



HAL
open science

Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance

Janvier Sylvestre N'Cho

► **To cite this version:**

Janvier Sylvestre N'Cho. Développement de nouvelles méthodes de diagnostic et de régénération des huiles pour transformateurs de puissance. Autre. Ecole Centrale de Lyon, 2011. Français. NNT : 2011ECDL0004 . tel-00627891

HAL Id: tel-00627891

<https://theses.hal.science/tel-00627891>

Submitted on 29 Sep 2011

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE

présentée devant

L'ÉCOLE CENTRALE DE LYON

pour obtenir le grade de

DOCTEUR

(Arrêté du 30/03/1992)

Spécialité : Génie Électrique

Préparée au sein de

**L'ÉCOLE DOCTORALE
ÉLECTRONIQUE, ÉLECTROTECHNIQUE, AUTOMATIQUE
DE LYON**

par

Janvier Sylvestre N'CHO

DEVELOPPEMENT DE NOUVELLES METHODES DE DIAGNOSTIC ET DE REGENERATION DES HUILES POUR TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Soutenue le 10 mars 2011 devant la commission d'examen

JURY : MM.

C. BROSSEAU	Professeur – Université de Bretagne Occidentale – Brest	<i>Président / Rapporteur</i>
S. AGNEL	Professeur – Université de Montpellier II	<i>Rapporteur</i>
T. AKA	Maître de Conférences – AMPERE – Ecole Centrale de Lyon	<i>Examineur</i>
I. FOFANA	Professeur – Université du Québec à Chicoutimi – Canada	<i>Examineur</i>
A. BEROUAL	Professeur – AMPERE – Ecole Centrale de Lyon	<i>Examineur</i>
C. PERRIER	Docteur – ALSTOM GRID Power Transformers – TICC	<i>Examineur</i>

*En Mémoire de mon père N'cho N'cho
Papa repose en paix*



ECOLE CENTRALE DE LYON

DIRECTION DE LA RECHERCHE

Liste des personnes Habilitées à Diriger des Recherches en poste à l'École Centrale de Lyon

Nom-Prénom	Corps grade	Laboratoire ou à défaut département ECL	Etablissement
AURIOL Philippe	Professeur	AMPERE	ECL
BEROUAL Abderrahmane	professeur	AMPERE	ECL
BURET François	professeur	AMPERE	ECL
JAFFREZIC-RENAULT Nicole	directeur de recherche	AMPERE	CNRS/ECL
KRÄHENBÜHL Laurent	directeur de recherche	AMPERE	CNRS/ECL
MARTELET Claude	professeur	AMPERE	ECL
NICOLAS Alain	professeur	AMPERE	ECL
NICOLAS Laurent	directeur de recherche	AMPERE	CNRS/ECL
SCORLETTI Gérard	professeur	AMPERE	ECL
SIMONET Pascal	chargé de recherche	AMPERE	CNRS/ECL
THOMAS Gérard	professeur	AMPERE	ECL
VOLLAIRE Christian	professeur	AMPERE	ECL

Nbre Ampère 12

HELLOUIN Yves	maître de conférences	DER EEA	ECL
LE HELLEY Michel	professeur	DER EEA	ECL

Nbre DER EEA 2

GUIRALDENQ Pierre	professeur émérite	DER STMS	ECL
VINCENT Léo	professeur	DER STMS	ECL

Nbre DER STMS 2

LOHEAC Jean-Pierre	maître de conférences	ICJ	ECL
MAITRE Jean-François	professeur émérite	ICJ	ECL
MARION Martine	professeur	ICJ	ECL
ROUY MIRONESCU Elisabeth	professeur	ICJ	ECL
MOUSSAOUI Mohand	professeur	ICJ	ECL
MUSY François	maître de conférences	ICJ	ECL
ZINE Abdel-Malek	maître de conférences	ICJ	ECL

Nbre ICJ 7

DAVID Bertrand	professeur	ICTT	ECL
----------------	------------	------	-----

Nbre ICTT 1

CALLARD Anne-Ségolène	maître de conférences	INL	ECL
CLOAREC Jean-Pierre	maître de conférences	INL	ECL
GAFFIOT Frédéric	professeur	INL	ECL
GAGNAIRE Alain	maître de conférences	INL	ECL
GARRIGUES Michel	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
GENDRY Michel	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
GRENET Geneviève	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
HOLLINGER Guy	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
JOSEPH Jacques	professeur	INL	ECL
KRAWCZYK Stanislas	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
LETARTRE Xavier	chargé de recherche	INL	CNRS/ECL
MARTIN Jean-René	professeur émérite	INL	ECL
O'CONNOR Ian	professeur	INL	ECL
PHANER-GOUTORBE Magali	professeur	INL	ECL
ROBACH Yves	professeur	INL	ECL
SAINT-GIRONS Guillaume	chargé de recherche	INL	CNRS/ECL
SEASSAL Christian	chargé de recherche	INL	CNRS/ECL
SOUTEYRAND Eliane	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
TARDY Jacques	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL
VIKTOROVITCH Pierre	directeur de recherche	INL	CNRS/ECL

Nbre INL 20

CHEN Liming	professeur	LIRIS	ECL
-------------	------------	-------	-----

Nbre LIRIS 1

BAILLY Christophe	professeur	LMFA	ECL
BERTOGLIO Jean-Pierre	directeur de recherche	LMFA	CNRS/ECL
BLANC-BENON Philippe	directeur de recherche	LMFA	CNRS/ECL
BOGEY Christophe	chargé de recherche	LMFA	CNRS/ECL
CAMBON Claude	directeur de recherche	LMFA	CNRS/ECL
CARRIERE Philippe	chargé de recherche	LMFA	CNRS/ECL
CHAMPOUSSIN J-Claude	professeur émérite	LMFA	ECL
COMTE-BELLOT geneviève	professeur émérite	LMFA	ECL
FERRAND Pascal	directeur de recherche	LMFA	CNRS/ECL
GALLAND Marie-Annick	professeur	LMFA	ECL
GODEFERD Fabien	chargé de recherche	LMFA	CNRS/ECL
GOROKHOVSKI Mikhail	professeur	LMFA	ECL
HENRY Daniel	directeur de recherche	LMFA	CNRS/ECL
JEANDEL Denis	professeur	LMFA	ECL
JUVE Daniel	professeur	LMFA	ECL
LE RIBAUTL Catherine	chargée de recherche	LMFA	CNRS/ECL
LEBOEUF Francis	professeur	LMFA	ECL
PERKINS Richard	professeur	LMFA	ECL
ROGER Michel	professeur	LMFA	ECL
SCOTT Julian	professeur	LMFA	ECL
SHAO Liang	chargé de recherche	LMFA	CNRS/ECL
SIMOENS Serge	chargé de recherche	LMFA	CNRS/ECL
TREBINJAC Isabelle	maître de conférences	LMFA	ECL

Nbre LMFA 23

BENAYOUN Stéphane	professeur	LTDS	ECL
CAMBOU Bernard	professeur	LTDS	ECL
COQUILLET Bernard	maître de conférences	LTDS	ECL
DANESCU Alexandre	maître de conférences	LTDS	ECL
FOUVRY Siegfried	chargé de recherche	LTDS	CNRS/ECL
GEORGES Jean-Marie	professeur émérite	LTDS	ECL
GUERRET Chrystelle	chargé de recherche	LTDS	CNRS/ECL
HERTZ Dominique	past	LTDS	ECL
ICHCHOU Mohamed	professeur	LTDS	ECL
JEZEQUEL Louis	professeur	LTDS	ECL
JUVE Denyse	ingénieur de recherche	LTDS	ECL
KAPSA Philippe	directeur de recherche	LTDS	CNRS/ECL
LE BOT Alain	chargé de recherche	LTDS	CNRS/ECL
LOUBET Jean-Luc	directeur de recherche	LTDS	CNRS/ECL
MARTIN Jean-Michel	professeur	LTDS	ECL
MATHIA Thomas	directeur de recherche	LTDS	CNRS/ECL
MAZUYER Denis	professeur	LTDS	ECL
PERRET-LIAUDET Joël	maître de conférences	LTDS	ECL
SALVIA Michelle	maître de conférences	LTDS	ECL
SIDOROFF François	professeur	LTDS	ECL
SINOUE Jean-Jacques	maître de conférences	LTDS	ECL
STREMSDOERFER Guy	professeur	LTDS	ECL
THOUVEREZ Fabrice	professeur	LTDS	ECL
TREHEUX Daniel	professeur	LTDS	ECL
VANNES André-Bernard	professeur émérite	LTDS	ECL
VINCENS Eric	maître de conférences	LTDS	ECL

Nbre LTDS 26

Total HdR ECL

91

REMERCIEMENTS

Ce travail de thèse est l'aboutissement d'une dynamique de collaboration entre le laboratoire AMPERE sur son site de l'École Centrale de Lyon et la Chaire de Recherche du Canada sur les isolants liquides et mixtes en électrotechnologie (CRC - ISOLIME).

Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à mon Directeur de thèse M. Abderrahmane BEROUAL, Professeur à l'École Centrale de Lyon pour son aide dans la préparation et la rédaction de ce travail. Je lui suis très reconnaissant pour tous les précieux conseils et leçons scientifiques, son soutien, sa disponibilité, la confiance qu'il m'a témoignée et ses grandes qualités humaines.

Je remercie également M. Thomas AKA, Maître de Conférences à l'École Centrale de Lyon, co-encadrant, pour son soutien tout au long de la thèse.

J'adresse mes vifs remerciements à M. Laurent Nicolas, Directeur du Laboratoire AMPERE qui a bien voulu m'accueillir dans son unité de recherche, au Professeur Philippe AURIOL, ancien directeur du département Electrotechnique, Electronique et Automatique (EEA) de l'École Centrale de Lyon ainsi qu'au Professeur Alain Nicolas, Responsable de la formation doctorale.

Que M. Christian BROSSEAU, Professeur à l'Université de Bretagne Occidentale - Brest et M. Serge AGNEL, Professeur à l'Université de Montpellier II, trouvent ici mes sincères remerciements pour avoir accepté d'examiner ce travail et d'en être les rapporteurs.

Je ne remercierai jamais assez la CRC ISOLIME où la plupart des expériences ont été réalisées. Et je ne remercierai jamais assez son titulaire M. Issouf FOFANA, Professeur à l'Université du Québec à Chicoutimi pour sa rigueur scientifique, sa disponibilité, ses nombreux conseils et son soutien sans faille. Qu'il trouve ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

Je remercie vivement M. Christophe PERRIER, Docteur, Ingénieur de Recherche à ALSTOM GRID Power Transformers, TICC - Massy pour l'intérêt manifesté à l'égard de ce travail, et pour l'honneur qu'il me fait en acceptant de participer à ce jury.

Je tiens à remercier la région Rhône-Alpes pour le financement de mon séjour au Canada à travers la bourse de mobilité internationale Explo'ra Doc.

Je voudrais remercier particulièrement M. John Sabau, INSOIL Canada Ltd, avec qui j'ai eu des échanges fructueux sur certains aspects de mon travail de thèse. Les précieux documents qu'il m'a fait parvenir m'ont permis d'améliorer mes connaissances sur les transformateurs de puissance et aussi à agrémenter la partie rédactionnelle de la thèse.

Je remercie tout le personnel technique et administratif du laboratoire AMPERE en particulier Josiane CHABERT et Marie-Christine HAVGOUDOUKIAN pour leur gentillesse et leur disponibilité.

Un grand remerciement à tous mes collègues chercheurs du laboratoire AMPERE : Sanaa, Viet Hung, Osman, Ogbi, Slama, Jean, Samuel, Amine, Boubekeur, Yoann & Avinach. Ensemble, nous avons réussi à créer une superbe ambiance au sein et en dehors du laboratoire. Je n'oublie pas aussi mes collègues de la CRC ISOLIME avec qui j'ai passé de bons moments : Abdelghafour, Luc Loiselle, Yazid, Youssef, Fethi et Hossein.

Je voudrais dire Merci à toute ma famille pour leur prière constante à mon égard et leur soutien tout au long de mes études et de mon doctorat.

Enfin, un grand MERCI à ma fiancée Danielle Annick pour sa patience et son inconditionnel soutien.

Résumé

L'indisponibilité d'un transformateur de puissance a de fortes répercussions financières aussi bien pour les exploitants de réseaux d'énergie électriques que pour les clients qui y sont connectés. Afin de prévenir les pannes et d'optimiser la performance de ces équipements d'importance stratégique, de nombreuses techniques et outils de diagnostic ont été développés. L'huile contient environ 70 % des informations de diagnostic sur l'état des transformateurs. Le défi consiste à y accéder et à les utiliser efficacement. L'atteinte d'un tel objectif passe nécessairement par des techniques de diagnostic fiables. En plus des techniques traditionnellement utilisées, trois nouvelles techniques de diagnostic issues des normes ASTM sont utilisées : (1) le test de stabilité qui permet de simuler le comportement sous champ électrique d'une huile en fournissant des informations sur la qualité de celle-ci ; (2) la spectrophotométrie UV/Visible qui permet de mesurer la quantité relative de produits de décomposition dissous dans l'huile ; et (3) la turbidité qui mesure la pureté d'une huile neuve ou usagée. Une méthode quantitative permettant de déterminer les paramètres affectant la formation du soufre corrosif sur les conducteurs en cuivre dans les transformateurs de puissance est proposée.

Il est montré entre autres que la tendance au gazage des esters naturels est plus faible que celle de tous les autres types d'huile (minérales, esters synthétiques, silicone). La turbidité et la spectrophotométrie UV/Visible permettent de quantifier efficacement les contaminants qui résultent de l'action d'une décharge électrique sur l'huile isolante. Un nombre important de cycles de régénération (au moins 15) est nécessaire pour qu'une huile vieillie en service retrouve les aptitudes d'une huile neuve. Une nouvelle technique de régénération est présentée pour réduire le nombre de cycles de régénération ; celle-ci consiste à utiliser la terre à foulon traitée avec de l'azote.

Il est montré également que le temps constitue le paramètre le plus nuisible dans la formation de soufre corrosif. L'action combinée du temps et de l'agressivité de l'oxygène dissous l'accélère fortement.

Mots clés : *Transformateurs de puissance, huiles isolantes, diagnostics, test de stabilité, suspensions colloïdales, produits de décomposition dissous, régénération des huiles, Terre à foulon, soufre corrosif.*

Abstract

A power transformer outage has a dramatic financial consequence not only for electric power systems utilities but also for interconnected customers. In order to prevent any failure and to optimize their maintenance, various diagnostic techniques and tools have been developed. Insulating oil contains about 70% of diagnostic information on the transformer condition. The challenge is to access and use them efficiently. To meet this objective reliable diagnostic techniques are required. In addition to traditional testing methods, three recently developed ASTM testing techniques were used: (1) oil stability testing that simulates the behavior of oil under electrical stress by providing information on its quality; (2) the UV/Vis spectrophotometry that measures the amount of the relative dissolved decay products in insulating oil; and (3) the turbidity that measures the purity of virgin and aged oil. A quantitative laboratory technique capable of determining the parameters affecting the formation of corrosive sulphur deposition on copper conductors in power transformer is proposed.

It is shown among other that the gassing tendency of natural esters is lower than that of the other types of insulating fluids (mineral oil, synthetics esters and silicone oil). The turbidity and UV/Vis spectrophotometry allow quantifying effectively, the relative amount of contaminants resulting from electrical discharge in oils. A large number of reclamation cycles (around 15 passes) are required for in-service aged oil to regenerate to the level of new oil. A new technique enabling reducing the number of reclamation cycles is proposed; this latter consists in the use of Fuller's Earth previously treated with dry nitrogen. It is also shown that, time is the most influential parameter in the formation of corrosive sulfur. The process is accelerated when time and aggressiveness of oxygen are partnered.

Keywords: *Power transformers, insulating oils, diagnostic, stability test, colloidal suspensions, dissolved decay products, oil reclamation, Fuller's Earth, Corrosive sulfur.*

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : PRESENTATION GENERALE DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE	7
1. Introduction	9
2. Constitution des transformateurs de puissance	9
3. Les isolants dans les transformateurs de puissance.....	10
3.1. Isolation liquide.....	10
3.1.1. <i>Huiles minérales isolantes</i>	10
3.1.2. <i>Huiles synthétiques</i>	13
3.1.3. <i>Les huiles végétales ou esters naturels</i>	15
3.1.4. <i>Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique</i>	16
3.2. Isolation solide	17
3.2.1. <i>Papier et carton</i>	17
3.3. Complexe huile/papier	18
4. Vieillessement et dégradation des isolants	19
4.1. Dégradation de l'huile minérale.....	19
4.1.1. <i>Mécanisme de l'oxydation</i>	19
4.2. Vieillessement du papier - Mécanismes de dégradation	21
4.3. Vieillessement du complexe huile/papier	22
4.4. Récapitulatif du vieillessement de l'huile et du papier	23
4.5. Vieillessement des accessoires.....	24
5. Évaluation de l'état du transformateur	24
6. Conclusion.....	27
CHAPITRE II : MATERIELS ET METHODES	29
1. Introduction	31
2. Matériels utilisés	31
3. Dispositifs expérimentaux et méthodes associées.....	32
3.1. Spectrophotométrie UV/Visible	32
3.1.1. <i>Mesure des produits de décomposition dissous</i>	32
3.1.2. <i>Application aux transformateurs de puissance</i>	34
3.2. Le coulomètre Karl Fischer.....	34
3.2.1. <i>Réactions mises en jeu</i>	34

3.2.2. Méthode coulométrique	35
3.2.3. Mesure de la teneur en eau	35
3.2.4. Application aux transformateurs de puissance	36
3.3. La turbidité	37
3.3.1. Description et principe de fonctionnement du turbidimètre	37
3.3.2. Procédure de mesure	39
3.3.3. Application aux transformateurs de puissance	40
3.4. La tension interfaciale	40
3.5. Le test de stabilité	41
3.5.1. Principe de la méthode	41
3.5.2. Mesure de la stabilité	42
3.6. Facteur de dissipation diélectrique et conductivité	43
3.6.1. Mesure du facteur de dissipation	43
4. Conclusion	45
CHAPITRE III : ETUDE DE LA STABILITE DES LIQUIDES ISOLANTS SOUS	
CONTRAINTE ELECTRIQUE	47
1. Introduction	49
2. Oxydation et produits de décomposition	50
2.1. Contrainte électrique	51
2.2. Contrainte thermique	53
2.3. Rôle des radicaux libres	53
2.3.1. Propriété physique	53
2.3.2. Production de porteurs de charges	54
2.3.3. Facteurs influençant la concentration des radicaux libres	54
2.4. Rôle de l'oxygène dissous	55
2.5. Réactions entre un radical libre et l'oxygène	55
2.6. Les cires	56
2.7. Diagrammes récapitulatifs	57
3. Technique expérimentale	59
4. Résultats	59
4.1. Comparaison de la stabilité de différents types d'huiles	59
4.2. Comparaison des effets secondaires dus au gazage des huiles	63
4.3. Stabilité d'une huile neuve pendant une période prolongée	65
4.4. Tendance au gazage des huiles régénérées	66

4.4.1. Influence du degré de raffinement d'une huile neuve	67
4.4.2. Influence du nombre cycle de régénérations.....	69
4.4.3. Influence des terres à foulon	70
4.5. Effet du champ électrique sur le processus de dégradation de l'huile	72
4.5.1. Caractéristiques électriques.....	73
4.5.2. Caractéristiques physico-chimiques	74
5. Conclusion.....	78
CHAPITRE IV : CARACTERISATION DU FILTRAGE DE L'HUILE PAR L'ETUDE	
DE LA TURBIDITE ET LA SPECTROPHOTOMETRIE UV/VIS	81
1. Problématique.....	83
2. Terre à foulon	84
2.1. Définition	84
2.2. Action de la terre à foulon sur l'huile	85
3. Régénération d'huile usagée en service jusqu'à obtention d'une huile neuve	86
3.1. Mesure de la stabilité.....	88
3.2. Mesure du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité	90
4. Importance du nombre de cycles de régénération.....	91
5. Réduction du nombre de cycles de régénération par amélioration de la terre à foulon	93
5.1. Procédure expérimentale	94
5.2. Analyse des résultats	95
6. Conclusion.....	99
CHAPITRE V : ETUDE DES PARAMETRES AFFECTANT LES PROPRIETES	
ELECTRIQUES ET THERMIQUES DES HUILES DE TRANSFORMATEURS.....	101
1. Introduction	103
2. Impact des sous-produits sur les propriétés de l'huile	104
3. Propriétés électriques	105
4. Propriétés thermiques (viscosité)	109
5. Conclusion.....	113
CHAPITRE VI : ETUDE QUALITATIVE ET QUANTITATIVE DE LA	
FORMATION DU SOUFRE CORROSIF SUR LES CONDUCTEURS EN CUIVRE	115
1. Problématique.....	117
2. Définition du soufre corrosif	118
3. Présence du soufre dans l'huile isolante	118
4. Formation du sulfure de cuivre ou autres composés soufrés	119

5. Paramètres contribuant à la formation du soufre corrosif	120
6. Sources du soufre corrosif dans les transformateurs de puissance.....	120
7. Effets du soufre corrosif.....	121
8. Procédure expérimentale	123
8.1. Cas d'études.....	124
8.1.1. <i>Cas 1 : impact du paramètre seul</i>	124
8.1.2. <i>Cas 2 : Impact des paramètres pris deux à deux</i>	125
8.2. Détermination du soufre dans les conducteurs	125
9. Analyse qualitative	126
10. Analyse quantitative	130
11. Conclusion.....	136
CONCLUSION GENERALE	137
BIBLIOGRAPHIE	141

INTRODUCTION GENERALE

Les transformateurs de puissance sont des équipements importants et coûteux dans les réseaux d'énergie électrique. En termes d'investissement, ces équipements représentent près de 60 % du prix d'un poste de transformation. La majorité de ces appareils sont exposés à diverses contraintes durant leur exploitation (électrique, thermique, mécanique, environnementales...). Or une fiabilité extrême est exigée pour la distribution d'énergie électrique. D'autre part, lorsque les pannes se produisent, elles mènent inévitablement à des coûts de réparation élevés, à des temps d'arrêt longs et à des risques (danger) pour le personnel. Les coûts associés à la réparation ou au remplacement d'équipements lorsqu'une panne survient, se comptent souvent en millions d'euros pour seulement une perte de production. De cet état de fait et des contraintes économiques actuelles, les compagnies d'électricité sont par conséquent obligées de s'inquiéter de la maintenance des transformateurs de puissance. Pour arriver à une telle gestion des appareils, les techniques de diagnostic deviennent de plus en plus importantes pour évaluer au mieux l'état des transformateurs et prévenir les défaillances électriques naissantes en vue de prolonger leur durée de vie et améliorer les procédures d'entretien préventif. L'analyse du complexe isolant, constitué d'huile et de papier cellulose, fournit des informations non seulement sur la qualité de ces dernières, mais permet également de détecter des signes avant-coureurs de défaillances. En contrôlant de façon précise l'état de ces isolations, on peut détecter à temps les défauts naissants et éviter les pannes potentielles. Une approche efficace pour l'entretien peut être adoptée et les intervalles optima déterminés pour le remplacement. Les résultats obtenus à partir des analyses de l'isolation du transformateur constituent donc des paramètres essentiels pour un programme d'entretien efficace.

Plusieurs outils et méthodes pour le diagnostic des transformateurs de puissance sont actuellement disponibles [1]. Fondamentalement, ceux-ci peuvent être divisés en des méthodes de diagnostic traditionnelles qui ont été utilisées pendant plusieurs années, des méthodes nouvelles et des méthodes qui sont encore au stade de la recherche. Dans les méthodes traditionnelles, on trouve l'Analyse des Gaz Dissous dans l'huile (AGD) [2], le facteur de dissipation de l'huile [3], la teneur en eau [4], les dérivés furaniques [5], la tension interfaciale [6], l'acidité [7], la résistance d'enroulement, et la thermographie infrarouge [8]. Les nouvelles méthodes incluent le test de décharges partielles en ligne [9], la mesure du facteur de puissance en ligne, la spectroscopie diélectrique [10], la méthode de la tension de recouvrement [10], l'analyse de réponse fréquentielle [10], etc.

Les principaux inconvénients de ces méthodes traditionnelles dites aussi classiques sont les suivants :

- Leur nature destructive de l'isolation solide en particulier le papier ; le papier isolant doit être ventilé pour l'évaluation.
- La nature empirique de ces méthodes (soumis à la variabilité et à l'incertitude). Pour exemple, la norme IEEE [2] définit l'analyse des gaz dissous comme une science inexacte, un art sujet à des variabilités.

Pour répondre aux besoins pressants des entreprises d'électricité, de nouvelles techniques de maintenance et de nouveaux outils de diagnostic sont nécessaires. L'objectif de cette étude est de proposer des méthodes d'essai ASTM plus précises et fiables que celles existantes, capables de surveiller étape par étape le processus de décomposition des liquides isolants. L'utilisation d'essais de diagnostic plus fiables constituera un outil économique et de planification de l'entretien du réseau électrique des entreprises d'électricité.

Cette thèse comporte six chapitres.

Le premier chapitre présente de manière générale les isolations liquide et solide utilisées dans les transformateurs de puissance. Les mécanismes de vieillissement et de dégradation associés à ces isolants sont également présentés.

Le deuxième chapitre traite des matériels et méthodes utilisés dans la partie expérimentale de cette étude. Notons que les méthodes utilisées dans cette thèse proviennent toutes des normes ASTM [11].

Le troisième chapitre porte sur l'étude de la stabilité physique des huiles sous contrainte électrique. Elle traite de la tendance au gazage des huiles isolantes. Cette étude fournit une meilleure compréhension du mécanisme de décomposition des mélanges complexes d'hydrocarbures constituant les huiles isolantes. Elle permet d'estimer quantitativement par la mesure de la pression, l'aptitude d'une huile isolante à résister à la décomposition sous le seul effet d'une contrainte électrique.

Dans le quatrième chapitre, nous présentons l'étude de la régénération de liquides isolants pour transformateurs de puissance. La qualité de cette régénération est déterminée en utilisant deux outils, à savoir la spectrophotométrie et la turbidité. Nous montrons également

l'efficacité de ces deux outils pour quantifier l'effet de la terre à foulon dans le processus de régénération.

Le cinquième chapitre est dédié à l'étude des paramètres affectant les propriétés électriques et thermiques des huiles isolantes.

Le sixième chapitre présente une étude qualitative et quantitative de la formation du soufre corrosif sur les conducteurs en cuivre. Cette étude est motivée par le fait que les résultats rapportés dans la littérature sont surtout qualitatifs.

CHAPITRE I

PRESENTATION GENERALE DES

TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

1. Introduction

Ce chapitre présente de manière générale l'isolation liquide et solide utilisées dans les transformateurs de puissance. Les différents mécanismes de vieillissement et de dégradation associés à chacune des isolations sont étudiés afin d'identifier les causes de défaillances dans les transformateurs.

2. Constitution des transformateurs de puissance

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

Les principaux organes du transformateur sont :

- Les bornes de traversées basses et hautes tensions qui peuvent être isolées respectivement par de la porcelaine et du papier imprégné d'huile ou de résine époxy. Elles permettent le transit de la puissance. Certaines sont immergées, notamment pour les très hautes tensions, d'autres sont sèches ;
- La cuve constituée de tôles d'acier. Les parois de la cuve sont, selon les modèles, radiantes à ailettes ou rigides équipées de radiateurs amovibles connectés par une vanne d'arrêt. La structure et les soudures d'assemblage peuvent être renforcées dans le cas où une bonne tenue au vide est nécessaire ;
- Le noyau magnétique constitué de tôles d'acier au silicium à grains orientés. L'empilage et l'assemblage des tôles doivent être réalisés de manière à ce que le transformateur ait les meilleures performances possible du point de vue électrodynamique, électrique et acoustique ;
- Les enroulements (feuillard ou rond, ou méplat de cuivre ou d'aluminium) sont montés sur le noyau. Les formes de bobinages, les sections et les nombres de spires sont conditionnés par les contraintes à maîtriser en termes électriques, thermiques et mécaniques. Chaque bobine est munie de canaux de refroidissement permettant d'assurer la circulation d'huile et les échanges thermiques ;
- Le conservateur d'huile (réservoir métallique (acier en général)) est situé sur le dessus du transformateur. Il joue un rôle de vase d'expansion pour l'huile. Les variations de température de l'huile impliquent des variations du volume. Le conservateur permet au niveau d'huile de varier sans affecter la pression dans le transformateur, ni découvrir

(mettre à nu) les parties actives. Dans certains cas, une poche souple est présente dans le conservateur ; elle permet d'éviter à l'huile d'entrer en contact avec l'air ambiant. Certains transformateurs sont munis d'assécheur permettant de limiter la teneur en eau de l'air pénétrant dans le conservateur ;

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

Dans ce qui suit, nous présentons en détail ces deux derniers constituants.

3. Les isolants dans les transformateurs de puissance

3.1. Isolation liquide

3.1.1. Huiles minérales isolantes

Les huiles minérales sont utilisées comme isolants dans les équipements électriques depuis plus d'un siècle. Mis à part les transformateurs de distribution, lesquels sont soumis à des contraintes de fonctionnement particulières, les transformateurs immergés sont généralement remplis d'huile minérale. Les caractéristiques principales requises pour l'huile minérale sont [12] :

- Une faible viscosité et un bon point d'écoulement pour assurer sa circulation ;
- Un point éclair élevé ;
- Une bonne stabilité chimique vis-à-vis des phénomènes d'oxydation et de décomposition ;
- Une rigidité diélectrique élevée.

L'huile minérale est obtenue à partir du raffinage du pétrole brut. Selon l'origine du pétrole et du processus de raffinage, on peut identifier différents types d'huiles (figure I.1).

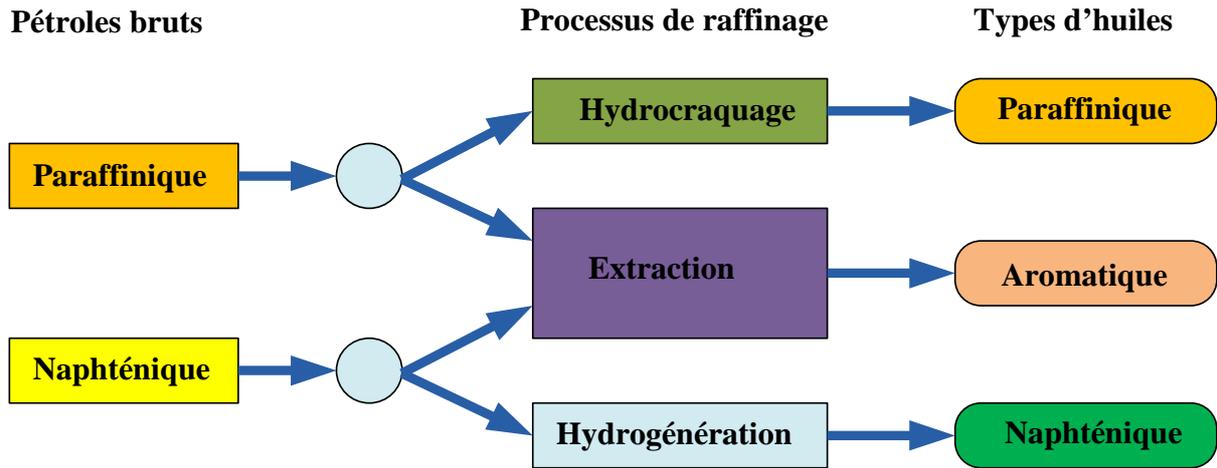
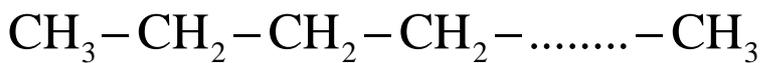
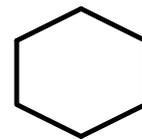
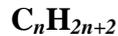


Figure I.1 : Processus de raffinage pour les huiles brutes [13].

Une fois les impuretés enlevées, ces huiles deviennent des mélanges très complexes ; elles peuvent comporter plus de 3000 hydrocarbures différents [14]. Ces molécules ne comportent que du carbone et de l'hydrogène. Elles sont divisées en trois groupes comme le montre la figure I.2 : les alcanes (ou paraffines), les cyclanes (ou naphthènes) et les composés aromatiques. D'autres constituants peuvent être présents dans l'huile, à savoir de petites quantités de soufre (0.1 à 7 % en masse), d'azote (0.001 à 2 %) et des traces d'oxygène (400 à 600 ppm en masse). La structure générale de l'huile minérale neuve est $C_{20}H_{41.6}O_{0.3}$ avec une masse moléculaire moyenne située entre 250 et 300 [13].

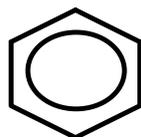


Paraffines (ou alcanes)

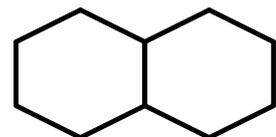


Naphtènes (ou cyclanes)

non condensés



Aromatiques



Naphtènes condensés

Figure I.2 : Principaux constituants de l'huile minérale issue du pétrole brut [13].

Selon le processus de raffinage, les proportions de paraffines, de naphènes et d'aromatiques peuvent varier de 40 à 60 %, 30 à 50 % et 5 à 20 % respectivement [13-15]. La composition typique des types d'hydrocarbures est donnée dans le tableau I.1.

Tableau I.1 : Composition typique des bruts pétroliers (en %) [13]

Types d'hydrocarbures	Type de brut pétrolier		
	Paraffinique	Mixte	Naphténique
Paraffinique	20	40	20
Naphténique	25	40	65
Aromatique	15	20	15

Dans ces molécules, deux types de structure existent : en chaîne ou cyclique. Compte tenu de leurs doubles liaisons, les composés aromatiques qui sont de nature cyclique, sont plus instables et donc plus réactifs que les composés paraffiniques et naphténiques.

3.1.1.1. Huiles inhibées

Pour améliorer la stabilité chimique des huiles isolantes, les fabricants rajoutent des additifs à très faible dose. Ceux-ci sont principalement des antioxydants ayant pour effet de réagir directement avec les agents oxydants. Leur rôle est de casser la réaction d'oxydation évitant ainsi la formation d'acides et de composés polaires dont certains sont susceptibles de dégrader de manière irréversible l'huile minérale. Ces additifs ne font que prolonger la durée d'utilisation de l'huile avant son altération. Une fois leur action terminée, c'est-à-dire lorsque les additifs antioxydants sont consommés, des boues et des acides se forment dans l'huile à peu à peu à la même vitesse que s'il n'y avait pas eu d'additif dans l'huile. L'inhibiteur le plus utilisé est le DBPC (2,6-ditertio-butyl para-cresol) ou le DBP (2,6-ditertio-butyl phenol) [16].

3.1.1.2. Rôle des huiles minérales

L'huile est utilisée comme isolation électrique seulement dans les régions où par conception les contraintes électriques sont relativement faibles. Dans un transformateur haute

tension, l'huile minérale doit imprégner les papiers et les cartons qui ont été préalablement séchés et dégazés. Les huiles minérales ont trois fonctions principales :

- assurer l'évacuation de la chaleur, produite par les pertes au niveau des conducteurs, des circuits magnétiques et des isolants, vers les dispositifs de refroidissement ;
- Isoler, c'est-à-dire ralentir l'oxydation de l'isolation solide ;
- Isoler électriquement.

À ces fonctions principales fondamentales, il y a lieu d'ajouter la fonction résistance incendie et lubrifiant pour certains appareils comportant des pièces mobiles.

3.1.2. Huiles synthétiques

Les huiles synthétiques sont utilisées lorsque les caractéristiques requises ne sont pas remplies par les huiles minérales. C'est le cas en particulier lorsqu'il est question d'améliorer la résistance au feu (transformateurs) ou lorsque l'on cherche une meilleure stabilité thermique et de grandes performances diélectriques (câbles et condensateurs). Il existe quatre principaux types de liquides synthétiques :

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

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

3.1.2.1. Les esters synthétiques

Fondamentalement, les esters synthétiques peuvent être classés en 5 groupes [17] :

- Les monoesters ;
- Les esters dicarboxyliques (di esters) ;

- Les esters du glycérol ;
- Les polyesters ;
- Les esters complexes.

Les esters sont obtenus par synthèse d'un acide et d'un alcool. Les polyesters et les esters complexes sont utilisés dans des conditions extrêmes (contraintes élevées) comme dans le cas des transformateurs de puissance. Ces groupes d'esters sont les plus utilisés à cause de l'absence de groupes hydroxyles secondaires et un carbone quaternaire dans leur structure chimique en position β . Les alcools typiques utilisés pour la synthèse sont des peo-penty glycol, triméthylolpropane, pentaérythritol ou dipentaérythritol.

Quelques principales données techniques pour les esters sont contenues dans le tableau I.2.

Tableau I.2 : Données techniques pour différents types d'esters [18]

	Midel 7131	s-Ester	n-Ester 1	n-Ester 2
Tan δ (%) à 20 °C	0,001	0,0006	0,001	0,003
Tan δ (%) à 90 °C	<0,03	<0,03	0,009	0,005
ϵ_r à 20 °C	3,3	3,0	3,0	3,0
Tension de claquage (kV)	<75	99	<75	56
Point de feu (°C)	322	303	356	360
Point d'écoulement (°C)	-60	-50	-31	-21
Viscosité cinématique (mm ² /s) à 40 °C	28	25	37	33

L'ester synthétique le plus utilisé dans les transformateurs de distribution est le Midel 7131 à cause de son aspect respectueux de l'environnement et aussi de sa bonne résistance au vieillissement [18]. L'utilisation des esters dans les transformateurs de puissance est principalement limitée à cause de leur prix trop élevé et de leur viscosité élevée.

3.1.2.2. Huiles silicones

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

Le type le plus courant est le polydiméthylsiloxane linéaire ou PDMS. La formule générale des huiles silicones est $(\text{CH}_3)_3\text{Si}-(\text{C}_2\text{H}_6\text{OSi})_n-\text{Si}(\text{CH}_3)_3$. Les huiles silicones utilisées dans les transformateurs de puissance correspondent à des enchaînements avec n égal à 40 à 50, afin d'obtenir une viscosité acceptable avec un point de feu supérieur à 330 °C. Elles possèdent de bonnes propriétés contre le vieillissement et l'oxydation. Leur stabilité est liée à l'énergie de la chaîne Si-O (374 au lieu de 245 kJ/mol pour la chaîne C-C). L'huile silicone est incolore ; elle est caractérisée par un point d'écoulement très bas comparé à celui des huiles minérales, même si sa viscosité à 20 °C est plus élevée.

Les huiles silicones sont également utilisées pour l'imprégnation de condensateurs au film de polypropylène métallisé.

3.1.3. Les huiles végétales ou esters naturels

Leur composition chimique est celle d'un triester provenant principalement de triglycérides. La formule d'un ester est $\text{R}-\text{COO}-\text{R}'$. La figure I.3 donne la structure chimique d'une huile végétale.

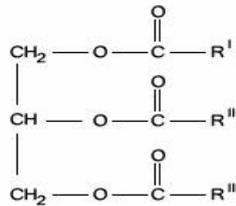


Figure I.3 : Structure générale d'une huile végétale.

Les huiles végétales (ou esters naturels) sont obtenues par estérification d'un tri-alcool simple, avec trois acides gras. Ces acides sont mono-carboxyliques (de formule $\text{R}-\text{COO}-\text{H}$), à chaîne linéaire non branchée, comprenant un nombre pair d'atomes de carbone. Ils peuvent être saturés (sans double ou triple liaison) ou insaturés et parfois hydroxylés. Les triglycérides sont obtenus par trituration (broyage et pression) des grains.

Les huiles végétales sont en général très peu toxiques et possèdent une excellente biodégradabilité. Ces qualités sont dues notamment à une faible résistance à l'oxydation et l'hydrolyse. Ces deux caractéristiques, qui sont favorables à l'aspect éco-toxicologique, représentent un désavantage important pour les applications électrotechniques. En outre, leur comportement diélectrique n'est pas très élevé. Malgré ces inconvénients, les huiles végétales sont déjà utilisées dans les transformateurs de distribution et des tentatives sont en cours pour

étendre leur utilisation dans les transformateurs de puissance. Deux unités ont été d'ailleurs installées ces dernières années : l'une au Royaume-Uni (90 MVA/132 kV) et l'autre au Brésil (245 kV/22 Mvar) [19].

3.1.4. Choix d'un liquide isolant pour une application spécifique

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

Les hydrocarbures aromatiques présentent des propriétés diélectriques nettement supérieures à celles des huiles minérales ; cependant, leurs prix restent élevés : 4 à 5 fois plus. Ils sont utilisés dans les câbles et les condensateurs, où le fabricant peut bénéficier de meilleures propriétés d'imprégnation en réduisant la taille des équipements et ainsi obtenir un équipement plus puissant et moins coûteux que s'il était imprégné d'huile minérale. Dans le cas des transformateurs, il n'est pas possible de tirer avantage des meilleures propriétés diélectriques des liquides synthétiques. Et c'est pour cette raison que les huiles minérales sont universellement utilisées dans cette application. Toutefois, lorsque la résistance au feu devient un paramètre dominant, les transformateurs sont imprégnés d'huiles silicones ou d'esters. Ces produits sont ininflammables, comme le sont les polychlorobiphényles (PCB). D'autre part, ils présentent un point de feu très élevé (> 300 °C), ce qui limite le risque d'inflammation du liquide. Le tableau I.3 illustre les différents types d'huiles pour divers types de transformateurs.

Tableau I.3 : Choix du liquide isolant pour différents types de transformateurs [20]

	Huile minérale	Fluide silicone	Ester synthétique	Huiles végétales (Esters naturels)
Transformateurs de puissance	A	X	B	B
Transformateurs de traction	A	A	A	X
Transformateurs de distribution	A	A	A	A
Transformateurs d'instrument	A	X	X	X
A= Largement utilisé B= Utilisé moins fréquemment X= Couramment non utilisé				

3.2. Isolation solide

3.2.1. Papier et carton

Les papiers et les cartons sont des matériaux isolants possédant des caractéristiques diélectriques excellentes. L'imprégnation par un isolant liquide, essentiellement l'huile minérale leur confère une rigidité diélectrique remarquable. Le papier Kraft est l'un des papiers les plus utilisés dans l'industrie électrique.

Ces isolants solides sont constitués de fibres de celluloses (chaînes de glucose extraites de la pulpe de bois ou de fibres de coton). Les celluloses sont formées de longues chaînes comprenant environ 1200 anneaux de glucose reliés par des ponts d'oxygène (figure I.4).

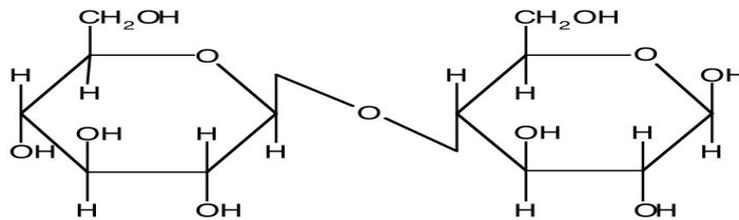


Figure I.4 : Motif élémentaire d'une cellulose [16].

De par leur densité, la longueur et la diversité des fibres de cellulose qui les constituent, ces matériaux possèdent des caractéristiques mécaniques et électriques particulières. À part la cellulose qui constitue 90 % du papier, des constituants autres que la cellulose existent dans le papier. On note 6 à 7 % de lignine, 3 à 4 % d'hémicellulose (typiquement du pentasone) et des traces de cations métalliques [16].

La cellulose est un polysaccharide linéaire de la série des β - D-glucanes. Elle se présente sous forme de longues chaînes (100 nm environ) obtenues par enchaînement linéaire de motifs anhydroglucose unis par des liaisons glycosidiques β -1-4. La cellulose peut être caractérisée par son degré de polymérisation moyen qui est le nombre moyen de motifs glucose par chaîne de cellulose.

Les hémicelluloses sont des hétéropolysaccharides contenant des monosaccharides de types variés (avec 6 ou 5 atomes de carbone). Ils sont partiellement liés aux molécules de cellulose et de lignine par liaison hydrogène.

Les lignines sont des polymères tridimensionnels irréguliers constitués de motifs phenylpropane. Ils jouent un rôle de ciment. La lignine résiduelle dans la pâte après traitement est difficile à éliminer (inaccessibilité physique, liaisons lignines-hydrate de carbonés) sans

provoquer des coupures dans les chaînes de cellulose et par conséquent une dépolymérisation importante de la cellulose.

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

3.3. Complexe huile/Papier

L'huile assure avec le papier un complexe isolant très efficace. Ce complexe constitue une clé maîtresse dans l'isolation électrique dans un transformateur de puissance. C'est également sa composante la plus fragile.

Les caractéristiques électriques des complexes sont obtenues grâce à l'huile, le papier diminuant sensiblement les caractéristiques de celle-ci.

La tenue mécanique du complexe est assurée par le papier. Les phénomènes vibratoires dus aux parties actives du transformateur sont en partie atténués par la présence des cales. On limite ainsi les contraintes subies par le complexe. Dans le but de renforcer la tenue mécanique du papier, celui-ci est disposé en bandes alternées de 75 μm d'épaisseur autour de la barre de cuivre. Le nombre de bandes de papier est généralement compris entre 3 et 12 [21].

Différentes caractéristiques peuvent être mesurées pour tester le papier [21] :

- Longueur à la rupture ou résistance à la traction ;
- Allongement à la rupture ;
- Indice de déchirement ;
- Résistance au pliage ;
- Limite élastique à la traction ;
- Indice d'éclatement ;
- Mesure du degré de polymérisation moyen viscosimétrique.

Cette dernière caractéristique est de nos jours la plus utilisée pour évaluer l'état du papier.

Sur le plan chimique, le complexe papier/huile subit l'action de l'eau et de l'oxygène, l'action de ces réactifs étant exaltée par la température. Les effets les plus importants sont observés sur le papier.

4. Vieillessement et dégradation des isolants

Le vieillissement des isolants est le résultat d'une détérioration graduelle due à des réactions physiques et chimiques affectant la tenue mécanique et diélectrique du système d'isolation. Plus exactement, selon [22-23], le vieillissement est défini par la dégradation irréversible des propriétés du système d'isolation électrique due à l'action d'un ou plusieurs facteurs. Il s'ensuit de cette définition que l'un des paramètres déterminants pour qualifier le vieillissement d'un transformateur est le vieillissement des matériaux.

4.1. Dégradation de l'huile minérale

En service, les huiles isolantes subissent des changements irréversibles de leurs propriétés physico-chimiques. Ces changements sont dus à un ensemble de processus réactionnels responsables de la durée de vie des huiles isolantes en service. Ce processus réactionnel conduit inexorablement au vieillissement de ces huiles. L'action simultanée de l'oxygène moléculaire et du champ électrique en présence de matériaux de construction des appareils conduit au vieillissement. L'oxydation est le facteur prédominant.

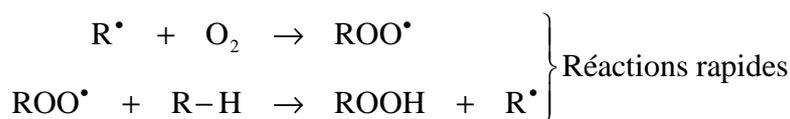
4.1.1. Mécanisme de l'oxydation

L'oxygène présent dans l'huile provient non seulement de l'extérieur de la cuve, mais aussi de la dégradation thermique de la cellulose. Il réagit avec des hydrocarbures pour former des oxydes qui constituent un des facteurs de vieillissement de l'huile. En présence d'oxygène, il se produit une oxydation qui comporte un certain nombre d'étapes (initiation, propagation, ramification et terminaison) [24-25]. Cette oxydation procède selon un mécanisme de réactions en chaîne initiées par les radicaux libres. Les différentes réactions associées à ces étapes sont :

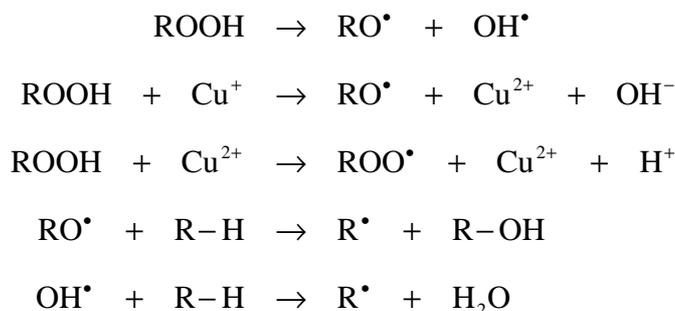
- Initiation



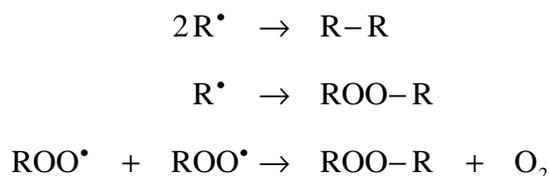
- Propagation



- Ramification



- Terminaison



où R-H est un hydrocarbure, ROOH des hydroperoxydes, ROO[•] un radical peroxyde. Comme peuvent le décrire ces réactions, les produits finaux résultant de l'oxydation sont des alcools R-OH, des aldéhydes, des cétones, des esters, des acides, H₂O, CO, CO₂ et des hydrocarbures légers. Il se produit aussi des peroxydes (ROO-R) qui sont des produits intermédiaires du processus d'oxydation. L'ensemble de tous ces produits d'oxydation est la production de boues. Ce sont des substances partiellement conductrices qui précipitent hors de l'huile sur les isolants, la cuve, les surfaces du circuit de refroidissement, etc. Ces dépôts peuvent constituer des barrières conductrices en surface, diminuer la tenue mécanique du transformateur, obstruer les conduits de circulation d'huile et affecter le coefficient de transfert de chaleur entre les enroulements et l'huile. Le système de refroidissement perd ainsi son efficacité et l'élévation de la température qui en résulte accélère l'oxydation et la dégradation des isolants solides.

Les principaux facteurs qui influencent l'oxydation des huiles minérales sont l'oxygène, la température et les métaux agissant comme catalyseurs.

4.2. Vieillessement du papier - Mécanismes de dégradation

La détérioration du papier résulte principalement de la détérioration de la cellulose. Cette détérioration est normalement associée à la pyrolyse, à l'oxydation et à l'hydrolyse qui se produisent dans les matériaux [16-23]. Ces trois réactions entraînent la rupture des macromolécules de la cellulose et réduisent le degré de polymérisation moyen. Elles sont accélérées par toute augmentation de la température, de la concentration en oxygène et du taux d'humidité. Comme le confirme Green [26], les tendons d'Achille du papier sont la température et l'humidité ; la cellulose peut se dégrader rapidement aux températures supérieures à 90 °C.

Plus concrètement, on assiste à [16-27] :

- La pyrolyse ou thermolyse : la dégradation thermique de la cellulose provoque la coupure des liaisons glucosidiques et l'ouverture des anneaux de glucose. Les produits majoritaires formés sont des molécules de sucre libre, CO, CO₂, H₂O et H₂ ; La pyrolyse n'affecte sensiblement les qualités mécaniques du papier qu'au-dessus de 150 °C [28] ;
- L'oxydation qui consiste en l'attaque des anneaux de glucose par l'oxygène. Elle provoque une dépolymérisation. Les produits formés sont des carbonyles, des aldéhydes et des acides, mais aussi des gaz tels que CO, CO₂, H₂O et H₂ ;
- L'hydrolyse qui est la réaction de l'eau avec les ponts d'oxygène et qui provoque la rupture de chaînes sans formation de produits libres. L'eau formée par pyrolyse et oxydation contribue à augmenter l'hydrolyse.

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

Les trois types de mécanismes conduisent à la formation de sucres suite à la scission de la chaîne cellulosique. L'analyse des sucres dans l'huile d'imprégnation pourrait constituer un moyen de diagnostic de l'état de l'isolation solide. Cela ne peut être possible à cause de la faible solubilité des sucres dans l'huile. Sous influence de l'humidité et des acides, le glucose se dégrade en 5-hydroxyméthyl-2-furfuraldéhyde. Étant instable, ce dernier se décompose à son tour en d'autres dérivés furaniques tels que le 2-acétyl-furan, le 5-méthyl-2-furfuraldéhyde. En raison de leur solubilité partielle dans l'huile, ces produits constituent de nos jours les seuls traceurs caractéristiques de la dégradation du papier. Dans ce cas,

l'échantillon d'huile est prélevé et analysé en utilisant la chromatographie en phase liquide haute performance (HPLC). La concentration du dérivé de furanne le plus élevé et le plus significatif, le 2-furaldéhyde est mesurée et un DP estimé, est calculé empiriquement.

Le nombre moyen de monomères dans les chaînes de celluloses est appelé « degré de polymérisation (DP) ». Le degré de polymérisation d'un papier neuf est de l'ordre de 1000 à 1300. La résistance physique de l'isolation papier est liée au DP moyen. Lorsque le papier vieillit, les liaisons entre les monomères adjacents se brisent, le DP diminue entraînant sa fragilisation. Le papier d'un âge moyen a un DP environ de 500. Le papier avec un DP de moins de 250 est un papier vieilli considérablement et donc a une durée de vie (restante) très courte en tant que matériau isolant solide. Un transformateur avec un papier d'un tel état sera enclin à des pannes au niveau des enroulements lors d'efforts mécaniques tels que la vibration et les contraintes liées aux courants de courts-circuits. La cellulose avec un DP de 150 ou moins est fondamentalement une poudre sans force mécanique significative.

Hormis ces trois réactions citées précédemment, d'autres facteurs contribuent aussi à la détérioration du papier et du carton. Les vibrations, les efforts électromagnétiques causés par les courts-circuits et les courants d'appel, les chocs au cours du transport ainsi que les efforts résultant des différents matériaux sont les principales contraintes mécaniques qui altèrent le papier et le carton. Si celles-ci sont suffisamment fortes, elles détruiront les matériaux isolants et entraîneront une défaillance électrique. Les efforts de compression entraînent le tassement des isolants solides et par conséquent une prise de jeu de l'ensemble de l'assemblage. Ceci rendra le transformateur plus vulnérable en cas de court-circuit.

4.3. Vieillissement du complexe huile/papier

Pour chaque composante du complexe, les phénomènes de vieillissement thermique restent essentiellement les mêmes. Cependant, il a été constaté [16] que les produits d'oxydation de l'huile contribuent au vieillissement du papier soit par leur action propre, soit par augmentation de l'hygroscopicité de l'huile ; par exemple, la vitesse de dégradation du papier peut être 10 fois plus rapide dans l'huile que dans un diélectrique.

L'eau accélère fortement le vieillissement, car elle se fixe principalement dans le papier. L'effet de l'air n'est pas toujours mis en évidence, car l'oxygène réagit surtout avec l'huile.

4.4. Récapitulatif du vieillissement de l'huile et du papier

Dans les transformateurs de puissance, ce n'est pas toujours le comportement électrique qui est le plus difficile à maîtriser, mais c'est l'interaction de toutes les autres contraintes, conduisant pendant une durée limitée ou non, avec des répétitions possibles, à augmenter les contraintes sur les isolations. Les contraintes susceptibles d'affecter le bon fonctionnement des équipements électriques sont au nombre de quatre :

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

La figure I.5 illustre simplement l'interaction entre ces contraintes et le système d'isolation du transformateur de puissance conduisant ainsi à son vieillissement.

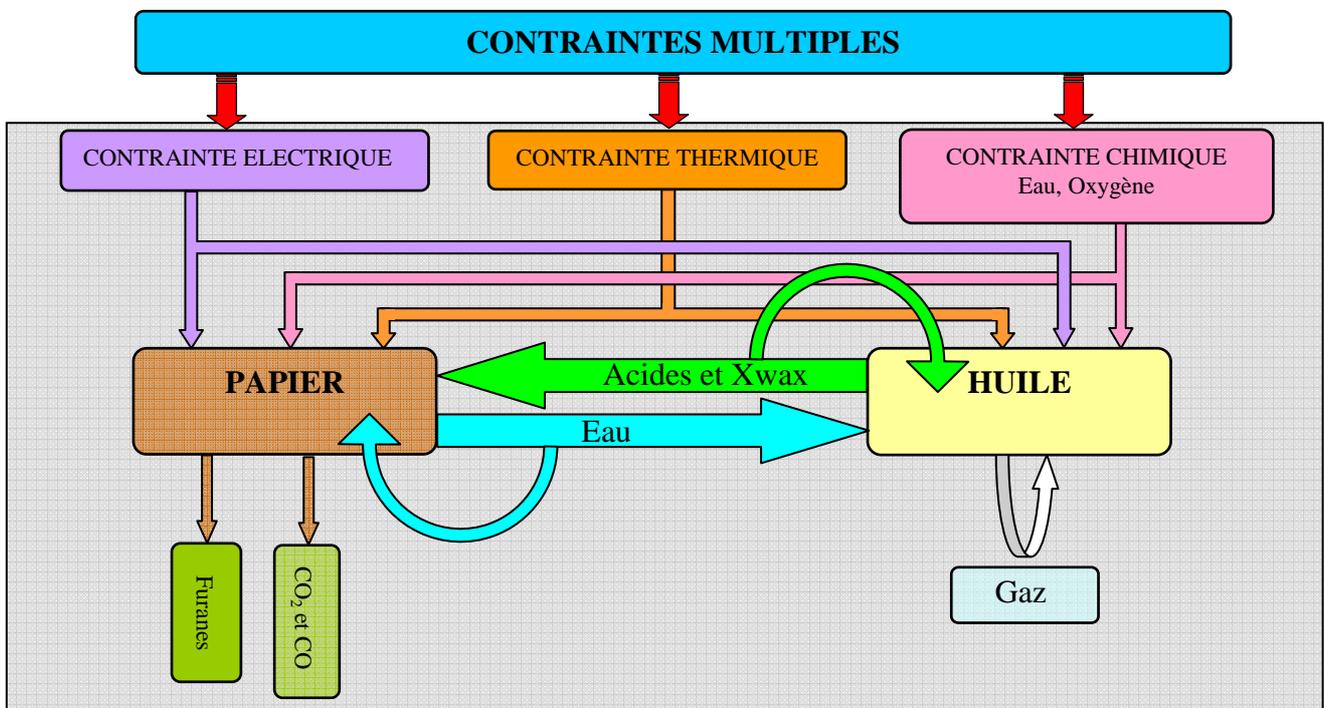


Figure I.5 : Interaction entre les différentes contraintes et le système d'isolation du transformateur [10].

4.5. Vieillessement des accessoires

Le vieillissement étudié jusque-là concernait la partie principale du transformateur de puissance. L'état des accessoires tels que les changeurs de prise en charge ainsi que des bornes de traversées constituent également des paramètres importants pour évaluer la capacité de service d'un transformateur. Comparés à l'ensemble du transformateur, leurs coûts sont modérés, mais leurs défaillances peuvent entraîner la destruction de tout le système. Ces éléments n'interviennent donc pas de manière déterminante dans l'évaluation globale du vieillissement du transformateur, mais du fait de leur importance stratégique, ils nécessitent une maintenance régulière. Au niveau des changeurs de prises en charge, le vieillissement est essentiellement mécanique et diélectrique (qualité de l'huile). Pour les bornes de traversées, qu'elles soient sèches ou remplies d'huile, seule la dégradation de l'isolation est prédominante [29].

5. Évaluation de l'état du transformateur

L'évaluation de l'état du transformateur est vérifiée en examinant l'isolation huile - papier. L'huile du transformateur contient 70 % des informations sur l'état du transformateur [10]. C'est en connaissant les variations des divers paramètres de l'huile et du papier que l'on est en mesure de savoir si le transformateur comporte une défaillance.

L'analyse des variations des caractéristiques de ces matériaux isolants s'effectue au moyen d'essais conventionnels (normes) ou plus perfectionnés. Ces méthodes (techniques) d'essais sont indispensables pour apprécier l'état du système d'isolation neuf et après plusieurs années d'exploitation. Les variations observées dans les différentes caractéristiques de l'huile peuvent être utilisés pour identifier/détecter les défauts naissants dans le transformateur. Les techniques de diagnostic peuvent être subdivisées en 4 groupes (figure I.6) [10] :

- L'identification/ la caractérisation. Ces paramètres peuvent être utilisés pour identifier ou caractériser l'huile ;
- Le taux de vieillissement. Ces paramètres ou propriétés sont pertinents pour le processus de vieillissement ;
- Les propriétés diélectriques. Ces paramètres caractérisent le fluide comme un bon isolant. Ils sont également pertinents pour établir la marge de sécurité diélectrique ;
- L'état de dégradation de l'isolant.

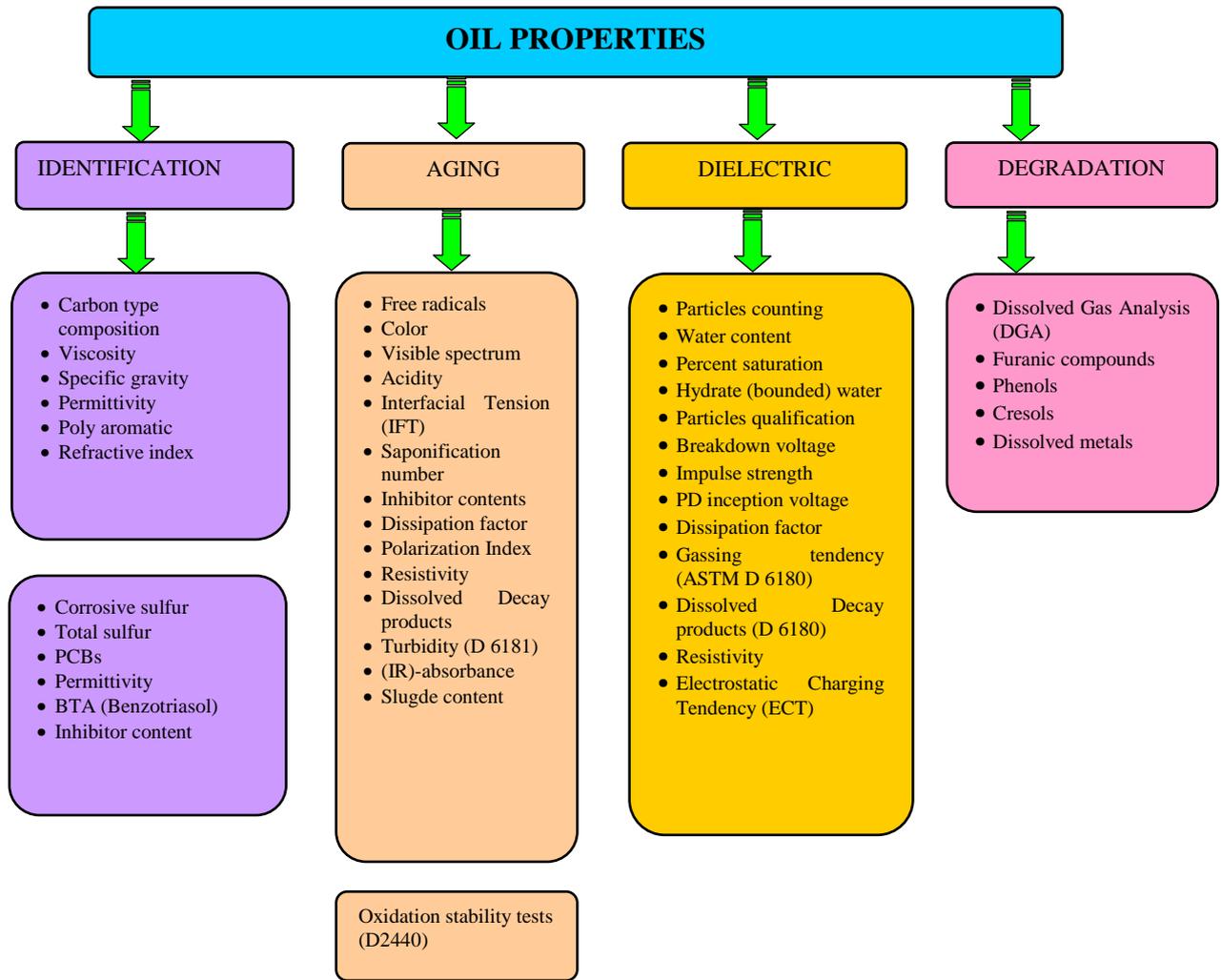


Figure I.6 : Évaluation de l'état de l'huile [10].

En pratique, la durée de vie du transformateur est directement liée à la durée de vie de l'isolation solide. La figure I.7 montre l'évaluation des propriétés du papier depuis la conception du transformateur jusqu'à sa mise en service. Il convient de souligner que certaines des principales procédures de diagnostic peuvent être réalisées par analyse d'huile.

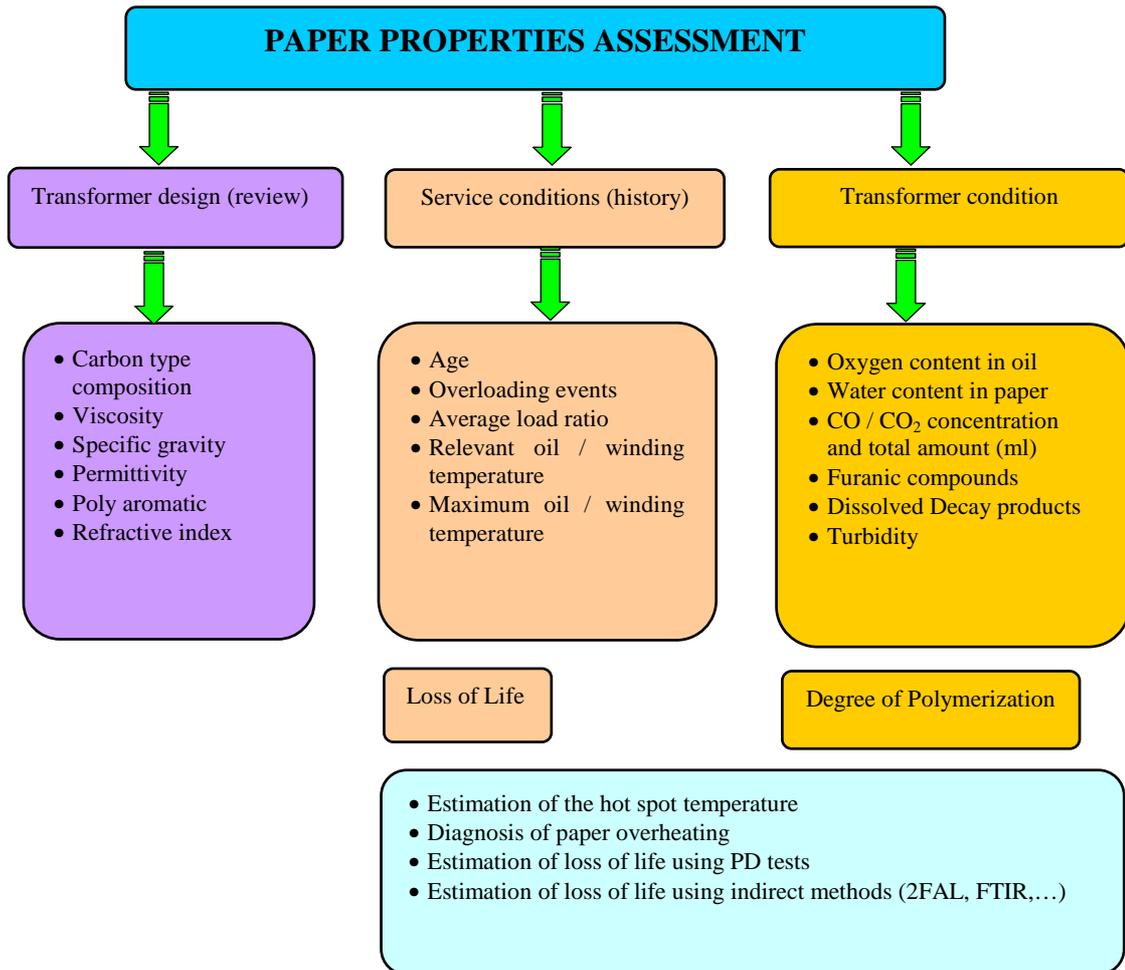


Figure I.7 : Évaluation des propriétés du papier [10].

Ces techniques traduisent clairement le fait que les pannes de transformateur peuvent être évitées si l'état de l'huile et du papier est surveillé. Et c'est sur la base des résultats, d'analyse que des mesures correctives sont prises.

Pour des raisons économiques, les entreprises d'électricité changent leur politique de maintenance périodique et la gestion de la vie effective de leurs équipements. Dans ce contexte, l'utilisation de nouvelles techniques fiables, capables d'évaluer efficacement et rapidement les défauts naissants dans le système d'isolation du transformateur de puissance s'avère indispensable.

6. Conclusion

Il ressort de cette analyse que les deux types d'isolation, papier et huile, sont essentiels dans la vie du transformateur. Lorsque le transformateur est en service, il est soumis à plusieurs contraintes (électriques, chimiques, mécaniques, thermiques) qui altèrent son système d'isolation. Le vieillissement/dégradation de l'huile minérale et du papier procède de différents mécanismes. Le vieillissement de l'huile est essentiellement dû à l'action de l'oxygène tandis que celui du papier provient de l'action de la température, de l'humidité et de l'oxygène. L'oxydation de l'huile a pour conséquence une diminution de son pouvoir isolant suite à l'augmentation des pertes diélectriques, une mauvaise circulation de l'huile suite à la formation des produits de décomposition dissous, une dégradation plus rapide du papier.

La vie du transformateur étant liée à celle de son isolation, l'évaluation de l'état du transformateur s'avère indispensable pour apprécier l'état du système d'isolation lorsqu'il est neuf et après plusieurs années d'utilisation. Cette évaluation passe nécessairement par des techniques et des méthodes de diagnostic tant électriques que physico-chimiques.

CHAPITRE II

MATERIELS ET METHODES

1. Introduction

Le monitoring et le diagnostic du système d'isolation des transformateurs de puissance sont destinés principalement à prolonger la durée de vie du transformateur et ce faisant, réduire les coûts et les risques opérationnels. La plupart des outils de diagnostic, y compris les mesures en laboratoire, les tests hors-ligne, les surveillances en ligne, servent à détecter des changements dans le système d'isolation sous forme de système d'alerte précoce. Les défauts qui pourraient être mis en évidence par des méthodes de mesure et des techniques appropriées sont de plusieurs ordres : les points chauds, la dégradation de l'isolation, l'excès d'humidité dans le complexe huile/papier, les décharges partielles, les défauts localisés, les défauts mécaniques, le vieillissement chimique ou thermique... Généralement, aucun de ces défauts ne peut être détecté par une seule mesure ou par une procédure de suivi. C'est pourquoi, il est recommandé d'appliquer une multitude de méthodes [30]. Ce chapitre est consacré à la présentation des matériels, des appareils et des méthodes de diagnostic utilisés dans notre étude. Les techniques de diagnostic utilisées émanent toutes des normes ASTM. D'anciennes et de nouvelles techniques de diagnostic sont présentées.

2. Matériels utilisés

Les huiles utilisées pour nos expériences sont :

- Cinq huiles minérales : Voltesso 35 commercialisé par la société Esso, Caltran 60-30, Ergon (Hyvolt 2), Nytro Lynx, Nynas ;
- Deux esters synthétiques : Ester Midel 7131 et Bec Fluid ;
- Deux esters naturels : Ester eN et Envirotemp FR3 ;
- Une huile silicone XL-7335 commercialisée par la société Thermal-Lube ;
- Des huiles âgées qui proviennent toutes des transformateurs (l'un 18.75 MVA – 154/13.2 kV datant de 1975 et l'autre 47 MVA – 161/26.5 kV datant de 1984) en service de la société Alcan (Canada).

3. Dispositifs expérimentaux et méthodes associées

3.1. Spectrophotométrie UV/Visible

La plupart des molécules organiques et des groupes fonctionnels sont détectables dans les parties du spectre électromagnétique que l'on appelle régions de l'ultraviolet (UV) et du visible. Ces régions s'étendent sur des longueurs d'onde allant de l'UV (185-400 nm) au Visible (400 à 700 nm). Par conséquent, la spectrophotométrie d'absorption est limitée dans cette gamme de longueurs d'onde. Toutefois, même si cette gamme est réduite (185 – 700 nm), des informations utiles peuvent s'y trouver. Les spectrophotomètres UV/Visible permettent d'obtenir le spectre des composées sous la forme d'un spectre de transmission ou d'absorbance en fonction de la longueur d'onde repérée en abscisses. La transmission T est une mesure de l'atténuation d'un faisceau lumineux monochromatique basé sur la comparaison entre l'intensité transmise (I) et l'intensité incidente (I_0) selon que l'échantillon est placé ou non sur le trajet optique entre la source et le détecteur. T est exprimé par un nombre fractionnaire ou sous la forme d'un pourcentage :

$$T = \frac{I}{I_0} \quad \text{ou} \quad \% T = \frac{I}{I_0} \times 100$$

L'absorbance est la grandeur définie par :

$$A = -\log T = \log \frac{I_0}{I}$$

3.1.1. Mesure des produits de décomposition dissous

La norme ASTM Designation 6802 [31] est utilisée pour la mesure des produits de décomposition dissous. Le spectrophotomètre Thuramed T60 UV/Visible (figure II.1) commercialisé par Thuramed a été utilisé pour les mesures. C'est un appareil à doubles faisceaux dont l'un traverse l'échantillon et l'autre sert de parcours de référence. L'avantage des spectrophotomètres à doubles faisceaux réside dans le fait qu'ils permettent de faire des mesures différentielles entre l'échantillon et le blanc analytique. Ils sont préférables aux modèles mono - faisceau si les solutions sont troubles [32].

Sur le trajet optique du spectrophotomètre, un emplacement libre est réservé pour y placer notre cellule (figure II.2) ou un autre dispositif adapté à l'état physique de l'échantillon étudié (gaz, liquide ou solide) et au domaine spectral concerné. Dans notre cas, le composé se trouve en solution. Le spectre est obtenu sur la plage de longueur d'onde allant de 360 à 600 nm en

ordonnées et en abscisses l'absorbance allant de 0 à 2,5 comme le montre la figure II.3. Les produits de décomposition dissous représentent l'intégrale de la zone en dessous de la courbe d'absorbance. Ils sont déterminés automatiquement par le logiciel commercial UVWin 5 software v5.2.0 associé au spectrophotomètre.



Figure II.1: Spectrophotomètre T60 UV/Visible permettant la mesure des produits de décomposition dissous.

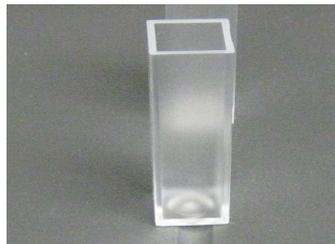


Figure II.2: Cellule de mesure.

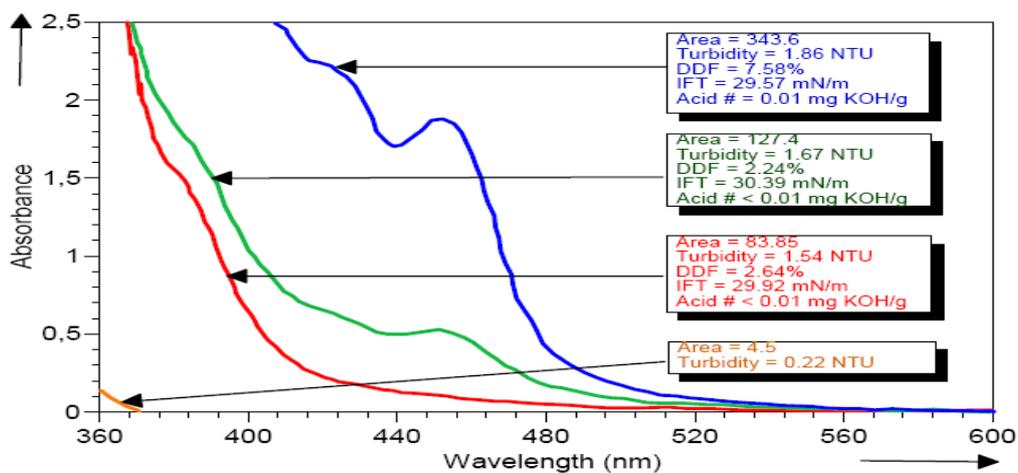


Figure II.3: Spectres d'absorbance mesurés pour différentes huiles. L'aire sous chaque spectre détermine la quantité de produits de décompositions dissous qui lui est associée.

3.1.2. Application aux transformateurs de puissance

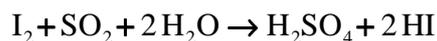
Dans les conditions normales d'exploitation, l'huile du transformateur se dégrade sous l'effet de diverses contraintes, électriques, chimiques et thermiques. Il en résulte des produits de décomposition dissous qui sont le résultat du vieillissement de l'huile en service. La teneur des produits de décomposition dissous dans l'huile isolante se compose d'une variété de composés, tels que les peroxydes, les aldéhydes, les cétones, et les acides organiques. Chacun d'eux est partiellement adsorbé sur la grande surface de l'isolation de papier menant au vieillissement prématuré des transformateurs. Ce processus a lieu longtemps avant que d'autres procédés analytiques moins sensibles puissent l'indiquer. Par conséquent, l'évaluation relative de la formation de sous-produits peut être utilisée comme indicateur de vieillissement de l'isolation du complexe huile/papier, aussi bien que les changements des propriétés diélectriques des enroulements.

3.2. Le coulomètre Karl Fischer

Beaucoup de produits manufacturés, de solvants et de matières premières font l'objet du dosage de leur teneur en eau. Parmi toutes les méthodes possibles, celle de Karl Fischer est très employée puisqu'on estime à environ 500000 le nombre de titrages de ce type effectués chaque jour dans le monde [32]. Ce dosage considéré comme universel met en jeu des réactions chimiques alliées à une forme de détection électrochimique. Les appareils dédiés à ce dosage sont des potentiographes (titrimètres), soit des coulomètres munis d'une cellule à diaphragme.

3.2.1. Réactions mises en jeu

En présence d'eau, le diiode réagit sur le dioxyde de soufre pour conduire à une réaction d'oxydoréduction spécifique à ces trois composés :



Le diiode étant un solide et le dioxyde de soufre un gaz, on utilise un solvant auxiliaire polaire qui sert à la fois de diluant et de milieu réactionnel. On prend généralement le méthanol. Dans ces conditions, le dioxyde de soufre interagit avec le solvant. Ainsi avec le méthanol, il se forme de l'hydrogénosulfite de méthyle qui devient l'espèce active sur le diiode en présence d'eau :

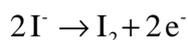


Contrairement à la première réaction, en présence de méthanol, une seule molécule d'eau réagit sur deux atomes d'iode. L'hydrogénosulfite de méthyle est oxydé en hydrogénosulfate, transformé en présence de base de type RN en un sel d'ammonium. Finalement, la réaction de Karl Fischer peut être reformulée ainsi [32] :



3.2.2. Méthode coulométrique

Les instruments utilisés pour effectuer le titrage de l'eau sont proposés en deux versions, l'une dite normale et l'autre dite coulométrique. Si les quantités d'eau sont plus élevées, on fait appel à la méthode dite normale, dans le cas contraire, on utilise la méthode coulométrique qui exige des quantités d'eau plus faibles (jusqu'à 10 µg d'eau). Dans la méthode coulométrique la plus adaptée à nos expériences, le diiode nécessaire au dosage est générée à partir d'un précurseur (iodure) au fur et à mesure, par voie électrochimique à l'aide d'impulsions électriques appliquées aux électrodes : le réactif de KF modifié en conséquence contient un iodure qui est oxydé en diiode au contact de l'anode. Cette cellule à électrolyse est munie d'un diaphragme entre les compartiments anodique et cathodique. À l'anode, l'ion iodure s'oxyde en diiode selon la réaction :



Une mole d'eau nécessitant deux faradays.

3.2.3. Mesure de la teneur en eau

La norme ASTM Designation 1533 B [4] est utilisée pour mesurer la teneur en eau de nos échantillons d'huile. On prélève un gramme de l'échantillon d'huile qu'on injecte dans le titreur automatique et après réaction on relève la teneur en eau. L'opération est répétée deux fois comme précédemment. La teneur en eau finale est la moyenne des trois teneurs en eau. La teneur en eau est rapportée dans les unités des parties par million qu'on note ppm. Le titreur automatique Karl Fischer 831 KF Coulometer avec électrode à génératrice à diaphragme commercialisé par la société Metrohm est utilisé pour déterminer la teneur en eau

de nos échantillons d'huiles. La figure II.4 représente une photographie du dispositif expérimental.

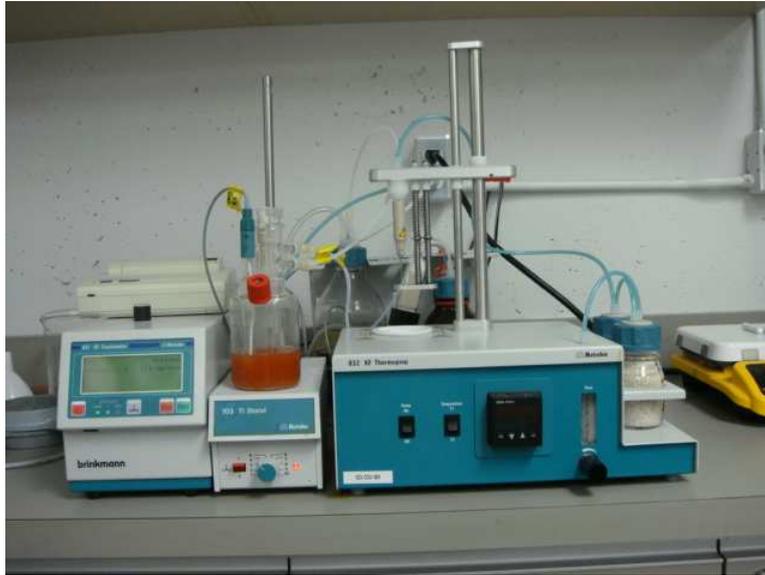


Figure II.4: Titreur Coulométrique Karl Fisher pour la mesure de la teneur en eau.

3.2.4. Application aux transformateurs de puissance

Il est généralement admis que l'humidité est l'ennemi numéro un des transformateurs de puissance imprégnés d'huile [12]. L'eau est particulièrement préjudiciable aux propriétés diélectriques du système d'isolation huile/papier. Quand elle est combinée avec l'oxygène et la chaleur excessive, le processus de vieillissement s'accélère. L'humidité dans les transformateurs de puissance provient de l'humidité résiduelle dans les éléments de construction encombrants, de l'atmosphère (système de conservateur à air libre...) et de la décomposition thermique des matériaux isolants solides. L'augmentation de la teneur en eau peut être aussi le résultat d'une mauvaise manipulation lors du transport ou du stockage avec ou sans huile. Elle peut également se produire lors de l'installation au cours des réparations mineures impliquant le drainage temporel ou partiel du liquide isolant. L'humidité affecte la conductivité de l'isolant, qui à son tour augmente le facteur de dissipation [33]. Certains auteurs ont montré que le taux de dégradation du papier augmente en proportion directe avec la teneur en eau [26-34].

3.3. La turbidité

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

3.3.1. Description et principe de fonctionnement du turbidimètre

L'appareil utilisé pour nos mesures de turbidité est un turbidimètre de laboratoire modèle 2100AN Hach (figure II.5) [35] conçu par la société HACH COMPAGNY. Il mesure la turbidité de 0 à 10000 NTU (Unité Néphélogométrique de Turbidité) en mode de sélection automatique de gamme avec positionnement automatique du point décimal.

Son principe de fonctionnement repose sur la néphélogétrie. La néphélogétrie est la mesure par photométrie de concentration de particules dans un liquide par diffusion à 90°. Il a la possibilité de mesurer soit le rapport lumière dispersée sur la lumière transmise (mode Ratio), soit la lumière dispersée à 90° seule (mode sans Ratio). La figure II.6 montre le système optique de base du turbidimètre 2100AN. Il comprend une lampe à filament de tungstène, de lentilles et diaphragmes pour focaliser la lumière, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée à 90°, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'avant, un détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'arrière et un détecteur de lumière transmise. Les quatre détecteurs de lumière offrent une bonne stabilité, une linéarité, une sensibilité et une faible lumière parasite [36]. Les signaux de chaque détecteur sont mathématiquement combinés pour calculer la turbidité de l'échantillon. La turbidité est calculée par la formule [37-38] :

$$T = \frac{I_{90}}{d_0 \times I_t + d_1 \times I_{fs} + d_2 \times I_{bs} + d_3 \times I_{90}}$$

où T est la turbidité, d_0 , d_1 , d_2 , d_3 les coefficients de calibration, I_{90} le courant du détecteur pour la mesure de lumière dispersée à 90° , I_t courant du détecteur de lumière transmise, I_{fs} le courant du détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'avant, I_{bs} le courant du détecteur pour la mesure de lumière dispersée vers l'arrière.

Quand le faisceau lumineux traverse l'échantillon liquide, les solides en suspension dispersent de la lumière dans toutes les directions (sphériquement 360°). La diminution de l'intensité du faisceau lumineux est principalement provoquée par des solides en suspension dispersant de la lumière. La lumière ainsi dispersée est ensuite enregistrée par un photodétecteur placé à 90° par rapport à la direction du faisceau incident, et la valeur mesurée en NTU s'affiche sur un afficheur. Le turbidimètre permet d'effectuer les mesures de turbidités inférieures à 40 NTU en utilisant seulement le détecteur de lumière dispersée à 90° ou en utilisant tous les détecteurs. En mode Ratio, le microprocesseur utilise une équation mathématique pour calculer le rapport des signaux de chaque détecteur. Cette technique de rapport assure une excellente linéarité et stabilité d'étalonnage et permet la mesure de la turbidité en présence de couleur.



Figure II.5 : Turbidimètre modèle 2100AN avec sa cellule de mesure.

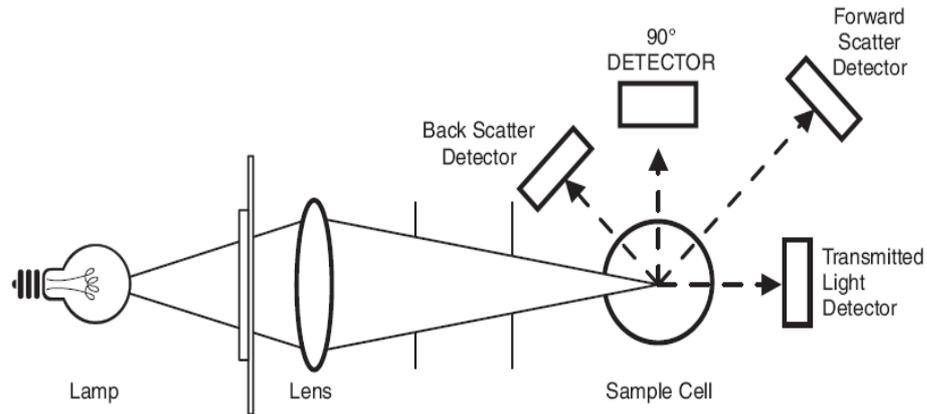


Figure II.6 : Système optique du turbidimètre 2100AN.

3.3.2. Procédure de mesure

La norme ASTM Designation 6181 [39] est utilisée pour mesurer la turbidité des huiles neuves, des huiles en service ou régénérées par la terre à foulon. C'est un essai très sensible capable de mesurer la quantité de dépôts insolubles, de solides en suspension et cire, aux premiers instants de la détérioration de l'huile isolante. L'exactitude et la reproductibilité des mesures de turbidité dépendent des bonnes techniques de mesure de l'utilisateur. Pour obtenir des mesures précises de la turbidité, l'utilisateur doit prendre en considération les points importants :

- La cuvette d'échantillon doit être propre et bien placée dans le puits à cuve ;
- Utiliser des cuvettes en bon état ;
- Éliminer les bulles d'air ;
- Appliquer de l'huile de silicone sur la cuvette d'échantillon afin de masquer l'imperfection dans le verre ;
- Mesurer les échantillons immédiatement pour éviter les modifications des caractéristiques de l'échantillon dues aux variations de température et à la décantation.

La figure II.7 montre l'ordre chronologique (a, b, c, d) de la procédure de mesure pour la détection de la turbidité. La cuvette de mesure est remplie jusqu'au trait, environ 30 ml de l'échantillon à mesurer.

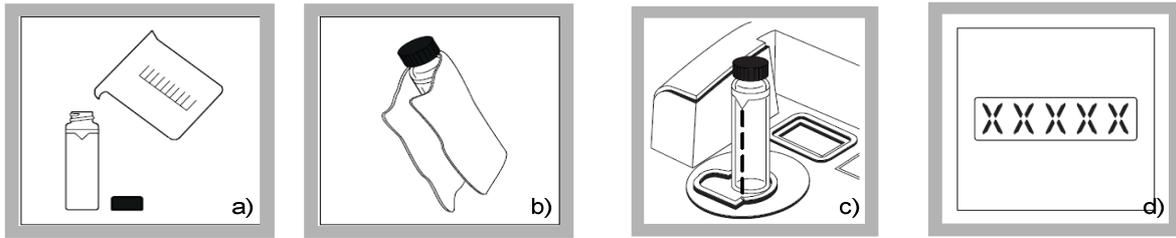


Figure II.7 : Procédure de mesure de la turbidité.

3.3.3. Application aux transformateurs de puissance

Dans les conditions normales de fonctionnement, l'isolation huile/papier des transformateurs de puissance subit un processus de dégradation lent. Les contraintes électriques, la chaleur, le comportement agressif de l'oxygène dissous et l'effet catalytique du cuivre se combinent pour accélérer cette détérioration. Les produits de dégradation résultants modifient progressivement les propriétés physiques, chimiques et diélectriques de l'huile isolante. Certains sont solubles dans le liquide diélectrique. Cependant, des réactions chimiques secondaires peuvent générer des particules solides insolubles, invisibles et de dimensions microscopiques, connues sous le nom générique "sludge". Ces suspensions invisibles sont capables de boucher les pores de l'isolation papier, ce qui entrave la capacité de l'huile à dissiper l'énergie thermique générée par les enroulements. Il est donc extrêmement important de détecter ces suspensions, avant que la tension de claquage de l'huile ait diminué.

3.4. La tension interfaciale

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

à la norme ASTM Designation 971 [6]. Le tensiomètre utilisé pour nos mesures est représenté en figure II.8.



Figure II.8 : Tensiomètre pour la mesure de la tension interfaciale.

3.5. Le test de stabilité

Le test de stabilité détermine l'habileté d'une huile à résister à la décomposition sous l'impact d'une contrainte électrique. Cet essai évalue la stabilité d'une huile neuve, en service ou régénérée sous l'influence d'une décharge électrique, par une augmentation du facteur de dissipation électrique et de la pression.

3.5.1. Principe de la méthode

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

3.5.2. Mesure de la stabilité

La mesure est effectuée selon la norme ASTM Designation 6180-05 [40]. L'appareillage conçu par la société INSOIL Canada Ltd est utilisé pour la mesure. Il se compose d'une source haute tension (AV-100VA-10V-R03, Input 120V, single phase, approximately 2A, HV Output 0 to 10 kV AC at 10 mA). Il fournit une différence de potentiel de 10 kV entre l'électrode à l'intérieur de la cellule de décharge et l'eau salée dans le verre servant de masse. La figure II.9 montre une photographie de l'appareillage avec la pompe de dégazage. Les électrons libres sont générés par une électrode en cuivre de forme cylindrique de 15 mm de diamètre et 10 mm de hauteur, scellé dans un erlenmeyer de capacité 500 ml. L'électrode est placée au centre de la cellule de décharge et suspendue au-dessus de l'huile. La distance entre l'électrode et la surface de l'huile est de un pouce (inch) soit 25,4 mm. Le volume d'huile utilisée dans l'erlenmeyer est de 50 ml. Avant l'application de la tension, la cellule de décharge est dégazée sous vide jusqu'à la pression de 1 Torr soit 133 Pa. Après le dégazage sous vide, l'échantillon d'huile est soumis une tension de 10 kV pendant 5 heures. La pression est mesurée toutes les heures. La quantité de gaz générée est évaluée à partir de la variation de la pression.



Figure II.9 : Dispositif expérimental pour la mesure de stabilité ainsi que la pompe servant pour le dégazage avant la soumission de l'huile au champ haute tension.

3.6. Facteur de dissipation diélectrique et conductivité

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

3.6.1. Mesure du facteur de dissipation

La mesure se fait conformément à la norme ASTM Designation 924 – 08 [3]. L'appareil utilisé pour la mesure du facteur de dissipation diélectrique est IDA 200TM (Insulation Diagnostic Analyser 200) [41]. Le système IDA mesure l'impédance d'un échantillon pour une tension et une fréquence variable. Une unité de traitement du signal numérique génère un signal d'essai selon la fréquence désirée. Un amplificateur interne augmente ce signal qui est alors appliqué à l'échantillon. La tension et le courant à travers l'échantillon sont mesurés avec une grande précision en utilisant un diviseur de tension et un électromètre. Le système IDA utilise la cellule de test liquide type 2903 pour isolants liquides fabriquée par la société Tettex. Cette cellule d'essai, équipée d'anneaux de garde, a été conçue conformément aux spécifications de la norme VDE (Verband Deutsh Elektrotechnik) 0303, 0370 et les recommandations du CIGRE, CEI et ISO, ainsi qu'avec les normes ASTM. Les figures II.10, II.11 et II.12 montrent des photographies du dispositif expérimental. Le volume d'huile exigé pour la mesure est de 40 ml. On porte le volume d'huile à 100 °C, puis on mesure le facteur de dissipation diélectrique sur une plage de fréquences allant de 0.0001 Hz à 1000 Hz. L'appareil IDA permet de mesurer également la conductivité diélectrique, la permittivité, le facteur de puissance, la résistivité, la capacité, etc.



Figure II.10 : Système de diagnostic d'isolation IDA 200TM pour la mesure du facteur de dissipation et de la conductivité.



Figure II.11 : Moniteur de température.



Figure II.12 : Cellule d'essai de type 2903 pour la mesure du facteur de dissipation.

4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les matériels, les différentes méthodes et dispositifs expérimentaux utilisés dans nos investigations expérimentales. Les techniques de diagnostic utilisées tout au long de nos expériences sont toutes conformes aux normes ASTM. Des techniques telles que la turbidité (ASTM D 6181), la spectrophotométrie UV/Visible (ASTM D 6802), le test de stabilité (ASTM D 6180) constituent de nouvelles techniques que nous appliquons au diagnostic du transformateur de puissance.

CHAPITRE III

ETUDE DE LA STABILITE DES LIQUIDES ISOLANTS SOUS CONTRAINTE ELECTRIQUE

1. Introduction

Par le passé, la cause principale de détérioration de l'huile isolante en service a été attribuée à la réaction chimique entre l'oxygène dissous et certains hydrocarbures de faibles liaisons moléculaires, catalysés par la chaleur et le cuivre. En conséquence, les méthodes d'essais utilisés pour estimer la stabilité à l'oxydation reposaient sur les hypothèses suivantes :

- Le processus de décomposition par oxydation peut efficacement être retardé au moyen d'inhibiteurs d'oxydation ;
- L'existence de radicaux libres dans les huiles isolantes ;
- La fonction diélectrique de l'huile n'est pas affectée par la présence d'oxygène.

Ces hypothèses considèrent donc le vieillissement de l'huile comme un processus exclusivement chimique dans lequel le champ électrique n'a aucun impact. Il ne fait aucun doute que les inhibiteurs d'oxydation entravent la vitesse de dégradation de l'huile, mais un examen plus attentif du concept de stabilité en cours d'exploitation a montré que cette propriété analytique ne dépend pas exclusivement de l'agressivité chimique de l'oxygène. L'augmentation du facteur de dissipation de l'huile en service qui prouve la présence de molécules ionisées contredit l'explication chimique. À cause de cette contradiction, une nouvelle méthode [40] intitulée «ASTM D 6180-05 Standard test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin Under Electrical Discharge» a été développée. Cette méthode permet une meilleure compréhension du mécanisme de dégradation qui affecte les huiles isolantes sous l'effet de la contrainte électrique. Cet essai de stabilité capable de garantir une relation quantitative entre les résultats de laboratoire et la tenue en cours d'exploitation de l'huile a été guidé par les motivations suivantes :

- La décomposition des hydrocarbures à faibles liaisons moléculaires, catalysés par l'énergie thermique produite par le noyau des transformateurs de puissance est accrue par un processus similaire engendré par les électrons libres produits sous l'effet de la contrainte électrique ;
- L'énergie des électrons libres est du même ordre de grandeur que celle des liaisons chimiques des hydrocarbures instables. La collision entre les électrons libres et les molécules des hydrocarbures fournit une explication raisonnable pour la tendance au dégagement gazeux et pour l'instabilité chimique de l'huile ;

- Les réactions chimiques secondaires entre les molécules d'hydrocarbures rompues conduisent à une plus forte concentration en produits décomposés ; ces produits constituent les symptômes visibles d'un processus de décomposition primaire déclenché par un phénomène physique qui lui, est la véritable cause de la dégradation de l'huile ;
- Étant donné qu'un champ électrique élevé est capable de rompre les liaisons chimiques de certains hydrocarbures, la présence d'oxygène dissous dans l'huile isolante devient incompatible avec les exigences de stabilité chimique élevée. Cette stabilité chimique doit pour cela être corrélée à la stabilité physique qui est son aptitude à résister à la décomposition lors des collisions avec des électrons libres possédant des niveaux spécifiques d'énergie.

Cette méthode de stabilité électrique simule les conditions d'un transformateur en service et fournit une relation quantitative entre les résultats de laboratoire et la tenue diélectrique de l'huile dans les conditions d'exploitation. Les produits de décomposition tels que les gaz, les radicaux libres, les molécules ionisées et les cires sont produits dans un laps de temps de cinq heures.

Les principaux objectifs dans ce chapitre sont les suivants :

- Comparer la stabilité des fluides diélectriques sous contrainte électrique ;
- Analyser l'impact de la régénération des huiles sur la stabilité des huiles isolantes ;
- Déterminer l'influence qu'exerce la tension sur les propriétés diélectriques de l'huile.

2. Oxydation et produits de décomposition

Le processus de décomposition des huiles isolantes sous contrainte électrique commence par la rupture des liaisons de valence dans les molécules d'hydrocarbures instables (figure III.1). Tant que ces chaînes d'hydrocarbures ne sont pas rompues, la formation de produits de décomposition est impossible [42-43].

Le tableau III.1 montre les énergies nécessaires pour la rupture des liaisons moléculaires des hydrocarbures [44]. Les sources d'énergie capables de casser une liaison covalente composée d'une paire d'électrons sont de trois ordres :

- La puissance du champ électromagnétique qui déclenche l'injection des électrons libres dans le liquide ;
- L'énergie thermique générée par la partie active du transformateur ;

- L'agressivité de l'oxygène dissous qui constitue la source d'énergie chimique (accompagné de l'effet catalytique du cuivre) pour le processus de décomposition.

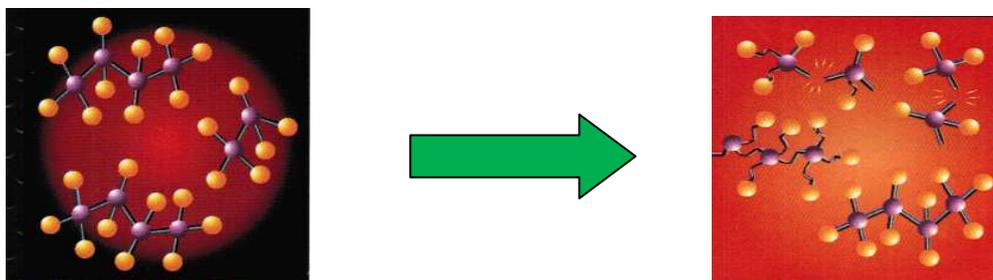


Figure III.1 : Rupture des liaisons covalentes des molécules d'huiles.

Tableau III.1 : Énergies requises pour briser les liaisons moléculaires.

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

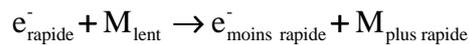
2.1. Contrainte électrique

Les électrons libres sont la source primaire d'énergie pour la rupture des liaisons chimiques covalentes vulnérables (approximativement $4 \text{ eV} \approx 386 \text{ kJ mol}^{-1}$). En décrivant le mécanisme par lequel le champ électrique sous haute tension interagit avec le diélectrique liquide, P. Wong et E. O. Foster ont montré que les aspérités locales à la surface du métal peuvent injecter des électrons dans le diélectrique liquide lorsque les gradients de potentiel sont suffisamment élevés [45-46]. Il a été également montré que l'incidence de l'injection d'électrons dans le diélectrique liquide est négligeable pour des gradients de tensions théoriques. Mais durant une commutation transitoire brève ou durant des surtensions d'origine atmosphérique, la probabilité de telles injections devient trop élevée [47]. La découverte

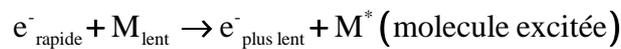
d'une telle source d'énergie du même ordre de grandeur que celles des liaisons chimiques a révélé qu'en plus de l'énergie chimique de l'oxygène et de l'énergie thermique fournie par le noyau, le champ électrique sous haute tension doit également être considéré comme un facteur important dans le processus de vieillissement.

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

- Collisions élastiques :



- Collisions inélastiques

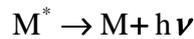


ou

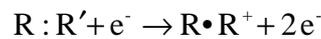


M représente une molécule.

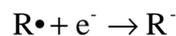
Ces collisions conduisent à une transition électronique suivie par la rupture des molécules excitées ou la perte de l'énergie absorbée sous la forme d'un quantum de lumière :



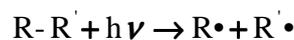
Ce phénomène est appelé fluorescence ; il donne naissance à une décharge partielle [48]. Un tel bombardement peut déclencher deux autres types de réactions, chacune contribuant à l'augmentation du facteur de dissipation :



et



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



2.2. Contrainte thermique

La chaleur produite par le noyau magnétique et les enroulements est un autre facteur qui contribue au processus de dégradation des huiles isolantes. Dans les conditions normales d'exploitation du transformateur de puissance, la température de l'huile est généralement inférieure à 100 °C. Dans de telles circonstances, les énergies de rotation et de vibration des chaînes d'hydrocarbures sont excitées, tandis que la scission d'une liaison covalente ne se produit que si un niveau d'excitation électronique est atteint. Cependant, les molécules de faibles liaisons moléculaires peuvent parfois accumuler une énergie suffisante pour atteindre le niveau d'excitation électronique et se décomposer pour former deux radicaux libres qui à leur tour peuvent également réagir comme nous le verrons dans le paragraphe intitulé « réactions entre un radical libre et l'oxygène ».

Une température élevée agit de trois façons :

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

2.3. Rôle des radicaux libres

L'intérêt initial pour ces produits résultant des réactions intermédiaires a été mis en évidence il y a plusieurs décennies. Lors du XIXe Symposium sur les matériaux isolants qui s'est tenu au Japon en 1986 [49], une attention particulière a été prêtée aux « Radicaux libres dans l'isolation électrique ». Il a été conclu que les radicaux libres jouaient un rôle déterminant dans le processus de dégradation de tous les matériaux diélectriques. Les radicaux libres possèdent au moins deux propriétés qui méritent une plus grande attention comme nous le verrons dans ce qui suit.

2.3.1. Propriété physique

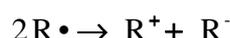
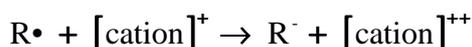
Les radicaux libres sont paramagnétiques en raison de leur électron non apparié. Dans un champ électrique non uniforme, ils sont dispersés de façon uniforme dans le diélectrique liquide. La concentration des radicaux libres est pour cette raison, plus élevée à l'endroit où le champ électrique est plus intense et la probabilité d'une collision entre deux radicaux libres,

suivie de la formation d'un produit de décomposition s'en trouve augmentée. Un composé gazeux, liquide ou solide peut être formé par une telle réaction chimique en fonction de la taille des radicaux libres qui réagissent. Lorsque la taille d'une nouvelle molécule excède le poids moléculaire moyen des hydrocarbures, elle peut devenir insoluble dans l'huile. La cire ou la boue se forme et elle obstrue généralement les pores de la structure poreuse de l'isolant en papier ou encore elle reste adsorbée sur sa grande surface.

La nature paramagnétique des radicaux libres ainsi que leur réactivité chimique suggèrent que tous radicaux libres présents dans l'isolation solide ou liquide des transformateurs de puissance sont considérés comme potentiellement dangereux.

2.3.2. Production de porteurs de charges

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



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

2.3.3. Facteurs influençant la concentration des radicaux libres

La concentration des radicaux libres est influencée par plusieurs facteurs :

- La quantité d'impuretés dissoutes à faible liaison qui se trouvent être précurseurs ;
- La source d'énergie requise pour le processus de décomposition ;
- L'effet de cage qui empêche la collision de leurs électrons non appariés, car ils sont entourés de molécules normales. D'ordinaire, les radicaux libres sont entourés par des molécules chimiquement inertes qui les séparent des autres radicaux libres ;
- L'exposition de l'huile à des rayons ultraviolets [50] ;

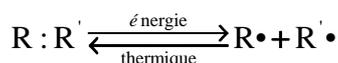
- Le champ résultant de l'application d'une haute tension qui augmente la probabilité de réactions entre les radicaux libres eux-mêmes à cause du fait que les radicaux libres sont paramagnétiques.

2.4. Rôle de l'oxygène dissous

L'oxygène dissous est un diradical qui produit continuellement un nombre croissant de radicaux libres provenant de ses attaques sur les hydrocarbures faiblement liés. Ces molécules électriquement neutres, mais chimiquement très actives exercent une influence sur les propriétés diélectriques des huiles isolantes. L'oxygène dans son état fondamental est une molécule qui existe sous forme de triplet. Du fait que les transitions entre triplets et singlets sont hautement improbables, elles ne peuvent pas être négligées lorsqu'une collision entre un électron libre et une molécule d'oxygène se produit [51]. Les deux premiers états excités de l'oxygène sont des singletons. Ces états singletons sont caractérisés par une très longue durée de vie et possèdent des niveaux d'énergie de 22,5 et 37,5 Kcal.mol⁻¹. Le transfert de l'énergie d'excitation aux molécules hydrocarbures accroît donc la probabilité de dégagement gazeux et constitue une raison suffisante pour éliminer l'oxygène dissous dans l'huile.

2.5. Réactions entre un radical libre et l'oxygène

La plupart des composantes des hydrocarbures paraffiniques dans les huiles isolantes sont relativement inertes du point de vue chimique à 100 °C, la température en régime normal des transformateurs en service. À ces températures, il n'y a pas suffisamment d'énergie pour exciter les électrons sigma d'une orbitale de valence. Cependant, il est possible que certaines molécules moins stables, possédant des noyaux aromatiques avec des électrons pi délocalisés, puissent accumuler l'énergie nécessaire à une transition électronique due à une collision élastique provoquée par l'agitation thermique. Ce phénomène entraîne une coupure homolytique des liaisons de valence faible et la formation d'une paire de radicaux libres selon la réaction :



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



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

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



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

2.6. Les cires

La rupture d'une faible liaison chimique à l'une des extrémités d'une chaîne hydrocarbures peut engendrer deux radicaux libres de tailles différentes. Le composé de poids moléculaire faible devrait être un gaz et le restant de la molécule rompue, un hydrocarbure liquide plus court. Chaque fois que deux de ces molécules couplent aléatoirement leurs électrons non appariés, il se forme une macromolécule connue sous l'appellation de cire. Alors que l'oxydation d'un radical libre à l'état liquide conduit à une molécule de taille du même ordre de grandeur et soluble dans le mélange d'hydrocarbures, les cires représentent un quatrième type de produit de décomposition vu que le nouveau composé est soluble. Si la concentration en radicaux libres est faible, la probabilité de formation de cires est quasiment inexistante. Autrement dit, lorsqu'une huile testée possède un nombre exceptionnellement élevé d'hydrocarbures faiblement liés, la profusion de radicaux libres dans l'échantillon ionisé entraîne des réactions chimiques secondaires qui engendrent des cires. Lorsque les cires existent en grand nombre, elles peuvent être détectées au moyen de mesures turbidimétriques très sensibles. Pendant l'essai d'ionisation, les huiles instables peuvent produire un grand nombre de molécules insolubles qui empêchent la mesure du facteur de dissipation. Dans ce cas, le facteur de dissipation ne peut être déterminé avant que l'échantillon d'huile ne soit filtré [52].

2.7. Diagrammes récapitulatifs

Toutes les explications détaillées ci-dessus peuvent être résumées par deux diagrammes. La figure III.2 résume le processus de dégradation de l'isolation huile et papier dans les transformateurs à air libre. La figure III.3 quant à elle, illustre la relation entre les causes du processus de dégradation de l'huile isolante et la conséquence d'une mauvaise stabilité de l'huile en service.

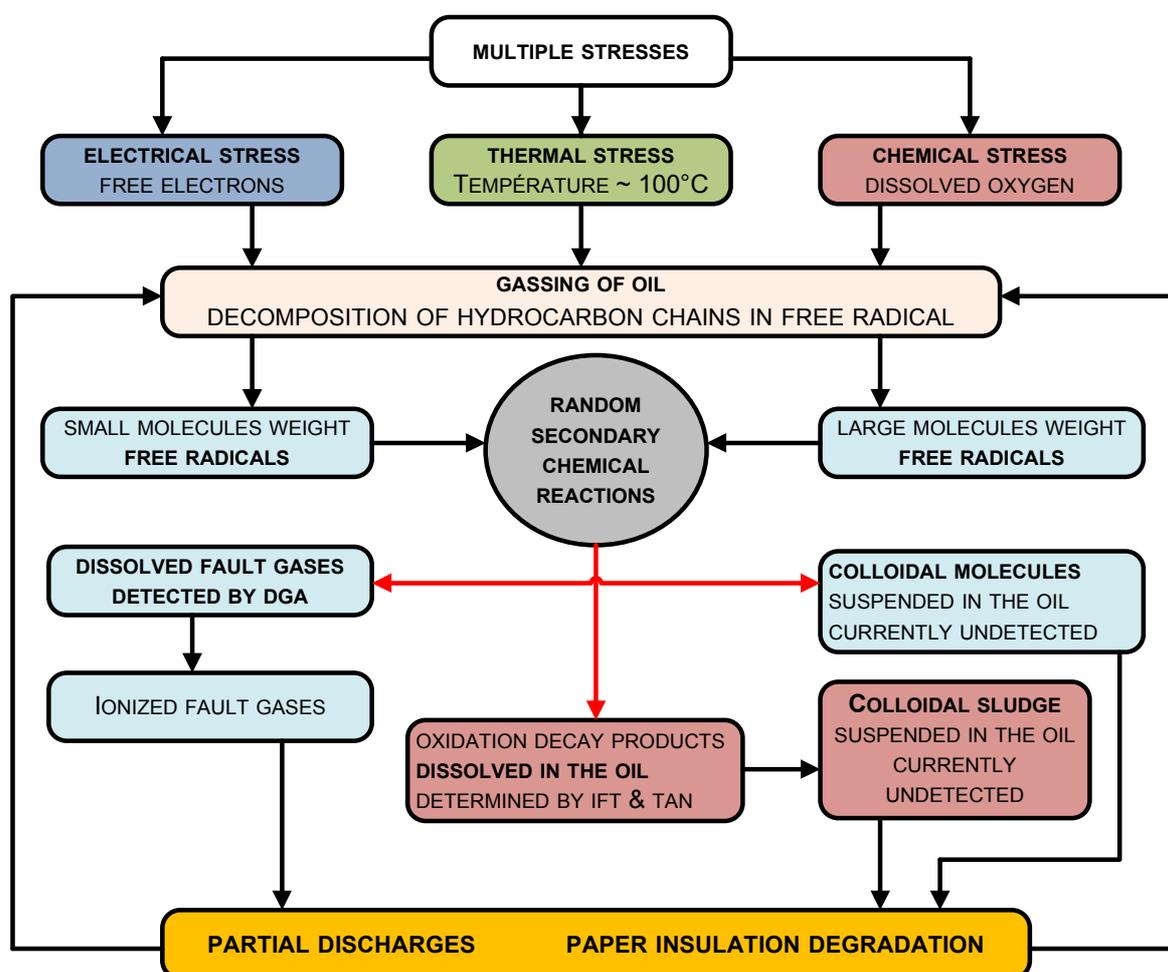


Figure III.2 : Processus de dégradation de l'isolation huile/papier dans les transformateurs de puissance à air libre [13].

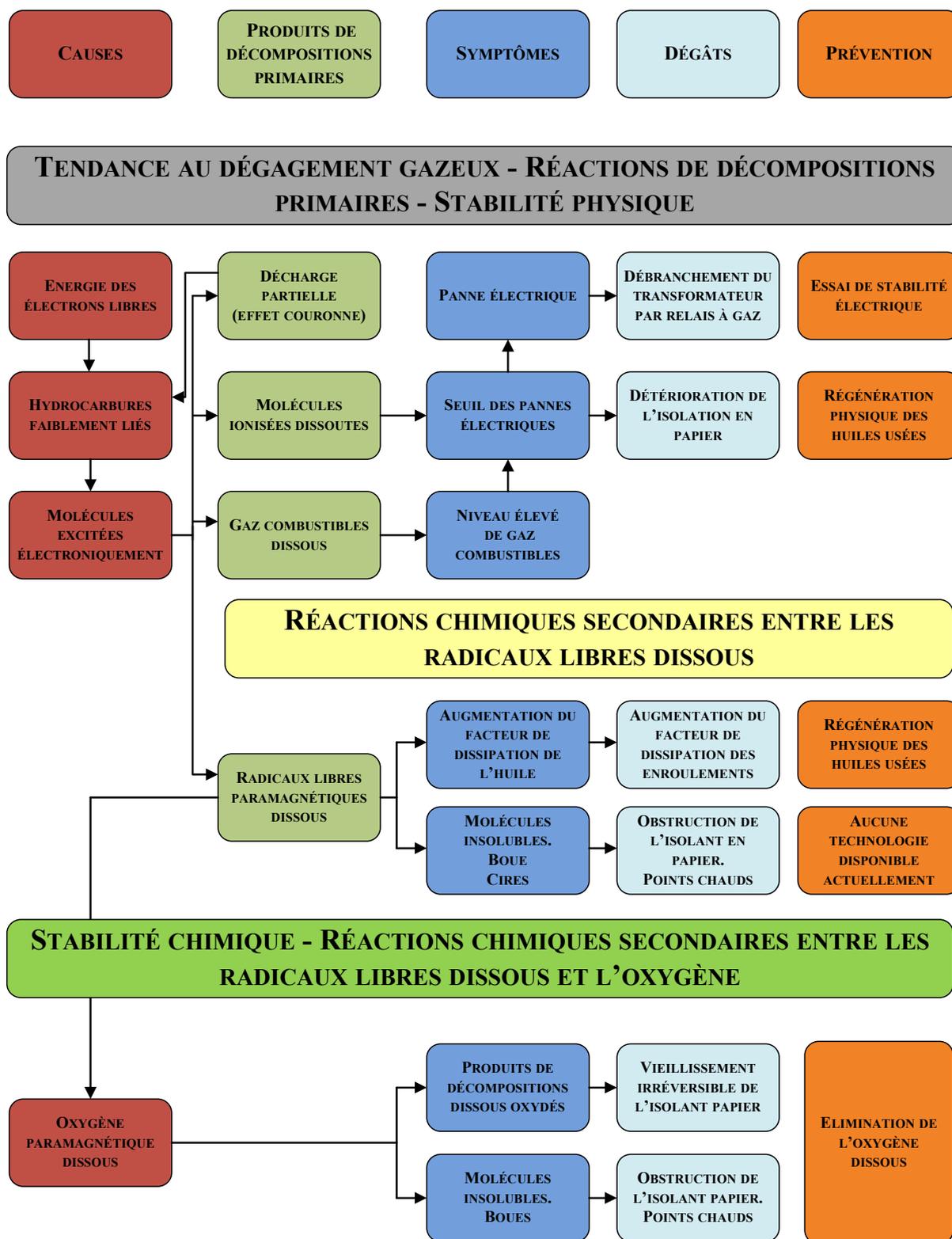


Figure III.3 : Processus de dégradation des huiles isolantes sous contrainte électrique.

3. Technique expérimentale

La technique expérimentale a été décrite dans le chapitre intitulé « matériels et méthodes ». Le schéma de la cellule d'essai Merell définie dans la norme ASTM D 6180 et utilisée comme cellule de décharge est donné dans la figure III.4.

Pour évaluer la qualité de l'huile, diverses caractéristiques sont mesurées avant et après application de la haute tension. Il s'agit en particulier du facteur de dissipation diélectrique (DDF), des produits de décomposition dissous (DDP), de la turbidité (NTU), de la tension interfaciale (IFT), de la teneur en eau et du nombre d'acidité total (TAN).

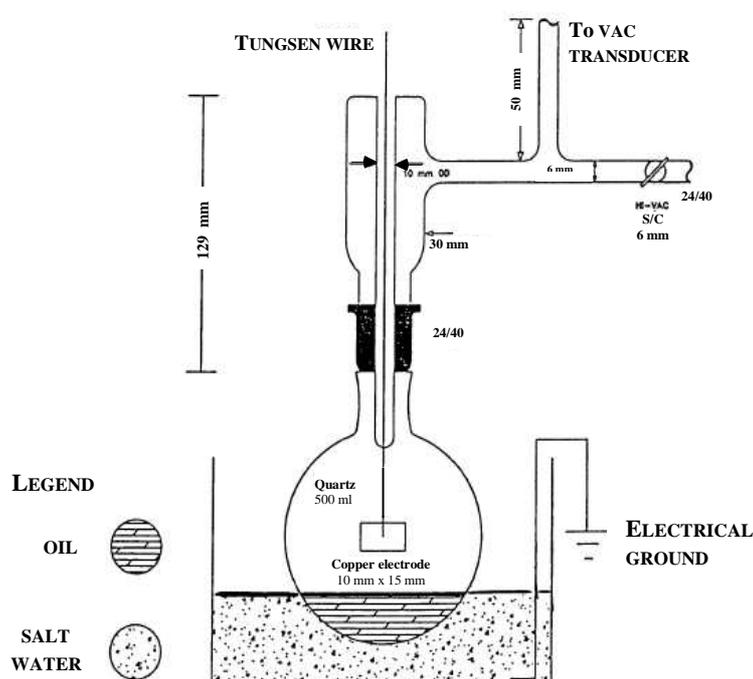


Figure III.4 : Cellule de décharge utilisée pour le test de stabilité.

4. Résultats

4.1. Comparaison de la stabilité de différents types d'huiles

La comparaison de la stabilité des huiles a été effectuée sur divers échantillons d'huiles neuves, recueillis auprès de divers fabricants. Il s'agit de cinq huiles minérales (Mineral oil A, Mineral oil B, Mineral oil C, Mineral oil D, Mineral oil E), deux esters synthétiques (Synthetic ester A, Synthetic ester B), deux esters naturels (Natural ester A,

Natural ester B) et une huile silicone (Silicone fluid). Les caractéristiques chimiques de ces huiles sont présentées dans le tableau III.2.

Tableau III.2 : Caractéristiques chimiques des huiles utilisées pour le test de stabilité

Insulating fluids	Characteristics
Synthetic ester A	Halogen-free pentaerythrite-tetra fatty acid based ester
Synthetic ester B	Halogen-free pentaerythrite-tetra fatty acid based ester
Natural ester A	Triglyceride or fatty acid ester consisting of a mixture of saturated and unsaturated fatty acids with C14 to C22 chains
Natural ester B	Fatty acid ester triglycerides
Silicone fluid	Polydimethyl-siloxane $[(CH_2)_2SiO]_Y (CH_3)_2$
Mineral oil A	Ultra-pure synthesized isoparaffin base fluids. Mixture of severely hydrotreated and hydrocracked based-oil (petroleum)
Mineral oil B	Naphthenic oil
Mineral oil C	Naphthenic oil
Mineral oil D	Distillated (petroleum), hydrotreated light naphthenic. 2,6-di-ter-butyl-p-cresol
Mineral oil E	Naphthenic oil

Les huiles sont soumises au test de stabilité selon la norme ASTM D 6180. Fondamentalement, le gassing de l'huile sous contrainte électrique dépend de la composition chimique de l'huile, de la contrainte électrique, de la température et du temps. Les courbes indiquant l'évolution de la pression pour toutes les huiles sont visualisées sur l'écran d'un ordinateur pendant l'essai et résumées dans la figure III.5.

Tableau III.3 : Mesure des propriétés des huiles **avant** le test de stabilité.

	Oil A	Oil B	Oil C	Oil D	Oil E	NE A	NE B	SE A	SE B	Silicone
Water content (ppm)	23	15.6	8.5	11.7	30.5	90.7	186	107.1	107.2	50.2
DDF @60Hz, 100°C (%)	0.0439	0.0461	0.0496	0.0494	0.016	2.05	1.93	3.125	1.41	0.0435
DDP – D 6802 (area)	0.05	0.73	3.71	1.9	11.58	20.92	22.03	5.1	1.52	-
Interfacial Tension (IFT)	47	41.2	42.1	45	43.4	27	23	23.5	24	27
Turbidity D 6181 (NTU)	0.1	0.2	0.72	0.27	0.29	0.37	0.35	0.47	0.16	0.08

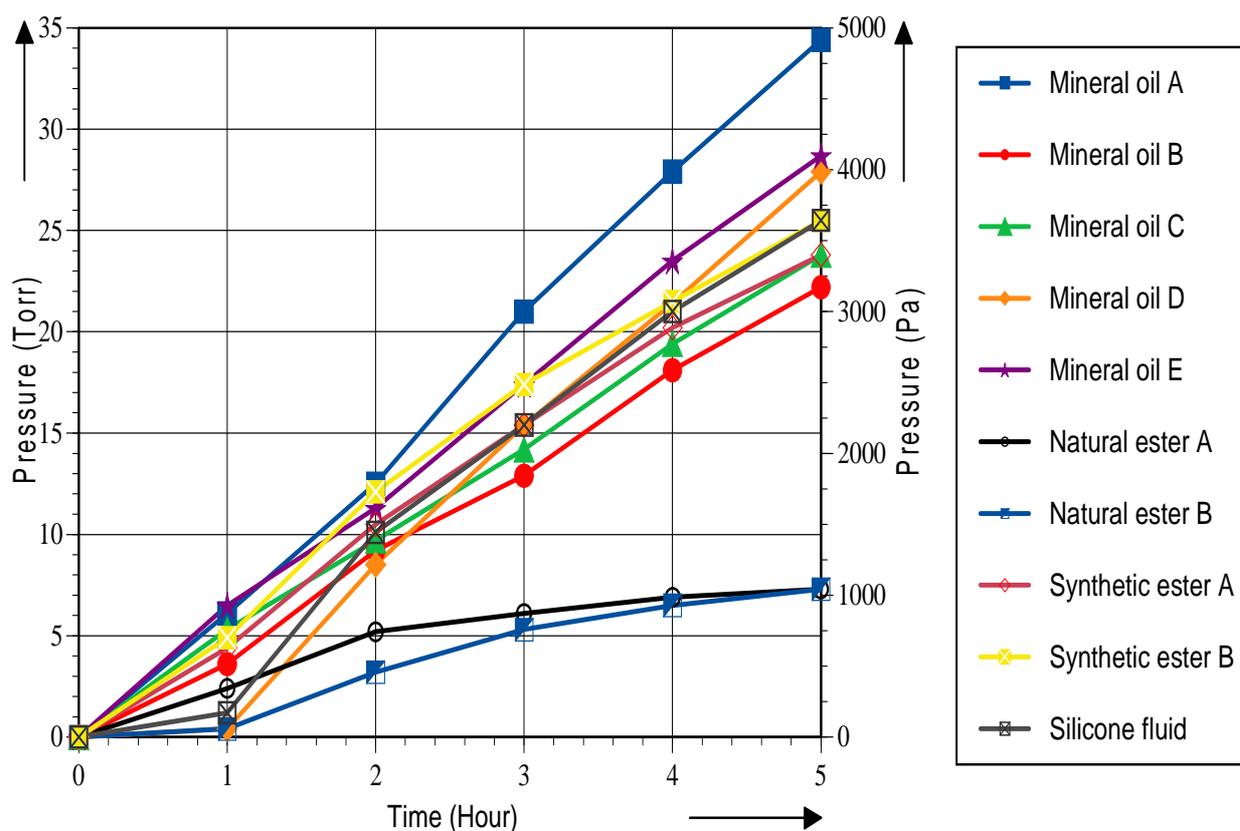


Figure III.5 : Courbe de la pression des huiles isolantes utilisées dans les transformateurs de puissance.

Tableau III.4 : Mesure des propriétés des huiles **après** le test de stabilité

	Oil A	Oil B	Oil C	Oil D	Oil E	NE A	NE B	SE A	SE B	Silicone
Water content (ppm)	11	11.7	10.3	14.5	11.1	175.6	183.5	283.7	281.2	24.2
DDF @60Hz, 100°C (%)	0.1046	0.1264	0.101	0.1119	0.719	3.74	6.134	11.51	15.97	0.0776
DDP – D 6802 (area)	4.94	16.89	19.03	37.78	36.78	24.31	28.66	4.34	7.65	3.22
Interfacial Tension (IFT)	38	33.5	34.8	31.2	34.5	20.8	20	21	22.9	21
Turbidity D 6181 (NTU)	1.29	1.03	1.58	2.08	2.19	2.43	1.91	0.95	0.82	3.84

L'augmentation de la pression dans la cellule de décharge indique que la quantité de gaz générée est due à la décomposition primaire des molécules instables. L'huile minérale A qui est une huile de base iso-paraffinique indique une tendance au gazage élevée. Les huiles rigoureusement hydro-traitées et hydrocraquées sont généralement connues pour être des huiles à forte tendance au gazage, alors que celles contenant des aromatiques absorbent l'hydrogène [53]; l'hydrotraitement et l'hydrocraquage permettent d'éliminer les hydrocarbures aromatiques polycycliques cancérigènes.

Du point de vue stabilité, l'huile silicone et les esters synthétiques présentent le même comportement tandis que les esters naturels ont une tendance au dégagement gazeux très faible.

De toute évidence, la tendance au gazage des esters naturels est beaucoup plus faible que celle des esters synthétiques, des huiles minérales et l'huile silicone. Cela est un fait bien connu comme l'a souligné Gemant et Fuoss dans [54]. Selon ces auteurs, les liquides synthétiques sont généralement meilleurs que les huiles minérales. La raison en est que les premiers sont mieux définis chimiquement et plus uniformes, alors que les huiles minérales contiennent toujours différents adjuvants, et leur raffinage poussé peut entraîner la disparition des traces de gras polyinsaturés qui sont réellement souhaitables. Cette faible tendance au gazage des esters naturels est due probablement à la quantité d'insaturés et de molécules non aromatiques comparées aux huiles minérales [55].

En comparant la stabilité des esters synthétiques, des huiles minérales, et de l'huile silicone, les résultats indiquent que les huiles minérales B et C sont plus stables électriquement que les esters synthétiques A, B et l'huile silicone. Cela peut être dû au fait que les esters synthétiques contiennent des quantités considérables d'oléfines qui sont connues pour être oxydativement instables [56].

Les esters synthétiques A et B sont plus stables électriquement que l'huile minérale A. Ces résultats indiquent clairement que la supériorité d'un liquide isolant électrique n'est pas l'héritage d'une famille d'huiles. La tendance au gazage doit être attribuée à la fabrication individuelle et au raffinement de chaque huile. Ainsi donc, les huiles minérales, les esters synthétiques et l'huile silicone doivent être fabriqués avec soin pour améliorer leur tendance au gazage.

Les tableaux III.3 et III.4 rapportent les mesures des propriétés des huiles que sont le facteur de dissipation électrique (DDF), les produits de décomposition dissous (DDP), la teneur en eau, la tension interfaciale (IFT) et la turbidité. Ces propriétés sont mesurées avant et après le test de stabilité. Une comparaison entre les tableaux III.3 et III.4 montre une augmentation de

toutes les propriétés des huiles après le passage sous champ électrique. Elle confirme l'hypothèse des réactions chimiques secondaires aléatoires entre les radicaux libres dissous. D'importantes différences existent entre les esters naturels et les huiles minérales. Certains tests comme le point d'aniline et la tension interfaciale peuvent ne pas avoir autant d'applicabilités pour les esters naturels que pour les huiles minérales. À cause de la nature très hydrophile du liquide, la tension interfaciale peut ne pas être très sensible pour détecter les changements dans la qualité de l'huile [55].

À partir des résultats reportés dans les tableaux III.3 et III.4 on constate que :

- Les propriétés (DDP, DDF, IFT et la turbidité) des huiles neuves testées indiquent que certaines huiles ne sont pas trop raffinées et contiennent une quantité considérable de composés polaires résiduels ou des molécules d'hydrocarbures instables et de molécules volatiles qui affectent la tendance au gazage ;
- L'augmentation des produits de décomposition dissous (DDP) après le test de stabilité provient du fait que les quantités de radicaux libres générées par le gazage de l'huile sont oxydées par l'air entrant dans la cellule de décharge. Dans le même temps, la turbidité augmente également en raison des réactions chimiques secondaires entre les chaînes d'hydrocarbures brisées.

4.2. Comparaison des effets secondaires dus au gazage des huiles

Les propriétés des esters naturels ou synthétiques et des fluides silicones ne peuvent pas être corrélées directement à celles des huiles minérales à cause du fait que leurs compositions chimiques respectives sont très différentes. Cependant, certains tests d'évaluation des huiles minérales sont également utilisés pour évaluer les esters [55]. Les résultats des tests et leur signification sont différents selon les huiles. À cause du fait que la formation des boues et autres sous-produits résulte de la décomposition des huiles isolantes, les corrélations entre la tendance au gazage des huiles isolantes et leurs propriétés physico-chimiques doivent être établies. Pour être en mesure de comparer les effets secondaires dus au gazage des huiles isolantes, une base de comparaison est nécessaire. Toutes les propriétés sont tracées en valeur par unité (rapport entre les valeurs mesurées avant D6180 et rapportées dans le tableau III.3 sur les valeurs mesurées après D6180 et rapportées dans le tableau III.4) et présentées sur un même graphe (figure III.6) pour une meilleure comparaison.

D'après la figure III.6, les changements observés dans la tension interfaciale (IFT) sont quasiment identiques pour toutes les huiles. Les changements dans le DDF sont presque les mêmes pour toutes les huiles exceptée l'huile E qui affiche un DDF très élevé.

Les molécules d'hydrocarbures (huiles minérales) lorsqu'elles sont soumises à la contrainte électrique ont tendance à se briser en radicaux libres et à précipiter en boues, augmentant potentiellement les produits de décompositions dissous (DDP) et la turbidité.

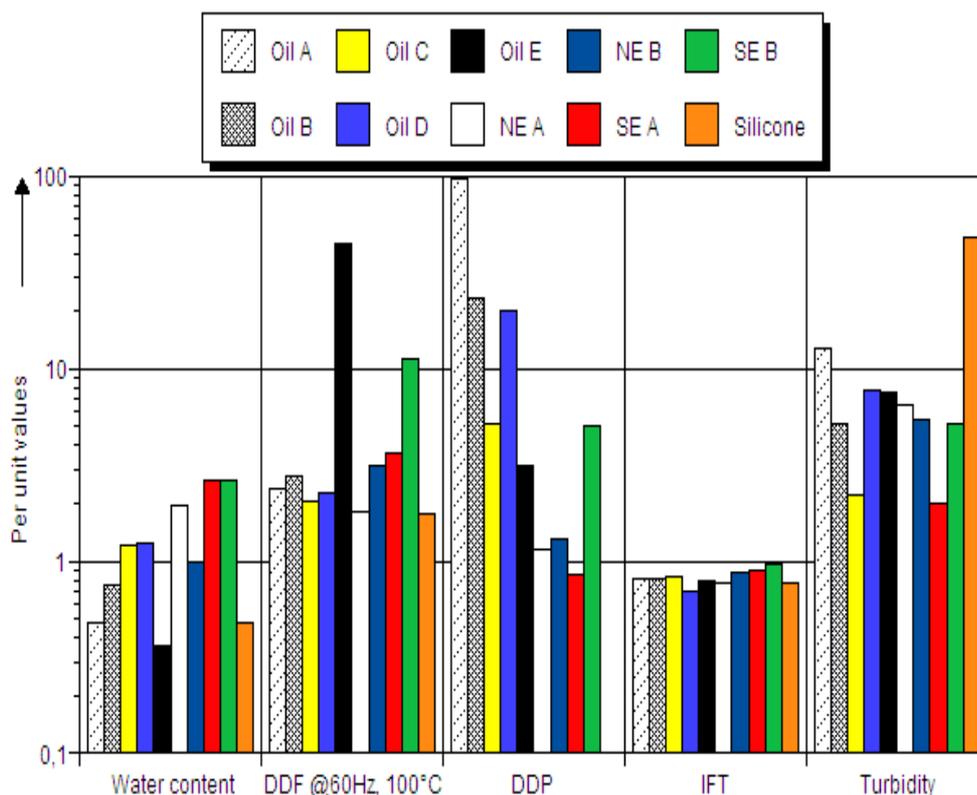


Figure III.6 : Résumé comparatif des propriétés des huiles en valeur par unité

L'huile A dont la tendance au gazage est la plus élevée, révèle également des effets secondaires de gazage dus aux réactions chimiques secondaires entre les hydrocarbures brisés avec augmentation de la DDP et de la turbidité. Par contre, les esters ont tendance à se polymériser, mais pas à précipiter sous forme de boues [57]. Ceci traduit potentiellement à la fois un bas DDP et une turbidité faible et donc un DDF élevé. Les esters sont plus polaires et ont une solubilité plus élevée en boues [58]. C'est pour cette raison que la solubilité des suspensions colloïdales et des sous-produits de décomposition dans les huiles isolantes doit être prise en compte.

4.3. Stabilité d'une huile neuve pendant une période prolongée

Le but de cette expérience est d'étudier le comportement d'une huile soumise au test de stabilité prolongé. Une quantité huile minérale neuve est soumise au test de stabilité électrique pendant 5 heures. Après les 5 heures de bombardement électronique, on recueille la même huile et on mesure les produits de décomposition dissous et la turbidité. On la soumet de nouveau au test de stabilité pendant 5 heures. On répète ensuite la même opération pour une troisième fois. La figure III.7 montre l'évolution de la pression après les 3 cycles de 5 heures. On constate que la pression diminue après chaque cycle. Ces résultats confirment l'hypothèse théorique selon laquelle le transformateur est un réacteur chimique qui décompose les hydrocarbures instables soumis aux contraintes électriques.

Ce test de stabilité prolongée fournit des preuves convaincantes que chaque marque (type) d'huile minérale isolante contient une quantité limitée d'hydrocarbures instables. Lorsque, dans les conditions de service, ceux-ci sont graduellement décomposés, la tendance au gazage diminue.

Ce test de stabilité répétée met également en évidence la relation quantitative entre les gaz générés au cours de chaque cycle et la conséquence des réactions chimiques secondaires à l'intérieur de l'échantillon d'huile testée. Une autre conclusion importante qui découle de cette expérience est que les huiles âgées en service, proprement régénérées, peuvent avoir une faible tendance au gazage que les nouvelles huiles.

La détermination et la comparaison des produits de décomposition dissous et de la turbidité de l'huile neuve avant et après le test de stabilité (figure III.8) permettent d'évaluer l'impact des composés polaires résiduels ou des molécules d'hydrocarbures instables.

Bien que la pression ait diminué après chaque cycle, on constate une augmentation des produits de décomposition dissous et de la turbidité comme l'atteste la figure III.8. Comme nous l'avons mentionné ci-dessus, après chaque cycle de 5 heures, la même huile contient une quantité limitée d'hydrocarbures instables. Cette petite quantité d'hydrocarbures instables à son tour va générer une certaine quantité de produits de décompositions dissous et de suspensions colloïdales. Cette quantité ajoutée à la quantité de produits dissous générés par le cycle $i-1$ (cycle qui lui précède) explique l'augmentation des produits de décomposition dissous et la turbidité générée par le cycle i .

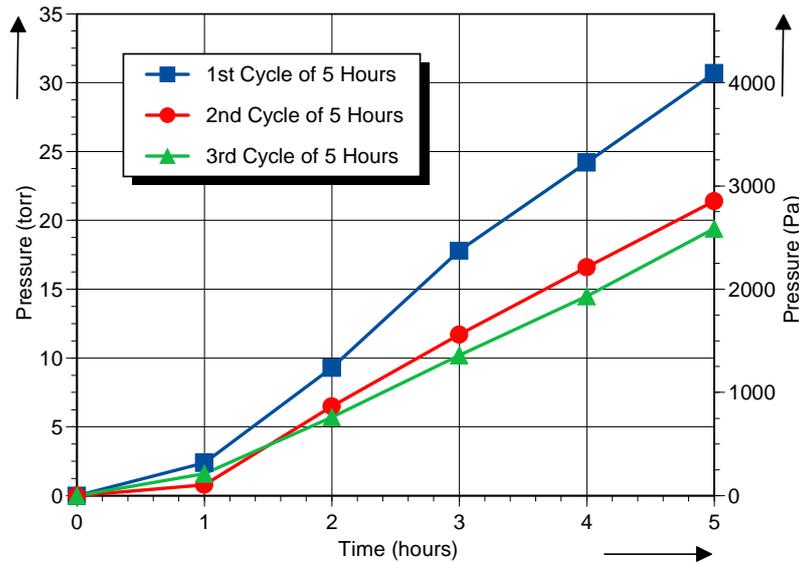


Figure III.7 : Courbe de la pression d'une huile neuve soumise au test de stabilité pendant 3 cycles de 5 heures.

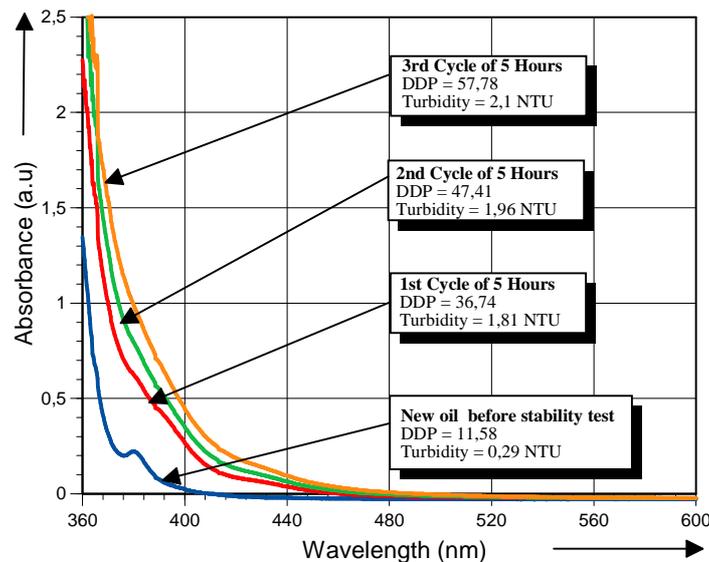


Figure III.8 : Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité illustrant les produits de décomposition dissous d'une huile neuve soumise au test de stabilité pendant 3 cycles de 5 heures.

4.4. Tendance au gazage des huiles régénérées

La régénération des huiles joue un rôle important dans la maintenance préventive du transformateur de puissance. Les impuretés dissoutes essentiellement constituées de produits de dégradation ionisés (porteurs de charges) et de molécules oxydées, lesquelles se multiplient pendant la durée de vie utile des huiles isolantes pour les équipements électriques, peuvent

être éliminées en faisant passer l'huile à travers une cartouche de terre à foulon. La terre à foulon est utilisée par l'industrie de l'énergie électrique pour récupérer et pour améliorer les propriétés électriques des huiles isolantes minérales vieilles.

Il est bien connu que l'huile régénérée n'a pas la même stabilité que l'huile neuve, même si elle est conforme aux mêmes normes industrielles [55]. Ceci est dû au fait que la terre à foulon n'est pas efficace pour éliminer certains des composés polaires qui sont précurseurs des acides. La mauvaise stabilité a été attribuée aux composés polaires résiduels qui sont précurseurs des acides. Un important effet indésirable des produits de décomposition de l'huile peut être évalué par l'étude de la tendance au gazage sous contrainte électrique en mesurant l'élévation de la pression d'un échantillon d'huile en service détériorée et l'huile régénérée conformément à la méthode d'essai ASTM D 6180.

4.4.1. Influence du degré de raffinement d'une huile neuve

Il est maintenant un fait bien connu que les gaz peuvent être produits dans l'huile, non pas comme le résultat d'une panne électrique/thermique naissante [59]. Le but de cette expérience était d'enquêter sur le fait que non seulement le processus de raffinage peut être partiellement responsable de la production anormale de gaz dissous, mais aussi l'ajout d'additifs dans les huiles par les fabricants pourrait aussi causer un gazage anormal de l'huile. Certaines huiles neuves peuvent ne pas être excessivement raffinées et contenir des quantités considérables de composés polaires résiduels ou de molécules d'hydrocarbures instables et des molécules volatiles. Ces contaminants polaires résiduels ou ces molécules d'hydrocarbures instables et la décomposition de certains additifs tels que les passivateurs peuvent produire du gaz [59].

Nous nous proposons dans cette expérience, de comparer du point de vue stabilité électrique, deux huiles neuves, l'une avec un DDP de 11,58 et l'autre avec un DDP de 1,4 (figure III.10). L'huile ayant un DDP de 1,4 est obtenue en régénérant par la terre à foulon l'huile avec un DDP de 11,58. Les deux huiles sont de type naphthénique. La figure III.9 montre l'évolution de la pression de ces deux huiles. La détermination et la comparaison des produits de décomposition dissous et de la turbidité de l'huile neuve avant et après le test de stabilité (figure III.10) évaluent l'impact des composés polaires résiduels ou des molécules d'hydrocarbures instables et des molécules volatiles. Bien que les produits de décomposition dissous et la turbidité de l'huile neuve régénérée aient diminué considérablement, la tendance au gazage de ces deux huiles ne présente pas un changement notable. Seules les deux

premières heures montrent un léger changement. Ce léger changement peut s'expliquer par le fait que seule une petite fraction du mélange hydrocarbures qui constitue chimiquement l'huile neuve régénérée se décompose sous contrainte électrique. Si certaines de ces molécules faiblement liées sont transformées en produits de décomposition dissous sous l'effet du champ électrique, on peut comprendre pourquoi leur élimination par la terre à foulon améliore la stabilité de l'huile neuve régénérée pendant ces deux premières heures. Un large éventail de recherches expérimentales en utilisant différentes marques d'huiles fournirait certainement des informations utiles.

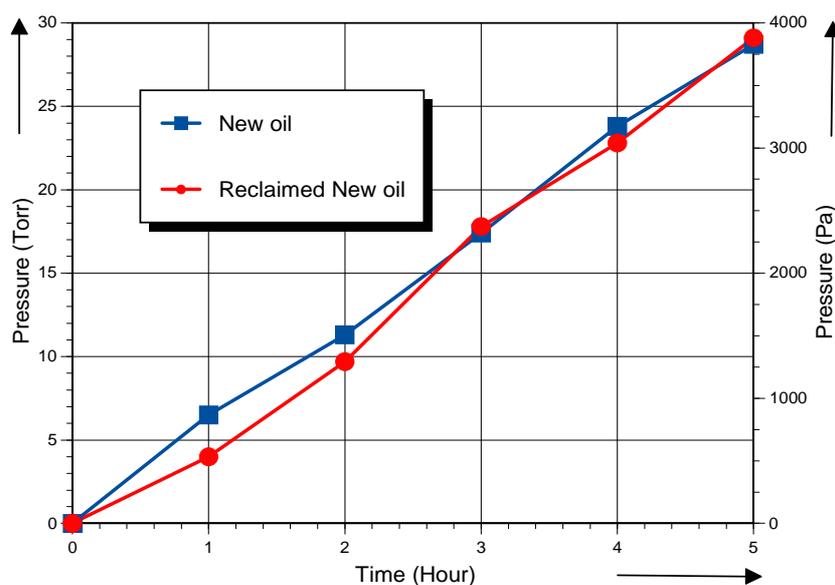


Figure III.9 : Courbe de la pression d'une huile neuve et la même huile neuve régénérée.

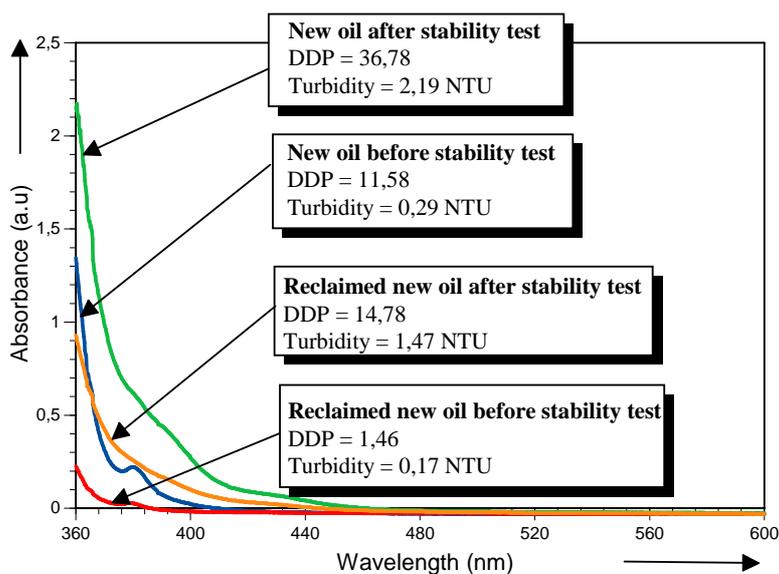


Figure III.10 : Courbe de l'absorbance avant et après le test de stabilité illustrant les produits de décomposition dissous d'une huile neuve et la même huile neuve régénérée.

4.4.2. Influence du nombre cycle de régénérations

Dans l'industrie, pour des raisons économiques, la régénération des huiles en service est pratiquée généralement en effectuant un seul passage de l'huile par la terre à foulon. Cela peut s'expliquer par le fait qu'une régénération répétée (c'est-à-dire plusieurs passages par la terre à foulon) engendre des coûts trop élevés. Dans cette partie, nous montrons l'importance du nombre de cycles de régénération d'une huile sur sa stabilité électrique. Nous utilisons pour notre investigation, une huile âgée en service qui provient d'un transformateur de puissance (18.75 MVA – 154/13.2 kV) mis en service en 1975, la même huile âgée régénérée une fois puis deux fois. La figure III.11 montre la courbe de pression durant les cinq heures de test. La détermination et la comparaison des produits de décomposition dissous, la teneur en eau, le facteur de dissipation diélectrique et la turbidité des huiles avant et après (tableau III.5) le test de stabilité évaluent l'hypothèse des réactions chimiques secondaires entre les radicaux libres dissous. Les données reportées dans le tableau III.5 indiquent que même après deux cycles de régénération, la suppression des produits de décomposition dissous et des suspensions colloïdales n'est pas achevée.

Sur la figure III.11, on peut également constater que dans les mêmes conditions expérimentales, la quantité de gaz générée par l'huile âgée en service (la pression augmente dans la cellule de décharge jusqu'à environ 4000 Pa) est beaucoup plus élevée que celle générée par l'huile âgée en service régénérée une fois (la pression augmente dans la cellule de décharge jusqu'à environ 3000 Pa). Le comportement au test de stabilité de l'huile âgée régénérée deux fois s'améliore encore. Cette amélioration de la stabilité pour le deuxième passage de l'huile âgée à la terre à foulon provient indubitablement de la deuxième élimination des produits de dégradation. Actuellement, ces aspects très importants des effets du gazage ne sont pas pris en compte dans l'industrie électrique. Ne connaissant pas la quantité de gaz, les porteurs de charge et les suspensions colloïdales dans l'huile isolante soumise à une contrainte électrique, la stabilité du liquide d'isolation ne peut être déterminée de façon fiable.

L'augmentation de la turbidité (tableau III.5) prouve la formation des suspensions colloïdales mesurées par la norme ASTM D 6181 [39]. Les produits de décomposition dissous (tableau III.5) ont diminué parce que certains porteurs de charge (dissous dans l'huile) sont enlevés pendant le dégazage sous vide. Dans le même temps, certains des produits d'oxydation instables se décomposent occasionnant également la diminution des DDP. L'inverse a été

observé pour les huiles neuves. Il faut noter que les composés oxydés n'augmentent pas ces deux propriétés (DDP et turbidité).

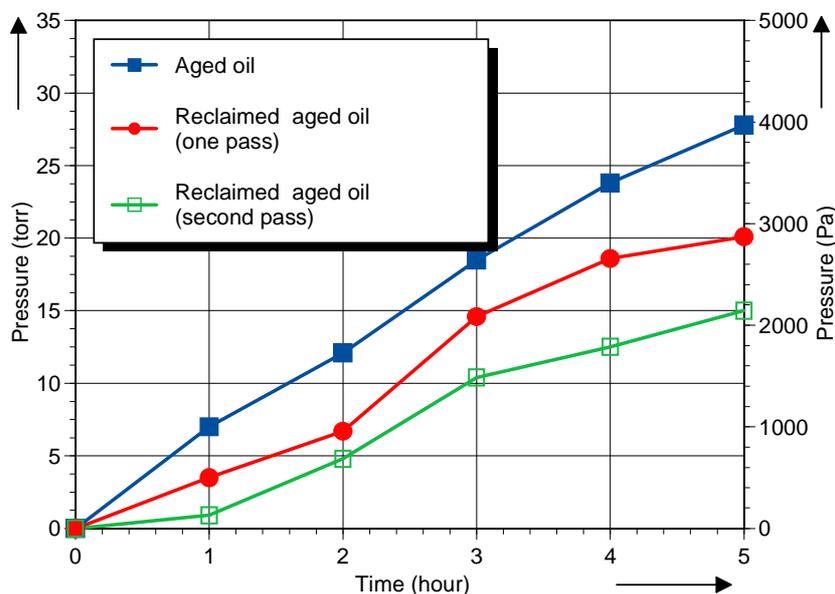


Figure III.11 : Courbe de la pression d'une huile âgée, la même huile âgée régénérée une fois, la même huile âgée régénérée deux fois.

Tableau III.5 : Mesure des propriétés des huiles **avant et après** le test de stabilité.

	Aged oil		Reclaimed aged oil (one pass)		Reclaimed aged oil (second pass)	
	Before D6180	After D6180	Before D6180	After D6180	Before D6180	After D6180
Water content (ppm)	11.8	16	26	10.9	15.4	16.8
DDF @60Hz, 100 °C (%)	5.376	1.65	0.02887	1.067	0.00978	1.289
DDP - D6802 (area)	231.07	133.48	152.91	103.79	101.13	90.12
Turbidity D6181 (NTU)	1.36	2.98	1.06	2.42	0.74	1.92

Fondamentalement, les huiles âgées contiennent des impuretés dissoutes qui consistent principalement en des produits de décompositions ionisés (porteurs de charges), des radicaux libres, des gaz et des molécules oxydées qui se multiplient pendant la durée de vie des transformateurs de puissance. La concentration des radicaux libres et des produits de décomposition est indicatrice d'une mauvaise qualité de l'huile comme l'indique la valeur élevée du facteur de dissipation diélectrique de l'huile âgée en service (DDF = 5,376 %) [60]. On constate également que le facteur de dissipation diélectrique de l'huile âgée en service diminue après le passage au test de stabilité. Cela est dû à l'évaporation de certains composés

instables et volatils de l'huile pendant le dégazage sous vide. La réduction de ces composés volatils affecte le nombre de réactions chimiques aléatoires, qui généralement maintient l'augmentation du facteur de dissipation diélectrique.

Les impuretés sont partiellement éliminées au passage de l'huile âgée en service à la terre à foulon illustrant ainsi un comportement intermédiaire entre l'huile neuve et l'huile âgée en service.

4.4.3. Influence des terres à foulon

Trois différents types de terre à foulon (FE 1, FE 2, FE 3) issus de différents fabricants ont été utilisés pour régénérer une même huile âgée en service. FE 1 (30/60 clay (JF)) est une terre à foulon normale tandis que FE 2 (acid washed clay (JF)) et FE 3 (Engelhardt's FE) sont des terres à foulon améliorées. La figure III.13 montre une photographie de ces 3 terres à foulon.



Figure III.13 : Terre à foulon provenant de différents fabricants

Des échantillons d'huile prélevés sur un transformateur de puissance (47 MVA - 161/26.5 kV, mise en service en 1984) de la compagnie canadienne d'électricité ont été régénérés dans les conditions de laboratoire. Le diagramme de la figure III.14 montre les quantités de gaz émises par les huiles. Le tableau III.6 relate les propriétés des huiles, mesurées avant et après le test de stabilité. On remarque que les quantités de gaz générées par les échantillons d'huile régénérés avec ces différentes terres à foulon diminuent. Cette diminution est certainement due à l'élimination des produits de décomposition dissous et des suspensions colloïdales comme l'attestent les mesures des DDP et de la turbidité effectués pour les terres à foulon. D'un DDP initialement à 241,06 on passe à 178,6 ; 163,55 et 181,87 respectivement pour FE 1, FE 2, FE 3. Une autre observation faite est que la régénération avec FE 3 fournit une

meilleure stabilité que FE 1 et FE 2. Par conséquent, le choix d'une meilleure terre à foulon sur la tendance au gazage doit être pris en compte dans le processus de régénération des huiles en service.

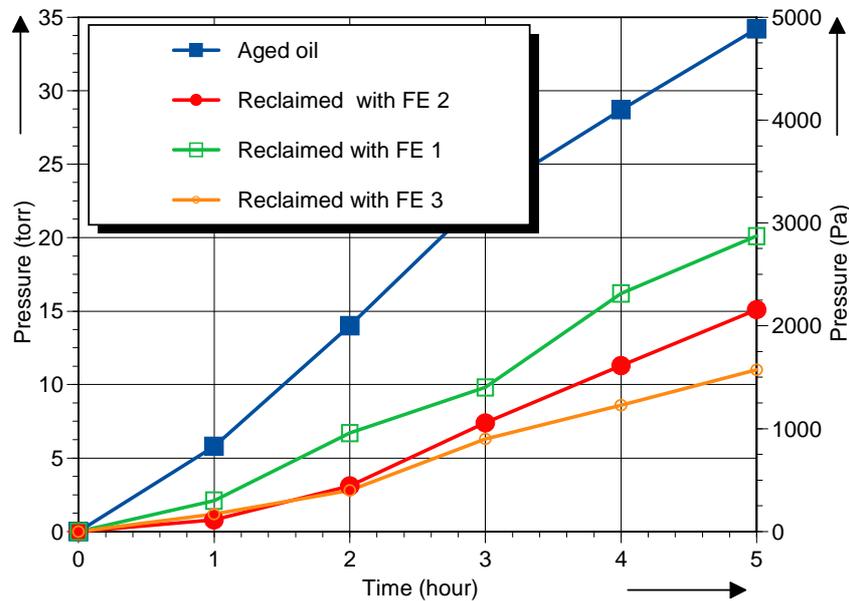


Figure III.14 : Courbe de la pression de l'huile âgée et de la même huile âgée régénérée avec trois terres à foulon différentes.

Tableau III.6 : Mesure des propriétés des huiles **avant et après** le test de stabilité

	Aged oil		Reclaimed with FE 1		Reclaimed with FE 2		Reclaimed with FE 3	
	Before D6180	After D6180	Before D6180	After D6180	Before D6180	After D6180	Before D6180	After D6180
Water content (ppm)	32.4	25.8	23.9	20.8	14.7	12.6	21.1	13.4
DDF @60Hz, 100 °C (%)	3.603	1.604	0.2108	1.324	0.2154	1.805	0.1532	1.096
DDP - D6802 (area)	241.06	175.31	163.55	123.93	178.6	124.98	181.87	130.37
Turbidity D6181 (NTU)	1.62	2.37	1.34	1.99	1.6	2.16	1.22	2.47

4.5. Effet du champ électrique sur le processus de dégradation de l'huile

Dans le transformateur de puissance, le liquide est utilisé seul comme isolant électrique uniquement dans les régions où de par leur conception, les contraintes électriques sont relativement faibles. Des valeurs communes pour le champ électrique au niveau des espaces d'huile sont généralement autour de 2 à 4 kV/mm [13]. L'isolant solide quant à lui, est utilisé dans les régions où les contraintes électriques sont élevées, ou lorsqu'une configuration physique particulière est nécessaire. Même si les transformateurs de puissance sont correctement conçus et testés avant l'installation, il ne peut y avoir aucune garantie qu'un

défaut dans le système d'isolation ne se produise à l'avenir. Dans ce qui va suivre, nous allons déterminer les propriétés électriques et physico-chimiques des huiles afin d'observer leur évolution en fonction de la tension appliquée. L'objectif est de déterminer pour quelles valeurs de tension, l'huile peut-elle commencer à se dégrader? Les tensions appliquées sont de 5 kV, 6,5 kV, 8 kV et 10 kV. Les caractéristiques électriques telles le facteur de dissipation électrique et la conductivité, sont mesurés par l'analyseur de fréquence IDA 200 [41] dans une gamme de fréquences allant de 0,1 Hz à 1000 Hz. Les propriétés physico-chimiques telles que la turbidité, la teneur en eau, le nombre d'acidité total, les produits de décomposition dissous et la tension interfaciale sont toutes mesurées conformément aux normes ASTM.

4.5.1. Caractéristiques électriques

Les figures III.15 et III.16 montrent respectivement la réponse diélectrique dans le domaine fréquentiel du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité. Comme on peut le voir à partir de ces figures, le facteur de dissipation diélectrique et la conductivité augmentent avec la tension appliquée pour toutes les fréquences. Cette augmentation reflète probablement la présence de certains composés polaires ou de molécules réactives [61]. Les valeurs du facteur de dissipation diélectrique à la fréquence industrielle de 60 Hz traduisent un changement dans les propriétés de l'huile. L'augmentation du facteur de dissipation électrique et de la conductivité s'explique par la décomposition des longues chaînes d'hydrocarbures qui laissent des molécules avec une liaison covalente rompue dans l'huile. Lorsque la rupture du doublet électronique a lieu, de manière homolytique les deux composantes sont électriquement neutres. Quand un tel produit de dégradation capte un électron libre, il devient un porteur de charge qui augmente le facteur de dissipation et la conductivité. Ces résultats sont en accord avec ceux rapportés dans la littérature [13].

Dans la cellule de décharge, certains radicaux libres sont formés à partir de la perte de l'hydrogène provenant des fragments saturés des molécules de l'huile. Les radicaux libres peuvent réagir les uns avec les autres pour former des composés de poids moléculaire élevé, par exemple la cire, qui détériore les propriétés diélectriques et thermiques de l'huile. Les radicaux libres peuvent aussi réagir avec les traces d'oxygène, d'azote ou des peroxydes dans l'huile ou être adsorbés sur les parois de l'appareil. Les composés polaires obtenus augmenteront la conductivité en courant alternatif ou en courant continu [61].

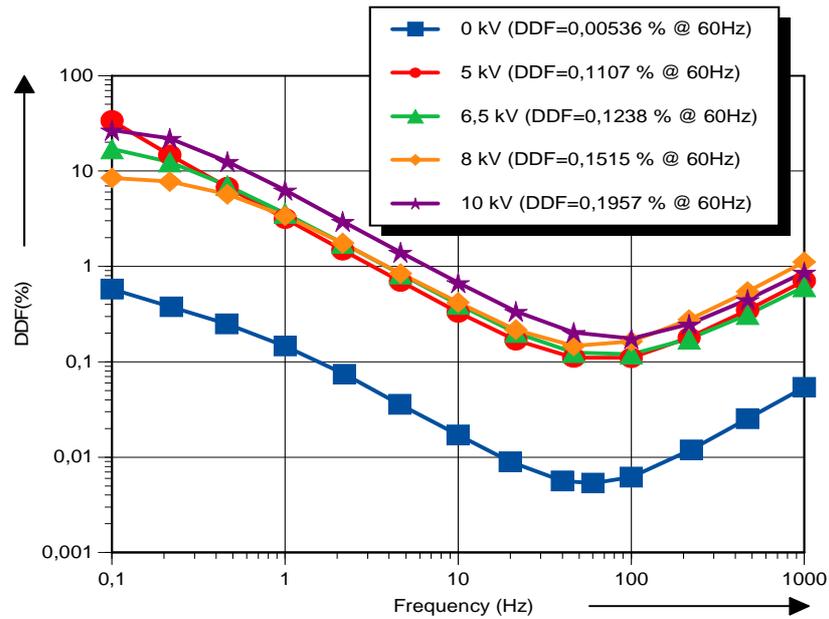


Figure III.15 : Balayage de fréquence du facteur de dissipation diélectrique de l’huile avant et après les tensions appliquées. Les résultats avant l’application de la tension sont référés à “0 kV”.

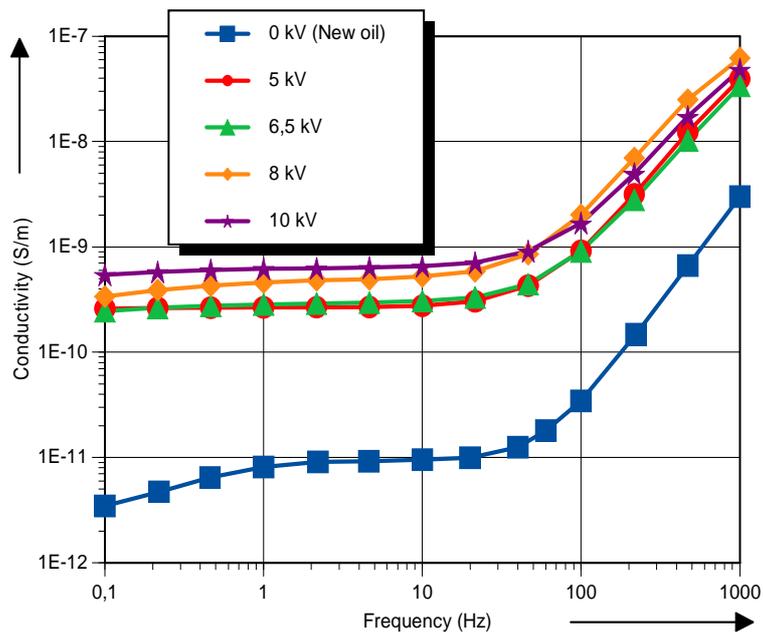


Figure III.16 : Balayage de fréquence de la conductivité de l’huile avant et après les tensions appliquées. Les résultats avant l’application de la tension sont référés à “0 kV”.

Dans une certaine mesure, les radicaux libres peuvent aussi réagir avec les molécules polaires déjà présentes dans l’huile avec la formation de nouvelles molécules polaires ayant un moment dipolaire élevé ou une grande constante d’ionisation. Si le moment dipolaire augmente, la conductivité en courant alternatif peut augmenter sans que la conductivité en

courant continu ait aussi augmenté. Finalement, les radicaux libres peuvent réagir avec l'hydrogène pour reproduire la molécule originale ou avec des hydrocarbures pour reproduire un radical libre de plus grand poids moléculaire.

4.5.2. Caractéristiques physico-chimiques

4.5.2.1. Produits de décomposition dissous et turbidité

La figure III.17 montre l'évolution des produits de décomposition dissous (DDP) et de la turbidité en fonction de la tension appliquée. Pour rappel, les produits de décomposition dissous représentent l'intégrale de la surface sous la courbe d'absorbance délimitée à 0-2,5 pour l'absorbance et 360-600 nm pour la longueur d'onde. Les DDP augmentent avec la tension appliquée. Cette augmentation est due au fait que la grande quantité de radicaux libres générés par le gazage de l'huile est attaquée (oxydée) par l'oxygène entrant dans la cellule de décharge.

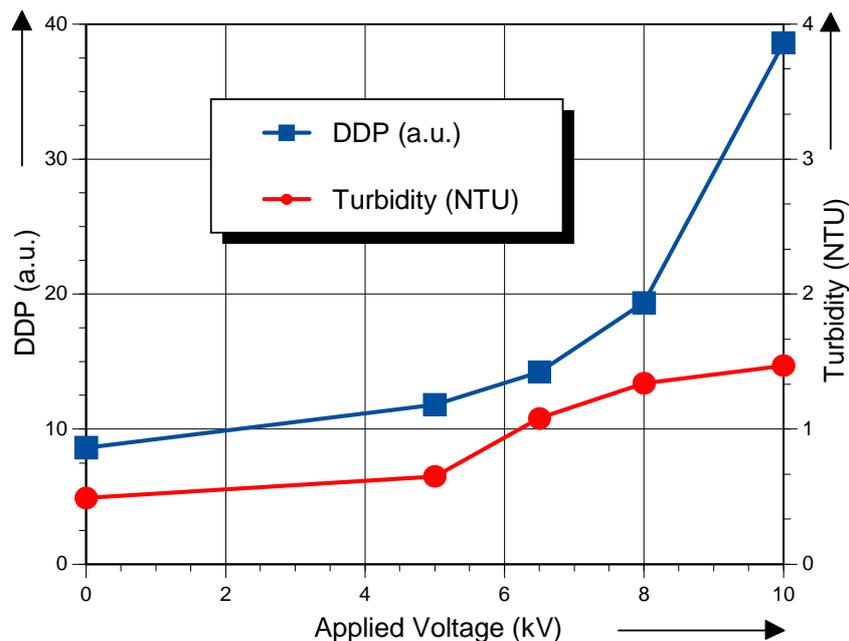


Figure III.17 : Évolution des produits de décomposition dissous et de la turbidité en fonction de la tension appliquée.

L'évaluation de la quantité de suspensions colloïdales est considérée comme un paramètre d'importance capitale pour la fiabilité des transformateurs. Il est établi [62] que les suspensions colloïdales bouchent les pores du papier d'isolation, empêchent la dissipation de la chaleur ce qui réduit la rigidité diélectrique de l'huile. La turbidité augmente graduellement avec l'application de la tension. Cette augmentation prouve la formation de suspensions

colloïdales. Ces suspensions colloïdales sont considérées comme les résultats des radicaux libres recombines après avoir été décomposés sous diverses contraintes sur l'huile isolante. La turbidité augmente en raison de réactions chimiques secondaires entre les chaînes d'hydrocarbures brisées.

4.5.2.2. Tension interfaciale et Nombre d'acidité total

La tension interfaciale donne une indication sur la teneur en composés polaires solubles de l'huile qui affectent l'énergie de cohésion de l'interface eau-huile. Elle se mesure par la force nécessaire à l'arrachement d'un anneau de platine à cette interface. Pour une huile neuve, elle est supérieure à 40 mN /m. Le nombre d'acidité total se traduit par la quantité de composés acides dissous dans l'huile et s'exprime en mgKOH/g. Pour une huile neuve, l'indice est inférieur à 0.01mgKOH/g. Au cours du processus de vieillissement, il peut augmenter jusqu'à 0.05 mgKOH/g et plus. La figure III.18 montre l'évolution de la tension interfaciale et du nombre d'acidité total en fonction de la tension appliquée.

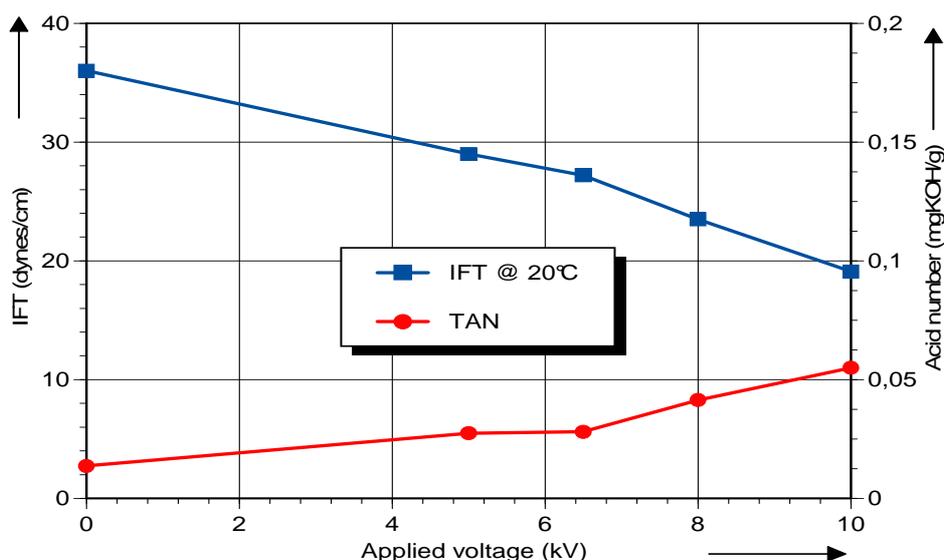
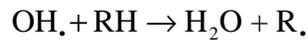


Figure III.18 : Évolution de la tension interfaciale (IFT) et du nombre d'acidité total (TAN) en fonction de la tension appliquée.

La tension interfaciale décroît tandis que le nombre d'acidité total augmente graduellement. Cette décroissance indique la présence des contaminants polaires dans l'huile, par contre cette augmentation témoigne de la formation lente des produits d'oxydation qui sont usuellement des acides. La valeur de la tension interfaciale est plus significative à 10 kV. Elle est de 19,1 dynes/cm. D'après [63], la qualité de l'huile est mauvaise à cette valeur de tension.

4.5.2.3. Teneur en eau

La teneur en eau est déterminée par le coulomètre Karl Fischer selon la norme ASTM D 1533. L'eau est un catalyseur important dans l'oxydation de l'huile. Ses effets destructeurs incluent l'expansion de l'isolation papier en modifiant la pression mécanique du système de fixation des transformateurs, l'accélération du vieillissement du papier, l'augmentation de la corrosion du noyau et la cuve. Le plus dangereux et destructeur de ces effets est la perte de l'habileté des huiles isolantes. La figure III.19 montre la teneur en eau après l'application de la tension. La teneur en eau augmente avec la tension appliquée. À cause de la présence de l'oxygène dans la cellule de décharge, le processus d'oxydation est susceptible d'avoir lieu pendant la réticulation de l'huile. Le champ sous haute tension accompagné de l'oxydation libère de l'eau dans l'huile selon la réaction :



La titration coulométrique par le Karl Fischer représente une méthode crédible pour évaluer la teneur en eau de l'isolation huile/papier. Cependant, certains additifs et produits de vieillissement peuvent interagir avec le réactif de Karl Fischer et plus particulièrement si la titration directe est utilisée [64].

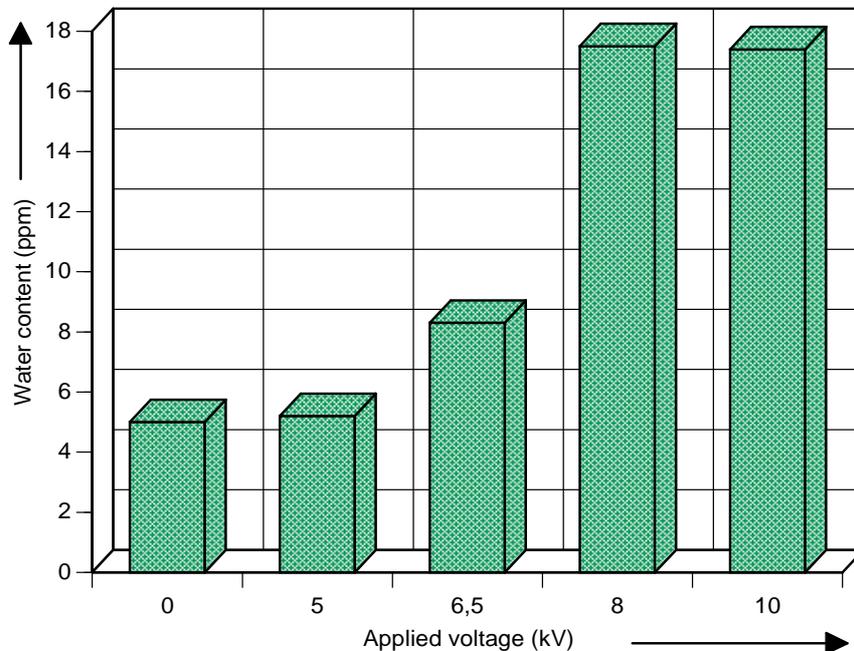


Figure III.19 : Évolution de la teneur en eau en fonction de la tension appliquée

5. Conclusion

La tendance au gazage des esters naturels, esters synthétiques, des huiles minérales et l'huile silicone a été étudiée dans ce chapitre selon la norme ASTM D 6180. De nouvelles techniques de diagnostic rapides, peu coûteuses et fiables mises au point par les normes ASTM D 6802 et ASTM D 6181 ont été utilisées pour déterminer les produits de décomposition dissous ainsi que les traces d'impuretés avant et après le test de stabilité sous contrainte électrique. Le test de stabilité D6180 mesure avec précision la quantité de gaz émis, mais aussi révèle les effets secondaires de gazage dus aux réactions chimiques secondaires entre les chaînes hydrocarbures brisées. Les résultats de mesure ont montré que la tendance au gazage des esters naturels est beaucoup plus faible que les autres huiles (les huiles minérales, les esters synthétiques et l'huile silicone). Cela ne veut pas dire que les esters naturels sont meilleurs que les autres huiles. Chaque huile possède des avantages et des inconvénients et doit être bien fabriquée pour une application industrielle. Nous n'avons pas observé de différences significatives entre les esters synthétiques et l'huile silicone. Les huiles sévèrement hydrotraitées et hydrocraquées indiquent une tendance au gazage élevée.

Nous avons montré également l'importance du nombre de cycles de régénération sur la stabilité électrique des huiles isolantes. À cet effet, les huiles âgées en service voient leur tendance au gazage décroître avec le nombre de cycles de régénération. Le type de terre à foulon utilisé dans le processus de régénération affecte aussi la tendance au gazage.

La théorie qui prédit que les produits de décomposition contribuent au gazage des huiles est expérimentalement confirmée dans cette étude. La raison pour laquelle cette information est si importante est que ces sous-produits peuvent affecter significativement les résultats du test d'Analyse de Gaz Dissous (AGD). Le test de gaz dissous est l'une des techniques de diagnostic les plus utilisées pour évaluer l'état des transformateurs de puissance et plus récemment les changeurs de prise en charge et les disjoncteurs à huile.

En soumettant l'huile à une période de stabilité prolongée, nous avons constaté que la tendance au gazage diminue, indiquant ainsi que les huiles minérales isolantes contiennent une quantité limitée d'hydrocarbures instables ou de composés volatils.

Le test de stabilité constitue à la fois un critère et un outil de diagnostic efficace. Un critère en ce sens qu'il permet aux utilisateurs des huiles de transformateur de savoir d'avance la tendance à la gazéification de leur huile et de choisir, laquelle est la meilleure. Un outil de diagnostic en ce sens que l'huile en service peut être évaluée périodiquement au test de stabilité pour savoir si sa tendance au gaz n'est pas affectée. En connaissant la stabilité de

l'huile utilisée dans les transformateurs de puissance, les entreprises d'électricité pourront déterminer précocement les problèmes potentiels pouvant entraîner des dégagements gazeux ou des pannes de transformateurs. La connaissance de la stabilité et de la qualité de l'huile serait souhaitable comme partie intégrante de tous les programmes de maintenance préventive concernant les transformateurs.

CHAPITRE IV

CARACTERISATION DU FILTRAGE DE L'HUILE PAR L'ETUDE DE LA TURBIDITE ET DE LA SPECTROPHOTOMETRIE UV/VIS

1. Problématique

Les huiles minérales isolantes peuvent dissoudre de façon naturelle jusqu'à 10 % d'air en volume. Les molécules d'air, combinées aux impuretés qui ne peuvent être éliminées durant le processus de fabrication, constituent les causes essentielles d'oxydation des huiles isolantes en service. Plusieurs autres facteurs bien connus tels que la chaleur, l'effet catalytique du cuivre et une forte concentration d'hydrocarbures non saturés contribuent aux réactions chimiques complexes de ce processus de dégradation. Des découvertes ont montré que les porteurs de charge émis par les aspérités invisibles à la surface des enroulements sous l'effet d'un champ électrique intense, jouent également un rôle très important dans le processus d'oxydation [46]. Ces porteurs de charge possèdent une énergie suffisante pour casser des molécules à faible liaison et créer des radicaux libres qui deviennent les précurseurs des produits de dégradation ionisés ou oxydés. Comme la présence d'oxygène dans les transformateurs aérés ne peut être évitée, l'huile isolante exige un degré élevé de stabilité chimique. La protection par inhibiteurs d'oxydation ne constitue qu'une solution partielle. Un contrôle permanent des huiles en service, indique que même si ces additifs retardent sensiblement le rythme de dégradation de l'huile, ils sont incapables d'arrêter totalement le processus. Même avec l'ajout d'inhibiteurs d'oxydation, la concentration de produits de dégradation augmente régulièrement. Une des solutions envisagée est de remplacer l'huile isolante vieillie par une huile neuve. L'élimination des produits de dégradation ne peut être résolue en remplaçant simplement l'huile isolante vieillie par une huile neuve. Le fait que le facteur de dissipation des enroulements de transformateurs ne revienne pas à ses valeurs originales, même après avoir remplacé l'huile vieillie par une huile neuve, indique que le papier isolant lui-même souffre d'une dégradation irréversible provenant très probablement des hydrocarbures oxydés, adsorbés sur sa grande surface de contact.

Jusqu'à présent, le seul moyen de purifier une huile isolante vieillie consiste à la régénérer en la faisant passer à travers un lit de terre à foulon. Cette méthode est toutefois sujette à des interrogations. Certains auteurs affirment [65] que l'huile traitée au moyen de la terre à foulon ne retrouve pas la résistance à l'oxydation qu'elle possédait lorsqu'elle était toute neuve.

Dans ce chapitre, nous montrons que l'huile vieillie régénérée a la même résistance à l'oxydation et la même stabilité physique que l'huile neuve. Nous montrons également l'importance du nombre de cycles de régénérations dans le traitement d'une huile vieillie en service. Aussi, par une nouvelle technique d'amélioration de la terre à foulon, il est possible

de réduire de manière efficace le nombre de cycles de régénération pour obtenir une huile neuve.

2. Terre à foulon

2.1. Définition

Selon le guide IEEE utilisé pour la régénération des huiles isolantes et leurs critères d'utilisation [66], la terre à foulon est une classe d'argiles adsorbantes courantes dans la nature. Le constituant principal est une argile dénommée attapulgite extraite principalement dans le sud de la Géorgie et dans le nord de la Floride. Cette argile a le pouvoir d'adsorber des composés polaires et de restituer la clarté de l'huile. Cette argile peut se retrouver sous plusieurs couleurs à savoir bleu, vert, marron, gris, etc. [67]. Ce qui rend unique l'attapulgite est sa structure cristalline. Comme produit minier, cette argile est un hydraté de silicate d'aluminium magnésium ($MgAl_2SiO_6$). Durant le processus, l'argile est broyée, activée par la chaleur, tamisée et ensachée. La température d'activation par la chaleur ou l'étape de séchage détermine son degré de porosité interne. Cette porosité contribue à une plus grande surface de l'argile et aussi à une capacité d'adsorption. L'activation à haute température produit une argile possédant une faible teneur en matière volatile. C'est le matériau le plus actif qui adsorbe fortement l'eau et les acides. L'activation à basse température produit une argile avec de grandes teneurs en matière volatile caractérisée par une faible capacité d'adsorption de l'eau.

Il a été constaté [66] qu'une argile attapulgite extrudée aura un pouvoir d'adsorption plus efficace qu'une argile non extrudée. Une argile extrudée est désignée par AA. Pour la régénération des huiles de transformateurs, seules deux appellations sont généralement utilisées :

- AARVM pour une décoloration maximum dans les systèmes sans humidité ;
- AALVM pour un meilleur enlèvement de l'acide dans l'huile contenant une humidité élevée.

Le choix de la taille des particules d'argile ou le choix de la taille des mailles est fonction du type d'équipement de régénération en utilisation. Habituellement, une argile de maille 30/60 AALVM est utilisée pour régénérer l'huile des transformateurs dans des colonnes d'argile avec un pré-filtre pour éliminer l'eau. Toutefois, selon le débit de production, de la viscosité de l'huile, une argile de maille plus petite 50/80 est également utilisée à cause de sa surface

externe plus grande. Les argiles de maille 50/80 RVM et 50/80 LVM sont utilisées pour les purificateurs à bain d'huile.

L'argile attapulгите activée à chaud peut enlever une quantité considérable d'acides comme le montre la figure IV.1. Le volume d'huile qu'une livre de terre à foulon peut traiter, varie sensiblement avec le degré d'oxydation d'huile et les critères de purification imposés par les utilisateurs. Selon la figure IV.1, une livre de terre à foulon parvient à filtrer 0,4 à 10 gal US d'huile. La quantité d'acides éliminée, qui est le nombre d'acides total, dépend de plusieurs facteurs, lesquels affectent la capacité d'adsorption de l'argile : la température, la viscosité de l'huile, le temps de rétention, le débit d'écoulement de l'huile, la quantité initiale d'acides.

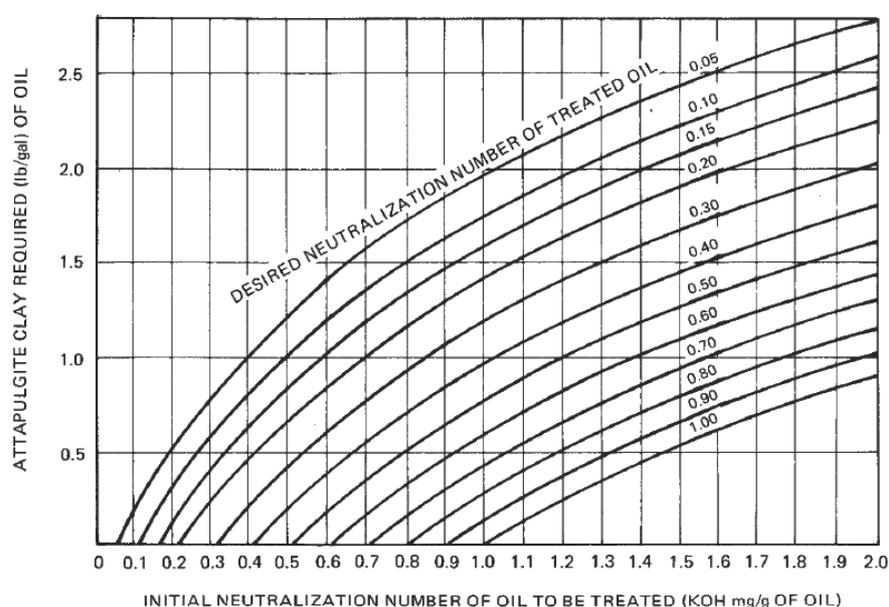


Figure IV.1 : Exigences de terre à foulon pour la régénération de l'huile [66].

2.2. Action de la terre à foulon sur l'huile

Il existe plusieurs façons de traiter l'huile détériorée, mais il est important de faire le nettoyage des transformateurs sous tension à l'huile chaude. Les dépôts de dégradation présents à l'intérieur du transformateur sont dissous au contact de l'huile chaude. L'huile est ensuite traitée au moyen de la terre à foulon. Les résidus dissous dans l'huile sont alors enlevés et l'huile chaude propre mise à nouveau en circulation dans le transformateur. Elle inhibe tous les composants du transformateur, dont le papier isolant enrobé de dépôts résiduels, les ailettes des radiateurs, les conduits de refroidissement et les interstices des enroulements. Les impuretés enlevées par régénération avec la terre à foulon peuvent être des

acides, de l'eau et de l'humidité, les boues, les gaz, l'alcool, les aldéhydes, les laques, les produits recueillis par flottaison.

3. Régénération d'huile usagée en service jusqu'à obtention d'une huile neuve

La méthode consiste à faire passer une quantité donnée d'huile vieillie en service, au travers de la terre à foulon, chauffée préalablement à 60 °C. Cette température est maintenue constante pendant tout le processus de régénération. Après un cycle de régénération, on recueille 4 ml de cette huile qu'on met dans le spectrophotomètre UV/Visible. L'huile qui a été régénérée une fois subit un nouveau passage au travers d'une nouvelle terre à foulon avec les mêmes conditions que précédemment. On recueille alors une nouvelle huile pour laquelle on détermine la quantité de produits dissous. On recommence le processus jusqu'à l'obtention d'une huile ayant à peu près la même quantité de produits dissous que l'huile neuve (vierge) témoin. Les figures IV.2 et IV.3 traduisent le nombre de cycles de régénération nécessaires pour obtenir une huile ayant des caractéristiques proches de celle d'une huile neuve et la quantité de produits de décomposition dissous après chaque cycle de régénération de l'huile. Elles montrent qu'il faut un nombre important de cycles de régénération pour qu'une huile vieillie atteigne le niveau de pureté d'une huile neuve. Dans notre cas, il nous a fallu 15 cycles. Notons que les produits de décomposition dissous deviennent plus difficiles à éliminer lorsqu'on désire atteindre les propriétés de l'huile neuve. Cela est observé à partir du cycle 8 de la figure IV.3. La figure IV.4 montre une photographie de l'huile vieillie en service représentée par A et l'huile B obtenue après les 15 cycles de régénération. L'huile C est une huile neuve servant de témoin.

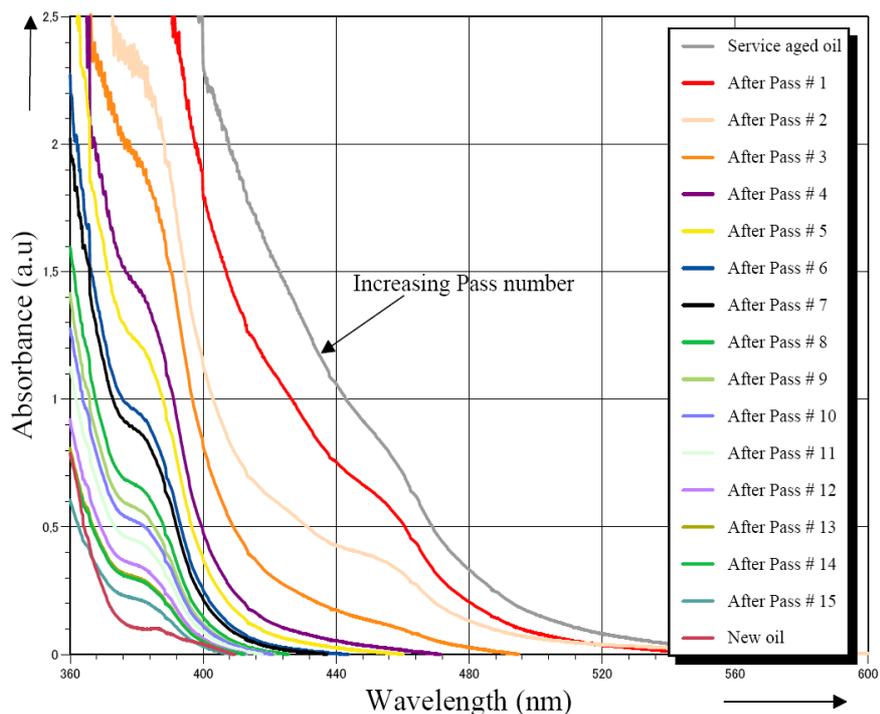


Figure IV.2 : Courbe des absorbances illustrant le nombre de cycles de régénération.

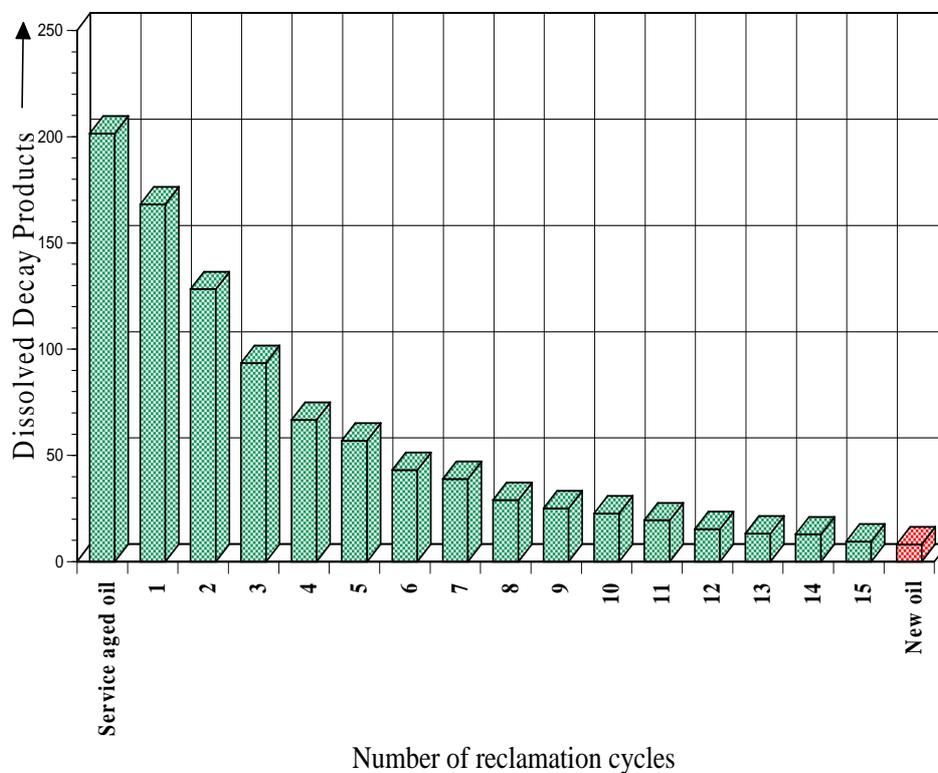


Figure IV.3 : Produits de décomposition dissous éliminés pendant chaque cycle de régénération.

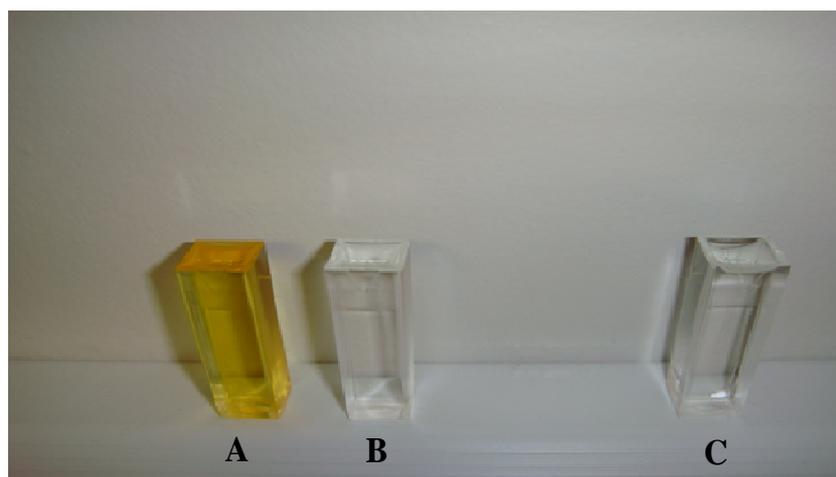


Figure IV.4 : A= Huile âgée en service B= Huile neuve obtenue après les 15 cycles de régénération, C= Huile neuve ayant servi de témoin.

3.1. Mesure de la stabilité

Pour apprécier l'aptitude de la nouvelle huile B à résister à la décomposition sous le seul effet d'une contrainte électrique, nous la soumettons à l'essai d'endurance (test de stabilité). Le même test est effectué sur l'huile C servant de témoin (en guise de comparaison). La stabilité à l'oxydation de ces huiles B et C est déterminée en comparant les propriétés physiques et chimiques des deux échantillons d'huile avant et après. Les tableaux IV.1 et IV.2 donnent les propriétés des deux huiles avant et après le passage au test de stabilité physique. En comparant les deux huiles, on constate qu'elles possèdent à peu près les mêmes propriétés. L'huile obtenue après 15 cycles de régénération retrouve aisément les mêmes propriétés qu'elle avait lorsqu'elle était neuve. Les mesures de pression pendant les 5 heures de test montrent que la quantité de gaz générée par l'huile B est presque égale à la quantité de gaz de l'huile neuve. Elle a la même stabilité que l'huile neuve. Les valeurs des produits de décomposition dissous (DDP) des deux huiles après le test de stabilité augmentent ; ceci est dû au fait que les grandes quantités de radicaux libres générés par le gazage de l'huile sont oxydées par l'air entrant dans la chambre de décharge. La teneur en eau et la turbidité augmentent également après le test de stabilité à cause des réactions chimiques secondaires entre les chaînes d'hydrocarbures rompues.

Tableau IV.1 : Mesure des propriétés des huiles **avant** le test de stabilité

	New oil (C)	Reclaimed oil after 15 passes (B)
Water content (ppm)	27	28,4
Turbidity D 6181 (NTU)	0,6	0,54
DDP - D 6802 (area)	8,22	9,54

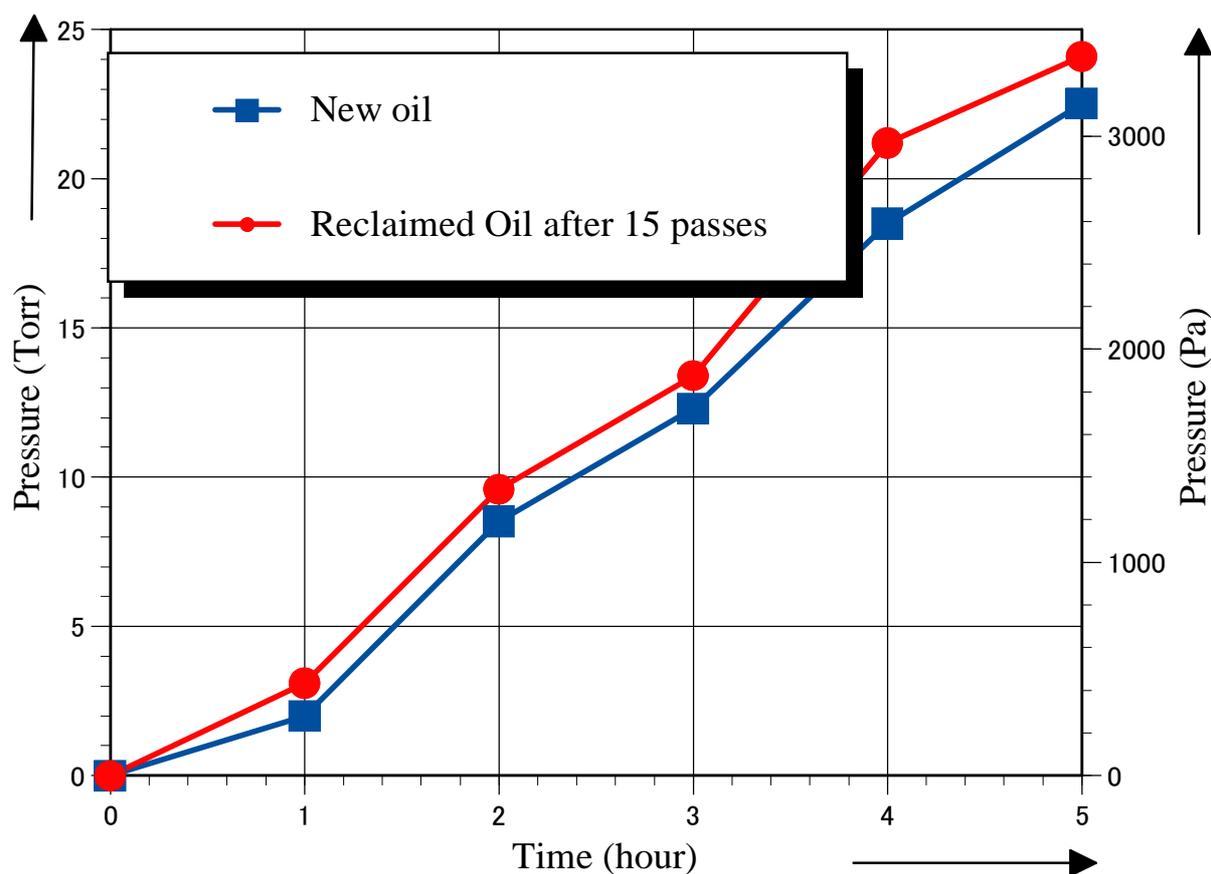


Figure IV.5 : Mesure des pressions de l'huile neuve et de l'huile neuve obtenue après les 15 cycles de régénération.

Tableau IV.2 : Mesure des propriétés des huiles **après** le test de stabilité

	New oil (C)	Reclaimed oil after 15 passes (B)
Water content (ppm)	34,4	32,8
Turbidity D 6181 (NTU)	2,02	1,52
DDP - D 6802 (area)	28,14	30,52

3.2. Mesure du facteur de dissipation diélectrique et de la conductivité

Le facteur de dissipation des huiles isolantes électriques est une propriété d'une grande importance, car elle fournit un moyen de déterminer la concentration des porteurs de charges qui détériorent la principale fonction du diélectrique liquide. Si la concentration des porteurs de charge excède certaines limites critiques sous contrainte électrique, une panne électrique latente peut se déclencher. Les figures IV.6 et IV.7 montrent respectivement les facteurs de dissipation et les conductivités en fonction de la fréquence des huiles B et C avant et après le test de stabilité. On constate que l'huile B présente presque un même facteur de dissipation que l'huile C. Ces résultats confirment que l'huile neuve obtenue après les 15 cycles de régénération possède les mêmes propriétés que l'huile neuve. L'augmentation du facteur de dissipation et de la conductivité après le passage de l'huile au test de stabilité s'explique par l'aptitude des radicaux libres à capturer des porteurs de charge.

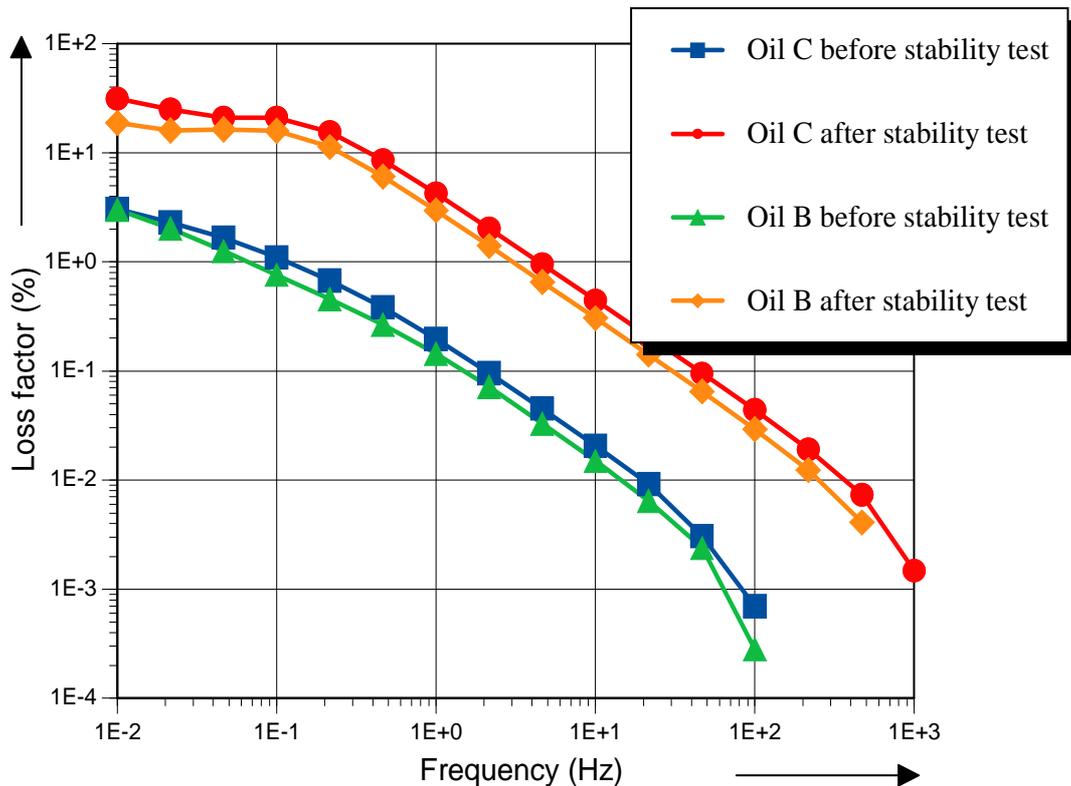


Figure IV.6 : Balayage fréquentiel du facteur de dissipation de l'huile neuve et de l'huile neuve obtenue après les 15 cycles de régénération.

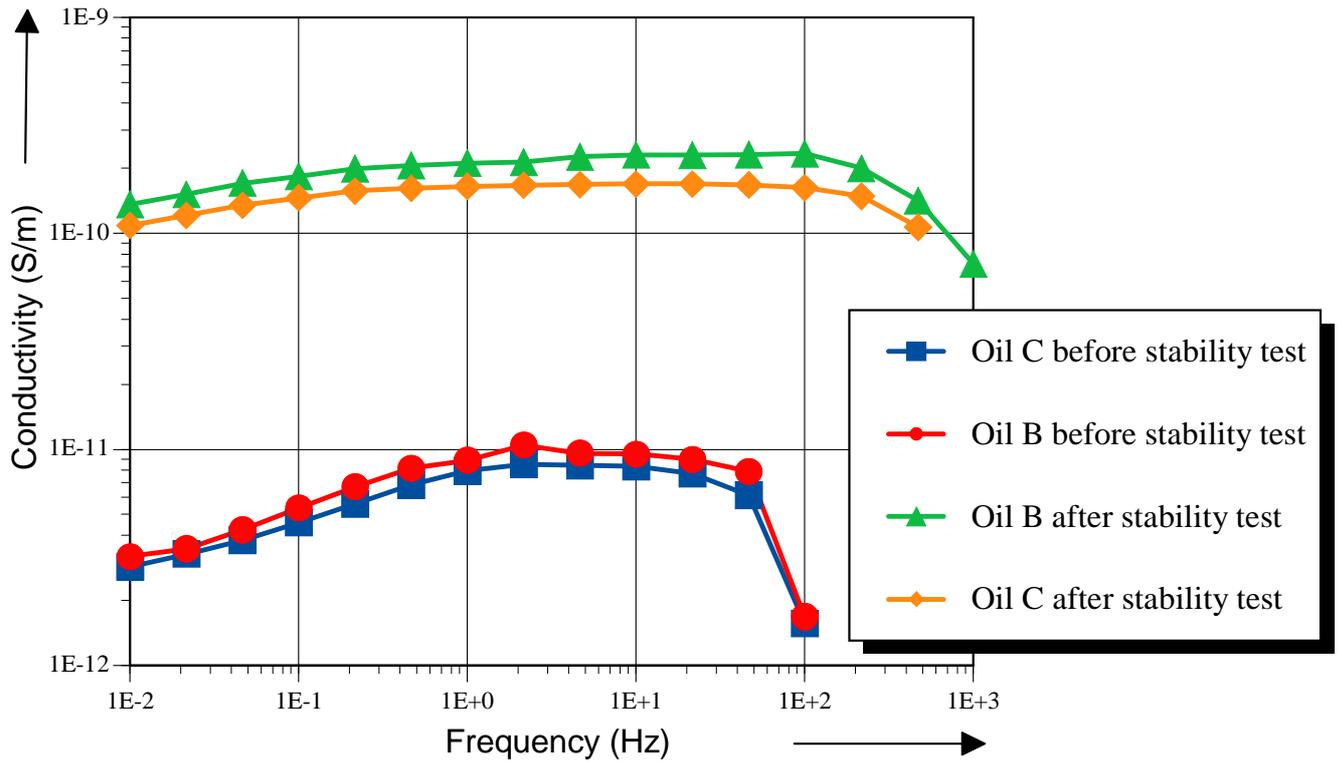


Figure IV.7 : Balayage fréquentiel de la conductivité de l'huile neuve et de l'huile neuve obtenue après les 15 cycles de régénération.

4. Importance du nombre de cycles de régénération

La figure IV.8 montre l'état d'avancement du processus de régénération de l'huile vieillie en service avec deux types de terre à foulon, une normale (FE 1) et une améliorée (FE 2). Les échantillons d'huile proviennent d'un transformateur de puissance (47 MVA - 161/26,5 kV) mis en service en 1984 par la compagnie canadienne d'électricité. Les figures IV.9 et IV.10 montrent les résultats du processus de remise en état (régénération) après deux passages de l'huile en utilisant les deux types de terre à foulon FE 1 et FE 2. Ces résultats indiquent que l'élimination des produits de décomposition dissous n'est pas complète, même après deux cycles de régénération d'où l'importance du nombre de cycles de régénération. Aussi, la terre à foulon FE 2 présente une meilleure capacité d'adsorption que la normale FE 1. Les exploitants des transformateurs de puissance se doivent donc d'exiger des entreprises qui réalisent les opérations de régénération des huiles, l'utilisation de la meilleure terre à foulon.

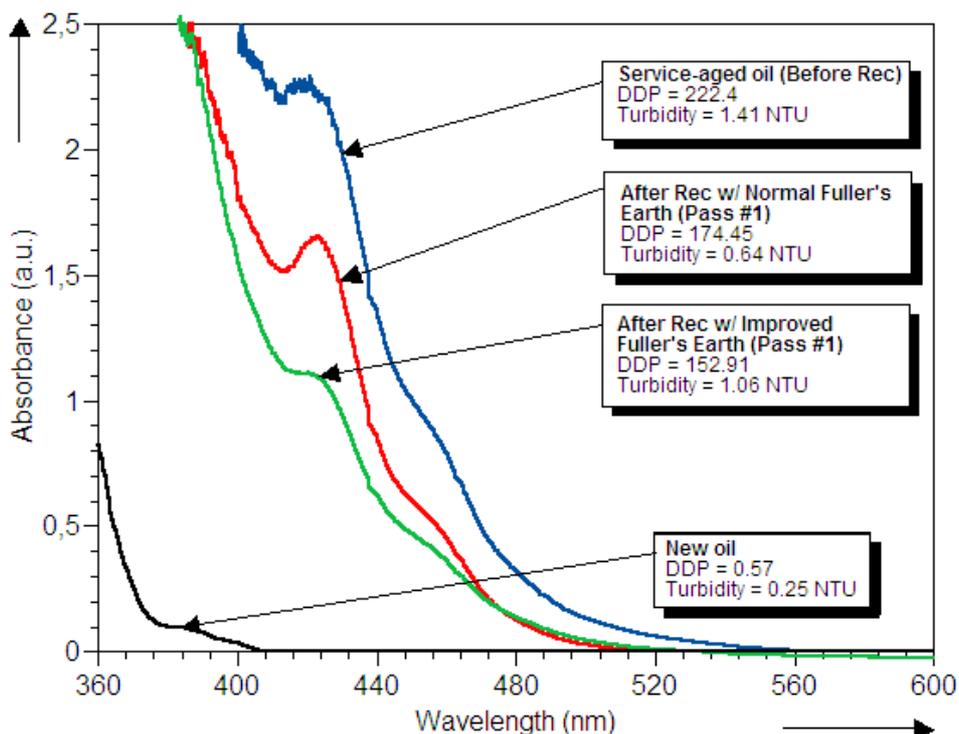


Figure IV.8 : Comparaison des terres à foulon FE 1 et FE 2 pendant le premier cycle de régénération de l'huile âgée en service.

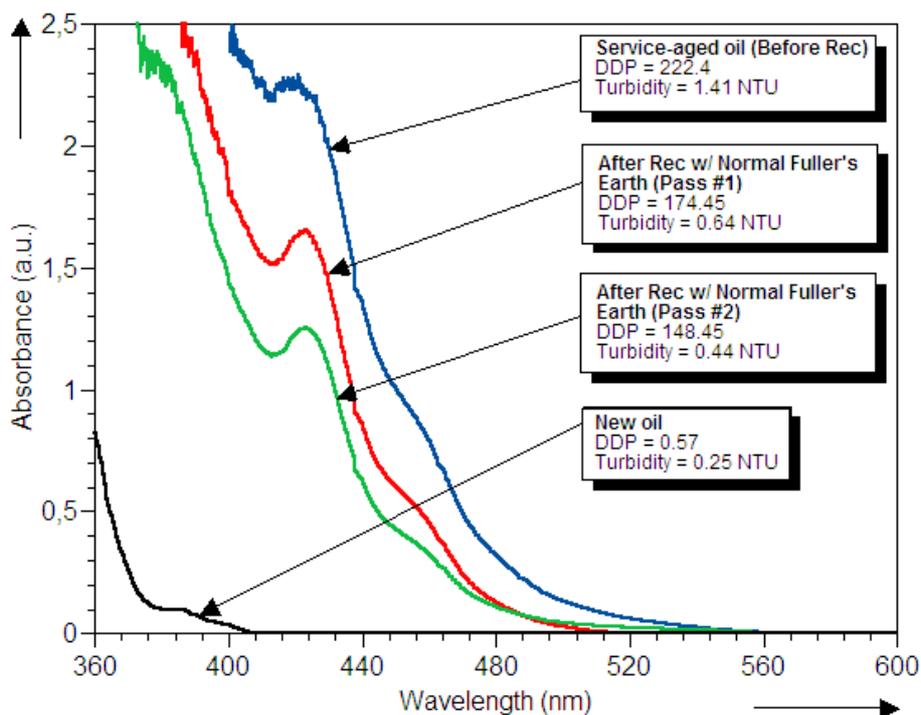


Figure IV.9 : Courbes des absorbances de l'huile âgée en service régénérée avec la terre à foulon FE 1 pour les deux cycles de régénération

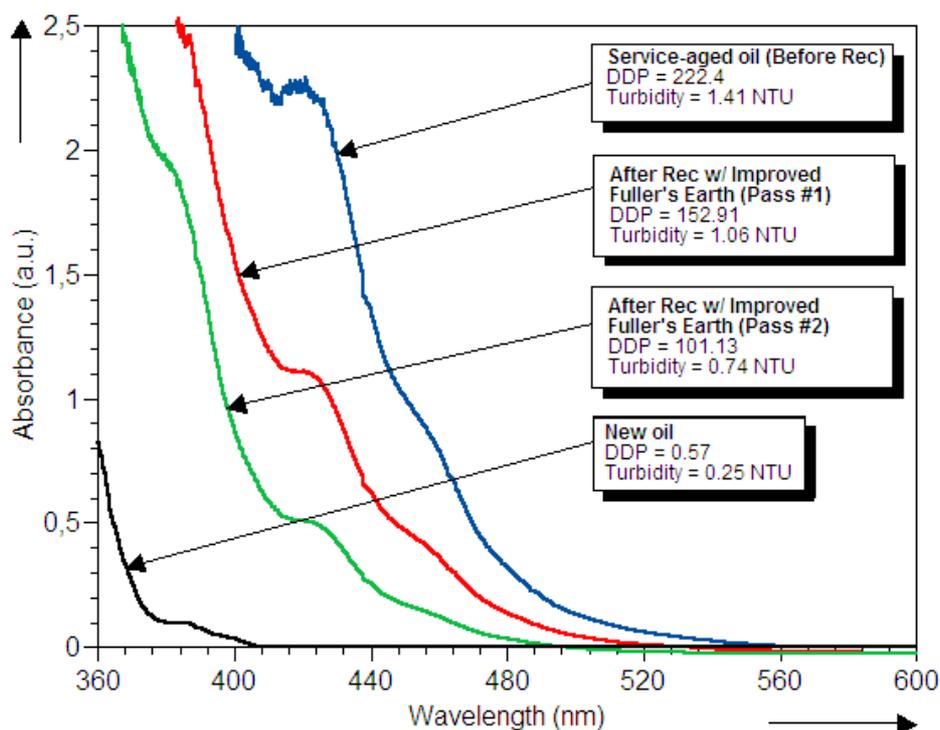


Figure IV.10 : Courbes des absorbances de l'huile âgée en service régénérée avec la terre à foulon FE 2 pour les deux cycles de régénération.

5. Réduction du nombre de cycles de régénération par amélioration de la terre à foulon

Il ressort des résultats précédents, que pour régénérer une huile vieillie en service jusqu'à obtention d'une nouvelle huile, il faut effectuer plusieurs cycles de régénération [68] ; ce qui nécessite d'importants volumes de terre à foulon. L'utilisation d'importantes quantités de terre à foulon n'est pas économiquement rentable et peut avoir des incidences environnementales, dans la mesure où la terre à foulon ne peut généralement traiter l'huile de transformateur qu'en une seule passe. Pour répondre à ces contraintes, une nouvelle technique permettant de réduire le nombre de cycles de régénération est proposée dans ce travail. Il a été montré expérimentalement, qu'en purgeant la surface de l'huile avec de l'azote de manière continue pendant un certain temps, on réduisait de manière considérable la teneur en eau contenue dans l'huile [69]. Aussi, en nous inspirant de cette expérience, on montre dans ce qui va suivre que la terre à foulon peut être améliorée en la purgeant avec un flux continu d'azote.

5.1. Procédure expérimentale

La procédure expérimentale consiste à purger la terre à foulon avec un flux continu d'azote pur à 99.5 % pendant 24 heures. Pendant tout le processus, la terre est chauffée à 70 °C avec une plaque chauffante. Pour des raisons de sécurité, l'azote qui sort de l'autre côté est injecté dans un bac contenant de l'eau. En absence de ce bac d'eau, le volume de l'azote injecté va remplacer une partie de l'atmosphère de la pièce et entraîner une chute du taux d'oxygène dans l'air donc une accumulation du dioxyde de carbone, ce qui peut conduire à une asphyxie.

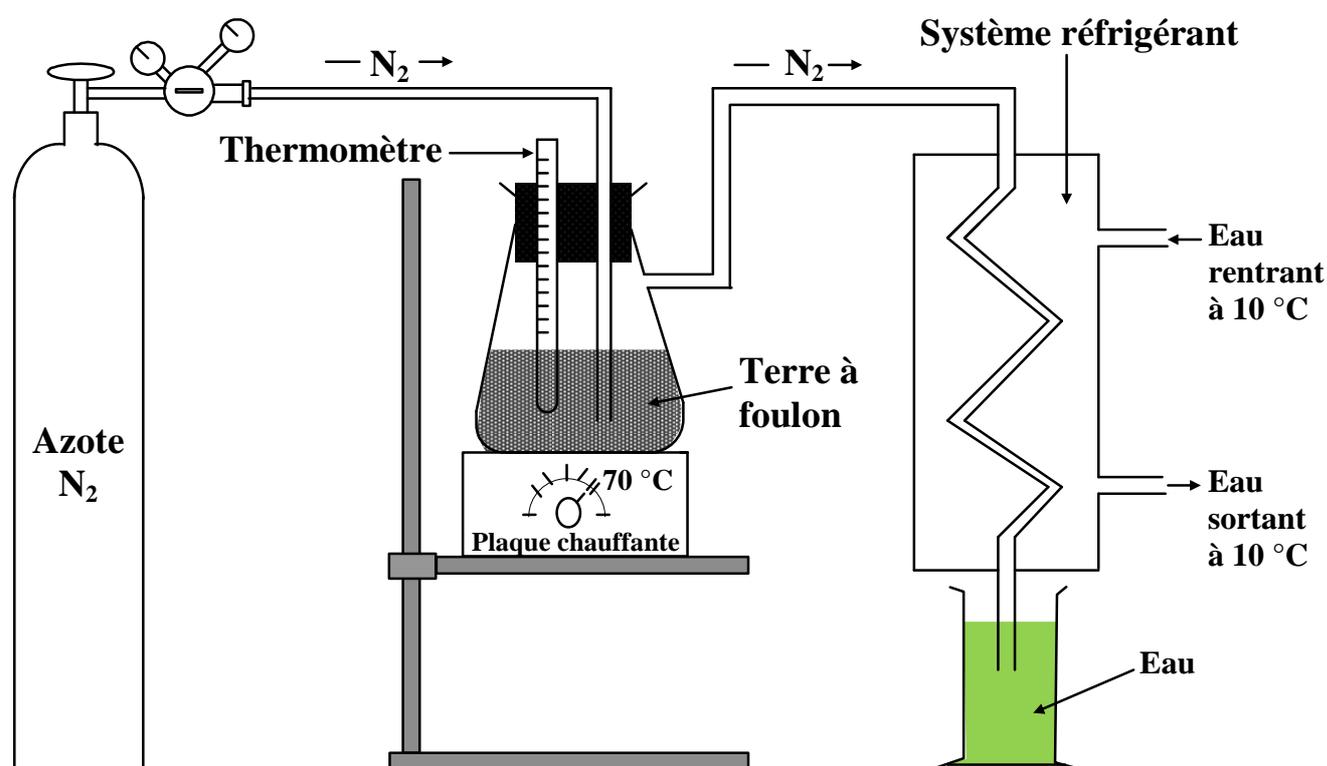


Figure IV.11 : Amélioration de la terre à foulon par injection de l'azote.

Après 24 heures, on recueille la nouvelle terre à foulon dans laquelle on fait passer une huile vieillie en service ; trois cycles sont ainsi réalisés. À chaque cycle, on mesure la quantité de produits de décomposition dissous au moyen du spectrophotomètre UV/Visible. Un autre échantillon de la même huile vieillie en service est également passé trois fois à travers la terre à foulon sans azote. À chaque passage, on change la terre à foulon. L'objectif de ces opérations est de comparer l'efficacité des deux terres. Le choix de l'azote se justifie par ses remarquables propriétés [70] :

- c'est un gaz chimiquement inerte, il n'a donc pas d'influence sur les propriétés d'isolation ;
- il est non polluant donc écologique pour l'environnement ;
- son taux de dissolution dans l'huile est approximativement de 1,5 % comparativement à celui de l'air qui est de 10 % par volume.

5.2. Analyse des résultats

Les termes «Normal Fuller's Earth» et «improved Fuller's Earth» désignent respectivement la terre à foulon normale et la terre à foulon normale traitée avec l'azote. Les figures IV.12, IV.13 montrent les courbes d'absorbances obtenues pour chaque terre à foulon pendant les 3 cycles de régénération. Elles traduisent la quantité de produits de décomposition dissous et les suspensions colloïdales contenues dans l'huile après chaque passage par la terre à foulon. La quantité de produits de décomposition dissous enlevés par la terre à foulon ayant subi un flux continu d'azote est remarquable. La figure IV.14 montre le taux de régénération pour chaque terre à foulon. Le taux de régénération représente la quantité de produits de décomposition dissous éliminée après chaque passage à la terre à foulon. D'un DDP initial de 222,4 on passe à 108,01 pour la terre à foulon améliorée avec l'azote tandis qu'on a 174,45 pour la terre à foulon normale. La terre à foulon améliorée avec l'azote réalise un taux de régénération de 52 %, 73,66 %, 83,88 % respectivement pour le 1^{er}, 2^e et 3^e cycle contre 21 %, 33,25 % et 46,92 % pour la terre à foulon normale respectivement pour le 1^{er}, 2^e et 3^e cycle. Ces résultats traduisent l'efficacité de ce procédé. Pour valider ces résultats, nous réalisons le test de reproductibilité. Pour ce faire, on effectue un seul cycle de régénération d'une huile vieillie autre que celle utilisée initialement. On compare de nouveau les deux terres à foulon. La figure IV.15 montre le résultat de la reproductibilité. La terre à foulon améliorée avec l'azote réalise un taux de régénération de 82 % contre 55,89 % avec la terre à foulon normale, comme mentionnée à la figure IV.16. Cette performance est établie en laissant la terre à foulon sous un flux continu d'azote pendant 3 jours. Ce qui traduit le fait qu'on passe rapidement d'un DDP de 206,39 à un DDP de 37,14 pour la terre à foulon améliorée avec l'azote. Ce résultat montre à nouveau l'efficacité du procédé que nous avons découvert.

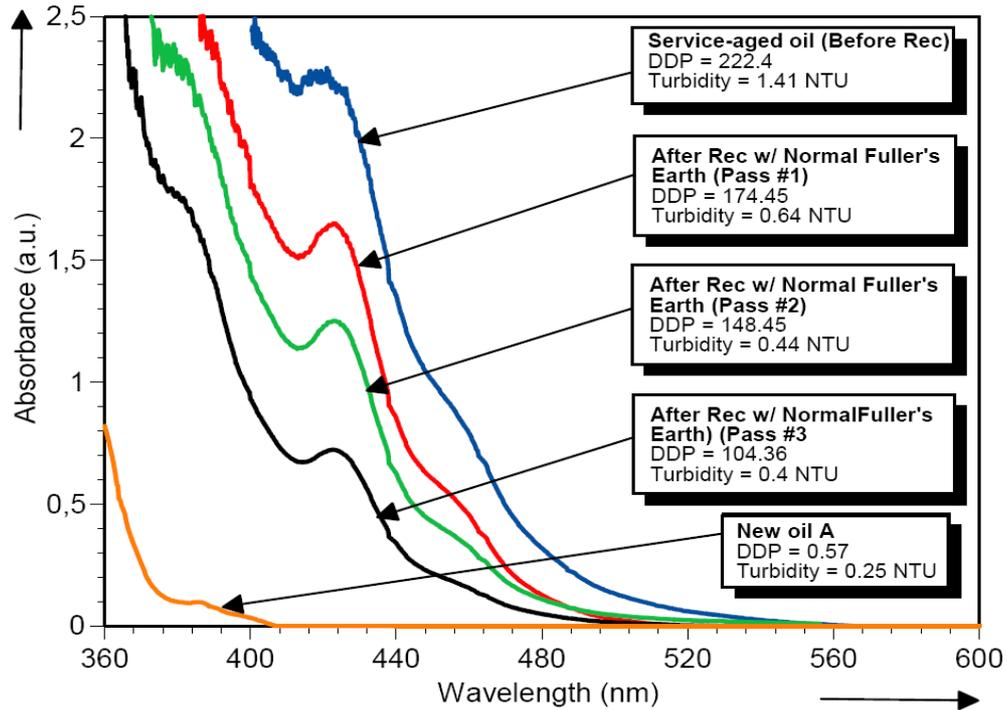


Figure IV.12 : Courbes des absorbances de l'huile âgée en service régénérée avec la terre à foulon sans azote pendant les trois cycles de régénération.

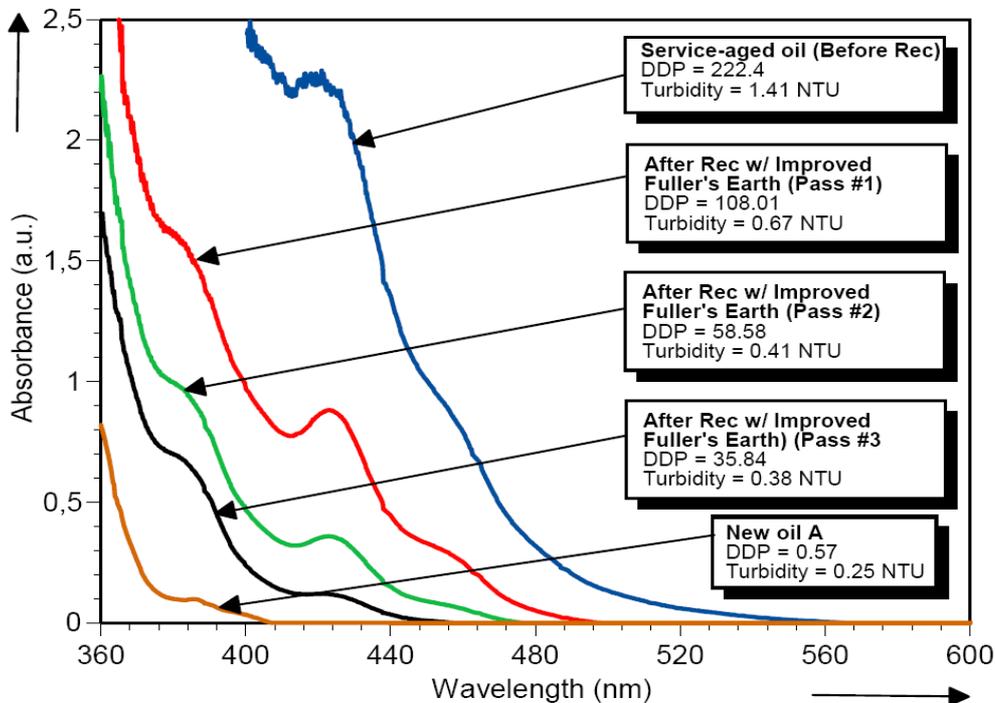


Figure IV.13 : Courbes des absorbances de l'huile âgée en service régénérée avec la terre à foulon avec azote pendant les trois cycles de régénération.

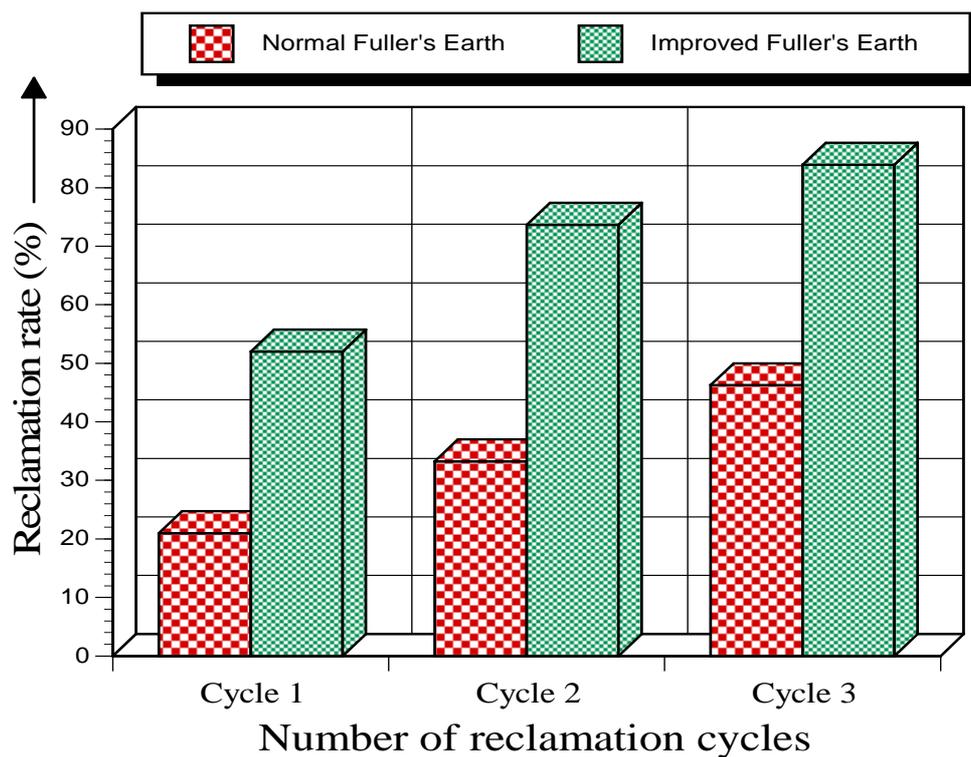


Figure IV.14 : Taux de régénération réalisé par les deux terres pendant chaque cycle de régénération.

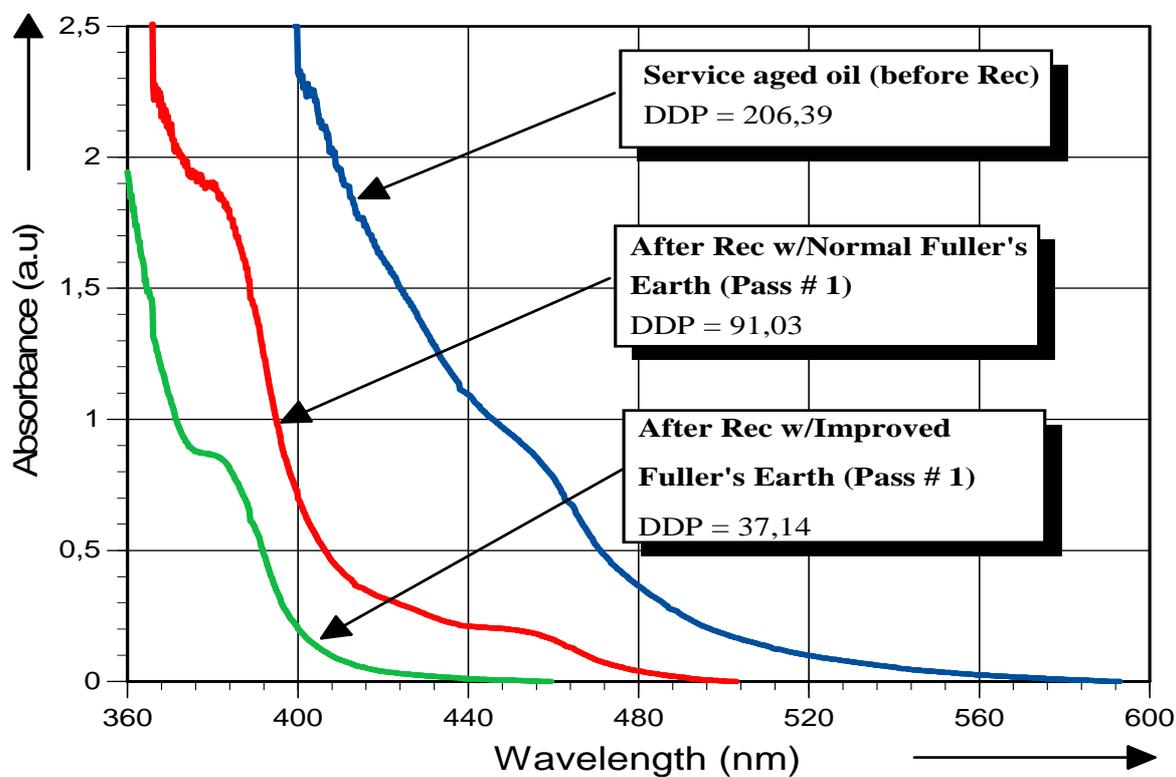


Figure IV.15 : Test de reproductibilité des deux terres à foulon.

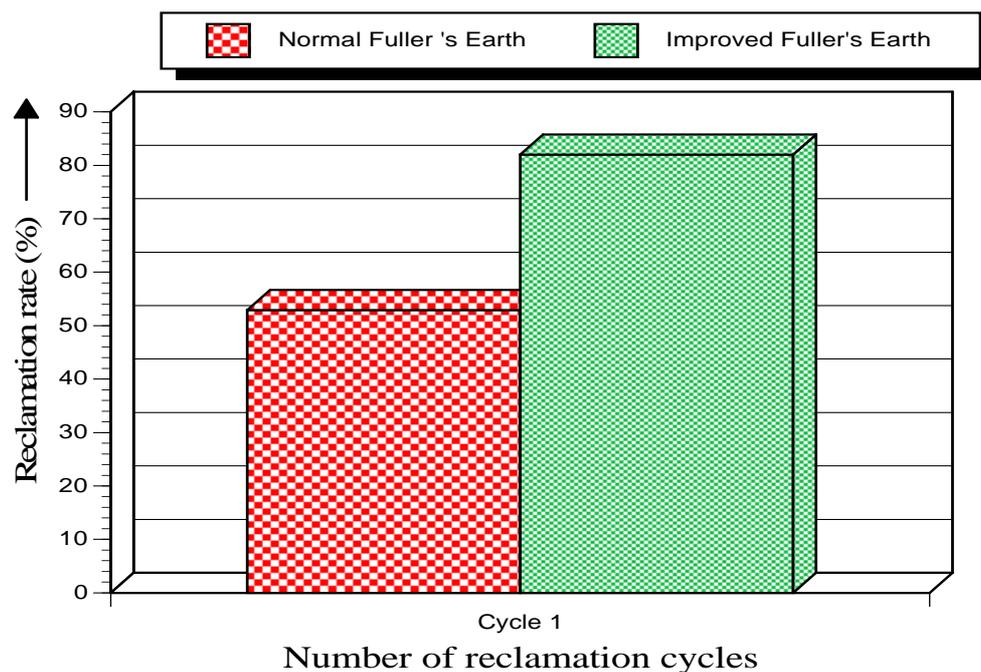


Figure IV.16 : Taux de régénération obtenue pendant le test de reproductibilité.

L'efficacité de la nouvelle terre à foulon serait due vraisemblablement à l'azote pur. Par définition, la terre à foulon est un hydraté de silicate d'aluminium magnésium ($MgAl_2SiO_6$). Le diazote ne peut que réagir directement avec du magnésium pour former du nitrure de magnésium (Mg_3N_2) [71]. Il s'ensuit qu'en interagissant avec la terre à foulon, celle-ci voit sa structure cristalline modifiée. La nouvelle structure cristalline de la terre à foulon porterait assurément la fonction Mg_3N_2 . Cette modification de la structure cristalline de la nouvelle terre à foulon expliquerait certainement les différences observées entre les courbes d'absorbance des deux terres.

Trois faits marquants résultent de ce résultat majeur :

- Le pouvoir adsorbant de la terre à foulon améliorée avec l'azote est plus efficace que celui de la terre à foulon normale ;
- Le pouvoir adsorbant de la terre à foulon améliorée avec l'azote permet de gagner deux cycles de régénération ce qui est économiquement rentable pour les entreprises qui réalisent des opérations de régénération sur les huiles de transformateurs en service ;
- Le gain de deux cycles de régénération permet de réduire la quantité de terre à foulon, ce qui permettra à l'avenir une réduction des incidences sur l'environnement puisqu'il y aura moins de terre à foulon à envoyer dans les décharges ou les aires de remblai.

6. Conclusion

L'utilisation de la spectrophotométrie UV/Visible et de la turbidité dans l'étude du filtrage de l'huile montre l'efficacité de ces outils pour quantifier l'effet de la terre à foulon dans le processus de régénération. Ces tests de laboratoire, rapides, peu coûteux et fiables, mis au point par l'ASTM D 6802 et D 6181 ont été utilisés pour surveiller les produits de dégradation dans les huiles régénérées ainsi que les traces d'impuretés. La détermination de la courbe d'absorbance et de la turbidité de l'huile en service, avant et après la régénération, détermine l'efficacité de la technologie de purification. La confiance dans cette procédure, respectueuse de l'environnement, pourrait donc être renforcée. Dans le cadre d'une stratégie globale de maintenance, ces tests pourraient aider à prendre des mesures de restauration avant que la détérioration n'atteigne un point où la défaillance du transformateur est inévitable. Une nouvelle possibilité d'éviter donc la dégradation du diélectrique liquide en faisant appel à ces technologies telles que décrites dans ce chapitre aura inévitablement un effet positif sur la durée de vie utile estimée des transformateurs de puissance haute tension qui sont considérés comme des investissements capitaux dans les infrastructures des pays.

Enfin, un procédé de régénération d'huile vieillie en service a été mis au point. Il constitue l'un des résultats majeurs de nos travaux.

CHAPITRE V

ETUDE DES PARAMETRES AFFECTANT LES PROPRIETES ELECTRIQUES ET THERMIQUES DES HUILES DE TRANSFORMATEURS

1. Introduction

La fiabilité et la durée de vie d'un transformateur dépendent entre autres de la qualité de l'huile. Même neuve, une huile peut contenir des composés indésirables ou des molécules polaires, résidus du processus de raffinage. Ces résidus peuvent avoir un impact négatif sur la qualité du transformateur [72]. D'autre part, les propriétés électriques, chimiques et thermiques de l'huile peuvent être affectées par différents types de contraintes, durant l'exploitation du transformateur. L'isolation liquide et solide suit un processus de dégradation lent, mais continu.

Comme nous l'avons déjà indiqué, le liquide isolant dans un transformateur de puissance doit assurer deux fonctions : l'isolation électrique et le transfert de chaleur. Le facteur de dissipation électrique et la conductivité sont deux paramètres importants qui permettent de surveiller en toute sécurité l'huile dans le transformateur. Ces deux paramètres caractérisent également la qualité isolante du liquide [73]. Toute augmentation significative de la conductivité et du facteur de dissipation diélectrique indique que l'huile n'est plus apte à remplir cette fonction essentielle.

La fonction transfert de chaleur d'une huile dépend de la viscosité de cette dernière. La viscosité est un paramètre essentiel qui rentre dans le dimensionnement et la conception des systèmes de refroidissement par convection naturelle dans les petits transformateurs auto-refroidis ou par écoulement forcé dans les grandes unités (transformateurs de puissance) utilisant des pompes et des radiateurs. L'efficacité de refroidissement est affectée par les produits de décomposition résultant du vieillissement de l'huile. En effet, ces produits de décomposition se déposent sur les isolants solides et sur d'autres parties du transformateur, dont les conduits. Le blocage de ces derniers crée concomitamment des points chauds dans l'huile et les enroulements. L'oxydation de l'huile augmente de façon cumulative, ce qui conduit à un claquage [72-74].

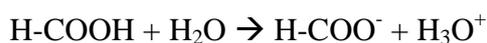
Dans ce chapitre, nous montrons que les sous-produits de la décharge électrique affectent principalement les propriétés électriques de l'huile et influence le phénomène de conduction qui à son tour augmente le facteur de dissipation. Il est aussi démontré que les suspensions colloïdales (turbidité) dans l'huile réduisent sa capacité de transfert de chaleur telle qu'évaluée par la viscosité.

2. Impact des sous-produits sur les propriétés de l'huile

La conductivité électrique de l'huile dépend du type d'huiles (paraffinique, naphénique) ; elle augmente avec les sous-produits du vieillissement. Les contaminants tels que les résidus issus du raffinage, la pollution et plus particulièrement les produits d'oxydation/vieillessement sont subdivisés en produits solubles (dissous) et produits insolubles (suspendus) :

- Les particules d'impuretés solubles sont : les peroxydes (R--OOR), les alcools (ROH), les aldéhydes (ROHO), les cétones (RCO--R), les acides organiques (R-COOH), l'anhydride d'acide ((RC(O))₂O), les peroxydes organiques (ROOH), ester (R--COO--R'), savon métallique ((RCOO) nM) (M désigne des atomes métalliques)... ;
- Les particules d'impuretés en suspensions sont notamment des boues d'asphaltes, les boues de savon et les boues de carbone...

Ces produits d'oxydation modifient la composition chimique de l'huile et permettent à plus d'eau de se dissoudre [75]. Les gouttelettes d'eau dans l'huile oscillent entre les électrodes de mesure en courant continu, transférant les charges et donnant lieu à une conductivité élevée. Comme la température d'essai augmente, l'huile dissout plus d'eau. La quantité d'eau en suspension diminue, ce qui se traduit par une diminution conséquente de la conductivité [76]. La domination des produits de vieillissement dans la contribution de l'oxydation de l'huile se fait par les acides carboniques. L'acide carbonique et l'eau peuvent se dissocier en ions et donc augmenter considérablement la conductivité selon la réaction [76] :



où H-CO est un groupe aldéhyde de l'acide carbonique.

Selon Koch et Tenbohlen [76], seule une combinaison de l'eau et d'une substance dissociable augmenterait la conductivité. Certains auteurs trouvent que l'eau n'augmenterait pas la conductivité. Elle pourrait quand même augmenter la conductivité en raison de son auto-dissociation, mais cela est difficilement mesurable. Dans une combinaison avec une substance dissociable comme l'acide, la conductivité augmenterait considérablement.

L'interaction entre le champ électrique et l'huile isolante a été décrite largement dans le chapitre 3. L'huile sous l'effet de la décharge électrique produit des gaz, du carbone et des radicaux libres. Quand ces sous-produits de la décharge électrique ou ceux de l'oxydation,

s'accumulent dans les conduits de l'huile ou à l'interface huile/papier, le transfert de chaleur n'est plus possible ; ce qui conduit à l'apparition de points chauds [58].

3. Propriétés électriques

On considère deux états de l'huile d'une même marque, à savoir une huile neuve et une huile vieillie en service ayant la même teneur en eau. L'huile vieillie en service est déshumidifiée puis dégazée avec une pompe appropriée. La figure V.1 montre la technique de déshumidification utilisée pour sécher une huile. L'échantillon d'huile stockée dans un béccher de marque KIMAX est placé dans un dessiccateur avec un couvercle détachable contenant du gel de silice. Le dégazage et la déshumidification des échantillons d'huile ont été réalisés sous vide. Ce conditionnement des huiles par cette technique garantit des teneurs en gaz très faibles de moins de 0,5 % et des teneurs en eau très faibles (moins de 5 ppm pour l'huile de transformateur).

En faisant passer l'huile vieillie en service dans une cartouche de terre à foulon, on obtient une huile régénérée. La terre à foulon élimine l'humidité dans l'huile et neutralise les acides carboxyliques [67].

Les huiles utilisées pour nos investigations sont :

- Une huile neuve ;
- L'huile neuve soumise pendant 5 heures à la décharge électrique en utilisant la cellule de la norme ASTM D 6180 [40]. L'huile dans ce cas n'est pas dégazée sous vide ;
- Une huile vieillie en service (de la même marque que l'huile neuve) provenant d'un transformateur de puissance (47 MVA-161/26,5 kV, mise en service en 1984) ;
- L'huile âgée en service déshumidifiée ;
- L'huile âgée en service déshumidifiée et dégazée ;
- L'huile âgée en service régénérée par la terre à foulon.

Toutes les teneurs en eau pour chaque huile sont effectuées en utilisant un titreur automatique d'humidité Karl Fischer. Le tableau V.1 présente les teneurs en eau de chaque huile avant et après le processus de conditionnement des échantillons d'huile.

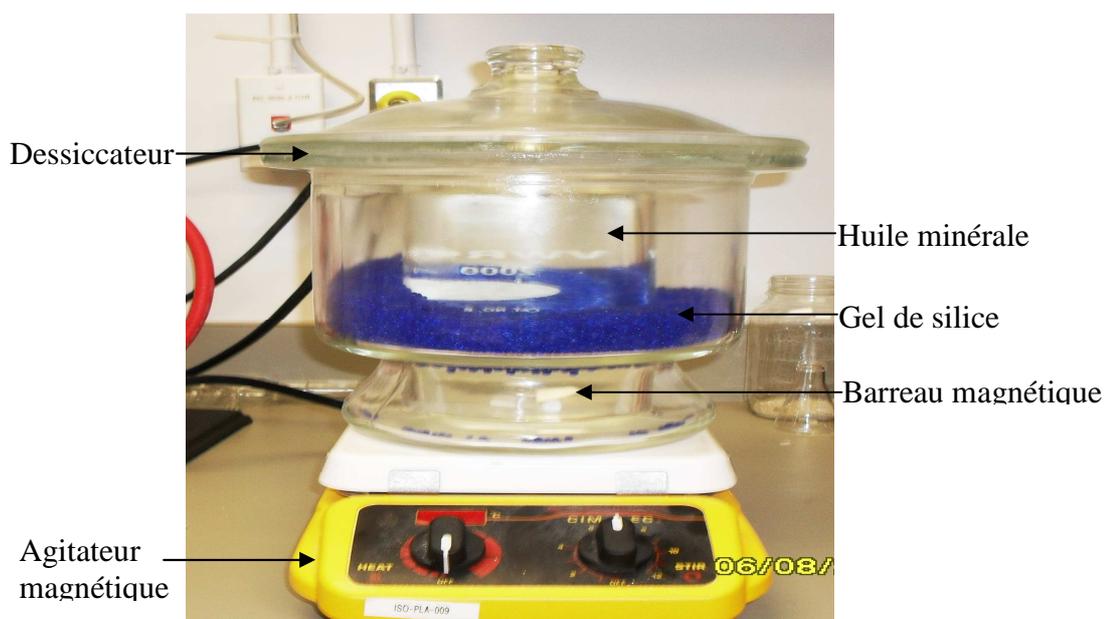


Figure V.1 : Technique de déshumidification de l'huile.

Tableau V.1 : Teneur en eau des huiles avant et après le processus de conditionnement.

	Avant le processus	Après le processus
Huile âgée en service	40.1	-
Huile âgée en service déshumidifiée	40.1	3.8
Huile âgée en service déshumidifiée et dégazée	40.1	3.5
Huile âgée en service régénérée	40.1	21.8
Huile neuve	41.3	-
Huile neuve soumise à la décharge électrique, mais pas dégazée	41.3	37.3

Les résultats de mesure du facteur de dissipation diélectrique sont présentés dans la figure V.2. Toutes les mesures sont réalisées à 100 °C sur une gamme de fréquences allant de 0.01Hz à 1000 Hz par l'appareil IDA 200TM en utilisant la cellule d'essai de type 2903 pour les liquides isolants conçue par Tettex.

La figure V.3 présente les valeurs par unité du facteur de dissipation diélectrique des huiles. La valeur par unité représente le rapport entre la valeur réelle du facteur de dissipation diélectrique d'une huile quelconque et la valeur de base. Ici, la valeur de base fait référence au facteur de dissipation diélectrique de l'huile neuve. Des mesures de la conductivité électrique ont été également effectuées. La conductivité électrique en fonction de la fréquence et les valeurs par unité des conductivités sont respectivement représentées par les figures V.4 et V.5.

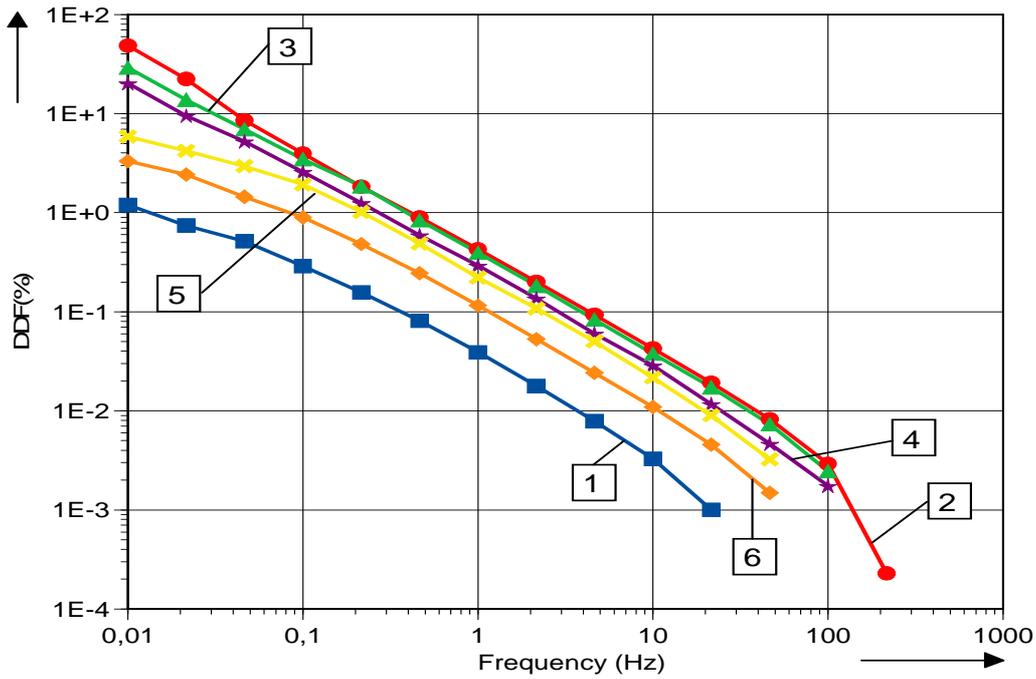


Figure V.2 : Mesure du facteur de dissipation électrique en fonction de la fréquence. - 1 : Huile neuve ; 2 : huile neuve soumise à la décharge électrique (ASTM D 6180) ; 3 : Huile âgée en service ; 4 : Huile âgée en service déshumidifiée ; 5 : Huile âgée en service déshumidifiée et dégazée ; 6 : Huile âgée en service régénérée par la terre à foulon.

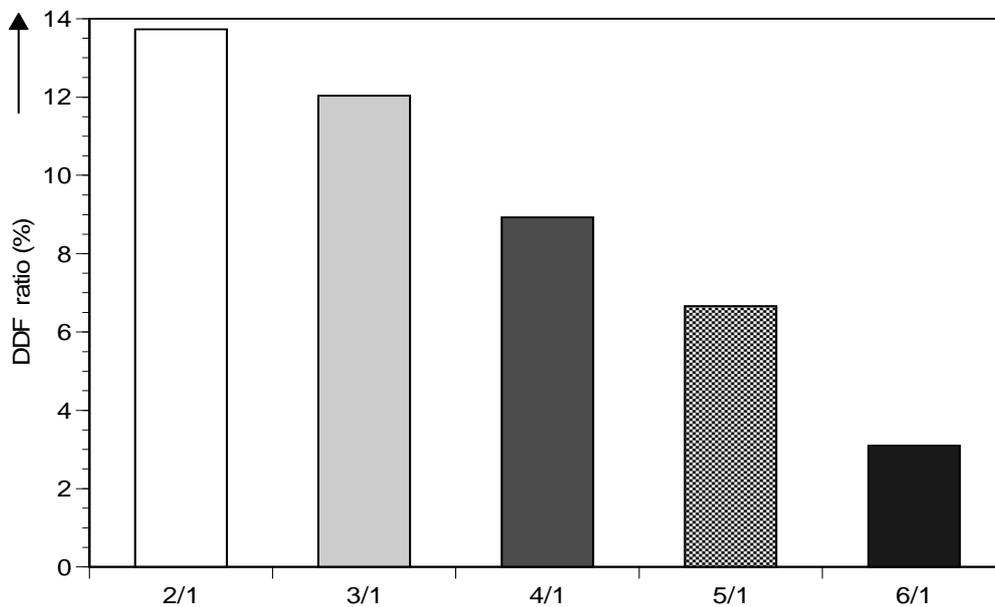


Figure V.3 : Valeur par unité du facteur de dissipation électrique relativement à l'huile neuve.-1 : Huile neuve ; 2/1 : huile neuve soumise à la décharge électrique (ASTM D 6180) ; 3/1 : Huile âgée en service ; 4/1 : Huile âgée en service déshumidifiée ; 5/1 : Huile âgée en service déshumidifiée et dégazée ; 6/1 : Huile âgée en service régénérée par la terre à foulon.

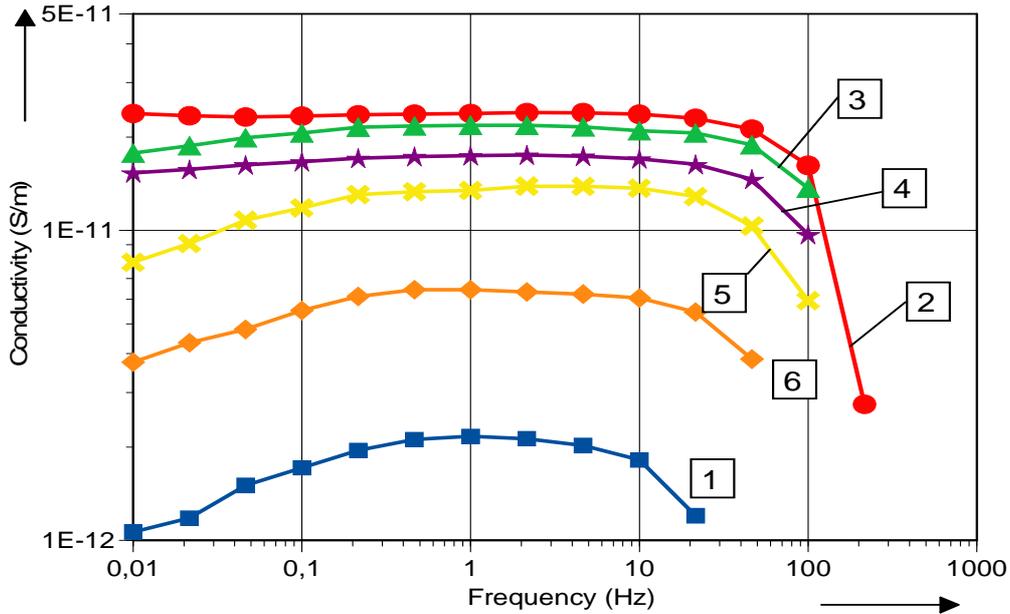


Figure V.4 : Mesure de la conductivité électrique en fonction de la fréquence. - 1 : Huile neuve ; 2 : huile neuve soumise à la décharge électrique (ASTM D 6180) ; 3 : Huile âgée en service ; 4 : Huile âgée en service déshumidifiée ; 5 : Huile âgée en service déshumidifiée et dégazée ; 6 : Huile âgée en service régénérée par la terre à foulon.

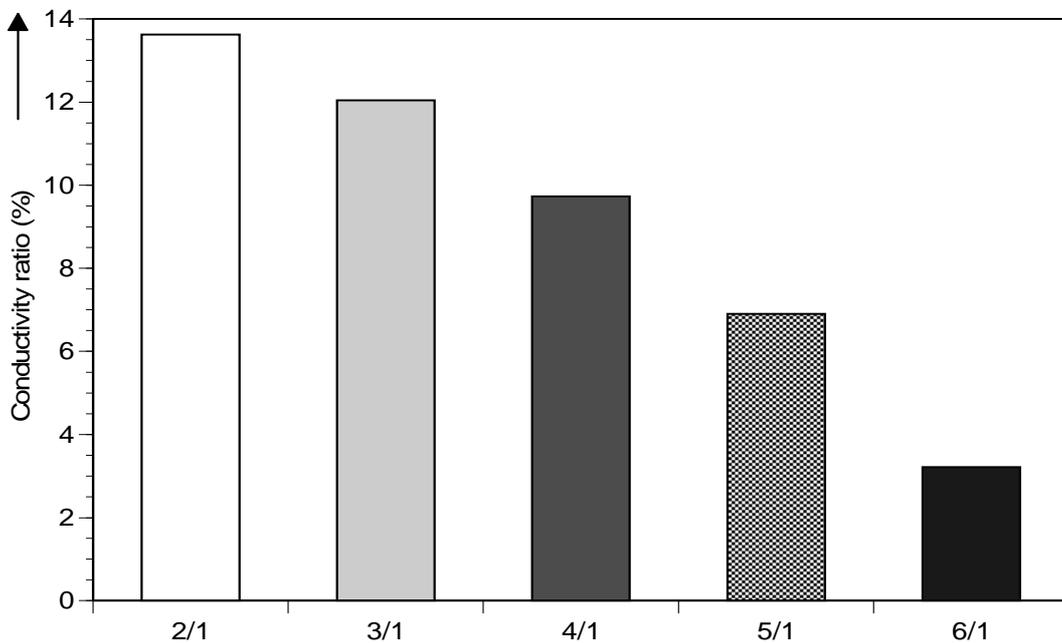


Figure V.5 : Valeur par unité de la conductivité électrique relativement à l'huile neuve. - 1 : Huile neuve ; 2/1 : huile neuve soumise à la décharge électrique (ASTM D 6180) ; 3/1 : Huile âgée en service ; 4/1 : Huile âgée en service déshumidifiée ; 5/1 : Huile âgée en service déshumidifiée et dégazée ; 6/1 : Huile âgée en service régénérée par la terre à foulon.

À l'analyse des résultats obtenus, on constate que la faible conductivité de l'huile neuve traduit une bonne qualité de l'huile contrairement à celle de l'huile vieillie laquelle est élevée et cela indépendamment de la teneur en eau. L'huile neuve qui a été soumise à une tension de 10 kV a une conductivité un peu plus élevée que celle de l'huile vieillie. Cela traduit qu'un champ électrique élevé est très nuisible à l'huile isolante. L'humidité dans ce cas n'est pas le facteur qui accélère le vieillissement de l'huile neuve, mais au contraire c'est l'action intense du champ électrique comme le témoigne la valeur de la teneur en eau après application du champ qui est de 37,3 ppm contre 41,3 pour l'huile neuve. L'action de l'eau est faiblement visible pour la conductivité électrique de l'huile régénérée par la terre à foulon. En plus de l'élimination des molécules d'eau, la terre à foulon enlève les produits dissous de décomposition (peroxydes, aldéhydes, cétones et acides organiques) contenus dans l'huile vieillie. L'eau n'est donc pas le seul paramètre qui réduit la conductivité de l'huile régénérée par la terre à foulon, mais c'est l'enlèvement combiné de l'eau et des impuretés qui traduisent la décroissance de la conductivité de l'huile régénérée par la terre à foulon.

Dans le cas de l'huile vieillie régénérée, on constate que la régénération n'est pas complète. Plusieurs cycles de régénération sont nécessaires pour qu'elle ait une conductivité à peu près équivalente à celle de l'huile neuve [68].

L'action de l'eau est évidente sur la conductivité de l'huile déshumidifiée et l'huile déshumidifiée et dégazée. La conductivité diminue en l'absence d'eau et de gaz. Ce même résultat a été observé par Mail Koch, Stefan Tenbohlen [76]. La conductivité électrique diminue avec la diminution de la teneur en eau contenue dans l'huile. D'une teneur en eau qui était de 40,1 ppm pour l'huile vieillie en service, on passe à 3,5 ppm pour la même huile déshumidifiée et ensuite dégazée.

Les analyses faites précédemment s'appliquent également pour les résultats obtenus pour le facteur de dissipation des huiles.

Une conclusion importante qui se dégage de tous ces résultats (figure V.2 à V.5) est que les sous-produits (porteurs de charges) de la décharge électrique affectent le plus les propriétés électriques de l'huile.

4. Propriétés thermiques (viscosité)

Différentes méthodes ASTM ont été utilisées pour étudier l'influence de certaines propriétés de l'huile sur la viscosité. Pour réaliser cette étude, le vieillissement d'une huile minérale est effectué sur différentes périodes (84 h, 168 h, 252 h, 336 h, 504 h, 672 h). Six volumes sont placés dans différents béchers. Des catalyseurs (3 g/l de chacun des métaux :

cuivre, zinc, aluminium, fer) ont été attachés dans du papier-filtre et suspendus dans les béchers contenant les échantillons d'huile. Notre objectif est de simuler les réactions catalytiques comme dans un transformateur réel. Une fois tout ce procédé terminé, les 6 béchers d'huile sont placés dans un four à convection à 115 °C. Le vieillissement est réalisé conformément à la norme ASTM D 1934 [77]. Après chaque période de vieillissement, on mesure la viscosité de l'huile. La mesure de la viscosité est effectuée à 40 °C conformément à la norme ASTM D 445 [78].

La viscosité de l'huile est définie comme sa résistance à l'écoulement. C'est une caractéristique essentielle pour les liquides isolants. Les viscosités élevées sont moins désirables plus particulièrement dans les climats froids. La viscosité cinématique est mesurée en chronométrant le temps d'écoulement de l'huile dans un tube capillaire calibré. La viscosité varie avec la pression, mais l'incidence de la température est la plus forte. Elle diminue rapidement avec l'augmentation de la température. La figure V.6 montre une photographie du viscosimètre utilisé pour nos mesures.



Figure V.6 : Viscosimètre de type capillaire.

Les résultats de la viscosité en fonction de la durée de vieillissement sont présentés dans la figure V.7. Comme le montre la courbe obtenue, la viscosité croît avec le vieillissement de l'huile. Ceci indique que l'huile vieillie réduit la capacité de refroidissement.

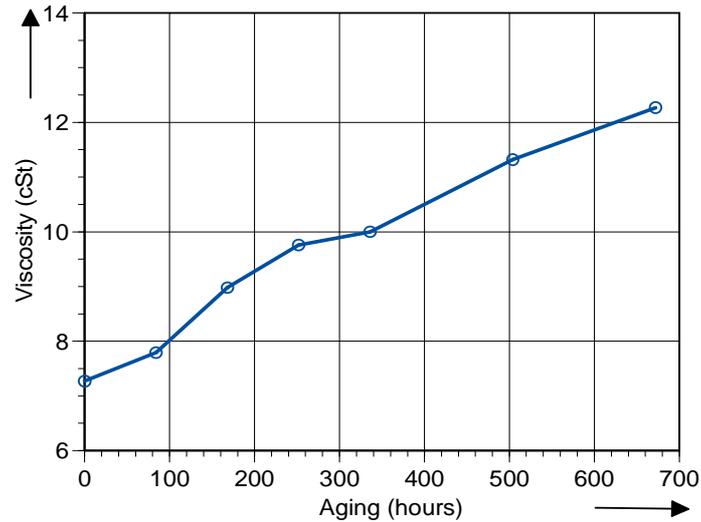


Figure V.7 : Viscosité de l'huile en fonction de sa durée du vieillissement.

Pour chaque durée de vieillissement de l'huile, des propriétés autres que la viscosité sont mesurées, à savoir :

- le nombre d'acidité total ou TAN (ASTM D 664) ;
- la tension interfaciale ou IFT (ASTM D 971) ;
- les produits de décomposition dissous ou DDP (ASTM D 6802) ;
- la turbidité (ASTM D 6181).

Toutes ces propriétés sont tracées en valeur par unité et présentées sur un même graphe pour une meilleure comparaison. La figure V.8 présente la courbe comparative de ces propriétés en fonction de la viscosité.

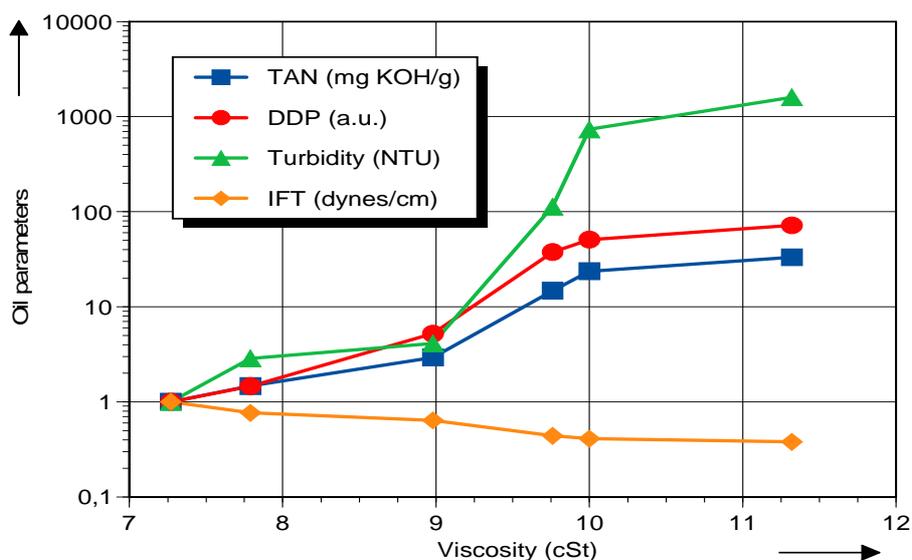


Figure V.8 : Courbe comparative des propriétés des huiles en fonction de la viscosité.

Comme on peut le voir sur la figure V.8, la tension interfaciale diminue alors que les autres propriétés (DDP, TAN, turbidité) augmentent. La turbidité qui est corrélée au degré de contamination par des suspensions colloïdales dans l'huile varie de façon beaucoup plus importante que tous les autres paramètres. Cela traduit bien la fiabilité et la sensibilité de cette méthode. La recombinaison de deux grands radicaux libres est connue pour être à la base de la formation de nombreux produits colloïdaux en suspensions dans l'huile. L'augmentation de la masse moléculaire de l'huile vieillie, résultant du vieillissement thermique, indique une augmentation de la turbidité qui pourrait expliquer l'augmentation de la viscosité [79]. Ce fait souligne que l'augmentation de la turbidité entraîne l'augmentation de la viscosité de l'huile. Par conséquent, les suspensions colloïdales (turbidité) dans l'huile affectent la capacité de transfert de chaleur de cette dernière.

5. Conclusion

Il ressort des résultats présentés dans ce chapitre que :

- les propriétés électriques de l'huile sont affectées plus par les sous-produits de la décharge électrique (ASTM D 6180) que par l'humidité et les gaz ;
- les propriétés thermiques sont plus affectées par les suspensions colloïdales (turbidité) que la tension interfaciale et le nombre d'acidité totale ;
- La viscosité cinématique peut être directement corrélée à la mesure de la turbidité.

La mesure de la quantité de suspensions insolubles dans l'huile apparaît donc comme une mesure très importante, vu que ces sous-produits contribuent clairement à la dégradation de l'isolation électrique et thermique de l'huile.

L'estimation de la dégradation de l'huile due à l'oxydation, par la mesure de la tension interfaciale et du nombre d'acides total, étant parfois imprécise, la mesure de la turbidité constitue une alternative à ces méthodes pour le contrôle de la qualité et comme indicateur des modifications de l'huile neuve ou en service résultant d'une contamination ou d'une détérioration.

CHAPITRE VI

**ETUDE QUALITATIVE ET
QUANTITATIVE DE LA FORMATION
DU SOUFRE CORROSIF SUR LES
CONDUCTEURS EN CUIVRE**

1. Problématique

La présence de soufre ou de composés à base de soufre thermiquement instables dans les liquides isolants peut conduire à la corrosion des surfaces métalliques (cuivre, argent ...) contenues dans l'appareillage électrique. La vitesse de réaction catalysée par la température et affectée par la présence d'oxygène, produit du sulfure de cuivre qui attaque la surface du papier isolant (enroulant les conducteurs) et réduit la résistance d'isolation électrique. Cette formation de sulfure de cuivre à la surface des isolants cellulose a été signalée à travers le monde comme étant responsable de plusieurs défaillances de transformateurs et de bobines d'inductances au cours de ces dernières années. Elle constitue un problème de grande importance étant donné les conséquences qu'elle engendre. Le remplacement du matériel corrodé, constitue pour l'industrie en particulier, une charge financière très élevée à laquelle il faut ajouter le manque à gagner lié à l'arrêt des installations, temps nécessaire pour effectuer les réparations. Afin de limiter ces phénomènes, plusieurs méthodes ont été développées pour déterminer le soufre ou les composés soufrés dans l'huile des transformateurs et sur les conducteurs en cuivre. Jusqu'alors, ces méthodes ne renseignent que sur l'aspect qualitatif du soufre déposé sur les conducteurs. En effet, ces composés de soufre indésirables peuvent être détectés en observant l'effet de l'huile isolante sur les surfaces de cuivre. Il s'agit d'un critère qualitatif en ce sens qu'il établit une comparaison des couleurs de la bande de cuivre avec des normes de couleur, décrites dans un tableau (norme) indiquant ce qui est corrosif et non corrosif. Cette méthode qualitative ne peut véritablement pas renseigner sur la corrosion du cuivre dans la mesure où la quantité de soufre qui est permise dans la plupart des types de cuivre utilisés dans les équipements électriques est de 15 ppm ou moins [80]. Il existe donc une valeur admissible de soufre qu'il est important de connaître. Afin de répondre à ce problème de grande envergure, une technique de laboratoire quantitative s'avère indispensable. L'oxygène, le temps et la température sont également reconnus comme les paramètres affectant le plus la formation de soufre corrosif. S'il ne fait aucun doute que ces paramètres contribuent à la formation de soufre corrosif, on se pose la question de savoir, lequel de ces trois facteurs y contribue le plus ? Connaissant le facteur le plus influent (facteur limitant), l'on pourrait être en mesure de mieux lutter contre ce phénomène.

À travers ce chapitre, nous espérons répondre aux interrogations ci-dessus posées. Nous nous proposons de déterminer de manière quantitative la formation de soufre sur les conducteurs en cuivre à travers diverses études de cas. L'influence des paramètres (oxygène, temps, température) sur la formation du soufre corrosif est aussi abordée.

2. Définition du soufre corrosif

Selon la norme ASTM D 2864 [81], le soufre corrosif est défini comme : le soufre ou les composés soufrés thermiquement instables dans l'huile isolante qui peuvent causer la corrosion de certains métaux utilisés dans le transformateur tels que le cuivre et l'argent. Le soufre est très réactif et réagit pour former des acides corrosifs. De faibles teneurs en soufre peuvent provoquer une corrosion [82].

3. Présence du soufre dans l'huile isolante

L'huile de transformateur comporte plusieurs types de composés soufrés. On en dénote au total cinq groupes comme le montre le tableau VI.1 [83] :

Tableau VI.1 : Soufre et composés soufrés dans l'huile.

Groupes	Formules chimiques	Réactivité
Soufre	S	Très réactif
Mercaptans (Thiols)	R-SH	Très réactif
Sulfures (thiol-éthers)	R-S-R	Réactif
Disulfures	R-S•S-R	Stable
Thiophènes	Cycle à 5 chaînes contenant du soufre	Très stable

où R est une paraffine avec des hydrocarbures à chaînes droites ou ramifiées ou des hydrocarbures cycliques.

Certains composés soufrés peuvent effectivement aider à la stabilité à l'oxydation de l'huile et agir en tant que passivateur et désactivateur, réduisant ainsi l'effet catalytique sur l'oxydation de l'huile. Le but du processus de raffinage est de supprimer ou transformer un grand nombre d'espèces réactives et corrosives en des composés plus stables tels que les thiophènes. Il arrive que le raffinage ne soit pas toujours totalement réussi, ce qui fait que celui-ci peut laisser de petites quantités de mercaptans [80].

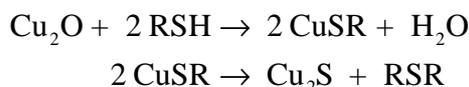
À la fin du processus d'hydrogénation, il peut se produire du soufre plutôt que du sulfure d'hydrogène [80].

Après le raffinage, la quantité de soufre totale (composé de cinq groupes) est de 0,02 % à 1 % [84].

4. Formation du sulfure de cuivre ou autres composés soufrés

L'huile utilisée dans les transformateurs est généralement de l'huile minérale hautement raffinée constituée principalement d'un mélange d'hydrocarbures composés contenant uniquement de l'hydrogène et du carbone. On y trouve également des composés oxygénés, azotés et soufrés. La plupart des composés soufrés peuvent réagir avec le cuivre dans des conditions extrêmes. Mais seuls les mercaptans réagissent de manière significative dans les conditions normales et facilement avec de nombreux métaux, comme le cuivre pour former des mercaptides. Selon [85], c'est la réaction en chaîne suivante qui aboutit à la formation du sulfure de cuivre :

- 1) L'huile dissout l'oxyde de cuivre ;
 - 2) Le cuivre dissous réagit avec les mercaptans pour former des mercaptides de cuivre solubles dans l'huile ;
 - 3) Les mercaptides de cuivre sont transportés par l'huile et lorsque les conditions sont propices, se décomposent pour former du Cu_2S et un résidu organique soluble dans l'huile.
- Les principales réactions peuvent être représentées comme suit :



où RSH est un mercaptan et R n'importe quel alkyle ou radical hydrocarboné.

Ces réactions peuvent se produire dans n'importe quel transformateur. Les problèmes surviennent lorsque des huiles faiblement raffinées de type non inhibées ou contenant des traces d'additifs sont utilisées. Si toutes les réactions interviennent à proximité d'un conducteur en cuivre, on trouvera du sulfure de cuivre uniquement sur le papier le plus profond. Par contre, si un peu de cuivre est transporté à distance de la surface cuivrée, la décomposition finale peut intervenir ailleurs. Dans ce cas, des composés de l'huile autres que les mercaptans entrent en jeu. Les composés azotés de base et les premiers produits de l'oxydation, comme les peroxydes, contribuent au déplacement du cuivre. En général, les huiles faiblement raffinées contiennent non seulement plus de mercaptans que les huiles de première qualité, mais également beaucoup plus de ces autres composés préjudiciables. La teneur en mercaptans des huiles neuves pour transformateurs est très variable, allant de 0,2 à 10 ppm. Elle est nettement réduite dans l'huile d'un transformateur en service depuis plusieurs années du fait de leur réaction avec les métaux. En plus de l'huile, d'autres sources

potentielles de sulfure de mercaptan dans un transformateur ont été étudiées. Les expériences dites de « lixiviation » ont montré que des quantités insignifiantes peuvent être trouvées à l'état de traces [77].

Le sulfure de cuivre peut être de couleur noire, grise, verte, bleue, violette et est parfois confondu avec le carbone. Dans un environnement oxygéné tel que dans les transformateurs à respiration libre ou dans d'autres appareils à respiration libre (changeurs de prises en charge ou disjoncteur à huile) différents types de composés peuvent se former par la réaction du soufre avec les métaux.

Les réactions impliquant l'oxygène, le soufre, le cuivre, l'aluminium ou autres métaux peuvent produire du sulfite de cuivre (Cu_2SO_3), du sulfate de cuivre (CuSO_4), du sulfate d'aluminium [$\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$] et autres composés inorganiques à base de sulfate.

5. Paramètres contribuant à la formation du soufre corrosif

Le soufre non corrosif peut devenir corrosif après avoir été exposé à des températures élevées sur des surfaces métalliques chaudes et produire des sulfures métalliques. Cette attaque corrode la surface du métal. Le matériau corrodé se détache et crée des cavitations provoquant ainsi la création de gaz et d'arc électrique [84].

L'oxygène est un facteur contribuant grandement à la formation de soufre corrosif. L'oxygène peut se trouver dans le cuivre lui-même par exemple le cuivre utilisé couramment pour les enroulements de cuivre, le CDA-110 (UNS-C1100) qu'on désigne comme cuivre électrolytique non désoxydé. Le cuivre CDA-110 peut contenir jusqu'à 500 ppm d'oxygène ou moins. Différentes qualités de cuivre peuvent contenir des quantités d'oxygène beaucoup plus élevées.

6. Sources du soufre corrosif dans les transformateurs de puissance

Le soufre corrosif n'est pas spécifique uniquement aux huiles minérales de transformateur. Les matériaux utilisés dans les appareils électriques ou ceux remplis d'huile peuvent contenir des composés soufrés, dont certains peuvent être corrosifs. Ceux-ci comprennent les tuyaux, les joints, certaines colles à base d'eau, du cuivre et du papier isolant utilisés dans la fabrication des transformateurs. Il est généralement admis que les anciens joints d'étanchéité utilisés dans les transformateurs ont été fabriqués à partir de liège et de liège/glycéro. Ces dernières années, la plupart des joints compatibles à l'huile utilisés sont des caoutchoucs nitriles tels que le BUNA-N et le Viton®, élastomère fluoré. Dans la fabrication de ces matériaux, le soufre est utilisé dans le processus de durcissement. Les fabricants

éliminent le soufre pendant le processus de durcissement, mais des tests ont montré que certains joints contiennent encore des niveaux élevés de soufre [80]. La plupart des cuivres utilisés dans la fabrication des bobinages du transformateur contiennent des impuretés et du soufre, de l'argent, de l'arsenic, du phosphore, du tellure et de l'oxygène [80]. La quantité de soufre qui est admise dans les types de cuivre électrique est de 15 ppm ou moins [80]. Dans une analyse effectuée au Laboratoire de Matériaux Doble sur des échantillons de cuivre issus d'enroulements, la quantité de soufre détectée était très faible (environ 5 ppm ou moins) [80].

Dans le papier kraft, le processus de fabrication de la pâte de papier convertit les copeaux de bois en cellulose en supprimant la majorité de la lignine (95 à 98 %) et d'autres impuretés. Il existe actuellement deux procédés de base pour produire des papiers. Le principal procédé utilisé aujourd'hui pour produire des papiers de qualité est le procédé au sulfate. L'hydroxyde de sodium et de sulfure de sodium sont utilisés dans le processus de cuisson. Les fibres de pâte dans le procédé Kraft n'absorbent qu'une partie des composés soufrés qui ne peuvent être éliminés par le procédé de lavage et rinçage [86].

La contamination accidentelle de l'huile avec des substances de soufre corrosif peut se produire en utilisant des matériaux incompatibles ou contaminés pour le transfert de l'huile. Par exemple, les tuyaux qui sont fabriqués à partir de caoutchouc naturel ou les tuyaux d'essence contiennent de grandes quantités de soufre qui sont facilement transférables à l'huile qui est pompée à travers eux [80].

7. Effets du soufre corrosif

La corrosion des surfaces métalliques et plus particulièrement les surfaces de cuivre exposées, est l'une des réactions primaires du soufre corrosif. Le conducteur en cuivre soufré est susceptible de réduire la tension seuil des décharges partielles et surtout de réduire la tension disruptive de l'isolation solide, ce qui peut entraîner une perforation diélectrique à travers l'isolant papier. Le sulfure de cuivre est conducteur et la présence de sulfure de cuivre dans le papier et le long des surfaces, réduit efficacement la résistance d'isolement. Le soufre corrosif (formation + dépôts) entraîne une baisse significative de l'isolement électrique du papier provoquant ainsi un amorçage avec des éléments conducteurs proches. Les dépôts ont tendance à apparaître au sommet des enroulements (les parties les plus chaudes) du transformateur élévateur mais ils ont également été observés dans des changeurs de prise [87].

Les effets de l'attaque du soufre corrosif sur un métal conducteur ne donnent pas toujours lieu à un revêtement noir. Dans certains cas, un revêtement d'argent peut se produire [80].

Le soufre corrosif n'attaque pas que le métal. Des réactions de soufre peuvent se produire avec des conducteurs enveloppés de papiers. Dans ce cas, la réaction est transférée sur la surface du papier. La figure VI.1 montre un schéma simplifié de l'accumulation du sulfure de cuivre sur la surface du conducteur. Quelques effets destructeurs du soufre corrosif sont montrés sur les figures VI.2 et VI.3.

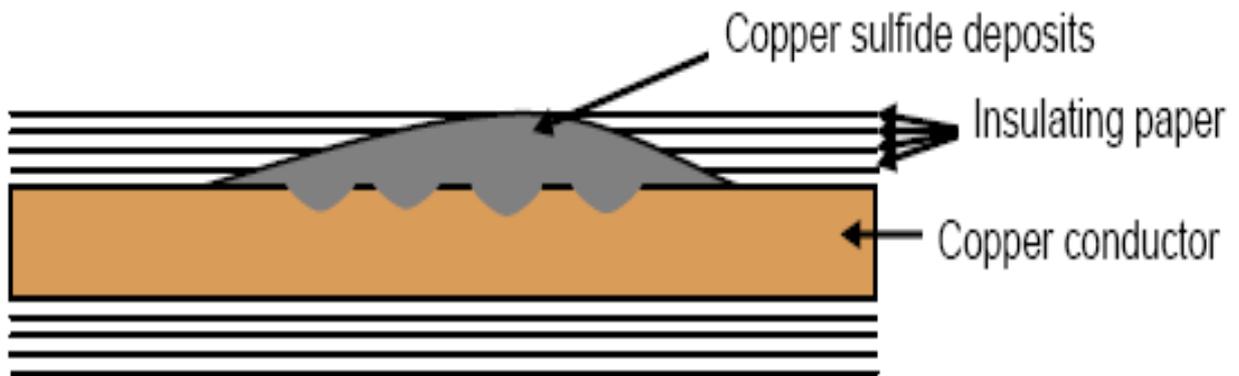


Figure VI.1 : Dépôts de sulfure de cuivre sur le conducteur cuivre [88].



Figure VI.2 : Défaillance du sulfure de cuivre sur un transformateur de distribution (130 kV/130 MVA) [89].



Figure VI.3 : Claquage entre les brins du conducteur sur un disque en carton ou entre les disques [90].

8. Procédure expérimentale

La norme ASTM Designation 1275 Method B [91] est utilisée pour la procédure expérimentale. Le matériel utilisé pour nos expériences consiste en un tube Erlenmeyer de capacité 500 ml à ouverture étroite et avec fermeture, des feuilles de cuivre (99,9 + % pure, 0,127 à 0,254 mm d'épaisseur), du papier au carbure de silicium de grains 240 pour le polissage et de l'azote. La procédure expérimentale consiste à :

- découper une feuille de cuivre de dimension 6mm x 25 mm, la polir et la courber en forme de V ;
- remplir l'Erlenmeyer d'huile de volume 250 ml ;
- mettre le cuivre en V dans l'huile ;
- injecter de l'azote dans l'Erlenmeyer pendant une minute ;
- fermer le tout et mettre au four.

La figure VI.4 montre une photographie de l'échantillon de cuivre mis au four.



Figure VI.4 : Échantillon de cuivre au four.

8.1. Cas d'études

Pour simuler l'impact des différentes contraintes (oxygène, temps et température) sur nos échantillons de cuivre, on réalise diverses expériences à travers deux cas d'études. Le premier cas concerne l'impact d'un paramètre individuel tandis que le cas deux associe la combinaison des paramètres deux à deux.

8.1.1. Cas 1 : impact du paramètre seul

- Impact de l'oxygène

On utilise trois volumes d'une huile en service ayant respectivement 4259 ppm, 17169 ppm, 45018 ppm de quantité d'oxygène. Les quantités d'oxygène de 4259 ppm et 17169 ppm ont été obtenues en dégazant plusieurs fois l'huile en service. La détermination de la teneur en oxygène est faite à l'aide d'un chromatographe en phase gazeuse (Shimadzu TOGAS GC2014). Le choix de ces quantités d'oxygène se justifie par le fait qu'à pression atmosphérique, 10 % d'air par volume se dissout dans l'huile minérale. La quantité d'oxygène dissoute dans des échantillons d'huile recueillis dans les conservateurs de transformateurs varie entre 5000 et 40000 ppm [13]. L'expérience est réalisée pendant une durée de 48 heures à une température constante de 150 °C.

- Impact du temps

Seule l'huile ayant une quantité d'oxygène de 4259 ppm est utilisée. L'expérience est réalisée pour trois valeurs de temps (48 h, 96 h, 168 h) à la température constante de 150 °C.

- Impact de la température

L'expérience est réalisée pour trois températures soient 70 °C, 115 °C, 150 °C pendant 48 heures avec l'huile ayant 4259 ppm d'oxygène.

8.1.2. Cas 2 : Impact des paramètres pris deux à deux

On a comme impacts :

- Impact combiné de l'oxygène et du temps

L'expérience est réalisée pour trois valeurs de temps (48 h, 96 h, 168 h) à la température constante de 150 °C et avec l'huile ayant une quantité d'oxygène de 45018 ppm ;

- Impact combiné du temps et de la température

L'expérience est réalisée avec l'huile ayant une quantité d'oxygène de 45018 ppm en croisant trois valeurs de temps (48 h, 96 h, 168 h) à trois valeurs de températures (70 °C, 115 °C, 150 °C). Ce qui signifie que pour chaque valeur de temps, on réalise l'expérience avec les 3 valeurs de température ;

- Impact combiné de l'oxygène et de la température

L'expérience est réalisée pour trois températures (70 °C, 115 °C, 150 °C) pendant 48 heures et avec l'huile ayant une quantité d'oxygène de 45018 ppm.

8.2. Détermination du soufre dans les conducteurs

La détermination du soufre est faite à l'aide de la fournaise EMIA-220V de HORIBA (figure VI.5). La méthode fonctionne sur la combustion dans un flux d'oxygène et l'absorption infrarouge. L'échantillon est chauffé dans un petit creuset de porcelaine avec des accélérateurs (fer, étain et tungstène) dans une fournaise à induction pour être oxydé et réagir dans le flux d'oxygène. La plupart du carbone (C) sera ainsi transformé en dioxyde de carbone (CO₂). Le carbone restant sera transformé en monoxyde de carbone (CO). Le soufre (S) quant à lui sera transformé en dioxyde de soufre (SO₂). Durant ce processus, l'eau est dégagée sous forme d'H₂O et d'H₂. Cette eau, constituant un contaminant, est éliminée par déshydratation à l'aide de perchlorate de magnésium (Mg(ClO₄)₂). Le flux d'oxygène est régularisé et introduit dans le détecteur infrarouge. Les teneurs en soufre et en carbone sont alors mesurées par le détecteur de CO₂, CO et SO₂. Le schéma de fonctionnement est présenté par la figure VI.6.



Figure VI.5 : EMIA-220V de HORIBA. Détecteur de soufre et de carbone.

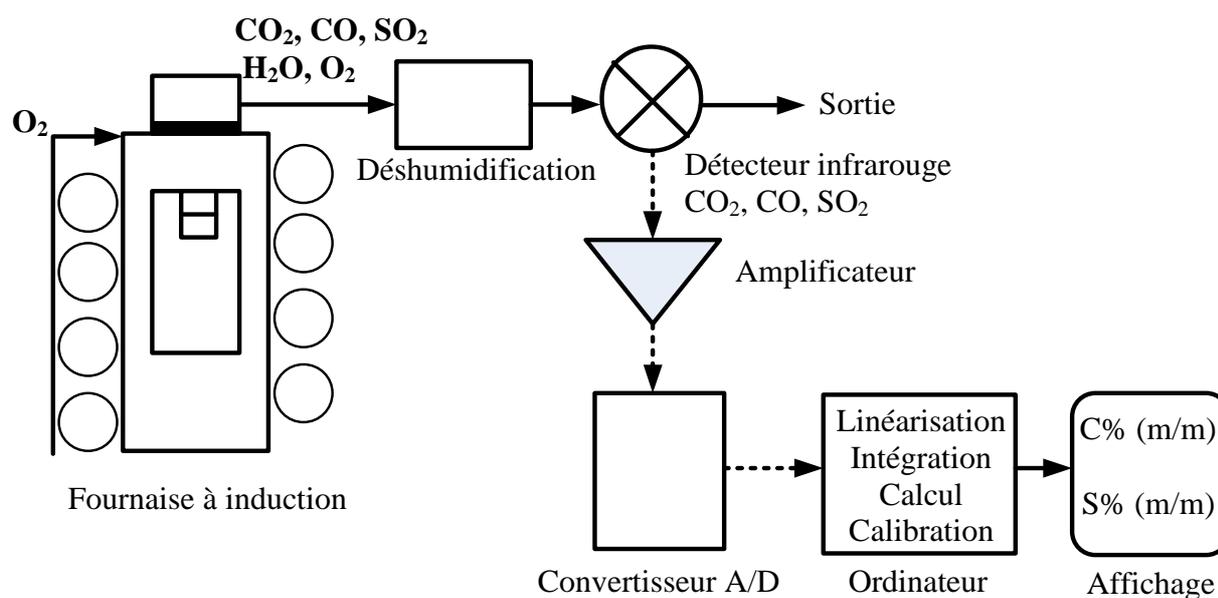


Figure VI.6 : Fonctionnement de la fournaise EMIA-220V de HORIBA.

9. Analyse qualitative

La classification du conducteur de cuivre corrodé ou non corrodé est réalisée à l'aide du code de couleur présenté à la figure VI.7 [92].

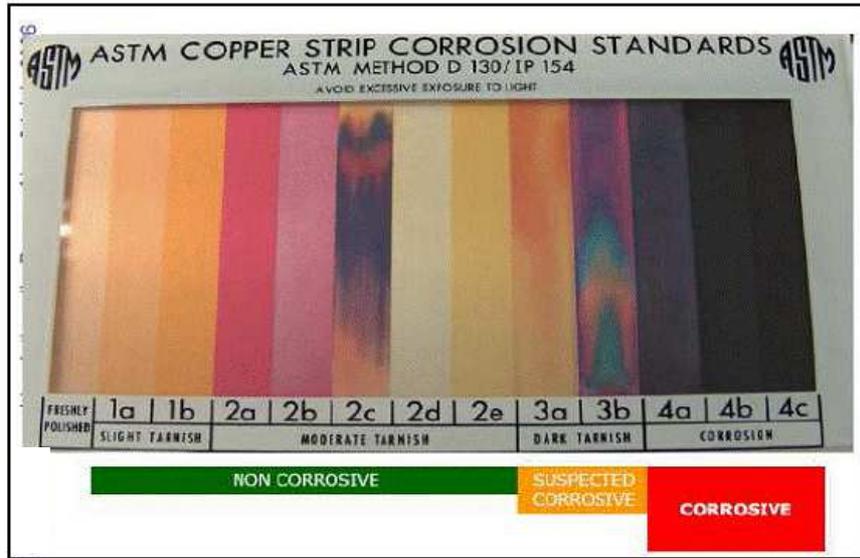


Figure VI.7 : Codes de couleurs pour la classification du cuivre corrodé ou non corrodé [92].

Les figures VI.8, VI.9 et VI.10 montrent l'évolution de l'indice de soufre corrosif pour les différents impacts (oxygène, temps, température). L'évolution de l'indice de soufre est très variable. Elle montre le caractère corrosif d'un seul échantillon de cuivre seulement par l'impact dû au temps. Ce cuivre corrodé a pour indice de soufre corrosif 4a, pour une teneur en oxygène de 4259 ppm, d'un temps de 168 h et à la température de 150 °C. On ne constate aucune corrosion du cuivre dans le cas de l'impact de la température. Il semble que l'impact du temps est le plus significatif, vient ensuite l'impact de l'oxygène. L'impact de la température semble être le moins agressif.

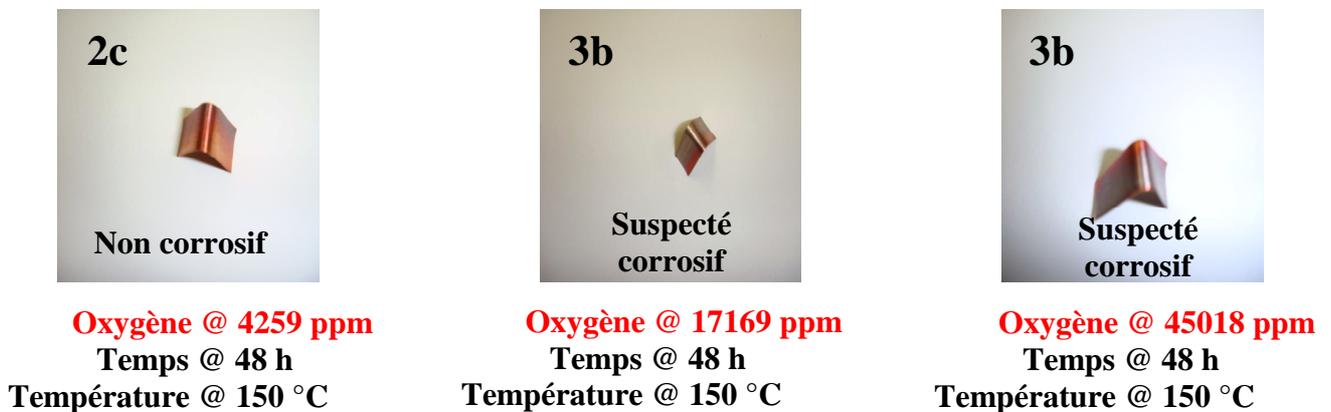


Figure VI.8 : Impact de l'oxygène.

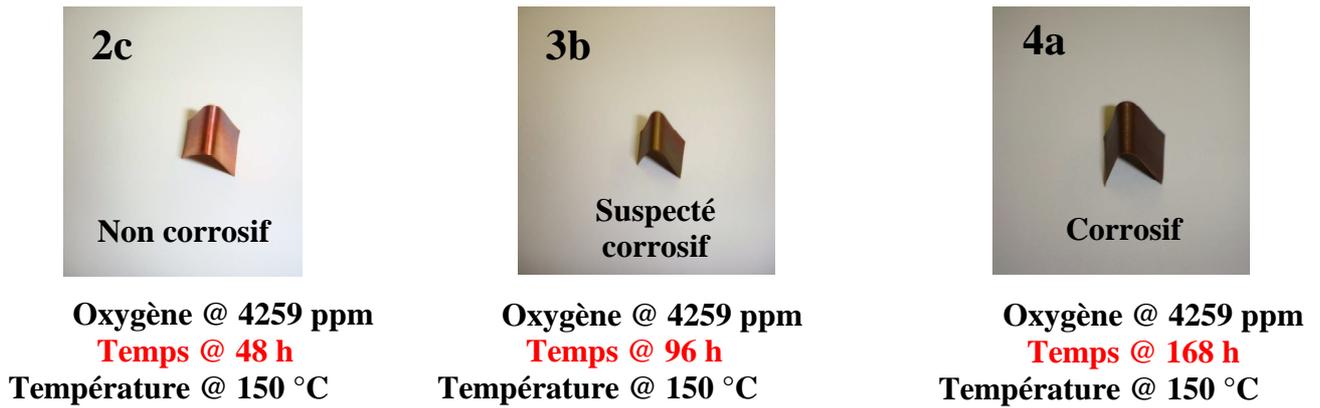


Figure VI.9 : Impact du temps.

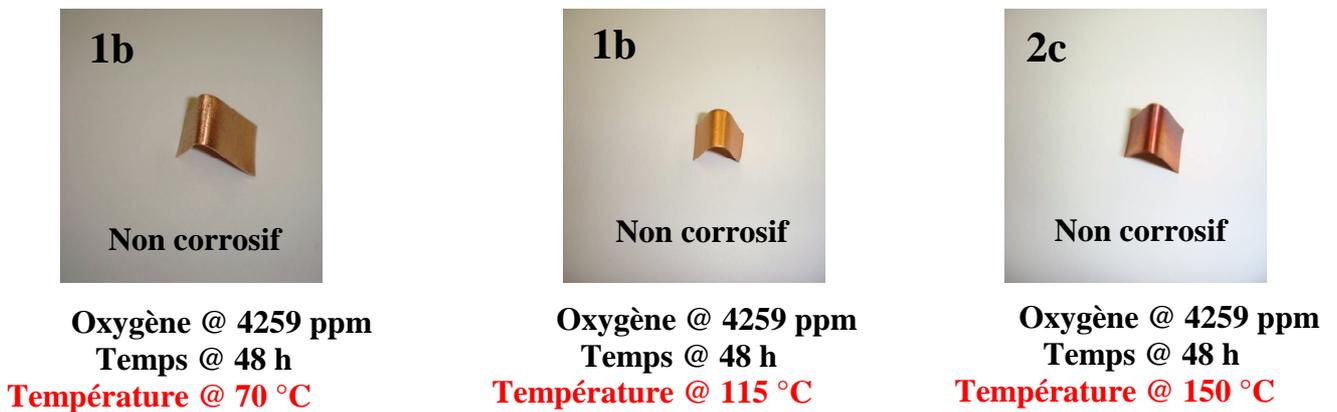


Figure VI.10 : Impact de la température.

Les figures VI.11, VI.12 et VI.13 montrent également l'évolution de l'indice de soufre corrosif pour différentes combinaisons des impacts (oxygène + temps, temps + température, oxygène + température). Comme dans les cas précédents, l'indice de soufre évolue selon le degré de corrosion. Seules les actions combinées de l'oxygène et du temps, du temps et de la température permettent de détecter quelques présences d'échantillon de cuivre corrodé. L'impact de l'oxygène et du temps semble le plus significatif comparativement à l'impact de l'oxygène et de la température qui ne produit aucun cuivre corrodé. Bien qu'on dénote quelques différences au niveau de la qualité des cuivres, on ne peut véritablement conclure quant à l'impact le plus prépondérant, car il existe des similitudes d'indice de soufre corrosif pour différents impacts.



Figure VI.11 : Impact de l'oxygène et du temps.

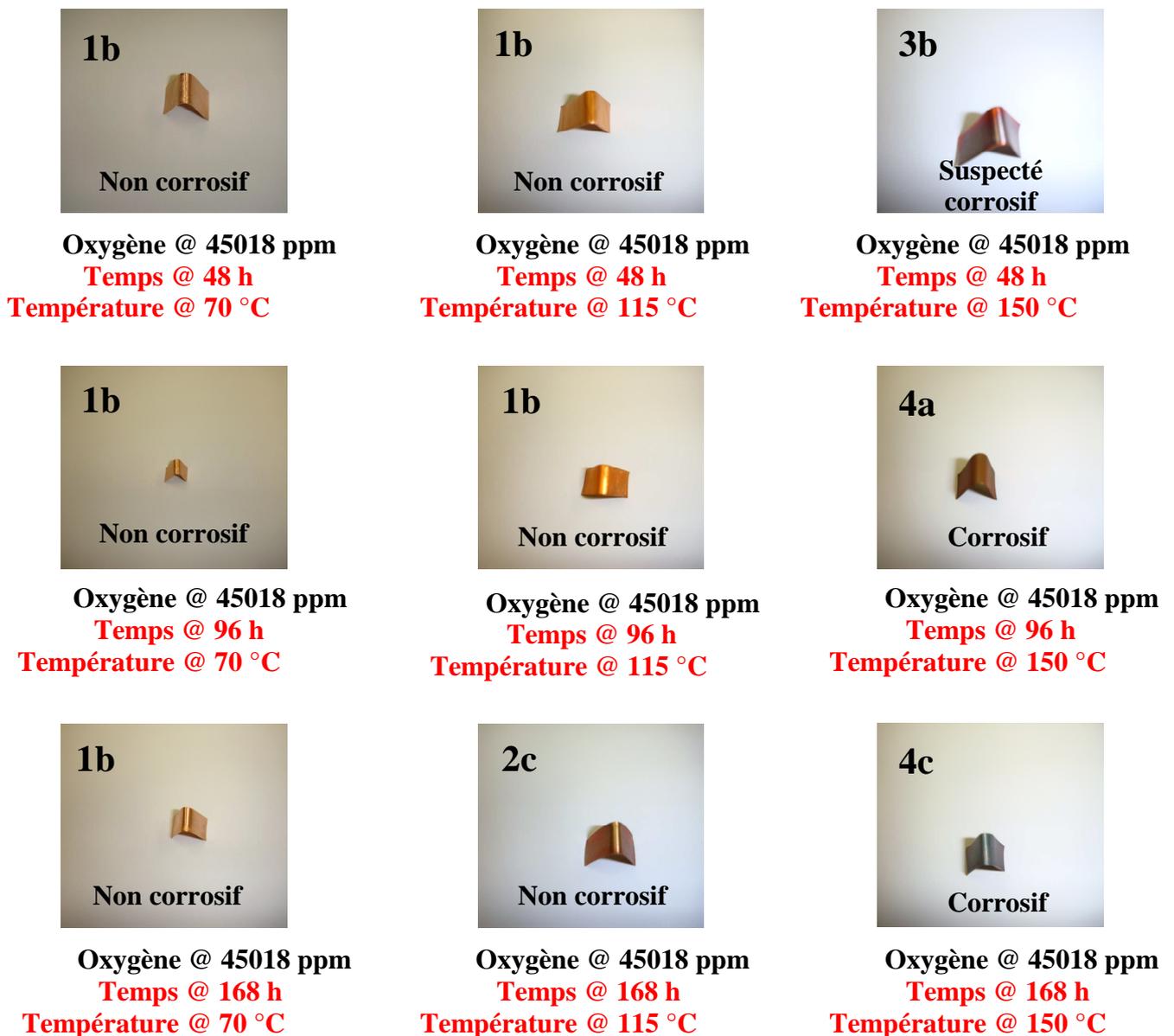


Figure VI.12 : Impact du temps et de la température.



Figure VI.13 : Impact de l'oxygène et de la température.

10. Analyse quantitative

La quantité de soufre déterminée pour l'échantillon de cuivre initialement, c'est-à-dire sans qu'il n'ait subi d'impact, est de 2,3 ppm. Cette valeur en deçà de 15 ppm est en accord avec la valeur de soufre admissible dans le cuivre.

Les figures VI.14, VI.15 et VI.16 montrent les courbes présentant la quantité de soufre pour différents impacts. On constate une augmentation du dépôt de soufre pour toutes les contraintes. La quantité de soufre croît avec la quantité d'oxygène contenue dans l'huile comme l'atteste la figure VI.14. Cela traduit une fois de plus que l'oxygène est un paramètre très nuisible pour le transformateur de puissance. Aux basses températures (figure VI.16), la quantité de soufre corrosif qui se dépose sur les conducteurs cuivre n'est pas nuisible dans la mesure où celle-ci ne dépasse pas la valeur de soufre admissible dans le cuivre qui est de 15 ppm. Elle commence à être plus significative à partir de 150 °C. De grandes quantités de soufre corrosif sont observées pour l'impact dû au temps et celui de l'oxygène. On relève déjà pour une quantité d'oxygène inférieure à 5000 ppm, une quantité de soufre corrosif égale à 30,3 ppm. À cette valeur de soufre correspond un soufre non corrosif détecté par la méthode qualitative, pourtant cette valeur de 30,3 dépasse la valeur de soufre admissible dans le cuivre soit deux fois cette valeur. Ce constat traduit de manière évidente que la méthode qualitative est véritablement un critère subjectif pour évaluer le soufre corrosif sur les conducteurs cuivre. Nous pouvons admettre qu'il y a un risque de corrosion du cuivre à cette valeur de soufre. Les résultats trouvés pour de petites quantités d'oxygène (<5000 ppm) montrent que même dans les environnements pauvres en oxygène par exemple dans les conservateurs de

transformateurs (systèmes de préservation à gaz ou à diaphragme), il y a formation du sulfure de cuivre. Ces résultats sont en accord avec les observations faites par Lewand [80]. La méthode qualitative ne peut diagnostiquer cela.

Dans le cas de l'impact du temps, la quantité de soufre corrosif maximale atteinte est de 147,8 ppm (figure VI.15) soit environ 65 fois la valeur de soufre initiale pour un échantillon de cuivre neuf. Cette valeur indique que ce paramètre est le plus nuisible dans la formation du sulfure de cuivre. Le diagramme représenté à la figure VI.17 atteste cela. Elle montre une meilleure comparaison des différents impacts. Avec la méthode quantitative, on peut affirmer que l'impact du temps est le plus destructeur, vient l'oxygène et enfin la température.

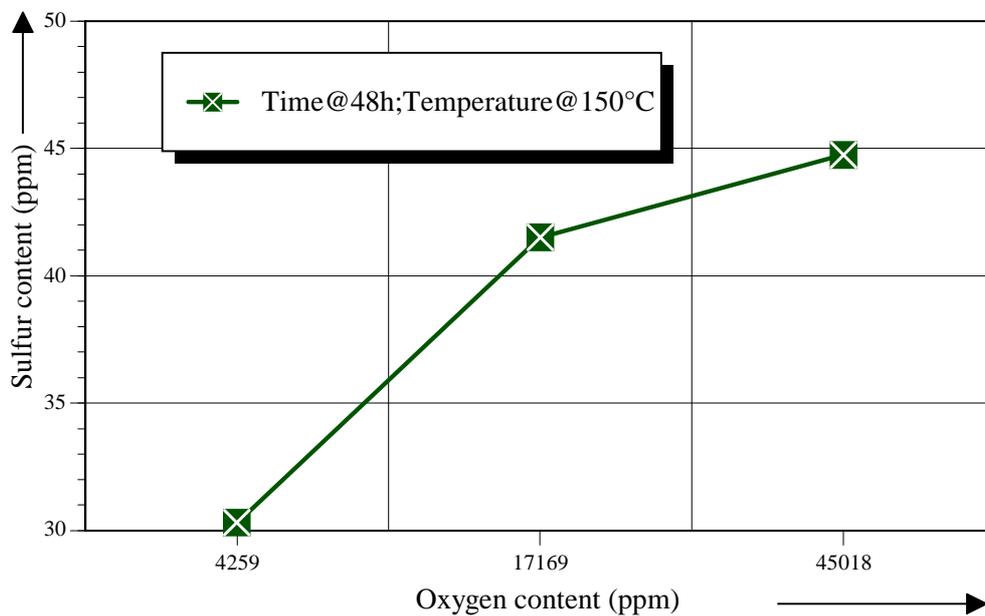


Figure VI.14 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact de l'oxygène.

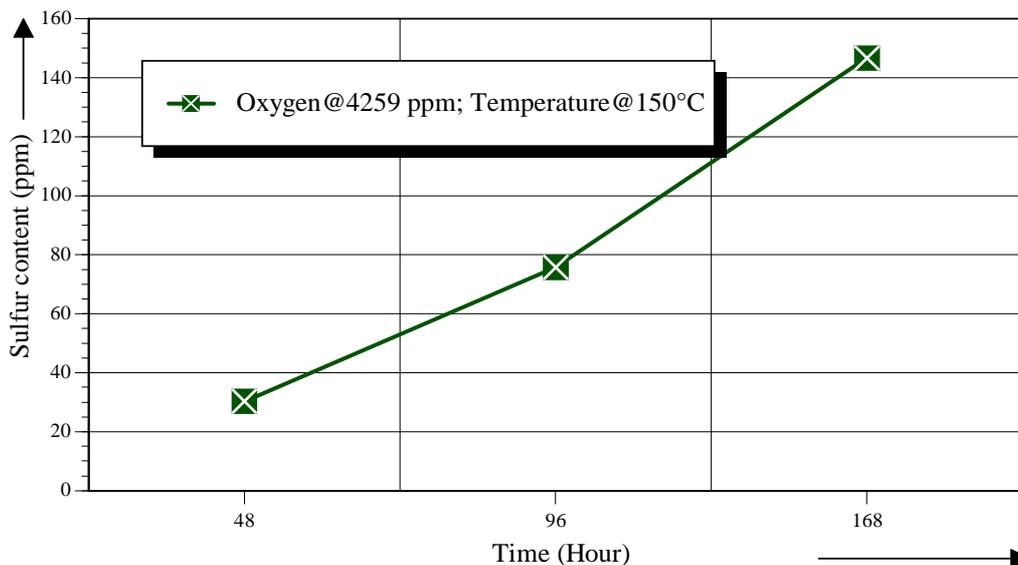


Figure VI.15 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact du temps.

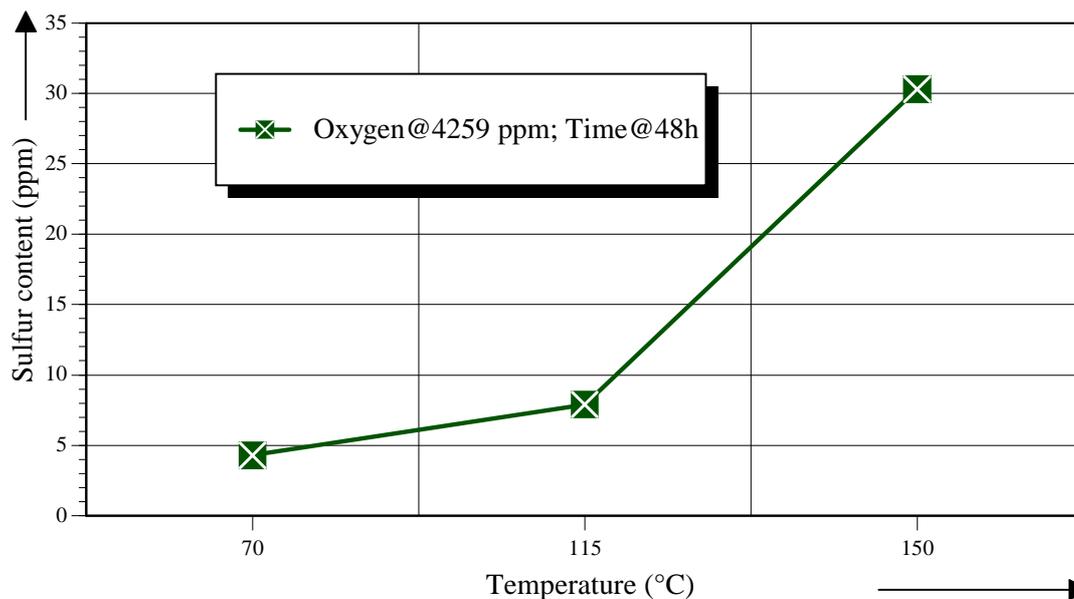


Figure VI.16 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact de la température.

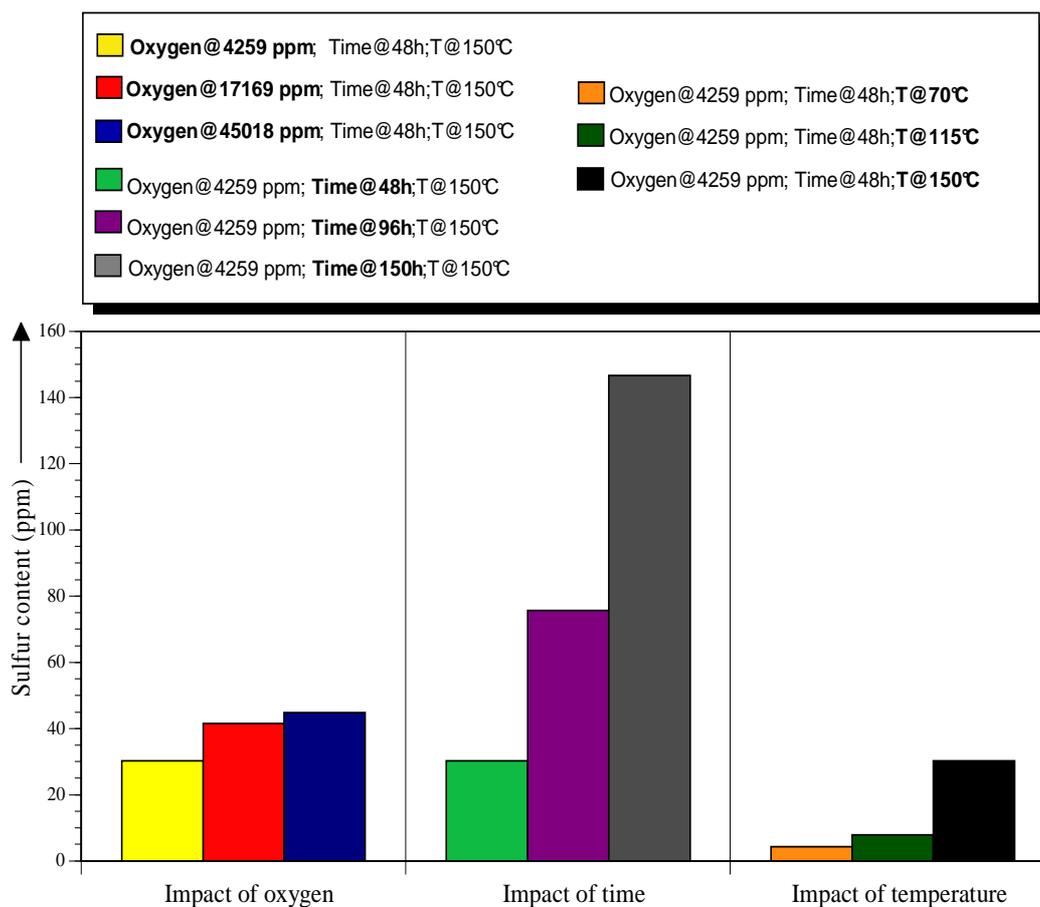


Figure VI.17 : Diagramme récapitulatif montrant la comparaison entre différents impacts.

Les figures VI.17, VI.18, VI.19, VI.20 et VI.21 montrent également l'évolution de la quantité de soufre contenue dans les échantillons de cuivre, cette fois-ci pour les combinaisons des impacts pris deux à deux (oxygène + temps, temps + température, oxygène + température). La figure VI.22 présente un diagramme comparatif des impacts combinés. Comme on peut le remarquer sur ces courbes, le soufre augmente pour chacun des impacts combinés. Il atteint sa valeur maximale (figures VI.18, VI.19 ou VI.20) qui est de 187,5 ppm soit environ 82 fois la valeur de soufre initiale contenue dans l'échantillon de cuivre neuf. Dans l'impact seul, il était de 65 fois la valeur du soufre initiale. Ceci traduit que l'association des impacts contribue plus à produire le soufre corrosif dans l'échantillon de cuivre que l'action d'un impact seul. L'action combinée de l'oxygène et du temps est la plus destructrice (figure VI.22). Il en est de même pour l'action combinée du temps et de la température, mais seulement aux hautes températures (à partir de 150 °C). Aux basses températures (70 °C), de petites quantités de soufre sont produites, indiquant que le cuivre est toujours utilisable. L'action combinée de l'oxygène et de la température est la moins destructrice des trois combinaisons d'impacts. La valeur maximale de soufre atteinte pas cette combinaison d'impact est de 44,75 ppm soit 19 fois la valeur du soufre initiale contenue dans un échantillon de cuivre neuf.

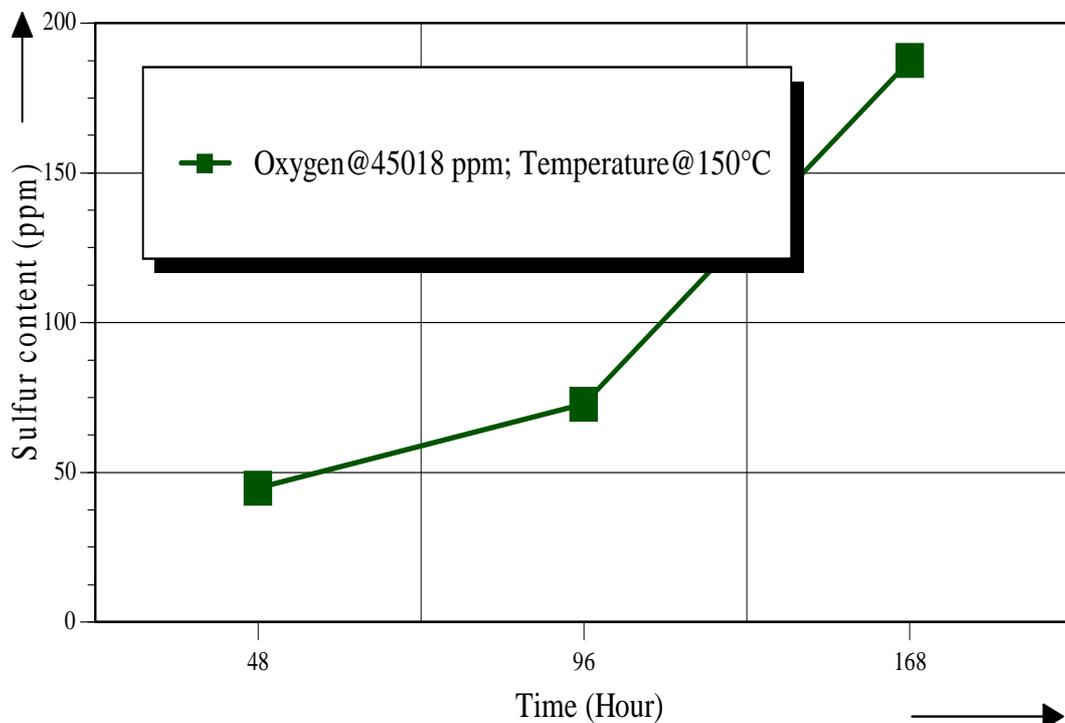


Figure VI.18 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact de l'oxygène et du temps.

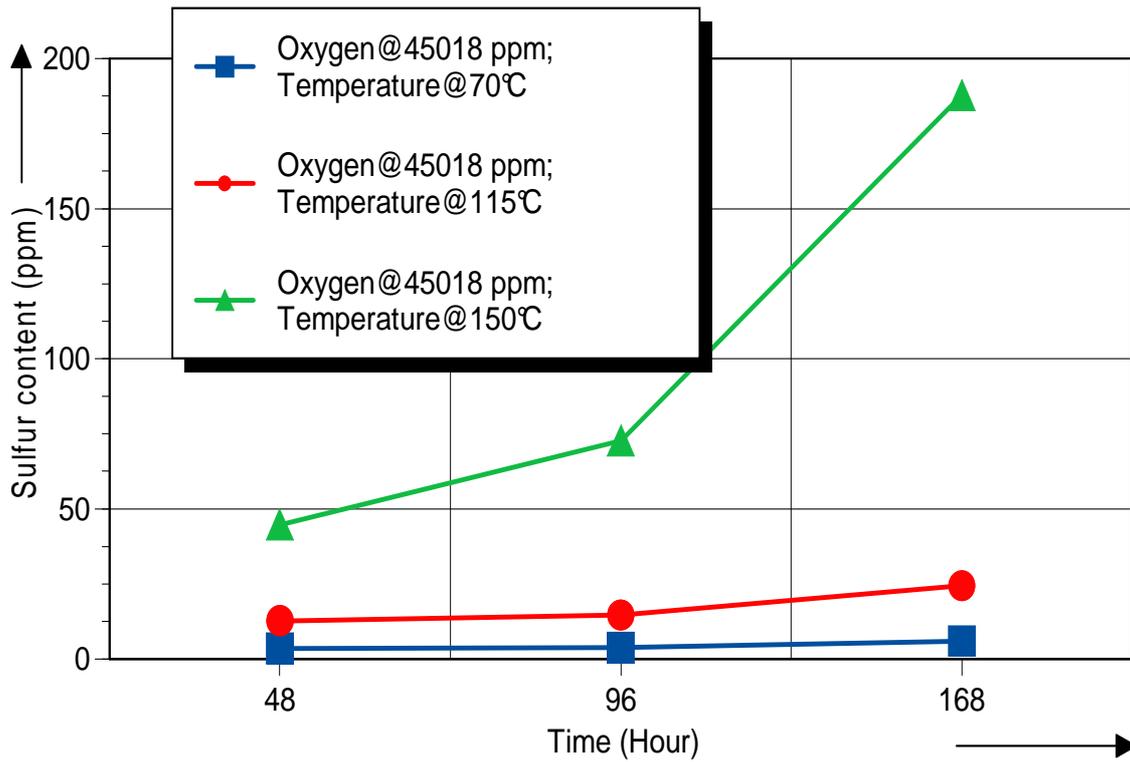


Figure VI.19 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact du temps et de la température. Courbe en fonction du temps.

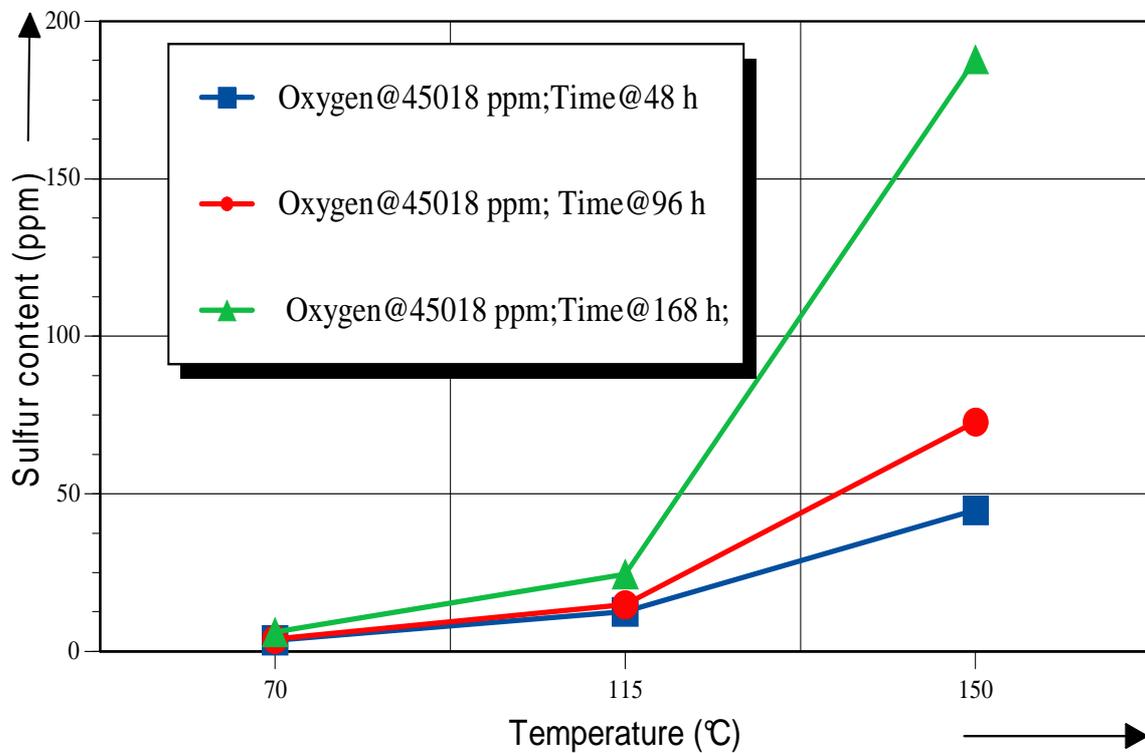


Figure VI.20 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact du temps et de la température. Courbe en fonction de la température.

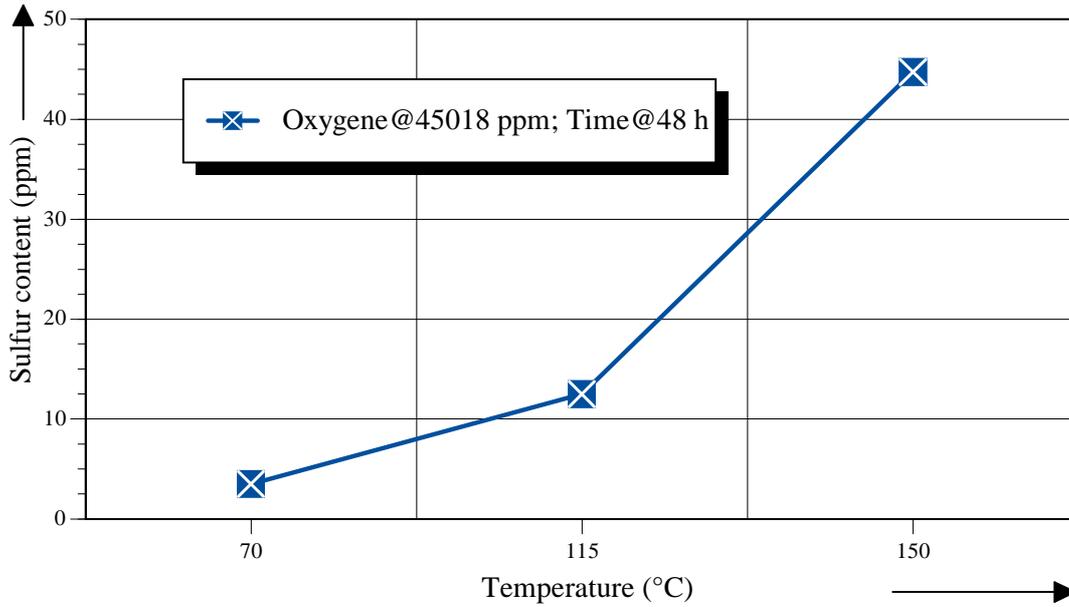


Figure VI.21 : Augmentation de la déposition du soufre sur le cuivre : impact de l'oxygène et de la température.

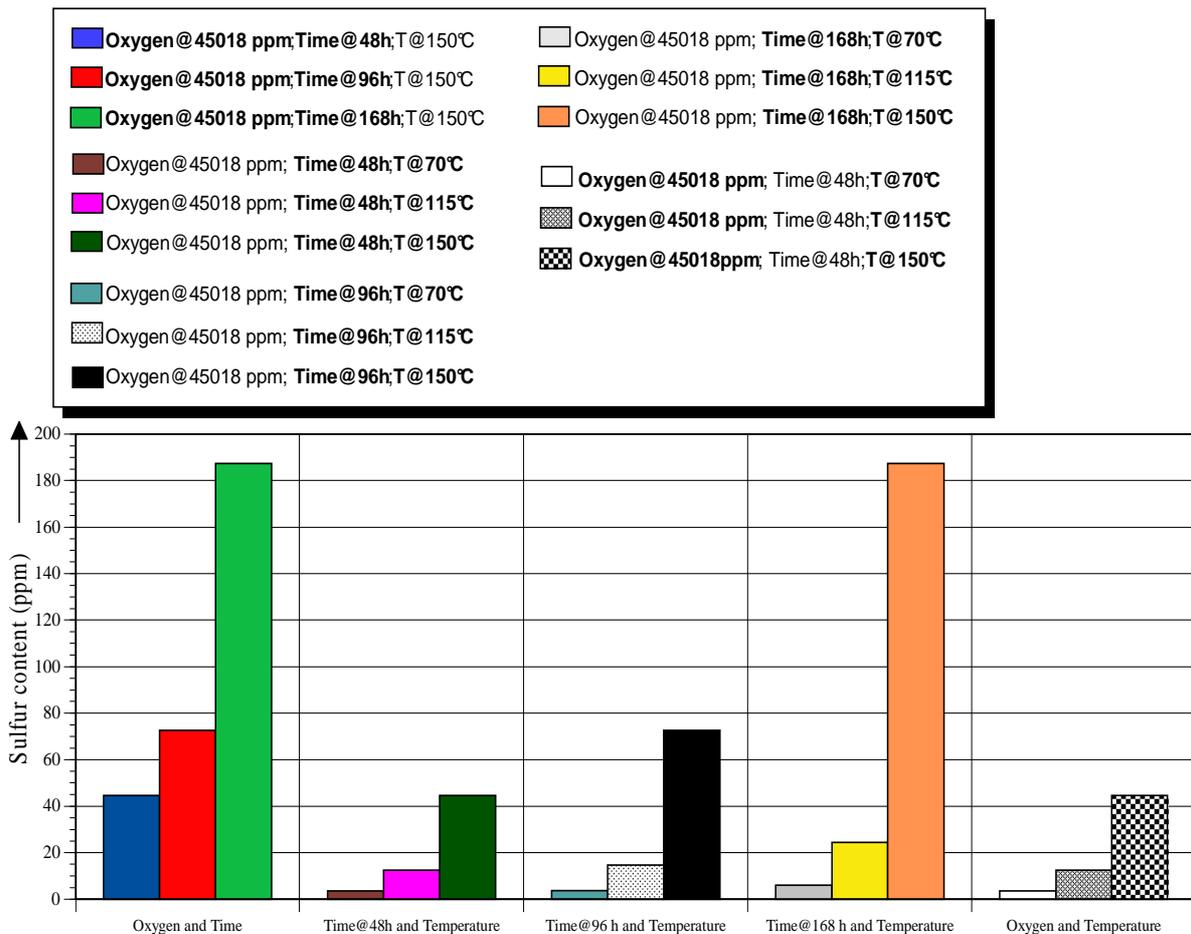


Figure VI.22 : Diagramme récapitulatif montrant la comparaison entre la combinaison des impacts.

11. Conclusion

L'étude du soufre corrosif dans les échantillons de cuivre a été réalisée conformément à la norme ASTM D 1275 B. L'aspect qualitatif et quantitatif du soufre corrosif a été analysé à travers divers scénarios. Il ressort de ce chapitre la nécessité de déterminer la quantité de soufre contenue dans le cuivre. Là où la méthode qualitative détecte un cuivre non corrosif, la méthode quantitative montre que ce cuivre est corrosif, car le soufre contenu dans ce cuivre dépasse la valeur de soufre admissible dans le conducteur cuivre. Cette méthode quantitative nous a permis de diagnostiquer les paramètres permettant d'accélérer la formation du soufre corrosif. Les résultats des analyses quantitatives permettent de conclure que :

- Le temps est le paramètre le plus nuisible, vient ensuite l'action de l'oxygène et enfin l'action de la température ;
- Dans les environnements pauvres en oxygène (<5000 ppm), il peut se produire la formation du soufre corrosif. La méthode qualitative ne peut détecter cela ;
- L'action combinée du temps et l'agressivité de l'oxygène dissous produit des quantités de soufre élevées dans le cuivre soit environ 82 fois la valeur de soufre initiale dans l'échantillon de cuivre neuf. Dans cette combinaison, l'impact du temps est le plus significatif.

Ces nouveaux éléments relatifs à l'impact de l'oxygène, du temps et de la température sur la formation du soufre corrosif contribueront à mieux lutter contre ce fléau qui constitue comme le témoignent ces effets dévastateurs un réel problème pour les transformateurs de puissance.

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, nous avons développé de nouvelles méthodes de diagnostic pour les transformateurs de puissance ainsi qu'une méthode originale de régénération des huiles minérales. Diverses expériences ont été entreprises pour évaluer les performances de ces nouveaux outils de diagnostic. Il ressort de cette étude que :

- Le gazage de l'huile sous contrainte électrique est la conséquence de la décomposition d'hydrocarbures vulnérables provoquée par l'injection des électrons libres dans l'huile. Le test de stabilité permet de simuler le comportement d'une huile neuve, âgée ou en service sous champ électrique en fournissant des informations sur la qualité de celles-ci. Cette information concerne la stabilité des huiles. Le choix d'une huile stable est motivé par le fait que dans les transformateurs de puissance en particulier, les radicaux libres sont paramagnétiques. Étant attirée par le noyau magnétique d'un transformateur, la concentration de ces radicaux libres peut être inférieure dans un échantillon d'huile prélevé au fond de la cuve que dans les échantillons prélevés sur une région plus proche des enroulements. Aussi, sans connaître la tendance au gazage initial des huiles, il est difficile d'établir si la détérioration de l'huile (c'est-à-dire sa pureté) a réduit sa capacité à résister à la décomposition sous la même contrainte électrique ou si une panne naissante est la cause de l'augmentation de la tendance au gaz. Pour cela, divers types d'huiles (minérales, esters synthétiques, esters naturels, huile silicone) ont été étudiés afin de connaître leur stabilité. Nous avons montré que la tendance au gazage des esters naturels est beaucoup plus faible que les autres types d'huiles. Nous avons également montré que les huiles sévèrement hydrotraitées et hydrocraquées contribuent à une tendance au gazage élevée. Nous n'avons pas observé de différences significatives entre les esters synthétiques et l'huile silicone.

Les résultats ont montré de manière convaincante l'effet de la régénération sur le gazage des huiles. Dans ce cas, les huiles âgées en service ont une tendance au gazage qui décroît avec le nombre de cycles de régénération. Le type de terre à foulon employée pour la régénération des huiles en service affecte aussi la tendance au gazage.

Le fait de soumettre l'huile à une période de stabilité prolongée a révélé que les huiles minérales isolantes contiennent des quantités limitées d'hydrocarbures instables qui occasionnent ainsi une diminution de leur tendance au gazage.

Du fait que le test de stabilité révèle les effets secondaires du gazage dus aux réactions chimiques secondaires entre les chaînes d'hydrocarbures rompues, deux outils de diagnostic rapides et fiables (ASTM D 6802 et ASTM D 6181) ont été utilisés pour déterminer la

concentration des produits de décomposition dissous et les suspensions colloïdales avant et après le test de stabilité. La connaissance de ces contaminants est d'importance capitale dans le diagnostic des transformateurs de puissance, car ceux-ci contribuent à la dégradation prématurée des huiles isolantes.

- La turbidité et la spectrophotométrie UV/Visible sont deux outils rapides, fiables et peu coûteux qui nous ont permis de quantifier l'effet de la terre à foulon dans le processus de régénération des huiles. En utilisant la spectrophotométrie, nous avons montré qu'il faut au moins 15 cycles de régénération pour obtenir une huile neuve. La stabilité de l'huile obtenue après les 15 cycles de régénération est quasiment la même que l'huile neuve servant de témoin. Dans le but de réduire le nombre de cycles de régénération qui est beaucoup plus important pour obtenir une huile neuve, nous avons également développé une nouvelle technique permettant d'améliorer la terre à foulon par injection d'azote. Le pouvoir adsorbant de la terre à foulon améliorée avec l'azote réduit de manière efficace le nombre de cycles de régénération qu'il aurait fallu à une terre à foulon normale de régénérer. Dans notre cas, deux cycles de régénération ont été gagnés.

- À travers des conditions d'expériences sélectives, il est possible de montrer que les sous-produits de la décharge électrique affectent plus les propriétés électriques de l'huile que l'humidité et les gaz. Un autre résultat important qui émane de cette étude est que la turbidité affecte plus les propriétés thermiques de l'huile que la tension interfaciale et le nombre d'acidité. Connaissant la turbidité de l'huile, on peut directement la corrélérer à la mesure de la viscosité de l'huile.

- La méthode actuelle ASTM D 1275 B utilisée pour déterminer si la bande (lamelle) de cuivre est corrosive ou non corrosive est insuffisante pour mettre en évidence ce phénomène. La solution que nous avons adoptée, consiste à déterminer quantitativement le soufre contenu dans la bande de cuivre lorsqu'il est soumis à diverses contraintes (oxygène, temps, et température). Les résultats quantitatifs obtenus ont montré que le temps est le paramètre le plus nuisible dans la formation du soufre corrosif. Nous avons également montré que même dans les environnements pauvres en oxygène, la formation du soufre corrosif est possible. L'action combinée du temps et de l'agressivité de l'oxygène dissous contribue à augmenter plus sévèrement la formation du soufre corrosif.

BIBLIOGRAPHIE

-
- [1] M. Wang, A. J. Vandermar, “**Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service**”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol.18, N°.6, pp.12-25, Nov/Dec 2002.
- [2] **IEEE Guide for Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers**, IEEE Std.C57.104-1991, 1991.
- [3] ASTM Designation 924-08, “**Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids**”, **Book of Standards Volume: 10.03,2008.**
- [4] ASTM Designation 1533, “**Standard Test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl fisher Titration**”, **Book of Standards Volume: 10.03,2005.**
- [5] ASTM Designation 5837-99, “**Standard Test Method for Furanic compounds in Electrical insulating liquids by High-Performance Liquid Chromatography (HPLC)**”, **Book of Standards Volume: 10.03,2005**
- [6] ASTM Designation 971, “**Standard Test Method for interfacial tension of oil against water by the ring method**”, **Book of Standards Volume: 10.03,2004.**
- [7] ASTM Designation 974-08, “**Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration**”, **Book of Standards Volume: 05.01,2010.**
- [8] G. Duke, “**Predictive Maintenance a Case Study in Infrared Thermography**”, *Electrical Maintenance*, pp.11-12, 1998.
- [9] Asghar Akbari and al., “**Transfer Function-Based Partial Discharge Localization in Power Transformers: a Feasibility Study**”, IEEE Electrical Insulation Magazine, 18, 2002.
- [10] I. Fofana, Y. Zié and M. Farzaneh, “**Dielectric Response methods for diagnostics of Power equipment**”, In *Recent Advances in Dielectric Materials*, Editor: Ai Huang, © Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60692-266-8.
- [11] **Annual Book of ASTM Standards**, in Electrical insulation and electronics. 2005.

-
- [12] T. O. Rouse, “**Mineral Insulating Oil in Transformers**”. IEEE Electrical Insulation Magazine; Volume 14, N°3, pp 6-16, 1998.
- [13] I. Fofana and J. Sabau, “**Application of Petroleum-based oil in Power Transformer**”, 23 pages, *In Natural Gas Research Progress*, Editors: Nathan David and Theo Michel, © 2008 Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60456-700-7.
- [14] J. Sabau, “**Determination of Solid Suspensions in Electrical Insulating Oils by Turbidimetry**”, SAIT/CEA Technology Symposium Calgary (Alberta), 11-12 June 1998.
- [15] M. Eklind, “**Mineral insulating oils: Functional requirements, specifications and productions**”, Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on electrical insulation, Toronto, Canada, pp. 68-72, 2006.
- [16] R. Fournié, “**Les isolants en électrotechnique : Essais, Mécanismes de dégradation, Applications Industrielles**”, Collection de la Direction des Études et Recherches d'Électricité de France, Eyrolles, Paris, 1990.
- [17] H. Borsi, E. Gockenbach, B. Dolata, “**Ester Fluids as Alternative for Mineral Based Transformer Oil**”, 16th International Conference on Dielectric Liquids ICDL, Poitiers, France, 2008, p. 429 – 43.
- [18] E. Gockenbach, H. Borsi, “**Natural and Synthetic Ester Liquids as alternative to mineral oil for power transformers**” Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena CEIDP, Quebec, Canada, 2008, paper 5B-10.
- [19] A. Darwin, C. Perrier and P. Foliot, “**The use of natural ester fluids in transformer**”, Proceedings of MATPOST conference, Lyon (France), Paper 0036, November 15-16, 2007.
- [20] Working Group A2.35 of CIGRE Study Committee TB 436- **Experiences in Service with New Insulating Liquids**, October 2010.
- [21] J. Vergne, “**Étude du vieillissement physico-chimique du complexe papier-huile dans les transformateurs électriques**” Thèse INPT, 1992.

-
- [22] **Evaluation and Qualification of Electrical Insulation Systems**, IEC Committee, Tech. Rep.98/60 505/ed.2, 1998.
- [23] Working Group 09 of CIGRE Study Committee 12. **Lifetime Evaluation of Transformers**. *Electra* 150:38-52, October 1993.
- [24] V. Prabhaskar, D. J. Badkas, “**Mechanism of Oxidation of Transformers Oils**”, *J. Inst. of Petr. (GB)*, 47, N°450, p.210, June 1961.
- [25] N. M. Emanuel, E. T. Denisov, Z. K. Maizus, “**Liquid Phase Oxidations of Hydrocarbons**”, Plenum Press, New York, 1967.
- [26] G. Breen, on the behalf of Study Committee 12, “**Essential requirements to maintain transformers in service**”, paper 12-103, *CIGRE session*, Aug. 30–Sept 5, 1992.
- [27] J. Unsworth, F. Mitchell, “**Degradation of Electrical Insulating Paper Monitored with High Performance Liquid Chromatography**”, *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, n°4 Volume 25, August 1990.
- [28] W. Lampe, E. Spicar, Rapport CIGRE n°12-05-1976.
- [29] B. Richardson, “**Transformer Life Management, Bushings and Tap Changers**”. Colloquium on Transformer Life Management, pages 8/1-8/4- October 1998.
- [30] Saha, T. K., *et al.*, “**Electrical and Chemical Diagnostics of Transformer Insulation; Part A : Aged Transformer Samples**”, *IEEE Trans. Power Delivery*, 12 (1997), 4, pp. 1547-1554.
- [31] ASTM Designation 6802, “**Standard Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry**”, **Book of Standards Volume : 10.03,2010**.
- [32] F. Rouessac, A. Rouessac, D. Cruché, C. Duverger-Arfulso, A. Martel, “**ANALYSE CHIMIQUE Méthodes et techniques instrumentales**” 7e édition, Collection : Sciences SUP, Dunod, 2009.

-
- [33] Y. Sheiretov and M. Zahn; **“Dielectrometry measurements of moisture dynamics in oil impregnated pressboard”** *IEEE Trans. on Diel. and Elec. Insul.*, Vol. 2 No. 3, pp 329-51, 1995.
- [34] J. Fabre, A. Pichon, **“Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers”**, *CIGRE conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paper 137, Paris, 1960.
- [35] HACH, **Turbidimètre de laboratoire Modèle 2100AN, Mode d’emploi pour utilisation avec le logiciel.**
- [36] J. Sabau and M. Sadar, **“Determination of Solid Suspensions in Electrical Insulating Oils by Turbidemetry”** Report prepared by INSOIL Canada Ltd. for the Souther Alberta Institute of Technology (SAIT) *June 1998, Calgary, AB, Canada.*
- [37] Standard Methods. 1995. ***Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater, nineteenth edition.*** America Public Health Association, AWWA, Water Environment Federation.
- [38] Franson, M. H., A. D. Eaton, L.S. Clesceri, and A.E. Greenberg (editors). American Public Health Association, AWWA, and Water Environment Federation. Port City Press, Baltimore, MD.
- [39] ASTM Designation 6181, **“Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin”**, Book of Standards Volume: 10.03, 2003.
- [40] ASTM Designation 6180, **“Standard Test Method for Stability of Insulating Oils of Petroleum Origin under Electrical Discharge”**, Book of Standards Volume: 10.03, 2008.
- [41] Programma Electric AB, **“Insulation Diagnostics Spectrometer IDA”**, Technical datasheet, Eldarv. 4, SE-187 75 Täby, Sweden.

- [42] E. Brisso, I. Fofana, B. Robertson and J. Sabau, **“Enhancing the Maintenance of Transformer Oils to Diminish the Risk of Blackouts”**, *Energetica*, Vol. 55, pp. 465-469, December 2007.
- [43] I. Fofana, A. Bouaïcha, M. Farzaneh, C. Volat and J. Sabau, **“On the Stability of Mineral Insulating Oils under Electrical Stress”**, Proc. of the 2009 IEEE Electrical Insulation Conference, pp. 482 - 486, Montréal, June 2009.
- [44] Luo, Y-R, **“Handbook of bond dissociation energies in organic compounds”**, CRC Press, 2003.
- [45] P. Wong and E. O. Foster, **“High Speed Schlieren Studies of Electrical Breakdown in Liquid Hydrocarbons”**, *Canadian Journal of Chemistry*, Vol. 55, p.1989, 1977.
- [46] E. O. Foster, **“Progress in the field of electric properties of dielectric liquids”**, *IEEE Trans Electr. Insul.* Vol. 25 N^o.1, pp 45-53, 1990.
- [47] Armanini, D. et al., **“Aging and Deterioration of HV Current Transformer Insulation by Very Fast Transient Overvoltages”** *Energia Electrica*, N^o.5, 1989.
- [48] Borsi, H., Schroder, U., Atten, p., Tobazeon, R., **“The Correlation between Partial Discharges (PD) and Gassing in Insulating Liquids”**. Tenth International Conference on Conduction and Breakdown of Dielectric Liquids, IEEE; New York, NY, 1990.
- [49] Tanaka, J., **“Free Radicals in Electrical Insulation”** Proceedings of the Nineteenth Symposium on Electrical Insulating Materials, OSAKA, Japan, 1986.
- [50] Sabau, J., **“Fast Photochemical Oxidation Procedure of Uninhibited Insulating Oils”** *Energetica*, Vol. 23, N^o.9-10, 1975.
- [51] Mousseron-Canet, M. and Mani, J.C., **“Photochemistry and Molecular Reactions”** Dunod, Paris, 1969.
- [52] Sabau, J. **“Purification of Aged Insulating Oils by Regenerable Resin”** Report 334 T 768, prepared by INSOIL Canada, Ltd, for the Canadian Electrical Association *November 1991, Montreal, P.Q., Canada.*

- [53] N. Berger, **“Liquides Isolants en Électrotechnique”**, Techniques de l’ingénieur, D 2470.
- [54] Gemant and R. M. Fuoss, private communication.
- [55] L. Lewand, **“Laboratory Testing of Natural Ester Dielectrics Liquids”**, Neta World, Winter 2004.
- [56] J. J. Melchiorre and I. W. Mills, **“Factors affecting stability of electrical insulating oils”**, IEEE Trans. Electrical Insulation, vol. EJ-2, pp. 150-155, December 1967.
- [57] C. P. Mc Shane, G. A. Gauger and J. Lukisch, **“Fire resistant natural ester dielectric fluid and novel insulation system for its use”**. Presented at the 1999 IEEE/PES Transmission & Distribution, pp.1-5, New Orleans, LA, April 12–16, 1999.
- [58] I. Fofana, A. Bouaicha, M. Farzaneh, J. Sabau and D. Bussi eres, **“Decay Products in the Liquid Insulation of Power Transformers”**, IET Electric Power Applications, Vol. 4, Iss. 3, pp. 177–184, 2010.
- [59] L. Lewand, **“Techniques for Interpretation of Data for DGA from Transformers”**, Doble Engineering, IEEE 2006 conference. <http://www.transformerscommittee.org/info/F06/F06-DGA.pdf>.
- [60] B. Ward, **“Application of Filtration System for On-Line Oil Reclamation, Degassing, and Dehydration”**, EPRI Report 1002046, September 2003.
- [61] R. B. Blodgett, S. C. Bartlett, **“Parameters for Predicting Gassing of Oils under Electric Stress, Power Apparatus and Systems, Part III”**. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Vol. 80, Issue 3, pp. 528 – 535, 1961.
- [62] J. Sabau and R. Stockhuyzen, **“The electrochemical Stability of mineral insulating oils”** Electricals Insulating Materials: International Issues, ASTM STP 1376, M.M. Hirschler, Ed., American Society of Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2000.
- [63] H. Gumilang, **“Unique Relationship between Interfacial Tension (IFT) and Neutral Number Test (Acidity) of Transformer Insulation Oil in PLN P3B JB-**

- Jakarta and Banten Regional**”, IEEE 9th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials, Harbin, China, July 19-23, 2009.
- [64] O. Kleboth-Lugova, B. Buerschaper and T. Leibfried, **“Feuchtebestimmung in Isoliermedien – ein Erfahrungsbericht”**, ETG Fachtagung Diagnostik Cologne 2004.
- [65] C. Lamare, **“Resistance to Oxidation of Reclaimed Transformer Oils”**, CEA Project 202T444, Final report prepared by IREQ, November 1986.
- [66] IEEE Std. 637-1985: **IEEE Guide for the Reclamation of Insulating Oil and Criteria for Its Use.**
- [67] P. M. Mitchinson, P. L. Lewin, I. L. Hosier, G. Chen and P. Jarman, **“Oil reclamation - just a question of moisture?”**, Annual report of Conference on Dielectrics and Electrical Insulation, Kansas City, MO, USA, October 15-18th 2006.
- [68] J. S. N’cho, A. Beroual, T. Aka-Ngnui, I. Fofana and J. Sabau, **“Assessing Oil Reclamation Effectiveness by means of Turbidity and Spectrophotometry Analysis”**, Proceedings of the 2010 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis 2010 (CMD 2010) paper P1-64. September 6-11th, 2010. Tokyo, Japan.
- [69] J. Sabau, I. Fofana, A. Bouaicha, Y. Hadjadj and M. Farzaneh, **“An Environmentally Friendly Dissolved Oxygen and Moisture Removal System for Freely Breathing Transformers”**, IEEE Electrical Insulation Magazine, Volume 26, N° 3, pp. 35-42, May/June 2010.
- [70] Sabau, J., **“A new type of nitrogen blanketing system for freely breathing power transformers”**, SAIT/CEA Technology Symposium, Calgary (Alberta), June 1998.
- [71] <http://fr.wikipedia.org/wiki/Diazote>.
- [72] S. Bhumiwat, S. Lowe, Ph. Nething, P. Wickramasuriya and P. Kuansatit, **“Performance of Oil and Paper in Transformers based on IEC 61620 and Dielectric Response Techniques”**, IEEE Elec. Insul. Mag., Vol. 26, N° 3, pp. 16-23, may/June 2010.

- [73] A. Sierota and J. Rungis, “**Electrical Insulating Oils- Part 1: Characterization and Pre-treatment of New Insulation Transformer Oils**”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 11, N° 8 (1995).
- [74] B. Pahlavanpour, M. Eklund and K. Sundkvist, “**Revised IEC standard for maintenance of in-service insulating oil**”, Weidmann ACTI, Sacramento, CA, USA, 2004.
- [75] V. G. Arakelian and I. Fofana, “**Water in Oil Filled High Voltage Equipment, Part I: States, Solubility and Equilibrium in Insulating Materials**”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 23, N° 4, pp. 15-27, July/August 2007.
- [76] M. Koch, S. Tenbohlen, “**Diagnostics of Oil-Paper-Insulations using Relaxation Currents**”, Proceedings of the XIVth Int. Symp. on High Voltage Eng. (ISH), paper H- 45, Beijing, China, August 25-29, 2005.
- [77] ASTM Designation 1934-95, “**Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method**”, Book of Standards Volume: 10.03, 2005.
- [78] ASTM Designation 445-09, “**Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)**”, Book of Standards Volume: 05.01, 2009.
- [79] Pahlavanpour B Roberts I A., “**Transformer oil condition monitoring**”. *IEE Coll. On Transformer life management*, UK October 1998: 6/1-6/6.
- [80] Lewand, Lance R., “**The Role of Corrosive Sulfur in Transformers and Transformer Oil**”, Proceedings of the 69th Annual International Doble Client Conference, Boston, MA, 2002.
- [81] ASTM Designation 2864-10, “**Standard Terminology Relating to Electrical Insulating Liquids and Gases**”, Book of Standards Volume: 10.03, 2010.
- [82] Oommen, T.V., “**Corrosive and Non-corrosive Sulfur in Transformer Oils**”, *Electrical/Electronic Insulation Conference*, Chicago, October 4-7, 1993.

-
- [83] R. S. Lipshtein, and M. I Shakhnovish, “**Transformer Oil**”, 2nd Edition, Israel Program for Scientific Translations, Jerusalem, 1970.
- [84] A. C. M, Wilson, “**Insulating Liquids: Their Uses, Manufacture and Properties**”, IEEE, New York and UK, 1980.
- [85] J. Hajek, M. Dahlund, L. Petterson, G.Bennstam., “**ABB identifie le tueur de transformateurs**” Revue ABB 3/2004.
- [86] Casey, James P. Pulp and Paper, Chemistry and Chemical Technology, Interscience Publishers, Inc., New York, 1952.
- [87] P. J. Griffin, L. R. Lewand and A. Wilson, “**Corrosive sulphur as a cause for Transformer failures**”, *10th International Electrical Insulation Conference*, Birmingham UK, 2006.
- [88] F. Scatiggio, C. Marchiori, and P. Botelho, “**Understanding and Management of Sulfur Corrosion from Insulating oil**”, *74th Annual International Doble Client Conference*, 2007.
- [89] R. Maina, V. Tumiatti, M. Pompili and R. Bartnikas, “**Corrosive sulfur effects in transformers oils and remedial procedures**”, IEEE TDEI, Vol. 16, pp. 1655–1663, 2009.
- [90] L. R. Lewand and P. J. Griffin, “**Update on the corrosive sulfur issue in oil-filled electrical equipment**”, *73rd Annual International Doble Client Conference*, 2006.
- [91] ASTM Designation 1275 – 06, “**Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical Insulating Oils**”. Book of Standards Volume: 10.03, 2010.
- [92] ASTM Designation 130 – 10, “**Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test**”, Book of Standards Volume: 05.01, 2010.

AUTORISATION DE SOUTENANCE

Vu les dispositions de l'arrêté du 7 août 2006,

Vu la demande du Directeur de Thèse

Monsieur A. BEROUAL

et les rapports de

Monsieur S. AGNEL
Professeur - Institut d'Electronique du Sud (IES) - GEM - Université de Montpellier - CC079
Place E. Bataillon - 34095 MONTPELLIER cedex 05

Et de

Monsieur C. BROSSEAU
Professeur - Laboratoire d'Electronique et Systèmes de Télécommunications
Université de Bretagne Occidentale - Faculté des Sciences et Techniques - 6, avenue Victor Le Gorgeu
29238 BREST cedex 3

Monsieur N'CHO Janvier Sylvestre

est autorisé à soutenir une thèse pour l'obtention du grade de **DOCTEUR**

Ecole doctorale ELECTRONIQUE, ELECTROTECHNIQUE ET AUTOMATIQUE

Fait à Ecully, le 10 février 2011

P/Le Directeur de l'E.C.L.
La Directrice des Etudes



Titre : Développement de Nouvelles Méthodes de Diagnostic et de Régénération des Huiles pour Transformateurs de Puissance**Résumé :**

L'indisponibilité d'un transformateur de puissance a de fortes répercussions financières aussi bien pour les exploitants de réseaux d'énergie électriques que pour les clients qui y sont connectés. Afin de prévenir les pannes et d'optimiser la performance de ces équipements d'importance stratégique, de nombreuses techniques et outils de diagnostic ont été développés. L'huile contient environ 70 % des informations de diagnostic sur l'état des transformateurs. Le défi consiste à y accéder et à les utiliser efficacement. L'atteinte d'un tel objectif passe nécessairement par des techniques de diagnostic fiables. En plus des techniques traditionnellement utilisées, trois nouvelles techniques de diagnostic issues des normes ASTM sont utilisées : (1) le test de stabilité qui permet de simuler le comportement sous champ électrique d'une huile en fournissant des informations sur la qualité de celle-ci ; (2) la spectrophotométrie UV/Visible qui permet de mesurer la quantité relative de produits de décomposition dissous dans l'huile ; et (3) la turbidité qui mesure la pureté d'une huile neuve ou usagée. Une méthode quantitative permettant de déterminer les paramètres affectant la formation du soufre corrosif sur les conducteurs de cuivre dans les transformateurs de puissance est proposée.

Il est montré entre autres que la tendance au gazage des esters naturels est plus faible que celle de tous les autres types d'huile (minérales, esters synthétiques, silicone). La turbidité et la spectrophotométrie UV/Visible permettent de quantifier efficacement les contaminants qui résultent de l'action d'une décharge électrique sur l'huile isolante. Un nombre important de cycles de régénération (au moins 15) est nécessaire pour qu'une huile vieillie en service retrouve les aptitudes d'une huile neuve. Une nouvelle technique de régénération est présentée pour réduire le nombre de cycles de régénération ; celle-ci consiste à utiliser la terre à foulon traitée avec de l'azote.

Il est montré également que le temps constitue le paramètre le plus nuisible dans la formation de soufre corrosif. L'action combinée du temps et de l'agressivité de l'oxygène dissous l'accélère fortement.

Mots clés : *Transformateurs de puissance, Huiles isolantes, diagnostics, Test de stabilité, Suspensions colloïdales, Produits de décomposition dissous, Régénération des huiles, Terre à foulon, Soufre corrosif.*

Title: Development of Modern Diagnostic and Oils Reclamation Techniques for Power Transformers**Abstract:**

A power transformer outage has a dramatic financial consequence not only for electric power systems utilities but also for interconnected customers. In order to prevent any failure and to optimize their maintenance, various diagnostic techniques and tools have been developed. Insulating oil contains about 70% of diagnostic information on the transformer condition. The challenge is to access and use them efficiently. To meet this objective reliable diagnostic techniques are required. In addition to traditional testing methods, three recently developed ASTM testing techniques were used: (1) oil stability testing that simulates the behavior of oil under electrical stress by providing information on its quality; (2) the UV/Vis spectrophotometry that measures the amount of the relative dissolved decay products in insulating oil; and (3) the turbidity that measures the purity of virgin and aged oil. A quantitative laboratory technique capable of determining the parameters affecting the formation of corrosive sulphur deposition on copper conductors in power transformer is proposed.

It is shown among other that the gassing tendency of natural esters is lower than that of the other types of insulating fluids (mineral oil, synthetic esters and silicone oil). The turbidity and UV/Vis spectrophotometry allow quantifying effectively, the relative amount of contaminants resulting from electrical discharge in oils. A large number of reclamation cycles (around 15 passes) are required for in-service aged oil to regenerate to the level of new oil. A new technique enabling reducing the number of reclamation cycles is proposed; this latter consists in the use of Fuller's Earth previously treated with dry nitrogen. It is also shown that, time is the most influential parameter in the formation of corrosive sulfur. The process is accelerated when time and aggressiveness of oxygen are partnered.

Keywords: *Power transformers, Insulating oils, Diagnostics, Stability test, Colloidal suspensions, Dissolved decay products, Oil reclamation, Fuller's Earth, Corrosive sulfur.*

Direction de Recherche

Monsieur Abderrahmane BEROUAL, Professeur des Universités

Abderrahmane.Beroual@ec-lyon.fr

Laboratoire AMPERE - CNRS UMR 5005, <http://www.ampere-lab.fr>

Ecole Centrale de Lyon

36 Avenue Guy de Collongue, 69134 Ecully cedex, France