

CIFQ2011 / PropTherm09

INFLUENCE DE LA QUALITÉ DE L'HUILE ISOLANTE SUR LE REFROIDISSEMENT DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE

Luc **LOISELLE*** et Issouf **FOFANA**

Chaire de recherche du Canada sur les Isolants Liquides et mixtes en électrotechnologies (ISOLIME), Université du Québec à Chicoutimi, Chicoutimi, Québec, Canada

RÉSUMÉ

Les transformateurs sont des machines électriques statiques qui, introduits dans un circuit en courant alternatif, modifient la tension et le courant sans changer la fréquence. Ils sont utilisés dans chaque facette de nos maisons et entreprises. Ces équipements d'importance capitale, présentent des pertes d'énergie qui provoquent une élévation de température. En haute tension, cette élévation est limitée par l'emploi d'huiles ou de liquides, en refroidissement naturel (convection) ou forcé (circulation). Dans cet article, l'emphase est mise sur l'impact des produits colloïdaux (contaminants ou autre produits dissouts) sur la capacité de l'huile à refroidir les transformateurs de puissance. Des échantillons d'huiles ont été vieillis artificiellement en laboratoire et certaines propriétés de l'huile incluant la viscosité ont été mesurées à différentes durées du vieillissement. Les résultats obtenus montrent que les produits colloïdaux affectent la capacité de l'huile à dissiper la chaleur.

Mots Clés : viscosité, température, vieillissement accéléré, qualité de l'huile isolante

NOMENCLATURE

Symboles :

a paramètre de viscosité,
D_v durée du vieillissement accéléré, heures
K_U facteur de charge ultime (charge actuelle/charge nominale),
Q_{Tot} chaleur totale dans le transformateur, W
Q_{huile} chaleur résiduelle dans le l'huile, W
Q_{évac} chaleur évacuée vers l'extérieur par les échangeurs/radiateurs, W
R² coefficient de régression,
T_h température de l'huile, °C

Lettres grecques :

ρ densité de l'huile, kg/m³

ν viscosité de l'huile, cSt
θ_i température de l'huile dans le haut de la cuve, °C
θ_b température de l'huile dans le bas de la cuve, °C
Δθ élévation de température dans l'huile, °C

Indices / Exposants :

b constante,
n coefficient dépendant de la viscosité de l'huile,
R nominal,
TO l'huile dans les conduits supérieurs.
u ultime,
x hauteur dans le transformateur,

1. INTRODUCTION

Le système d'isolation primaire utilisée dans un transformateur de puissance immergé d'huile ou autre liquide est le papier cellulosique, le bois, la porcelaine et bien entendu l'huile ou le liquide [1]. Les matériaux isolants solides sont utilisés dans un transformateur dans les régions où les gradients de tension sont élevés, ou bien, où une configuration physique particulière est nécessaire. Ces pièces doivent être traitées sous la chaleur et le vide pour enlever l'humidité avant qu'ils soient imbibés d'huile isolante pour éliminer l'air et pour

augmenter leur résistance diélectrique. Le rôle primaire de l'huile/liquide est de transférer la chaleur à partir du noyau et enroulements aux radiateurs externes, où la chaleur est alors évacuée dans l'air environnant. Les trois fonctions principales du fluide isolant sont [1-2]: évacuer la chaleur causé par les pertes énergétique, isoler au sens strict (c'est à dire ralentir l'oxydation directe de l'isolation solide), isoler au sens électrique. À ces trois fonctions fondamentales, il y a lieu d'ajouter la fonction de résistance à l'incendie, étroitement lié au point de feu du fluide utilisé.

* auteur correspondant

Adresse électronique : luc.loiselle@uqac.ca

Devant la demande sans cesse croissante en énergie, la gestion de la surcharge des transformateurs de puissance est devenue un enjeu très important pour les compagnies électriques. Les augmentations inacceptables de température peuvent provoquer une panne de transformateur et, dans le pire des cas, une explosion [3]. Le risque de voir les plus vieux équipements tomber définitivement en panne et entraîner d'importantes coupures d'électricité augmente de jour en jour. Les coûts engendrés par une panne de transformateur peuvent atteindre plusieurs milliards de dollars et touchent à la fois les propriétaires et les entreprises liées à l'industrie des transformateurs [3]. La connaissance de la température du point le plus chaud dans chacune des différentes conceptions des transformateurs de puissance constitue une information essentielle pour cette gestion.

2. L'HUILE COMME CALOPORTEUR

Un transformateur de puissance génère beaucoup de pertes énergétiques sous forme de chaleur, dû aux effets Joules et les courants de Foucault. Il en résulte une augmentation de la température du système. Afin de pouvoir assurer son fonctionnement et éviter sa détérioration, il est nécessaire d'assurer son refroidissement d'une façon permanente, à l'aide d'un fluide caloporteur. Dans la plupart des transformateurs, un fluide diélectrique (huile minérale, fluide synthétique, ...) est ainsi utilisé dans le circuit de refroidissement pour dissiper la chaleur provenant du circuit magnétique et des enroulements.

L'huile est en mouvement dans un transformateur en service, par un phénomène de convection naturelle ou forcée (à l'aide de pompes ou de ventilateurs). Elle est refroidie par l'air ambiant grâce à des radiateurs ou des aéroréfrigérants dans lesquels des ventilateurs forcent la circulation d'air (Figure 1).

Le coefficient d'échange de chaleur par convection \bar{h}_C , dépend d'un certain nombre de grandeurs, à savoir [4]:

- Dans le cas de l'écoulement le long d'une paroi, l'échange de chaleur peut évoluer le long de la paroi. Dans le cas de l'écoulement dans une tuyauterie, il est certain que le flux dépend du diamètre. Dans tous les cas, une grandeur dimensionnelle de longueur intervient ; appelons d cette grandeur.
- Le flux dépend des caractéristiques thermiques du fluide, c'est-à-dire sa chaleur massique, C_p et sa conductivité thermique k . Lorsque C_p dépend de la température, C_p et T ne sont pas des quantités indépendantes.
- Enfin la viscosité, μ , la densité ρ et la vitesse (vitesse moyenne dans le tube, par exemple, u_m) jouent aussi des rôles importants.

Dans ces conditions, si on introduit la viscosité cinématique $\nu = \mu/\rho$, le coefficient d'échange de chaleur par convection dépend de [4]:

$$\bar{h}_C = f(d, C_p, k, \nu, u_m) \quad (1)$$

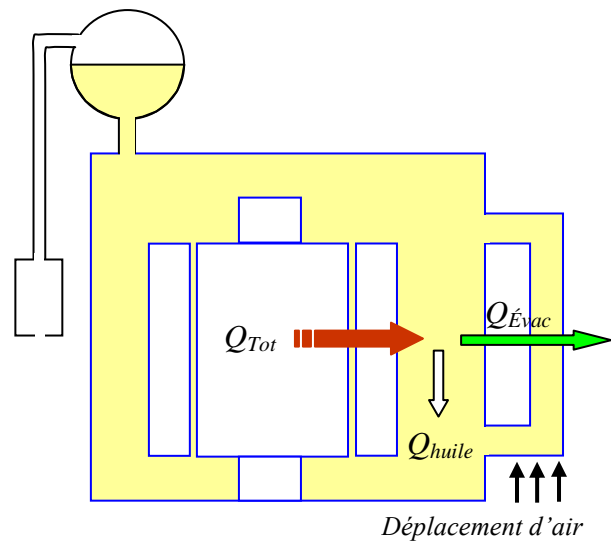


Figure 1 : Processus d'échange thermique dans le transformateur via l'air extérieur [5].

La viscosité est un paramètre physicochimique représentant la résistance à l'écoulement de l'huile sous certaines conditions spécifiques. La viscosité de l'huile (utilisée comme caloporteur dans l'appareillage de puissance), influence par conséquent le taux de transfert de chaleur et par le fait même l'augmentation de température de l'équipement immergé d'huile [5-8]. La viscosité de l'huile influence également la vitesse des parties (contacts) mobiles dans les changeurs de prises et circuits de disjoncteurs. Les huiles à viscosité élevée sont les moins désirables, plus spécifiquement dans des conditions climatiques froides.

Le principal facteur limitant d'un transformateur en service est la température atteinte par le point le plus chaud (*hot spot* en terminologie anglo-saxonne) dans l'isolation. Les recommandations relatives aux surcharges permises peuvent être consultées dans les guides tels que la publication 354 de la norme ANSI 57.92 [6] et celle de la CEI [7]. Ces guides fournissent un ensemble de tableaux/figures indiquant la température maximale de points chauds et le taux de vieillissement du transformateur pour certaines conditions de charge.

La capacité calorifique, ou chaleur spécifique, la conductivité thermique et la viscosité de l'huile ont une influence importante sur le taux d'évacuation de la chaleur au sein du transformateur [6-8]. La viscosité du fluide d'isolation influencera la vitesse et la distribution, et peut affecter négativement le transfert de chaleur [8]. Aubain et al. [8] ont proposé une série d'équations permettant de caractériser le comportement thermique de l'huile en tenant compte de la viscosité. La viscosité

ν_x à une hauteur x dans le transformateur, établie pour une huile minérale paraffinique (Voltesso 35) est donnée par [8] :

$$\nu_x = \frac{1000}{\rho} \left[10^{\left(\frac{308,4}{T_{hx}} \right)^{4,2617}} - 2,17 \right] \quad (2)$$

Où T_{hx} , la température absolue de l'huile à une hauteur x , est donnée par :

$$T_{hx} = (\theta_i - \theta_b)x + \theta_b + 273,15 \quad (3)$$

L'élévation finale de température de l'huile minérale située dans le haut du transformateur est donnée par l'équation suivante [9]:

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (4)$$

dans laquelle, n dépend de la viscosité.

L'équation (4) est utilisée pour calculer l'élévation finale de la température de l'huile minérale isolante pour chaque étape de la charge. Excepté les charges constantes de durée très longue, l'élévation finale de température de l'huile en haut, calculée par l'équation (4), n'est jamais atteinte [9].

3. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Plusieurs méthodes de tests selon l'ASTM ont été utilisées pour étudier l'influence des propriétés physicochimiques de l'huile isolante sur la viscosité.

Dans cette étude, une procédure de vieillissement permettant d'étudier la stabilité de l'huile diélectrique de type paraffinique (Voltesso 35) dans des conditions d'oxydation, similaire à celle décrite dans l'ASTM D 1934 [10] a été utilisée. Le vieillissement accéléré de l'huile a été réalisé en plaçant des échantillons d'huile dans un four à convection à 115°C et ce, pendant différentes périodes de temps. Les spécimens ont été vieillis dans des béciers ouverts à l'air. Un catalyseur (3g/l de granules de cuivre) inséré dans du papier filtre était trempé dans l'huile pour permettre une réaction catalytique de l'oxydation.

La viscosité de l'huile vieillie a été mesurée à 40°C, suivant la norme ASTM D 445 [11]. Les résultats des mesures sont représentés à la Figure 2. Chaque point représente une moyenne issue de trois mesures. On peut observer qu'à mesure que l'huile vieillit, la viscosité augmente.

La dégradation affecte la viscosité de l'huile, et donc le coefficient d'échange de chaleur par convection \bar{h}_c (équation 1). Une approche mathématique de traitement des données indique l'existence d'une relation entre la viscosité ν et la durée du vieillissement

Dv . En effet, ν peut être exprimée comme fonction mathématique du temps de vieillissement, représentée par la courbe en trait plein (Figure 2).

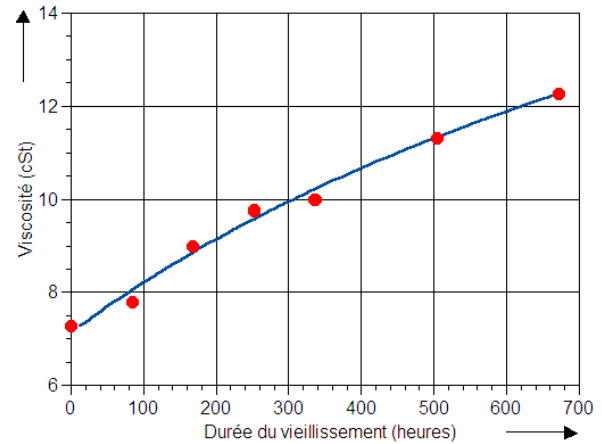


Figure 2. Viscosité de l'huile en fonction du vieillissement, mesuré à 40°C.

L'analyse a permis d'obtenir l'expression suivante permettant de modéliser mathématiquement les résultats obtenus dans cette étude:

$$\nu = -4,22 \cdot 10^{-6} Dv^2 + 1,034 \cdot 10^{-2} Dv + 7,2 \quad (5)$$

Cette expression représente la meilleure corrélation des résultats obtenus avec un coefficient de corrélation $R^2 = 0,99$.

La viscosité des divers échantillons d'huile vieillis a ensuite été mesurée en fonction de la température (Figure 3).

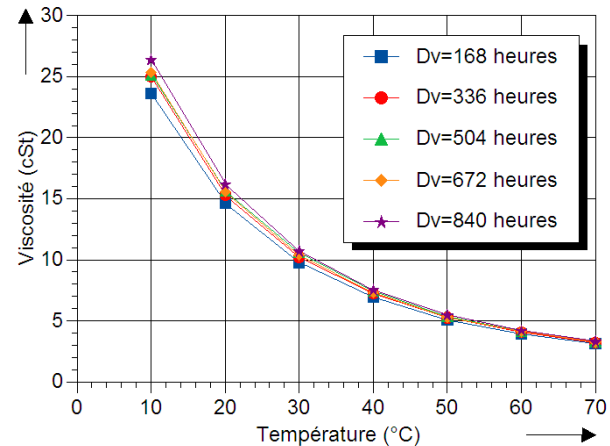


Figure 3. Viscosité des échantillons d'huile vieillis en fonction de la température.

En utilisant des techniques de régression, la viscosité a été exprimée en fonction de la température de mesure T_h (°C). L'expression suivante a permis de représenter mathématiquement l'ensemble des données illustrées à la Figure 3.

$$\nu = a e^{-bT_h} \quad (6)$$

L'évolution des paramètres a et b en fonction de Dv est donnée à la Figure 4, où l'on peut remarquer que le « paramètre b » est pratiquement indépendant de Dv et égale à 0,0338 tandis que :

$$a = 20,75 Dv^{0,065} \quad (7)$$

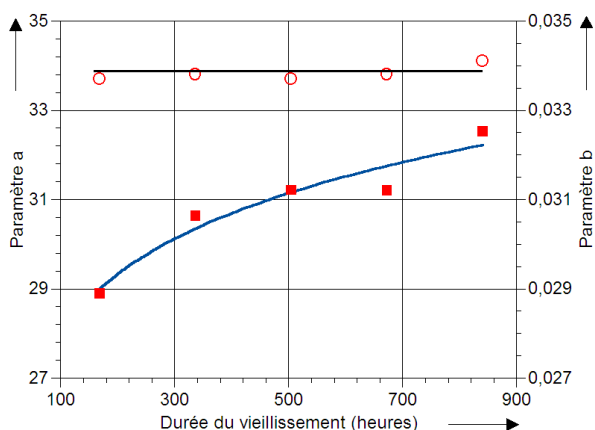


Figure 4. Évolution des paramètres a et b en fonction de la durée du vieillissement Dv.

La viscosité des échantillons d'huile vieillis dans des conditions spécifiques, en fonction de la durée du vieillissement Dv et de la température de mesure T_h peut ainsi être modélisée en combinant les équations (6) et (7) :

$$\nu = (20,75 Dv^{0,065}) e^{-(0,0338)T_h} \quad (7)$$

Parallèlement aux mesures de viscosité, diverses autres propriétés des échantillons d'huile vieillis ont été déterminées, à savoir [12] :

- L'acidité ou TAN (ASTM D 664 [13]) est une mesure de la quantité de matériaux acides actuels. L'acidité et donc le nombre total d'acide augmente à mesure que l'huile vieillie en service. Une huile usée ayant une haute teneur en acide indique qu'elle est oxydée ou souillée par des matériaux tels que le vernis, la peinture, ou d'autres corps étrangers.
- La tension interfaciale de l'huile ou IFT (ASTM D 971 [14]) est la force (en dynes/centimètre) requise pour rompre le film d'huile existant à une interface huile-eau. Quand certains contaminants tels que les produits d'oxydation sont présents dans l'huile, la force du film d'huile est affaiblie, exigeant de ce fait moins de force pour se rompre. Pour des huiles en service, une valeur décroissante indique l'accumulation des contaminants, des produits d'oxydation, ou de tous les deux. C'est une mesure indiquant la présence de produits d'oxydation qui peuvent attaquer l'isolation et influencer le refroidissement du transformateur.
- La mesure de la quantité relative de produits dissous dans l'huile ou DDP (ASTM D 6802 [15]). Cette technique utilise un spectrophotomètre pour évaluer

la courbe d'absorbance des liquides isolants dans le spectre visible. L'intégration numérique de la surface en-dessous de ces courbes d'absorbance permet de déterminer la quantité relative de produits de dégradation dissous (DDP : peroxydes, aldéhydes, cétones et acides organiques) dans les échantillons liquides.

- La turbidité (ASTM D 6181 [16]) évalue le degré de contamination en particules solides, en suspension dans l'huile. Cette technique utilise un ratio turbidimètre pour évaluer le degré de contamination en produits solides en suspension, produits à partir des sources extérieures telles que le vernis et les particules métalliques des matières employées dans les transformateurs ou les réactions chimiques internes telles que l'oxydation.

L'ensemble des résultats obtenus, en fonction du vieillissement, est représenté à la Figure 5. Contrairement à l'IFT, tous les paramètres augmentent avec le vieillissement.

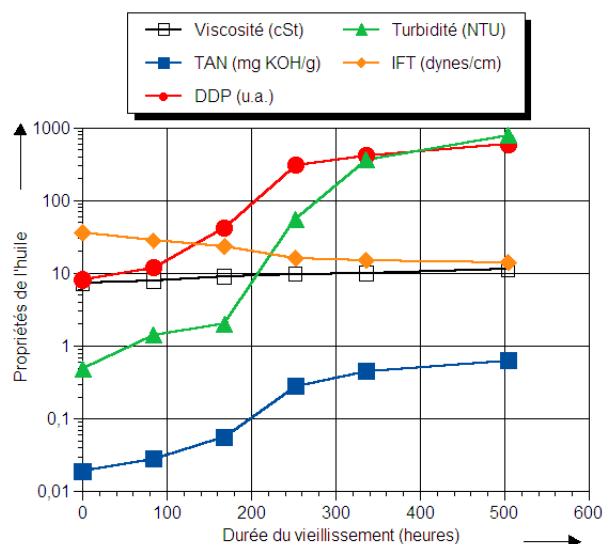


Figure 5 : Évolution des propriétés de l'huile en fonction du vieillissement.

Tous les paramètres ont ensuite été représentés en unité relative (valeur actuelle mesurée sur l'huile vieillie divisée par la valeur obtenue avec l'huile neuve) afin de permettre leur représentation sur un même graphique pour une meilleure comparaison (Figure 6).

Les produits de dégradation de l'huile vieillie diminuent la tension interfaciale tandis que les autres paramètres (DDP, TAN et Turbidité) augmentent.

La turbidité apparentée au degré de contamination par particules solides en suspension dans l'huile, varie avec un taux plus élevé que celui des produits dissous (DDP), le taux d'acidité (TAN) et la tension interfaciale (IFT).

La recombinaison de deux radicaux libres de grand poids moléculaire est connue comme étant le résultat de formation de produits colloïdaux, de grands poids moléculaire, en suspension dans l'huile.

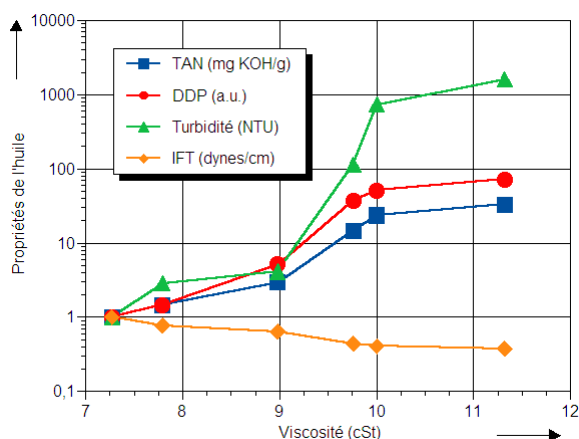


Figure 6 : Résumé comparatif des valeurs relatives des paramètres de l'huile en fonction de la viscosité.

Toute augmentation en poids moléculaire de l'huile vieillie, entraînée par le vieillissement thermique, indique une augmentation de la turbidité; ce qui peut expliquer l'augmentation de la viscosité de l'huile [17]. Ceci souligne le fait que les produits colloïdaux en suspensions dans l'huile affectent le coefficient d'échange de chaleur par convection \bar{h}_C (équation 1).

4. CONCLUSION

Les propriétés physicochimiques de l'huile de transformateur sont affectées par l'oxydation, qui dégrade l'huile en service. La viscosité est affectée par la température et le vieillissement de l'huile. Avec la production des produits d'oxydation, la viscosité augmente affectant le coefficient d'échange de chaleur par convection \bar{h}_C , et par voie de conséquence, les propriétés calorifiques de l'huile isolante.

La viscosité cinématique, lorsque le temps de vieillissement progresse, peut être directement corrélée avec les résultats de mesure de turbidité. La mesure de la quantité de suspensions insolubles semble donc être très importante, puisque ces sous-produits contribuent clairement à la dégradation des propriétés physicochimiques de l'huile en tant que caloporteur.

RÉFÉRENCES

- [1] FOFANA I. and SABAU J., Application of Petroleum-based oil in Power Transformer", 23 pages, In *Natural Gas Research Progress*, Editors: Nathan David and Theo Michel, © Nova Science Publishers, Inc., ISBN: 978-1-60456-700-7 (2008).
- [2] SIEROTA A. and RUNGIS J., Electrical Insulating Oils- Part 1: Characterization and Pre-treatment of New Insulation Transformer Oils, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 11, No 8 (1995).
- [3] BOSS P., LORIN P., VISCARDI A., et al.. Economical aspects and experiences of power transformer on-line monitoring. *CIGRE Session* (2000).
- [4] HOFMANN H., "Phénomènes de transfert de chaleur et de masse », notes de cours École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL), disponible à http://tp2.epfl.ch/Cours/Ph_trans_chapitre_1.pdf.
- [5] MITCHINSON P. M., LEWIN P. L., HOSIER I. L., CHEN G. and JARMAN P., Oil reclamation - just a question of moisture?, *Annual report of Conf. on Dielectrics and Electrical Insulation*, Kansas City, MO, USA, October 15-18th (2006).
- [6] C57.92.1981- ANSI/IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Power Transformers up to and including 100 MVA with 55°C or 65°C Average Winding Rise (1991).
- [7] IEC 60076-7 Transformateurs de Puissance – Partie 7: Guide de Charge pour Transformateurs Immersés dans l'Huile. ICS 29.180, ISBN 2-8318-8372-5, édition 1.0 (2005).
- [8] AUBIN J. and LANGHAME T., Effect of Oil Viscosity on Transformer Loading Capability at Low Ambient Temperatures, *IEEE Trans. on Power Del.*, Vol. 7 No. 2, pp. 516–524, (1992).
- [9] ELMOUDI A. A., Evaluation of Power System harmonic effects on transformers – Hot spot calculation and Loss of life estimation, Doctoral dissertation, Helsinki University of Technology, TKK-DISS-2105, URL: <http://lib.tkk.fi/Diss/2006/isbn9512280787/>, (2006).
- [10] ASTM D1934, Standard Test Method for Oxidative Aging of Electrical Insulating Petroleum Oils by Open-Beaker Method, Vol. 10.03 (2005).
- [11] ASTM D445, Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity), Vol. 05.01 (2010).
- [12] MYERS S. D., KELLY J. J., PARISH R. H., A guide to transformer maintenance, (1981).
- [13] ASTM D664, Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration, Vol. 05.01 (2009).
- [14] ASTM D971, Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method, Vol. 10.03 (2004).
- [15] ASTM D6802, Test Method for Determination of the Relative Content of Dissolved Decay Products in Mineral Insulating Oils by Spectrophotometry, Vol. 10.03 (2010).
- [16] ASTM D6181, Standard Test Method for Measurement of Turbidity in Mineral Insulating Oil of Petroleum Origin, Vol. 10.03 (2003).
- [17] PAHLAVANPOUR B and ROBERTS I A., Transformer oil condition monitoring. *IEE Coll. on Transformer life management*, UK: 6/1-6/6, (1998).