liquides utilisés en technique, peuvent apparaître, en suspension, des impuretés de différentes natures (gouttelettes d'eau, particules solides isolantes ou conductrices,...). Ces impuretés ont des origines diverses.

II.2.3.1 Origine des particules

Du point de vue de leur origine, les particules de faibles dimensions présentes dans les transformateurs peuvent être classées en trois catégories :

1. Particules existant initialement dans l'huile de remplissage de la cuve ;
2. Particules qui apparaissent ensuite dans l'huile, provenant des éléments du transformateur, comme les enroulements, les circuits magnétiques et autres parties solides, et qui s'étaient trouvées fixées sur ceux-ci lors des opérations d'assemblage ;

3. Particules apparaissant durant le service :

Les particules existant dans l'huile neuve sont très fines et ne sont pas éliminées par les opérations de filtrage et de rinçage. Il peut s'agir d'impuretés du pétrole brut lui-même, ou d'impuretés pouvant avoir été introduites durant les opérations de raffinage.

En ce qui concerne les particules introduites durant les opérations de fabrication et d'assemblage, elles comprennent des fibres de cellulose, des particules de résine, de métal (acier, aluminium, cuivre) et des poussières.

II.2.3.2 Teneur des particules

D'après une analyse quantitative des particules recueillies en filtrant une huile de transformateur [33], 94% étaient combustibles (c.à.d constitué de fibres de cellulose), le reste étant constitué de matériaux ou de poussières. Durant le service, la teneur en particules, telles que les fibres de cellulose, de métal et de résine, doit vraisemblablement augmenter lentement par suite de vieillissement des métaux et de l'usure due à la circulation forcée de l'huile pour le refroidissement. En outre, en cas de situation anormale, comme l'échauffement local ou l'existence de décharges partielles, la teneur en particules de carbones tend à augmenter.

II.2.3.3 Rôle des particules dans le claquage

La présence d'impuretés dans les liquides isolants conduit au renforcement local du champ électrique. La déformation du champ dépend de plusieurs paramètres comme :

- Formes et dimensions des impuretés ;
- Intervalles et formes des électrodes ;
- Permittivité et conductivité des impuretés ;
- Concentration des impuretés entre les électrodes ;
- Valeurs des charges libres existant à la surface des particules.

Le champ local est généralement déterminé en attribuant aux impuretés des géométries simples (sphères, ellipsoïdes).

i. Particules isolantes

Les particules isolantes, ayant la permittivité plus grande que celle du liquide, seraient attirées, sous l'action du champ électrique vers les régions de champ intense et formeraient des ponts entre les électrodes. La rupture, dans ce cas, serait le résultat soit de l'échauffement produit par effet Joule dans le pont qui est plus conducteur dans le liquide, soit par la grande intensité locale du champ qui apparaît juste avant l'achèvement du pont.

ii. Particules conductrices

Les particules conductrices peuvent se charger facilement au contact d'une électrode, et transporter leur charge sur l'autre électrode. Lorsque la distance entre la particule et l'électrode ayant le signe opposé est très petite, le champ est si élevé qu'une microdécharge s'amorce entre la particule et l'électrode déclenchant la rupture.

La rupture diélectrique est en général précédée par des phénomènes impulsionsnels appelés « prédestructifs » ou « préclaquage ».

II.2.4 Longues décharges dans les liquides

Dans un liquide, des intervalles de quelques centimètres sont considérés comme longs intervalles. Le mécanisme d'évolution des décharges pour de tels intervalles est similaire dans ses caractéristiques générales, à celui observé dans l'air pour des intervalles de l'ordre de quelques mètres. Ce mécanisme est appelé comme dans le gaz : mécanisme de streamer-leader.

L'étude des mécanismes de streamers n'a cessé de se développer. De nombreux travaux ont porté sur la progression des streamers dans des géométries divergentes [34]. Il est généralement admis que quelque soit la géométrie et la polarité des électrodes, le claquage est précédé d'une phase de préclaquage pouvant être elle même séparée en deux :

- Une phase de génération où peuvent se manifester simultanément ou successivement des phénomènes de diverses natures (électrique, optique, hydraulique...), caractérisée par un temps t_g dit de générations, pendant lequel

apparaît au voisinage d'une électrode une perturbation revêtant la forme d'arborescence dénommée « streamer » dans la formulation anglaise.

- Une phase de propagation durant laquelle se développe la perturbation précédemment créée. Cette phase a été de loin la plus étudiée et est caractérisée par un temps t_p dit de propagation.

Les streamers sont caractérisés par leur indice de réfraction qui est différent de celui du liquide, ils produisent des courants et émettent de la lumière, de même que leur propagation est accompagnée d'ondes de choc quelle que soit leur vitesse.

CHAPITRE III

VIEILLISSEMENT DES DIELECTRIQUES LIQUIDES

III.1 Introduction

Tout au long de leur utilisation, les huiles minérales isolantes peuvent être soumises à plusieurs contraintes électriques, thermiques, chimiques, rayonnements, etc...

Malgré les avantages qu'elles présentent, les huiles isolantes se détériorent progressivement sous l'action combinée ou séparée de ces contraintes, auxquelles elles sont soumises pendant la mise en service des transformateurs ou elles sont utilisées.

La dégradation des matériaux au cours du temps est connue sous le nom de vieillissement.

III.2 Vieillessement des matériaux

III.2.1 Définition

On appelle vieillissement tout phénomène se traduisant par une évolution lente et irréversible des propriétés du matériau. Cette évolution peut résulter de la modification de la structure des macromolécules [1].

Les types de problèmes de vieillissement peuvent être classés dans les catégories suivantes :

- Expertise : Analyse des pièces défaillantes, recherche des causes de vieillissement et détection des anomalies ;
- Optimisation : Amélioration de la stabilité d'un matériau par modification de sa composition, essais comparatifs ;
- Prédiction de la durée des essais de vieillissement accélérés, étude des modèles cinétiques permettant la prédiction de la durée de vie ;
- Recherche de base sur les mécanismes de vieillissement et de stabilité [35].

III.2.2 Différents types de vieillissement

Les différents mécanismes de vieillissement sont classés en deux grandes catégories : selon leur influence sur la modification chimique de la structure.

III.2.1 Vieillessement physique

La composition chimique du matériau n'est pas modifiée, le vieillissement physique peut se produire avec ou sans transfert de masse.

1. Avec transfert de masse

Un solvant peut pénétrer dans le matériau. Dans le polymère, il peut y avoir plastification accompagnée d'un gonflement, ou également pertes d'adjuvants par extraction ou évaporation. Lorsque le matériau est soumis à des contraintes (mécaniques, électriques, etc...), le solvant peut provoquer une craquelure ; les anglo-saxons désignent ce phénomène par « Crazing ». Si la déformation du polymère se poursuit, il se développe un phénomène de fissuration de craking.

Avec l'eau, il peut exister des gradients de concentration dus à la diffusion, un gonflement différentiel fibre-polymère pour les composites ou un gonflement dû au hétérogénéité du matériau.

Cette pénétration de l'eau dans le matériau contribue à diminuer la résistance d'isolement, elle se produit généralement lorsque les matériaux sont à l'arrêt, par exemple des moteurs.

2. Sans transfert de masse

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

Si le matériau est dans un état thermochimique instable après sa mise en œuvre, il peut en résulter un vieillissement physique interne [12].

III.2.2 Vieillessement chimique

Le vieillissement chimique provoque une modification du matériau sous l'influence de l'environnement.

Dans la pratique, il se superpose à un vieillissement physique. Les isolations peuvent être soumises à différents types de vieillissement chimique [12].

1. Vieillessement thermochimique (non-oxydatif)

On appelle vieillissement thermique non oxydatif tout phénomène traduisant une émulsion qui ne fait intervenir que : la température, l'atmosphère, et le matériau [36].

2. Vieillessement thermique en présence d'oxygène

Il se produit à des températures modérées (généralement inférieur à 30°C). La présence d'oxygène a pour effets :

- D'absorber le seuil des températures au-delà duquel un vieillissement thermochimique anaérobie démarre ;
- De provoquer une plus forte exothermicité ;
- D'entraîner une prédominance des coupures de chaînes des polymères par rapport aux articulations.

L'utilisation d'anti-oxygène ou de noir de carbone peut inhiber le phénomène d'oxydation [12].

3. 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.

4. Vieillessement radiochimique

Dans les applications nucléaires, spatiales, médicales, etc... les matériaux sont soumis à des radiations (α , β , γ , X, neutrons) de forte énergie, il s'ensuit des coupures des chaînes et des réticulations. L'oxygène est en effet consommé si rapidement qu'il ne peut se renouveler par diffusion dans le matériau.

Le vieillissement radiochimique est donc influencé par la température, l'oxygène, l'humidité, qui jouent un rôle important. Des adjuvants tels que le noir de carbone, les produits phéridiques ont un effet stabilisant [12].

5. 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, avec un maximum d'activité vers 30°C. On peut citer les milieux tropicaux ou équatoriaux, le milieu terrestre.

De nombreux additifs sont utilisés (phénol, dérivés organométalliques : Hg, Sb, As, Sn, Zn) pour limiter les phénomènes de biodégradation [12].

6. Vieillessement par hydrolyse

Sous l'influence de l'humidité ($\geq 95\%$), et de la température (au moins 10°C) certains polymères (polysters, polyméthane, etc...) peuvent se dégrader [12].

7. Vieillessement climatique

Le vieillissement climatique « Weathering » résulte de l'exposition directe des matériaux au rayonnement solaire, intempéries et à diverses pollutions (marine, industrielle, etc...). La température joue également un rôle important.

De nombreux adjuvants permettent de protéger les polymères (noir de carbone, pigments minéraux, tels que oxyde de zink et oxyde de titane et absorbeurs UV).

Ce vieillissement peut dégrader les caractéristiques électriques de la surface d'un isolant, et provoquer la formation de cheminements [12].

8. Vieillessement électrique

Si le matériau est soumis à des décharges partielles dont les effets 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. En présence d'humidité, d'impuretés ioniques et sous l'influence de la température, des réactions électrochimiques peuvent conduire à une dégradation des propriétés du matériau.

III.3 Vieillessement thermique des isolants liquides

On appelle vieillissement thermique tout phénomène traduisant une évolution qui ne fait intervenir que le matériau, l'atmosphère et la température. Il peut faire intervenir des phénomènes physiques et des phénomènes chimiques, et il résulte d'une oxydation de chaînes carboniques qui entraîne une augmentation des pertes diélectriques et une chute des caractéristiques mécaniques [37].

L'étude du phénomène de vieillissement thermique d'un isolant liquide tel que l'huile pour transformateur a deux buts principaux.

Le premier est d'évaluer de la durée de vie de ces isolants sous l'effet des contraintes thermiques et le second but est de trouver une éventuelle corrélation entre le processus de vieillissement et les contraintes qui le provoquent.

Le vieillissement de l'isolant dépend d'une réaction chimique unique, les molécules de l'isolant se dégradent sous l'influence de la température, ce qui conduit à une formation de dépôts dont le poids augmente notablement. Il conduit à un changement de couleur et une augmentation de pertes diélectriques.

III.4 Loi du vieillissement des isolants

Les isolants utilisés dans la fabrication des transformateurs, qu'ils soient solides (papier, carton, bois) ou liquides (huile), subissent avec le temps une altération chimique sous l'influence de la couleur et d'autres agents tels que l'oxygène et l'humidité.

Les différents matériaux en présence peuvent avoir une influence réciproque. Ainsi, le cuivre nu est un catalyseur de l'oxydation de l'huile, tandis que les produits de décomposition du papier accélèrent l'altération de l'huile.

Depuis une quarantaine d'années, des études considérables ont été consacrées à ce problème. Les conséquences se sont faites sentir dans tous les domaines : développement de procédés de mesure, élaboration des normes, amélioration des produits existants, création de nouveaux produits, mise en point de procédés de fabrication plus performants [5].

III.4.1 Loi de Montsinger

La loi de Montsinger (1930) concernant la durée de vie d'un isolant est de la forme [5] :

$$L = C e^{-\ln 2 / \Delta \theta \cdot \theta} \quad (\text{III.1})$$

C : constante

L : étant la durée de vie ;

θ : la température en °C ;

$\Delta \theta$: l'écart de température correspondant au doublement ou à la réduction de moitié de la durée de vie ; il est égale à 6°C dans la publication 354 de la CEI [12].

III.4.2 Loi de Dakin

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

$$\text{Log } L = A + B / T \quad (\text{III.2})$$

A, B étant des constantes.

T : la température.

III.5 Remplacement et régénération de l'huile isolante

Le remplacement pur et simple de l'huile peut s'imposer dans le cas où celle-ci est disqualifiée ou même seulement polluée au point de rendre tout traitement plus onéreux que le remplacement.

Les cas où le remplacement du diélectrique s'impose de façon absolue sont assez rares, cependant, il faut signaler le cas d'une huile exagérément vieillie, notamment lorsque l'indice d'acidité est supérieure à 1 mg KOH/g [5].

La régénération est nécessaire lorsque l'huile est sévèrement polluée par des produits de décomposition. Si ces derniers sont instables, ils provoquent des dépôts, dont l'élimination nécessite un décuvage, et s'ils ne sont pas contre-soluble, ils contaminent le diélectrique, en jouant parfois un rôle de catalyseur dans la poursuite de la décomposition, et ne peuvent être éliminés que par une opération chimique ou physico-chimique spécifique assimilable à un nouveau raffinage.

CHAPITRE IV

ANALYSE DES GAZ DISSOUS DANS L'HUILE DE TRANSFORMATEUR

IV.1 Introduction

Les processus naturels de vieillissement dans les matériels électriques remplis d'huile forment des gaz mais il peut s'en produire beaucoup plus lors de défauts. Le fonctionnement en présence de défauts peut sérieusement endommager ces matériels ; il est alors important de pouvoir détecter ces défauts au tout début de leur apparition.

Si ces défauts ne sont pas importants, les gaz formés se dissolvent dans l'huile et, par la suite, une proportion diffuse du liquide dans toute la phase gazeuse au-dessus du liquide. L'extraction des gaz dissous à partir d'un échantillon d'huile et la détermination de leur teneur et de leur composition sont les moyens de détecter de tels défauts. On peut alors, très souvent, à partir de la composition des gaz et de leur vitesse de formation, en déduire le type et la sévérité de tout type de défaut.

Dans le cas de défauts très importants, les gaz libérés traversent l'huile et sont recueillis au relais de protection (Buchholz) s'il y en a un et, en cas de nécessité, ces gaz peuvent être analysés pour déterminer le type de défaut qui les a créés. Au fur et à mesure du déplacement des bulles dans l'huile vers le relais de protection, la composition des gaz dans ces bulles varie [38].

L'analyse des gaz dissous dans l'huile est une méthode de diagnostic des transformateurs largement utilisée. Elle est efficace dans la prévention des accidents des transformateurs. Cependant, elle ne permet pas encore d'aboutir à une interprétation fiable des résultats dans le cas de faibles concentrations de gaz et ne donne pas d'informations sur l'évolution du défaut [39].

Le tableau (IV.1) résume l'historique des méthodes de diagnostic et de protection se basant sur l'analyse des gaz [39]

Période	Méthode appliquée
Fin des années 20	Développement du relais Buchholz
Au milieu des années 50	Analyse des gaz dans les relais Buchholz.
Fin des années 50	Analyse des gaz dans l'huile, détermination des gaz dissous, détermination du type de défaut à partir du volume absolu du gaz
Début des années 70	Détermination du type de défaut à partir des rapports de concentrations des gaz
Au milieu des années 70	Tabulation des codes de défauts à partir des rapports des gaz: méthane/hydrogène, éthane/méthane, éthylène/éthane et éthylène/acétylène
Au milieu des années 80	Contrôle périodique des transformateur par le biais de mesures de concentrations des gaz

Tableau IV.1 : Historique des méthodes de diagnostic par analyse de gaz

IV.2 Production de gaz et défaut interne d'un transformateur

Les gaz sont engendrés par la décomposition de l'huile ou des matériaux imprégnés d'huile. Cette décomposition est due à un échauffement excessif engendré par des défauts dus à un échauffement localisés, des décharges partielles ou un arc électrique, apparaissant dans le transformateur. La décomposition thermique de l'huile isolante commence au point d'ébullition, aux environs de 400°C, et augmente avec la température. Tous les gaz produits par la décomposition sont solubles dans l'huile isolante [40]. Lorsque les gaz se forment lentement, ils se dissolvent entièrement dans l'huile et c'est pourquoi le relais Buchholz ne peut pas indiquer ce cas de formation de gaz. Les défauts typiques, qui provoquent de telles formations faibles de gaz, sont : échauffement local excessif de conducteurs ou de parties de noyau, faibles décharges dans les occlusions gazeuses à l'intérieur de l'isolation solide et d'autres types de décharges partielles.

Le cas particulier où le gaz se sépare dans le relais Buchholz et reste en équilibre avec le gaz dissous dans l'huile se manifeste sous deux formes

- ◆ sursaturation de l'huile avec les gaz dissous, car la capacité d'absorption de l'huile est dépassée à cause de la formation de gaz de décomposition ;
- ◆ sursaturation presque complète de l'huile avec de l'air et conditions favorables pour la formation de germes de bulles.

Dire que l'huile isolante est saturée de gaz équivaut à la définition suivante : une huile isolante est saturée d'un mélange déterminé de gaz lorsque, la température restant constante, l'huile n'absorbe plus de ce mélange de gaz se trouvant au-dessus d'elle, sous une pression atmosphérique [40].

Lorsqu'on extrait les gaz de l'huile, on constate que leur concentration et celle des gaz accumulés dans le relais Buchholz ne sont aucunement les mêmes.

Mais si l'on détermine la contribution des différents gaz dissous à la saturation de l'huile (exprimé en pourcentage de saturation), on s'aperçoit que ces valeurs et les parts en volume des gaz correspondants dans le volume gazeux total dans le relais Buchholz sont numériquement égales.

La solubilité des gaz dans l'huile est proportionnelle à la pression externe des gaz, et entre 20°C et 100°C, elle varie linéairement avec la température. Elle est également affectée par la viscosité. En effet, elle est plus grande pour les huiles à faible viscosité que pour les huiles à forte viscosité [45].

IV.3 Procédures d'analyse des gaz dissous dans l'huile

La procédure d'analyse des gaz dissous comporte trois phases successives: l'échantillonnage de l'huile, l'extraction des gaz et leur analyse.

IV.3.1 Echantillonnage de l'huile

Il faut prélever et transporter l'échantillon de telle manière que les gaz dissous dans l'huile ne subissent aucune modification, ou bien seulement des modifications que l'on sache évaluer. Dans ce but, il est recommandé [38] d'utiliser des récipients opaques en verre ou en métal, étanches au vide. Mieux encore, la méthode de prélèvement par seringue convient quel que soit le mode de transport des échantillons.

La sélection des points de prélèvement des échantillons doit faire l'objet d'un soin particulier. Normalement, l'échantillon sera prélevé en un point où il est représentatif de l'ensemble du matériel et en dehors des points où des modifications de composition, comme celles qui sont dues à la cavitation de la pompe, peuvent exister. Cependant, il sera parfois nécessaire de prélever délibérément des échantillons là où il n'est pas évident qu'ils soient représentatifs (par exemple quand on essaie de localiser un défaut).

Il convient de prélever des échantillons lorsque le matériel est en fonctionnement normal ; cela est important pour déterminer la vitesse de formation des gaz.

IV.3.2 Extraction des gaz dissous dans l'huile

L'extraction des gaz dissous de l'huile à analyser peut être obtenue soit sous vide, soit par entraînement avec un gaz barbotant dans l'huile [41]. Cette dernière méthode est réalisée par barbotage du gaz vecteur lui même dans un faible volume d'huile. Des volumes d'huile compris entre 0.25 ml et 5 ml sont généralement employés.

Il est possible que l'on ne puisse pas atteindre les sensibilité et fidélité exigées pour l'analyse des hydrocarbures pendant les essais en usine, en utilisant moins de 5 ml d'huile. Des volumes d'huile plus importants (10ml) exigeraient des temps d'entraînement plus grands pour extraire les gaz dissous et conduiraient à des chromatogrammes inacceptables [42], à moins de concentrer les gaz extraits à l'aide d'un piège à froid [38].

IV.3.3 Analyse des gaz extraits de l'huile

L'expérience acquise avec l'analyse des gaz dissous (D.G.A), avant et après les essais diélectriques de courte durée, montre que, normalement, cette méthode est moins sensible et précise que les méthodes électriques de détection de défauts diélectriques. Cependant, la (D.G.A) peut parfois être une source précieuse d'informations utiles sur un comportement anormal du matériel [43].

Plusieurs méthodes d'analyse des gaz sont proposées [41]. Cependant, la chromatographie en phase gazeuse fournit un moyen plus efficace d'analyser ces gaz et d'en déterminer les concentrations avec une bonne précision. Elle nécessite un appareillage plus élaboré et ne peut donc être utilisé qu'en laboratoire, mais elle fournit une analyse qualitative et quantitative complètes des gaz.

Le résultat de l'analyse chromatographique quantitative des échantillons de gaz obtenus par une extraction complète des gaz dissous dans l'huile fournit automatiquement la composition des gaz dissous dans l'huile. Par contre, dans le cas d'une extraction partielle, il faut ramener le résultat de l'analyse quantitative à la composition initiale des gaz dissous dans l'huile.

Le gaz qu'il est nécessaire de doser pour décider de la nature et de la gravité du défaut leur ayant donné naissance sont [44] [45] : l'hydrogène (H_2), le mono et le dioxyde de carbone (CO et CO_2), les hydrocarbures légers de C_1 à C_3 , soit le méthane (CH_4), l'éthane (C_2H_6), l'acétylène (C_2H_2), le propane (C_3H_8), le propène (C_3H_6), le propadiène (C_3H_4).

Il est en outre utile de connaître les concentrations en oxygène et azote, bien qu'il ne s'agisse pas là de gaz de dégradation.

IV.4 Matériel pour analyser les gaz dissous dans l'huile

L'analyse des gaz dissous dans l'huile implique généralement la prise d'un échantillon d'huile dans le transformateur, sur le site, l'extraction des gaz de l'huile, et leur analyse par un chromatographe en phase gazeuse dans un laboratoire.

Toutefois, on utilise, au Japon [46] un matériel automatique, lorsqu'on a besoin d'une analyse rapide sur le site.

Il y a deux types différents de matériels, l'un portable, l'autre fixe, que l'on peut utiliser rapidement et aisément sur le site.

Neuf sortes de gaz peuvent être analysés quantitativement et automatiquement après qu'on ait prélevé un échantillon d'huile dans le transformateur.

Le matériel se présente sous forme d'armoire que l'on peut mettre dehors, et comporte un système d'extraction des gaz, un chromatographe en phase gazeuse, un intégrateur numérique et un tableau de contrôle [47].

IV.5 Analyses effectuées par le laboratoire H.T de l'ENP

Dans le cadre du projet de recherche sur les essais de l'huile de transformateur, conduit par le laboratoire de Haute Tension de l'ENP, des analyses ont été effectuées au laboratoire des huiles de SONELGAZ à Hamma (Alger) [48]. Nous présentons la méthode utilisée et certains résultats obtenus.

IV.5.1 Conduite d'essais

La séparation du mélange N₂, O₂, CO₂ et CO a été réalisée sur deux colonnes en série, l'une de 2,7 m de longueur et 6 mm de diamètre remplie de silicagel et maintenue à 150°C; l'autre de 3 m de longueur, de même diamètre, remplie de tamis moléculaire 13X et maintenue à la température ambiante. Le détecteur utilisé est un TCD (thermal conductivity detector).

La séparation des hydrocarbures de C₁ à C₃ sera quant à elle réalisée sur une colonne de 2,5 m de longueur et 2mm de diamètre, remplie de Porapak T+S maintenue à une température de 40 °C. Le détecteur utilisé est un détecteur à ionisation de flamme (FID).

Enfin, la séparation de l'hydrogène est faite sur une colonne de 3 m de longueur et 2mm de diamètre remplie de tamis moléculaire 5A et maintenue à une température de 40 °C. Le détecteur utilisé est un TCD et le gaz vecteur de l'Argon.

Pour les expériences, la démarche suivante a été adoptée:

- Analyse qualitative d'un mélange gazeux (étalon) de composition parfaitement connue. Il faut d'abord chercher les conditions qui assurent la meilleure séparation, puis, une fois cette séparation réalisée, affecter un nom à chaque "pic" du chromatogramme. C'est l'aspect qualitatif.
- Une fois la séparation réussie, les étalons sont injectés en quantités parfaitement connues. Il s'agit alors d'étalonner l'appareil en déterminant les facteurs de réponse de chaque gaz (par analyse du chromatogramme).
- En dernière étape : Analyse des gaz dissous dans une huile usagée. Cette analyse a été conduite en faisant barboter un échantillon d'huile dans un courant de gaz vecteur à l'aide du dispositif d'extraction des gaz en solution dans l'huile.

IV.5.2 Résultats obtenus

Les analyses de gaz dissous durant le vieillissement thermique d'une huile ont été effectuées. L'huile a été maintenue à 120°C. Des prélèvements de cette huile ont été faits à intervalles de temps réguliers (jusqu'à environ 2000 heures) et les analyses n'ont révélé aucune formation de gaz consécutive à ce vieillissement.

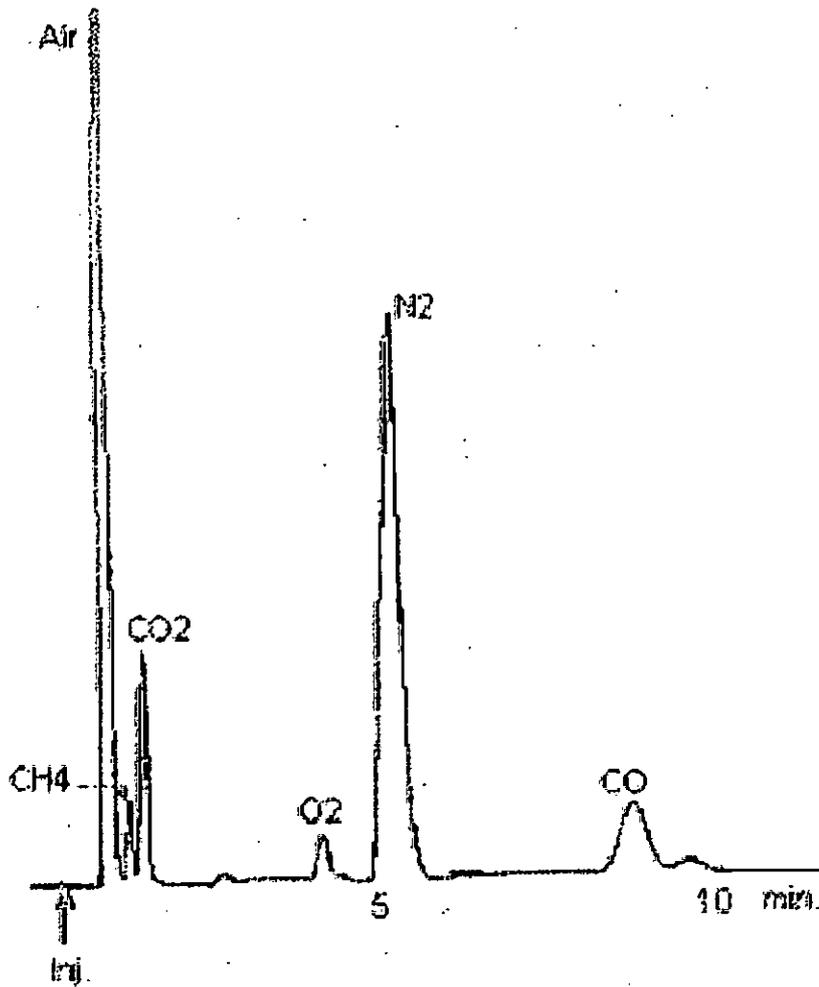


Figure IV.1: Séparation du mélange N₂, O₂, CO₂ et CO sur deux colonnes en série (silicagel + tamis moléculaire 13X)

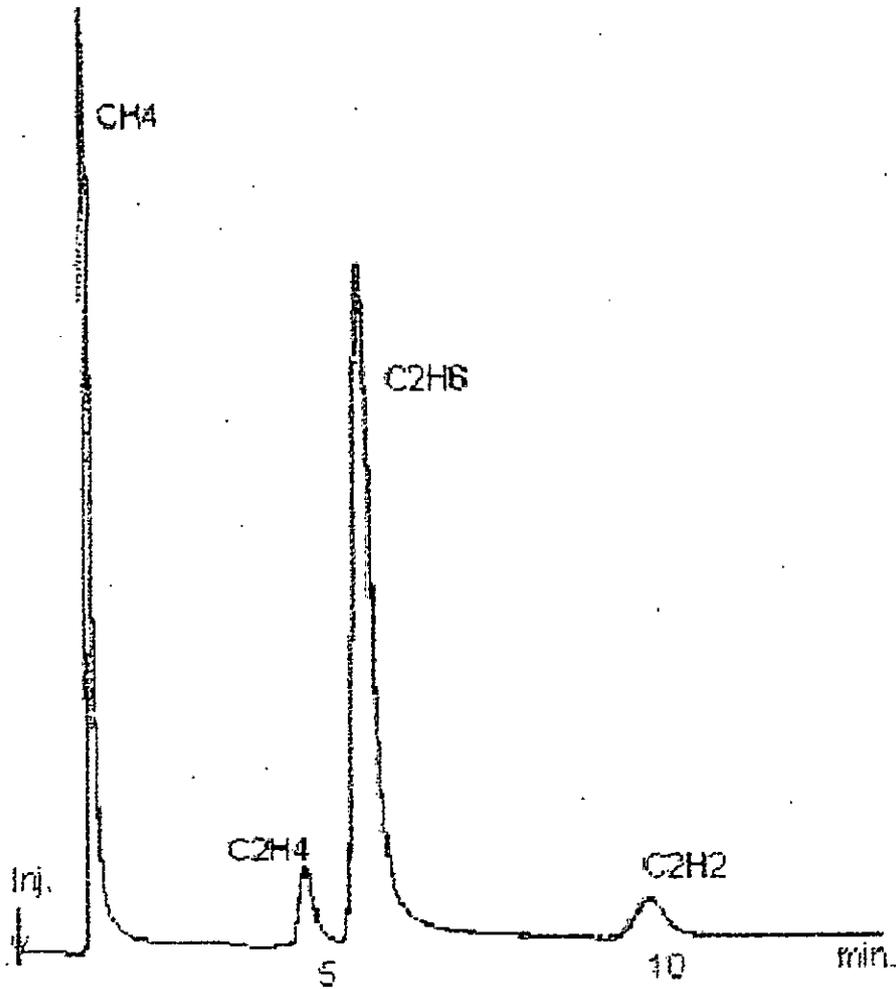


Figure IV.2: Séparation des hydrocarbures sur une colonne remplie de Porapak T+S.

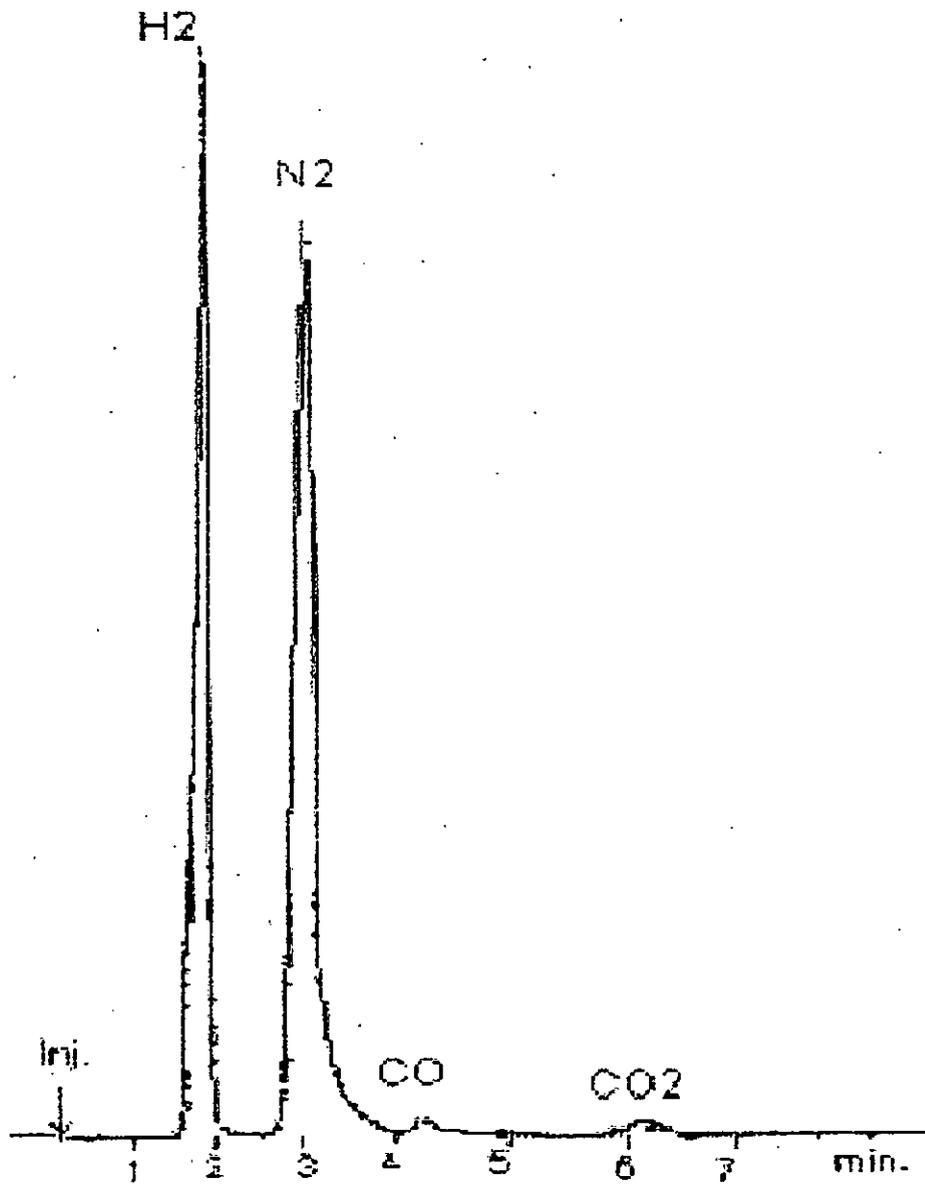


Figure IV.3 : Analyse de l'hydrogène sur une colonne de tamis 5A.

CHAPITRE V

TECHNIQUES EXPERIMENTALES

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les essais effectués sur l'huile de transformateur, au Département Contrôle Mesure et Essais (DCME) de la SONELGAZ, XP, HAMMA (Alger), et aussi au laboratoire de mesure de l'Entreprise des Câbleries d'Alger (CABEL), Gue de Constantine (Alger).

- Présentation de l'huile

Nous avons effectué nos essais sur l'huile de transformateur neuve utilisé par la SONELGAZ, cette huile est commercialement appelée BORAK 22. Ses caractéristiques principales sont données en tableau 1.

Nous avons étudié dans la première partie, certaines propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile neuve, tels que le facteur de pertes diélectrique, la permittivité relative, la résistivité, la viscosité cinématique, la couleur, l'acidité et la teneur en eau.

La deuxième partie a porté essentiellement sur l'influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile. Des essais diélectriques et physico-chimique sur l'huile vieillie ont été faits, et cela dans le but de connaître sa qualité, ce qui permet de prévenir les incidents graves qui peuvent survenir sur les transformateurs, entraînant l'arrêt des installations.

Tableau 1 : Caractéristiques de l'huile de transformateur BORAK 22

<u>Borak 22</u>			
Caractéristiques	Normes	Unités	Résultats typiques
Couleur			L1
Densité à 15°C			0.861
Viscosité à 20°C		cSt	34.7
40		cSt	15.28
100		cSt	3.43
Indice de viscosité		cSt	97
Point éclair			
V.O	D92	°C	176
V.O	D93	°C	170
Point d'aniline	D611	°C	95
Indice de neutralisation	D974	Mg KOH/g	0.005
Indice d'acide	CEI 296	Mg KOH/g	-
Corrosion Lame de cuivre (3H-100°C)	D130		1A
Rigidité Diélectrique	CEI	kV/cm	50
Dépôts		% PDS	0.25
Présence Soufre actif	D 1275		Non corrosive

V.2 Essais diélectriques

V.2.1 Mesure de facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$) et de la permittivité relative (ϵ_r)

Le facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$) et la permittivité relative (ϵ_r), ont été mesurés à l'aide d'un pont de Schering TETEX 2801 selon la norme CEI 250 [49]. Il est basé sur le principe du pont de Wheatstone, la cellule d'essai contenant l'échantillon d'huile est constituée de deux cylindres coaxiaux de distance interélectrode 5mm.

Les essais ont été effectués sous une tension de 2 kV, 50 Hz, et sous une température variant de 20°C à 150°C. La sensibilité peut aller jusqu'à 10^{-6} .

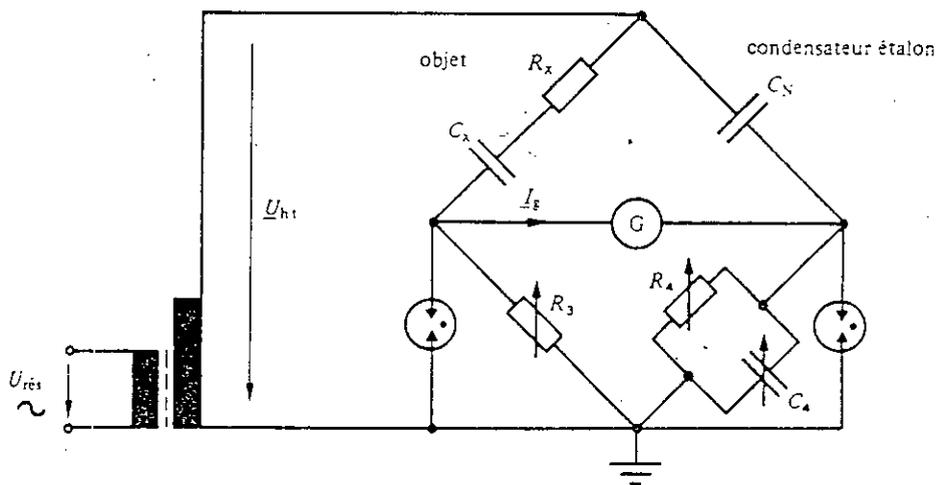


Figure V.1 : Schéma du pont de Schering

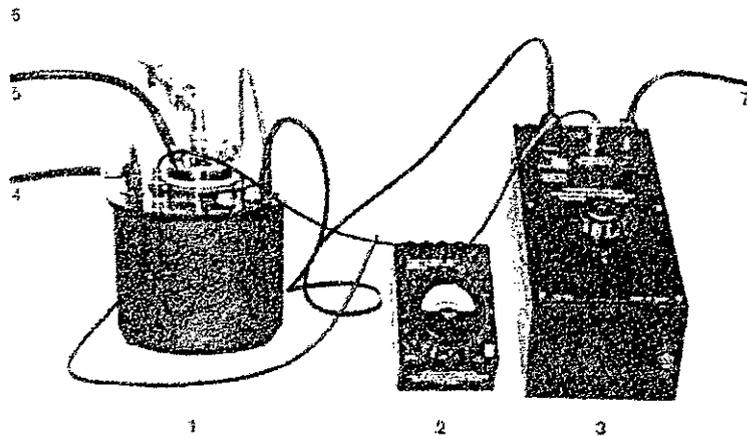


Figure V.2 : Vue de la disposition générale des appareils lors des mesures

- 1 Condensateur à anneau de garde (type 2903)
- 2 Appareil de mesure de température (type 2105 c)
- 3 Régulateur de température
- 4 Câble pour la tension de mesure
- 5 Câble pour l'électrode indicatrice
- 6 Tuyau de raccordement au poste de pompage, par ex, type 2971
- 7 Câble de branchement au secteur 220 V / 50 Hz.

V.2.2 Mesure de la rigidité diélectrique

La mesure de la tension de claquage a été effectuée conformément à la norme CEI 156 [50]

L'appareil utilisé est un Spintèrmètre (OT60) WALTER. Une cellule ayant des électrodes sphériques de diamètre $d=12.5\text{mm}$ et un écartement $e=2.5\text{mm}$.

La cellule est remplie avec de l'huile, et on mesure la rigidité lorsqu'il y a arc électrique. Pour exprimer la rigidité en kV/cm , il suffit de porter la valeur de la tension mesurée sur le tableau des courbes donnant la valeur correspondante de la rigidité.

V.2.3 Mesure de la résistivité (ρ)

La résistivité (ρ) est mesurée à l'aide d'un Mégohmmètre selon la norme CEI 247 [51]. Les mesures ont été effectuées sous une tension continue de 500V, appliquée durant 10mn, et sous une température variant de 20°C à 150°C.

V.3 Essais physico-chimique

V.3.1 Mesure de la viscosité cinématique (η)

La viscosité cinématique (η) a été mesurée selon la norme NFT60-100 [52]. On procède à la mesure du temps d'écoulement d'un volume du liquide dans un viscosimètre à capillaire en verre de type ATPM14760 BRETVILLE.

La viscosité cinématique est le produit de ce temps par la constante de temps d'étalonnage de l'appareil.

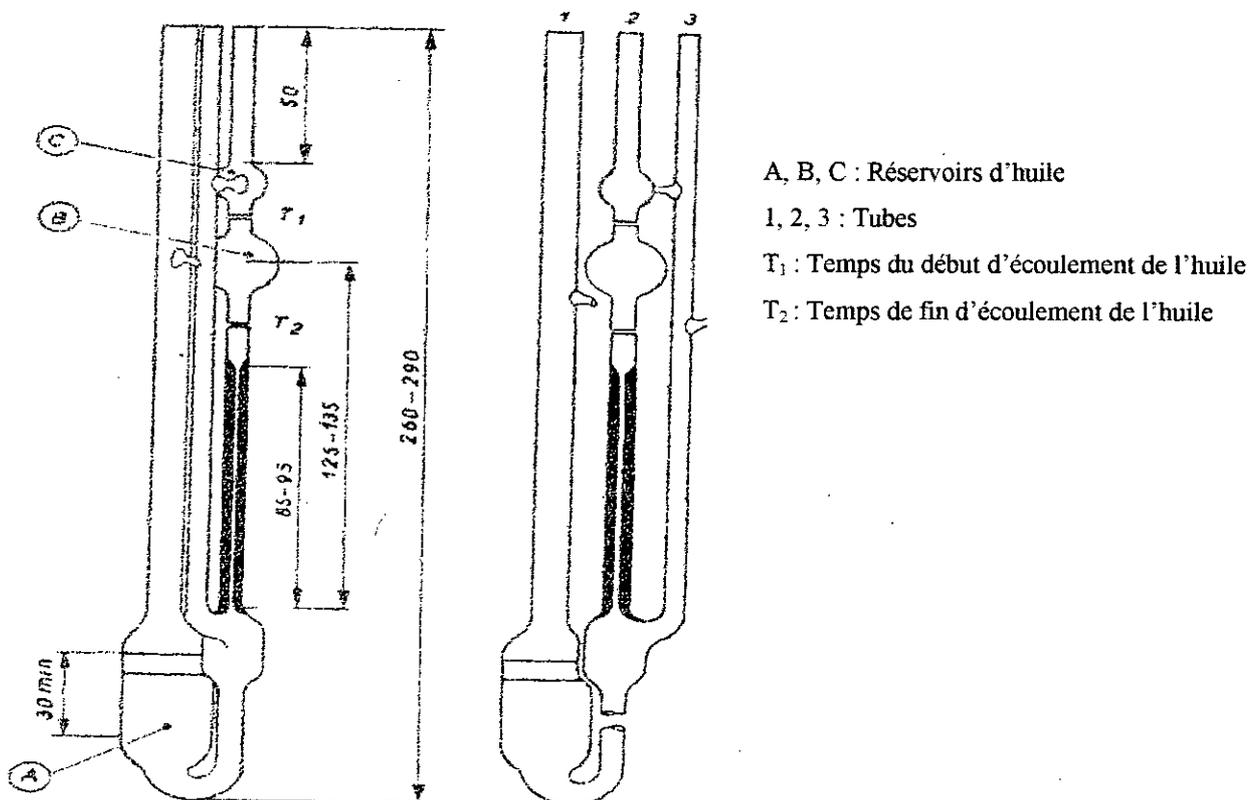


Figure V.3 : Viscosimètre UBBELHODE pour liquides transparents

V.3.2 La couleur

La couleur d'une huile isolante est déterminée en lumière transmise, et exprimée par un indice obtenu par comparaison avec une série de couleurs de verres étalons. L'étalon de couleur correspondant, ou celui dont la couleur est juste supérieure, est pris comme valeur de couleur.

L'appareil utilisé s'appelle colorimètre [53].

V.3.3 L'acidité

La mesure de l'acidité a été réalisée par un procédé chimique simple : la neutralisation.

L'acidité est exprimée en mg de KOH par g d'huile, c'est à dire le nombre de mg d'une solution de Potasse alcoolique de normalité 0.1, nécessaire pour neutraliser un gramme d'huile à essayer.

Elle se calcule par l'équation suivante :

$$IA = 0.1 M_1 V / M \quad (V.1)$$

où :

0.1 : normalité de la solution KOH (g/l).

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

M : masse d'huile (g)

V : volume en ml de KOH, nécessaire pour avoir la neutralisation.

V.3.4 Mesure de la teneur en eau

La teneur en eau est mesurée par un appareil numérique de marque Hydromat, celui-ci est branché à un tube contenant une solution chimique. On injecte un volume d'huile dans ce tube d'essais et on introduit comme donné, le volume d'huile injecté. Après quelques instants, l'appareils affiche la teneur en eau en p.p.m (en poids ou en volume) après spécification de la densité de l'huile [54].

V.4 Essais de vieillissement thermique de l'huile

V.4.1 Mode opératoire

Avant l'essai de vieillissement de l'huile, les flacons en verre sont nettoyés, puis séchés dans une étuve à 110°C pendant une heure, afin d'éliminer toute trace d'impuretés et d'humidité [55]. Les flacons nettoyés sont remplis d'huile pour essais (huile neuve), et fermés par des bouchons en liège entourés d'une feuille d'aluminium.

Ces flacons ont été mis dans deux étuves réglées à deux températures différentes, la première étuve était au laboratoire de haute tension de l'ENP, sous une température de vieillissement de 80°C, et l'autre étuve était au laboratoire de SONELGAZ, sous une température de vieillissement de 120°C.

La durée de vieillissement est de 5000 heures.

V.4.2 Conduite des essais

En prélevant des échantillons d'huile pour les deux températures d'essais, les différentes propriétés ont été mesurées à la fin des intervalles successifs de 500 heures de vieillissement.

CHAPITRE VI

RESULTATS ET INTERPRETATIONS

VI.1 Introduction

Nous présentons en première partie les résultats expérimentaux sur l'évolution de quelques caractéristiques de l'huile neuve. Celles-ci concernent l'influence de la température sur le facteur de pertes diélectriques, la permittivité relative et la résistivité, ainsi que la détermination de la rigidité diélectrique, l'indice d'acidité, la teneur en eau, la couleur et la viscosité cinématique.

En seconde partie, nous nous intéressons à l'évolution de ces caractéristiques sous l'influence du vieillissement thermique.

VI.2 Propriétés de l'huile neuve

VI.2.1 Facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$)

Le facteur de pertes diélectriques reste constant pour les basses températures, et cela jusqu'à 70°C. Pour les températures élevées, le facteur de pertes diélectriques augmente linéairement, comme le montre la figure (VI.1). Cette évolution est due à une augmentation de la mobilité des porteurs de charges et à l'augmentation du nombre des porteurs de charges par une grande dissociation thermique, ce qui engendre des courants de fuite plus importants.

VI.2.2 Permittivité relative ϵ_r

La permittivité relative ϵ_r décroît faiblement avec la température (Figure VI.2), ceci serait dû à l'agitation thermique sous l'effet des fortes températures.

VI.2.3 La résistivité ρ

La résistivité ρ reste constante jusqu'à $T = 70^\circ\text{C}$. Pour les températures élevées (supérieures à 70°C), la résistivité décroît en fonction de la température (Figure VI.3). Ce décroissement est dû au transfert de charges qui accompagne l'augmentation de la température.

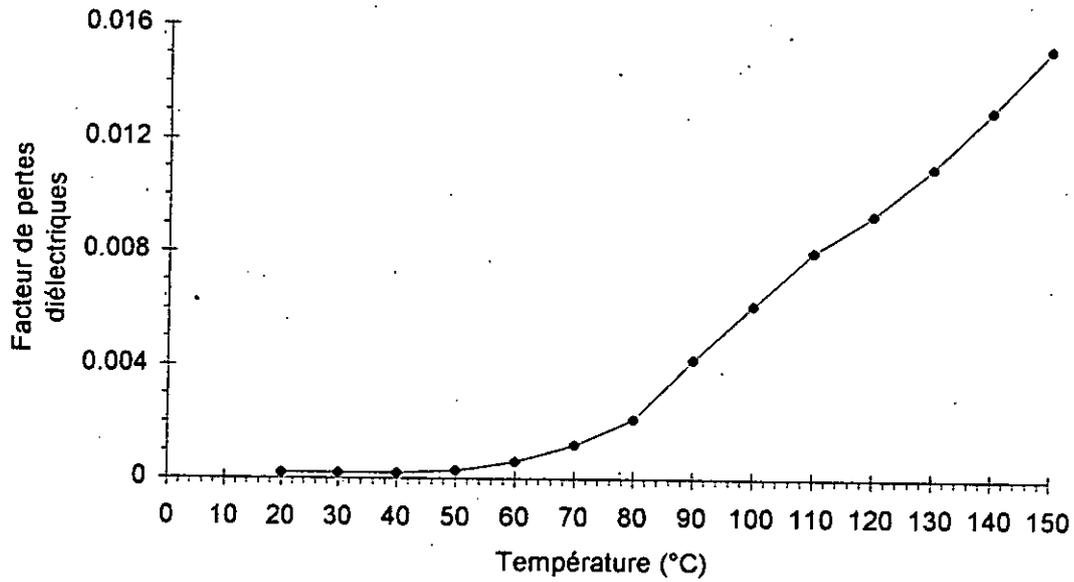


Figure VI.1: Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction de la température

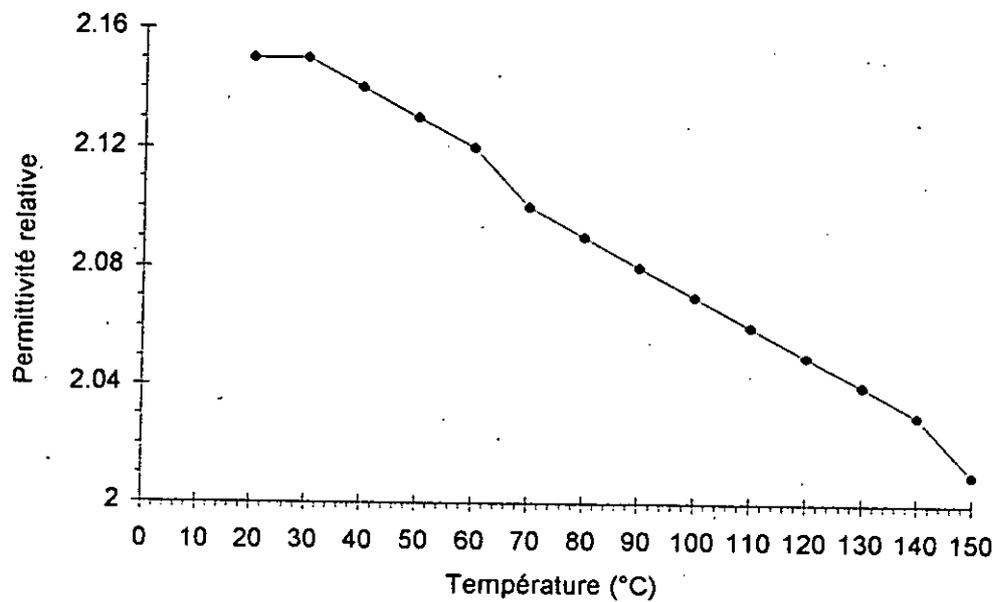


Figure VI.2 : Variation de la permittivité relative en fonction de la température

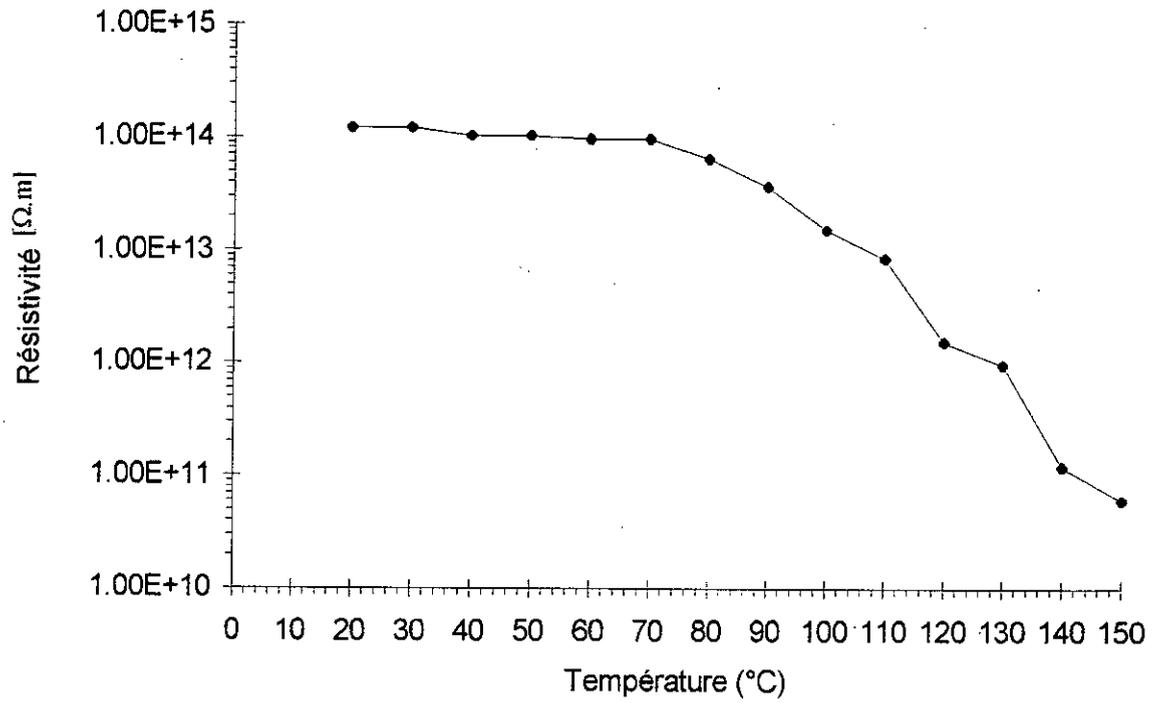


Figure VI.3 : Variation de la résistivité en fonction de la température

VI.2.4 Rigidité diélectrique

A l'état neuf, toutes les huiles ont généralement une rigidité diélectrique comprise entre 220 et 380 kV/cm. [56].

La valeur de la tension de claquage de l'huile BORAK 22 neuve est de 63 kV, elle correspond à une valeur de la rigidité diélectrique de 282,2 kV/cm. Cette valeur correspond au rapport tension – distance interélectrode multiplié par le coefficient géométrique qui est de l'ordre de 1,12.

VI.2.5 Acidité

L'indice d'acidité de l'huile neuve utilisée est de 0,058 mg KOH/g d'huile. Cette acidité est importante, et reflète l'existence de composés organiques acides inhérents à la constitution chimique de l'huile, et le mauvais conditionnement de cet huile (pour notre cas).

VI.2.6 Teneur en eau

La mesure de la teneur en eau de l'huile neuve étudiée a donné une quantité d'eau de 30 p.p.m, ce qui est acceptable [57].

VI.2.7 La couleur

L'indice de couleur de l'huile neuve est 1.5. En effet, la couleur caractérise la constitution chimique de l'huile en hydrocarbures.

VI.2.8 Viscosité cinématique

La viscosité cinématique, correspondant à une température fixe, est donnée par :

$$V = C \cdot t \quad (VI.1)$$

C : constante de temps d'étalonnage de l'appareil.

t : temps d'écoulement en secondes.

Pour notre essai : C = 0.04806 , t = 228 sec.

D'où $V = C \cdot t = 12.54$ cSt

VI.3 Influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile

VI.3.1 Facteur de pertes diélectriques

Après 5000 heures de vieillissement sous deux températures 80°C et 120°C, les résultats concernant la variation du facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$) en fonction du temps de vieillissement sont respectivement représentés par les figures VI.4 et VI.5.

D'après ces deux courbes, on remarque que le facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$) augmente en cours de vieillissement thermique.

Cette augmentation s'expliquerait par la formation de produits d'oxydation accélérée au cours du vieillissement thermique.

La figure VI.6 ci-dessous, rassemble les variations des pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$), en fonction de la température avant et après vieillissement.

Dans le cas des trois types d'huile (neuve, vieillie à 80°C, vieillie à 120°C), le facteur de pertes diélectriques augmente en fonction de la température. Nous constatons que les courbes représentant les variations du facteur de pertes diélectriques, en fonction de la température pour les deux types d'huile (vieillie à 80°C et à 120°C), ont pratiquement la même allure, et cela pour les températures d'essais supérieures à $T = 70^\circ\text{C}$.

Nous remarquons par ailleurs que le vieillissement de l'huile à 80°C et à 120°C, engendre une augmentation du facteur de pertes diélectriques par rapport à l'huile neuve, cette augmentation est considérable pour l'huile vieillie à 120°C.

Pour les températures élevées, l'huiles vieillie à 120°C marque un net écart par rapport à l'huile vieillie à 80°C. D'où l'intérêt de la mesure de ($\text{tg } \delta$) à 90°C [49].

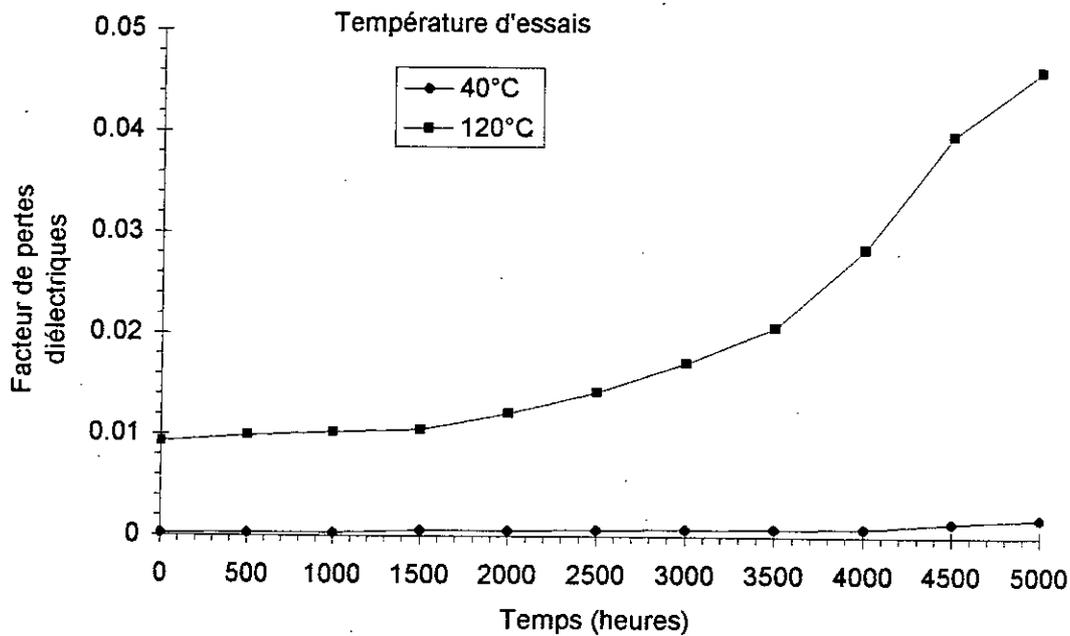


Figure VI.4 : Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement à 80°C pour deux températures d'essais

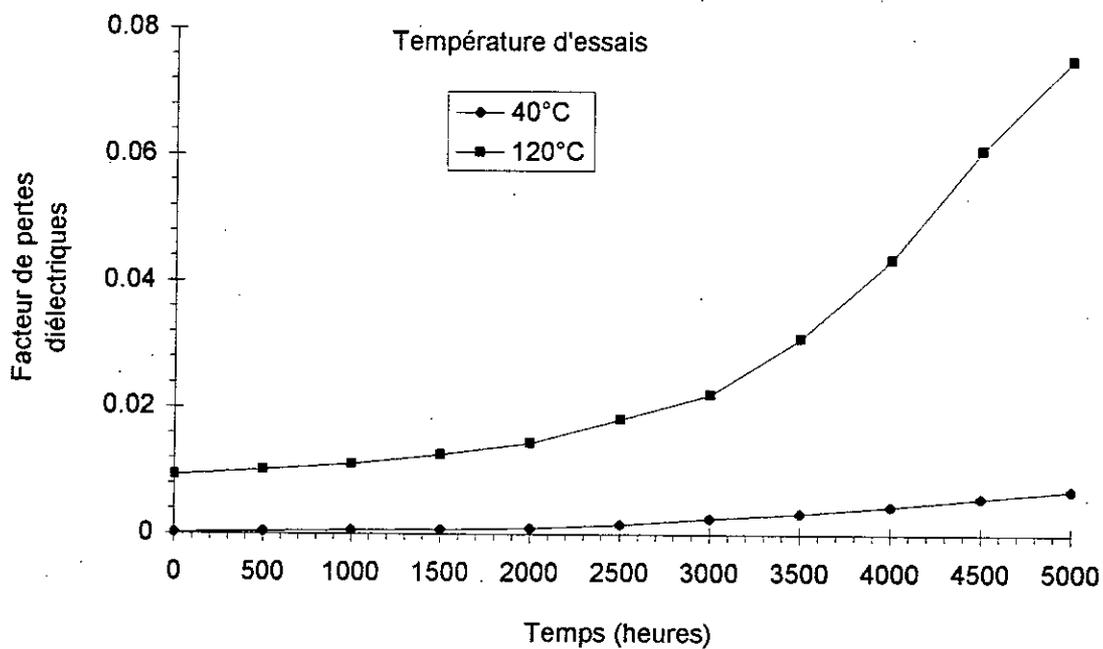


Figure VI.5 : Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction du temps de vieillissement à 120°C pour deux températures d'essais

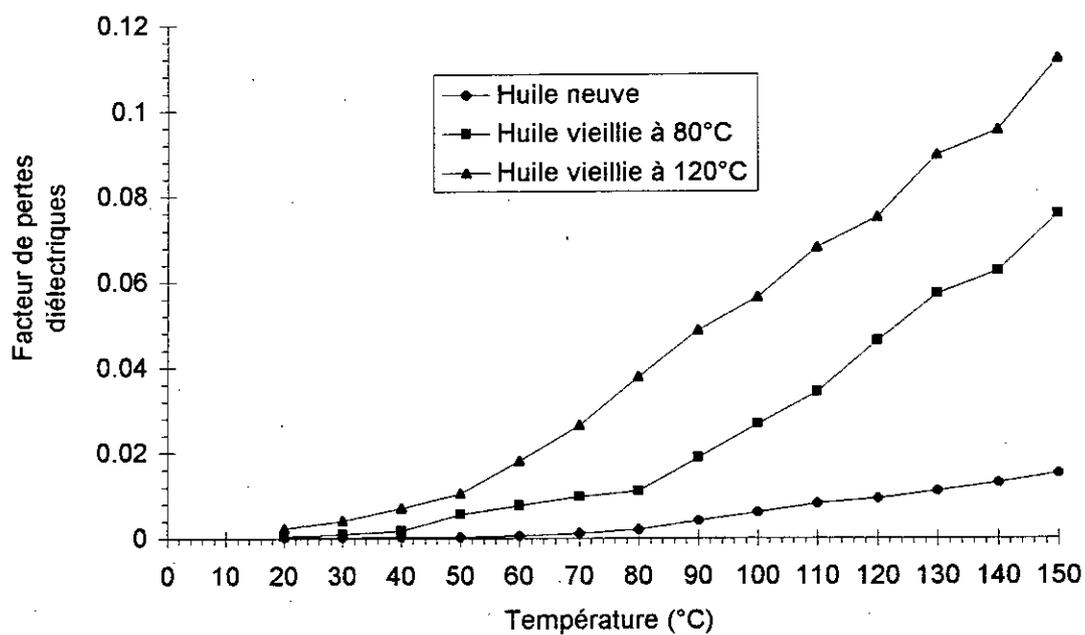


Figure VI.6: Variation du facteur de pertes diélectriques en fonction de la température avant et après vieillissement

VI.2.3 Permittivité relative ϵ_r

Les résultats concernant les variations de la permittivité durant le vieillissement thermique à 80°C et 120°C sont représentés aux figures VI.7, VI.8.

D'après ces deux courbes, on remarque que la permittivité relative ϵ_r subit une très faible variation durant le vieillissement.

La figure VI.9 représente la variation de la permittivité de l'huile vieillie à 80°C et à 120°C qui sont très faibles par rapport à celle de l'huile neuve. Ce qui confirme que la permittivité relative est une caractéristique de constitution.

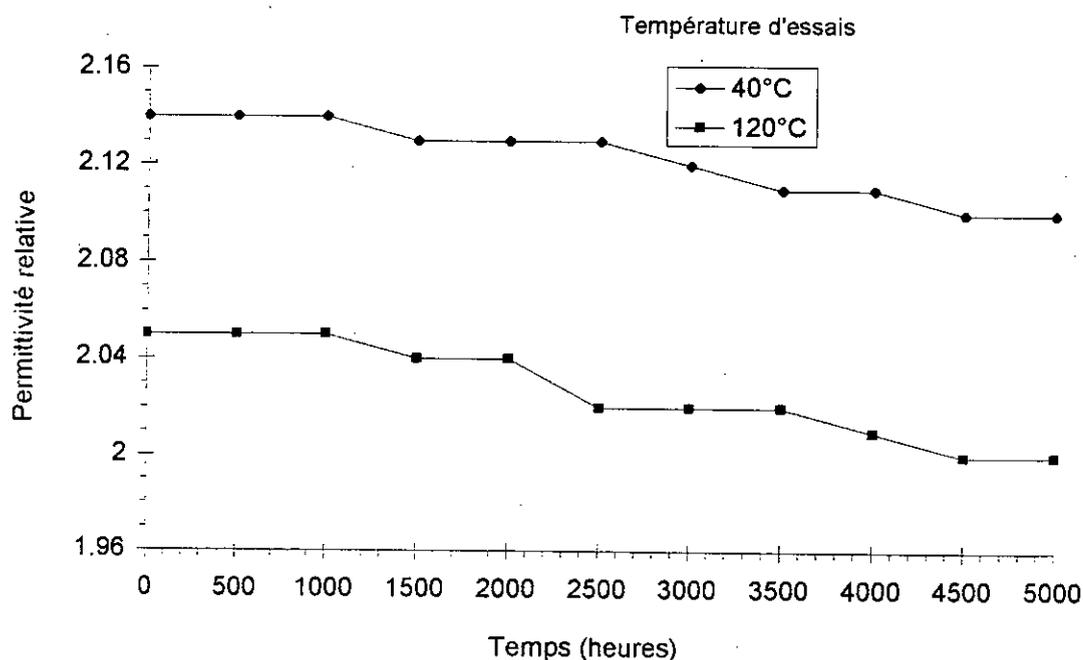


Figure VI.7 : Variation de la permittivité relative ϵ_r en fonction du temps de vieillissement à 80°C pour deux températures d'essais

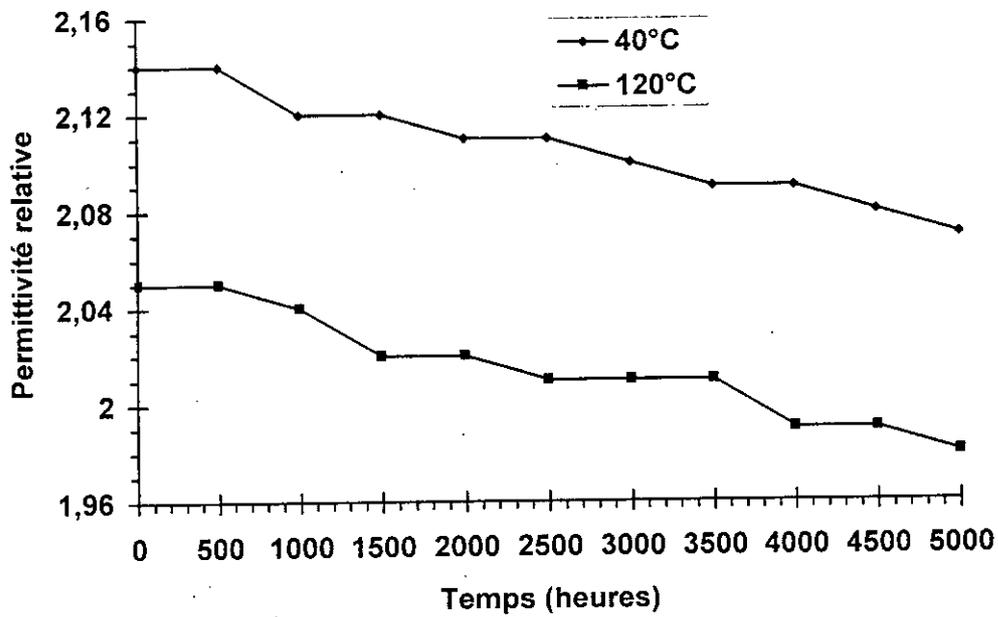


Figure VI.8 : Variation de la permittivité relative ϵ_r en fonction du temps de vieillissement à 120°C pour deux températures d'essais

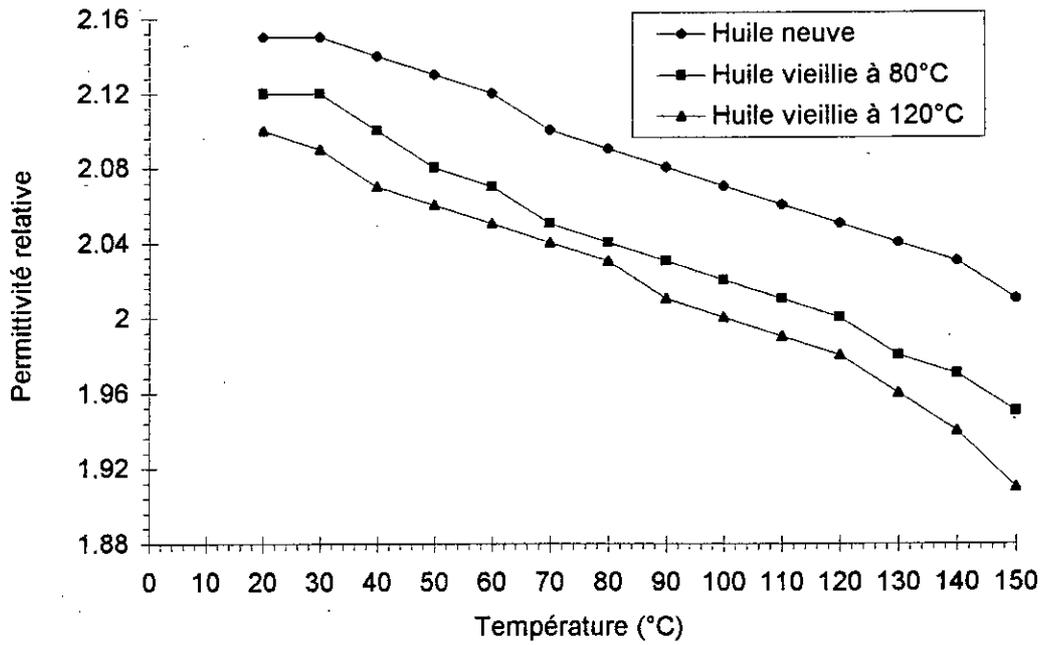


Figure VI.9 : Variation de la permittivité relative en fonction de la température avant et après vieillissement

VI.3.3 Résistivité ρ

La variation de la résistivité des trois huiles (neuve, vieillie à 80°C, vieillie à 120°C) en fonction de la température est représentée par la figure VI.10

On observe une diminution de la résistivité ρ en fonction de la température, et cela pour les trois états de l'huile.

Toutefois, la résistivité de l'huile vieillie à 120°C est inférieure à celle de l'huile vieillie à 80°C.

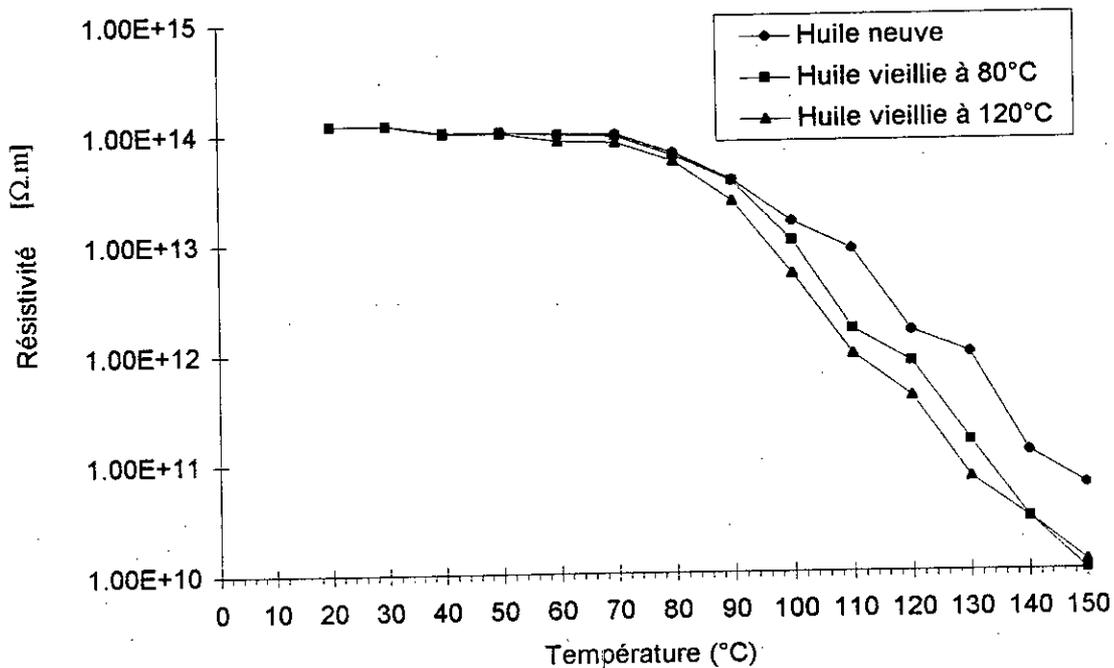


Figure VI.10 : Variation de la résistivité en fonction de la température avant et après vieillissement

VI.3.4 Rigidité diélectrique

Les résultats obtenus pour la rigidité diélectrique des trois états d'huiles : neuve, vieillie à 80°C et vieillie à 120°C sont représentées dans le tableau VI.1.

Etat de l'huile	Tension de claquage (kV)	Rigidité diélectrique (kV/cm)
Neuve	63	282,2
Vieillie à 80°C	62	277,8
Vieillie à 120°C	58	260,2

Tableau VI.1 : Rigidité diélectrique de l'huile avant et après vieillissement.

Après vieillissement, la tension de claquage subit une légère diminution, cette diminution est considérable pour l'huile vieillie à la température la plus élevée (120°C). Cela est dû aux conditions extérieures qui favorisent les réactions d'oxydation.

VI.3.5 Acidité

On représente dans le tableau VI.2 les résultats obtenues pour l'indice d'acidité des trois états d'huiles : neuve, vieillie à 80°C et vieillie à 120°C.

Etat de l'huile	Indice d'acidité (mg KOH/g)
Neuve	0,058
Vieillie à 80°C	0,280
Vieillie à 120°C	0,56

Tableau VI.2 : Indice d'acidité de l'huile avant et après vieillissement.

On relève également une augmentation de l'indice d'acidité avec le vieillissement de l'huile, Cette augmentation est liée aux différentes conditions : température de vieillissement, pression, contact avec l'air. Ces conditions favorisent les réactions d'oxydations qui donnent naissance à des produits acides.

VI.3.6 Teneur en eau

Les résultats de la mesure de la teneur en eau sont représentés au tableau VI.3

Etat de l'huile	Teneur en eau (p.p.m)
Neuve	38
Vieillie à 80°C	41
Vieillie à 120°C	46

Tableau VI.3 : Teneur en eau de l'huile avant et après vieillissement.

Le vieillissement thermique de l'huile a provoqué une augmentation de la teneur en eau qui est passée de 38 p.p.m pour l'huile neuve à 41 p.p.m pour l'huile vieillie à 80°C, et à 46 pour l'huile vieillie à 120°C (Tableau VI.3).

La présence de cette eau, en quantité différente pour les deux températures de vieillissement, peut être la conséquence du contact de l'huile avec l'atmosphère lors du prélèvement des échantillons.

VI.3.7 Couleur

Les résultats de la mesure de l'indice de couleur sont représentés au tableau VI.4

Etat de l'huile	Indice de couleur	Couleur
Neuve	1,5	Blanc crème
Vieillie à 80°C	2,5	Citron extra pâle
Vieillie à 120°C	3,5	Orange extra pâle

Tableau VI.4 : Indice de couleur de l'huile avant et après vieillissement.

L'évolution de l'indice de couleur de 1,5 à 2,5 pour l'huile vieillie à 80°C, et de 1.5 à 3,5 pour l'huile vieillie à 120°C est due à l'oxydation de l'huile en service qui a pour conséquence la formation des produits acides, et de la mise en solution des pigments de matériaux incompatibles (Tableau VI.4).

VI.3.8 Viscosité cinématique

Les résultats obtenus sont représentés au tableau VI.5.

Etat de l'huile	Viscosité cinématique (cSt)
Neuve	10,95
Vieillie à 80°C	10,91
Vieillie à 120°C	10,90

Tableau VI.5 : Viscosité cinématique de l'huile avant et après vieillissement.

La viscosité cinématique est presque constante durant le vieillissement. La pollution de l'huile, et les produits oxydes, ont pour effet un ralentissement de l'écoulement de l'huile, ce qui augmente le temps d'écoulement et par conséquent la viscosité cinématique.

Pour les basses températures (telles que 40°C), il n'y a pas de formation d'oxydes, ni d'influence de polluants extérieurs, d'où la viscosité reste constante.

VI.4 Conclusion

L'analyse des résultats obtenus nous amène à tirer les conclusions suivantes :

- Les propriétés électriques de l'huile (facteur de pertes diélectriques, permittivité relative, résistivité) dépendent de la température.
- Le facteur de pertes diélectriques ($\text{tg } \delta$) augmente en fonction de la température.
- La permittivité relative diminue lorsque la température augmente.
- La résistivité décroît en fonction de la température.

En ce qui concerne le vieillissement thermique de l'huile, les résultats confirment une variation de ses caractéristiques électriques et quelques caractéristiques physico-chimiques de l'huile vieillie, et surtout pour celle vieillie à la température la plus élevée.

Ces variations se traduisent notamment par l'augmentation de ($\text{tg } \delta$), de l'indice d'acidité, de la teneur en eau et de la couleur. Cette variation est considérable pour les températures élevées.

Par ailleurs, la résistivité et la rigidité ne subissent pas une grande variation.

CONCLUSION GENERALE

Dans notre travail, nous nous sommes intéressés à l'étude de l'influence du vieillissement thermique sur les propriétés de l'huile de transformateur, et leur évolution en fonction du temps de vieillissement.

Ainsi, on a vu l'influence de la température sur les principales propriétés de l'huile.

Nous avons constaté l'effet de la température, qui a pour conséquences l'augmentation du facteur de pertes diélectriques $\text{tg}(\delta)$, et la diminution de la résistivité ρ .

Le vieillissement thermique nous a permis de remarquer une dégradation des propriétés diélectriques et physico-chimiques de l'huile.

Nous avons obtenu une augmentation du facteur de pertes diélectriques $\text{tg}(\delta)$, de l'indice d'acidité, de la teneur en eau et de l'indice de couleur. Aussi nous avons relevé une faible diminution de la résistivité, de la rigidité diélectrique et de la permittivité relative.

La dégradation serait due à l'apparition des produits de décomposition sous l'influence de la température.

Nous avons obtenu une plus forte dégradation de l'huile à la température la plus élevée.

En perspective, d'autres travaux peuvent compléter notre étude. Plus particulièrement des essais de vieillissement thermique sous l'effet du champ électrique, ainsi qu'une comparaison entre les résultats pratiques d'un vieillissement thermique et ceux qui seraient obtenus à partir d'une étude théorique de prédiction des propriétés en appliquant des réseaux neurones artificiels.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] N. Khaleche
Rupture par arborescence électrique du PVC vieilli thermiquement,
Thèse de magister, ENP 1993.
- [2] M.Kosteinko & L.Pietrovski
Machines électriques, tome 1, Edition Mir , 2^{ème} édition, 1976, pp : 370-400.
- [3] H. Borsi
Methods for the sensitive judgement of the insulation of the fluid insulated
transformers during operating, 9th ISH, August 28 Sept1, 1995, Graz, Austria,
pp : 1026.1-1026.4
- [4] R. Baehr
Application de matériaux nouveaux aux transformateur de puissance,
CIGRE, 1986, Vol. 1 rapport 12-09.
- [5] Bernard Hochard
Le transformateur de puissance, 2^{ème} édition, 1988, pp : 70-85 ; 198-215
- [6] A.R.Vonhippel
Les diélectriques et leurs applications, Dunod, 1961, pp :192-197.
- [7] L. L. Alston
High-Voltage technology, Oxford University Press, 1968, pp : 254-302.
- [8] P.Vuarchex
Huiles et liquides isolants, Techniques de l'ingénieur, 9-1986,D230.
- [9] R. Fournié & Coll
Les PCB dans l'industrie : Quels risques? Par quoi les remplacer? comment les
éliminer?, RGE, 1987, N°08, pp : 439-455.
- [10] Circulaire inter - ministériel du 04.12.85
Suivie du décret du 18/08/87, relatif aux PCB.
- [11] B. Pihant et A.Bonzm
Huiles isolantes : paraffiniques ou naphténiqes, RGE, juil, 1986, N°7, pp : 01-09.

- [12] R. Fournié
Les isolants en électrotechnique , Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles. Edition Eyrolles, Paris, 1990.
- [13] D.Kind et H.Kärner
High voltage insulating technology , Friedr-Vieweg Sohn, Branschweig/Wiesbaden, 1985.
- [14] R.J. Millischer
Les PCB et leurs produits de décomposition : peut-on évaluer un seuil de toxicité ?, RGE 1987, N°8, pp : 23-37.
- [15] P.Vuarchex
Huiles minérales isolantes, Techniques de l'ingénieur, 1986, D231.
- [16] Recommandation CEI 628.
Gassing des isolants liquides sous contrainte électrique et ionisation, 1985.
- [17] J. Bastran
L'évaluation des diélectriques liquides, RGE 1989, N°4, pp15-18.
- [18] M.Nemamcha
Décharges électriques dans différentes structures d'isolation imprégnée, Thèse de Doctorat d'Etat es-Sciences, ENP, 1993, pp15-17.
- [19] T.J.Lewis
Théorie de claquage électronique et processus d'ionisation, J. App. Phys, Volume 27, 1956, pp 645.
- [20] J.Adamczewski, Zeszty nauk, Politech, Gdanska ; Volume 3, 1957, pp 3.
- [21] D.W.Swan ; Emission électronique et multiplication des charge dans le processus de claquage des liquides, Proc. Phys.Soc, Volume 78, 1961, pp 423.
- [22] F.Koch ; Electrotechn.Zeits, Volume36, 1915, pp 85.
- [23] K.C.Kao and J.B. Highman ; J. Electrochem. Soc, Volume 108, 1951, pp 522.
- [24] P.K.Watson and A.H.Sharbaugh, J.Electrochen Soc; Volume 107 1960, pp 516.
- [25] A.Beroual
Phénomènes de propagation et de génération des streamers dans les diélectriques liquides en géométrie pointe-plan sous créneaux de tension , Thèse de Doctorat es Science Physique, Grenoble, 1987.

[26] J.P.Gosse, B.Gosse, A.Denat

La conduction électrique des liquides diélectriques, Revue R.G.E, Volume N°10, 1985, pp 733-744.

[27] L. Onsager, Théorie cinétique du champ sur la dissociation des paires dans les liquides, J.Chem,Phys, Volume N°2, 1934, pp 599.

[28] R.Tobazeon, R.Cohelo

Conduction électrique dans les liquides , Techniques de l'Ingénieur, 1986, D225.

[29] R.COELHO

Conduction électrique dans les liquides : Interprétation des phénomènes, Techniques de l'ingénieur, 1986, D227.

[30] K.C. Kao

Deformation of gaz bubbles and liquid drops in an electrically stressed insulating liquid, Nature, 208, 1965, pp : 279-280.

[31] G.Schöne

Zum Verhalten von gasblasen in isoliertem elektrischem feld, Electric, 10, pp : 335-339.

[32] M.Benmansour

Etude du comportement des bulles dans un diélectrique liquide soumis à un champ électrique : Répartition du champ électrique et critères d'instabilité,

Thèse de Magister, Génie électrique, ENP, 1983.

[33] Y.Kako et Coll

Influence de particules de faibles dimensions sur la rigidité diélectrique de l'huile isolante , CIGRE, 1986, Vol.1, Gr. 15-03.

[34] H.Moulai

Contribution à l'étude des phénomènes de streamers dans les diélectrique liquides en géométrie pointe-plan sous tension de choc de foudre,

Thèse de Magister, Génie électrique, ENP, 1990.

[35] J. Verdu

Vieillissement des plastiques, Eyrolles, 1984.

[36] S.M.Sekhri, K Nousri

Influence du vieillissement sur l'apparition des décharges partielles dans un câble MT isolé au PRC . Projet de fin d'étude, ENP, Juin 1995.

[37] M Nedjar, A Boubakeur, R.Kaïli ;

Etude des propriétés électriques du polychlorure de vinyle avant et après vieillissement thermique, Journal of technology, ENP, Novembre 1994.

[38] Recommandation CEI 567

Guide d'échantillonnage de gaz et d'huile dans les matériels électriques immergés, pour l'analyse de gaz libres et dissous, 1992.

[39] H.Borsi

Methods for te sensitive judgement of the installation of the fluid installed transformers during operation , 9th ISH, August 28 sept 1, 1995, Graz,, Austria, pp : 1026.1-1026.4

[40] E. Doremburg et G

Surveillance des transformateurs dans l'huile par analyse du gaz, Brown Boveri, Volume N°05, Mai 1974, pp : 238-247.

[41] B.Fallou, R. Fournié et Co

Analyse des gaz dissous dans l'huile en tant que moyen de surveillance des transformateurs et détection des défauts naissants , CIGRE 1970, Volume I, Gr 12-02

[42] S. Caisou

The principal of transformer chromatograph detecting on line and the analysis of output wave : 9th . Aug.28-Sept.1, 1995, Graz, Austria , pp : 1008-1, 1008-4.

[43] Recommandation CEI 1981

Matériaux isolants imprégnés – application de l'analyse des gaz dissous (D.G.A) lors d'essais en usine de matériels électriques, édition 1993.

[44] Mirilaut et J. Rebault

Application de l'analyse des gaz dissous à la maintenance des transformateurs, R.G.E, Volume N°2, 1975, pp.81-90.

[45] J. Galand et Co

Application de la chromatographie en phase gazeuse au diagnostic des dégradations dans l'isolation des matériels électriques, RGE 1972, Volume N°11, pp-727-739.

[46] Laborolec

Gaz dissous dans les huiles isolants, Réunion d'information, CIGRE, 22.04.1975.

[47] T.Kawaromovra et Co

L'analyse des gaz dissous et sons utilisation pour la maintenance des transformateurs, CIGRE 1986, °Gr 12-05.

[48] A Boubakeur, A Mekhaldi R Hamimi, T Ammed Zaïd, O Hadjadj-Aoul, M Lebid
Rapport d'activité de recherche, Projet N° J1606/02/04/96, E.N.P, décembre 1998

[49] Recommandation CEI 250

Méthodes recommandées pour la détermination de la permittivité et du facteur de dissipation des isolants électriques aux fréquences industrielles, audibles et radioélectriques, édition 1969.

[50] Recommandation CEI 156

Isolants liquides : détermination de la tension de décharge disruptive à fréquence industrielle, méthodes d'essai, édition 1995.

[51] Recommandation CEI 247

Cellules recommandées pour la mesure de la résistivité des liquides isolants et thechniques de nettoyage des cellules, édition 1967.

[52] Recommandation ISO 3104

Produits pétroliers-liquides opaques et transparents, Détermination de la viscosité cinématique et calcul de la viscosité dynamique, 2^{ème} édition, 1994.

[53] Recommandation ISO 2049

Produits pétroliers – détermination de la couleur (échelle ASTM) 2^{ème} édition, 1996.

[54] Norme ISO R 760

Mesure de la teneur en eau, édition 1984.

[55] Recommandation CEI 475

Méthode d'échantillonnage des diélectriques liquides, édition 1992.

[56] NF C 27 221

Mesure de la rigidité diélectrique, édition 1974.

[57] NF C 27 101

Spécification des huiles minérales, édition 1982 .