

Étude préliminaire sur les liquides à base d'ester pour les transformateurs utilisés dans les régions froides

U. Mohan Rao¹, I. Fofana¹, T. Jaya¹

E. M. Rodriguez Celis², J. Jalbert², B. Noirhomme² et P. Picher²

¹Chaire de recherche sur le vieillissement de l'appareillage installé sur les lignes à haute tension (ViaHT), Université du Québec à Chicoutimi (UQAC), Chicoutimi, Québec, Canada

²Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ), Varennes, Québec, Canada

RÉSUMÉ

L'emploi d'huiles à base d'ester dans les transformateurs en service dans les climats Nordiques reste problématique. On sait que la viscosité de l'huile augmente à mesure que baissent la température, freinant ainsi la circulation de celle-ci dans les canaux de refroidissement. Cela pourrait entraîner une hausse de la température interne du transformateur et mener à une situation dangereuse. C'est pourquoi les nouvelles huiles doivent avoir des points d'écoulement très bas afin de permettre le fonctionnement des transformateurs même par froids extrêmes. Le présent article traite des essais préliminaires effectués sur une nouvelle huile à base d'ester synthétique ayant un point d'écoulement très bas de $-75\text{ }^{\circ}\text{C}$. L'objectif principal de cette étude consistait à évaluer la possibilité d'employer une huile d'ester à très bas point d'écoulement dans les transformateurs en service dans les régions froides. On a également comparé son comportement avec celui d'un ester synthétique ayant un point d'écoulement de $-56\text{ }^{\circ}\text{C}$, d'une huile à base d'ester naturel ayant un point d'écoulement de $-31\text{ }^{\circ}\text{C}$ et d'une huile minérale. Les huiles retenues ont été soumises à un vieillissement thermique accéléré en présence d'un isolant cellulosique et d'un catalyseur en cuivre, à $150\text{ }^{\circ}\text{C}$, pendant six semaines. Des mesures de diagnostic, dont le comptage de particules, les mesures de turbidité et l'analyse par spectrophotométrie ultraviolette et visible, ont été effectuées toutes les deux semaines pendant les essais de contrainte thermique pour nous permettre de comprendre le taux de dégradation thermique des liquides isolants. Le changement de viscosité des huiles non vieilles et vieilles (pendant six semaines) a également été consigné à différentes températures entre $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$ et $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Les résultats préliminaires sur la dégradation et les propriétés physico-chimiques du liquide à très bas point d'écoulement sont présentés et discutés dans cet article. On a observé que son comportement de dégradation est similaire à celui de l'ester synthétique dont le point d'écoulement est de $-56\text{ }^{\circ}\text{C}$.

MOTS CLÉS

Dégradation, huile d'ester, huile isolante, transformateurs, basses températures.

INTRODUCTION

Les huiles minérales isolantes sont depuis longtemps utilisées dans les systèmes d'isolation et de refroidissement des transformateurs. Avec l'avènement des technologies vertes et compte tenu du nombre croissant d'exigences techniques, les services d'électricité et les ingénieurs se sont tournés vers d'autres liquides isolants pour les transformateurs. La recherche de solutions de rechange aux huiles minérales isolantes a permis l'établissement de liquides diélectriques à base d'ester comme candidats potentiels. Ils sont d'ailleurs de plus en plus utilisés dans les systèmes d'isolation haute tension. Certaines de leurs propriétés thermiques et diélectriques se sont révélées supérieures à celles des huiles minérales. Ces nouvelles huiles affichent aussi un degré élevé de compatibilité avec les autres matériaux utilisés dans les transformateurs. Lorsqu'elles sont employées aux fins d'isolation dans les transformateurs, le taux de dégradation de l'isolant huile-papier, les avantages techniques et les coûts d'entretien se sont avérés bien plus avantageux comparativement aux huiles minérales [1]. Leur utilisation dans la technologie d'isolation des transformateurs a fait l'objet de plusieurs travaux de recherche ces dernières années. Diverses études dans le monde ont fait état de leur efficacité dans l'isolation et le refroidissement des transformateurs [2, 3]. D'autres ont démontré que la performance diélectrique (rigidité diélectrique élevée) et thermique (point de feu élevé) des liquides à base d'ester est meilleure que celle des huiles minérales existantes [4, 5].

L'emploi des esters naturels se limite aux transformateurs scellés en raison de leur faible stabilité à l'oxydation : une exposition à l'air pourrait entraîner leur gélification avec le temps [6, 7]. De plus, ils présentent une viscosité cinématique plus élevée que celle des huiles minérales, ce qui occasionne d'autres problèmes. Ainsi, ces nouveaux liquides peuvent causer des anomalies et nécessiter des changements dans les systèmes de refroidissement [8]. En outre, le nombre limité de méthodes de diagnostic et d'essai pronostique pour l'entretien des transformateurs à bain d'huile d'ester peut également poser problème pour les ingénieurs chargés de la surveillance d'état. De surcroît, l'emploi des nouvelles huiles exige souvent de repenser la partie active du transformateur (thermique et diélectrique) – le remplacement de l'huile doit être soigneusement évalué par le fabricant du transformateur. Cela étant, on a constaté que les liquides isolants à base d'ester présentent une bonne compatibilité avec les matériaux d'isolation cellulosique, car ils améliorent la longévité et l'intégrité diélectrique de l'isolant solide [8, 9].

Il n'empêche que l'emploi de ces nouvelles huiles en régions froides doit faire l'objet d'études plus poussées. Les sociétés d'électricité exerçant des activités dans les régions froides auraient donc tout intérêt à étudier leur comportement aux températures extrêmement basses et le démarrage à froid des transformateurs à bain d'huile d'ester. À notre connaissance, il existe très peu d'ouvrages publiés traitant du « démarrage à froid de transformateurs à bain d'huile d'ester » [10]. On sait que la température a un effet considérable sur les propriétés physico-chimiques et diélectriques de l'huile isolante pour transformateurs, notamment le point d'écoulement – la température sous laquelle la viscosité de l'huile augmente au point où elle ne peut plus s'écouler –, qui est un paramètre critique dans les régions froides. La fluidité est un paramètre essentiel à considérer pour assurer l'efficacité d'une huile en tant que liquide de refroidissement. C'est pourquoi, dans cette étude, un liquide à base d'ester à très bas point d'écoulement a été employé pour étudier son comportement de dégradation thermique. L'objectif principal était d'évaluer de façon préliminaire son utilisation dans des transformateurs en service dans les régions froides. Il a été soumis à des contraintes thermiques accélérées, et certaines caractérisations diagnostiques sont présentées ici par rapport aux esters synthétiques, aux esters naturels et à l'huile minérale.

EXPÉRIENCES MENÉES

Pour cette étude, une huile minérale (HM), un ester synthétique (ES1), un ester naturel (EN) et un liquide à base d'ester synthétique à très bas point d'écoulement (ES2) ont subi un vieillissement thermique en présence d'un isolant cellulosique et d'un catalyseur en cuivre. Bien que les esters naturels ne soient « pas recommandés » pour les transformateurs respirants en raison de leur faible stabilité à l'oxydation, tous les échantillons de liquide ont été soumis à un vieillissement thermique oxydatif afin de comparer leur stabilité à l'oxydation. Le vieillissement thermique accéléré est plus rapide que le vieillissement en temps réel et permet ainsi d'obtenir des échantillons ayant un historique contrôlé de contraintes thermiques. Les liquides, à l'état auquel ils ont été reçus des fabricants, ont été soumis à une contrainte thermique avec un ratio 1 : 10 d'isolant cellulosique (papier kraft régulier) et 3 g/L de cuivre. Le vieillissement thermique a été réalisé par une méthode modifiée reposant sur la norme ASTM D1934 ; les liquides ont été vieillis à 150 °C pendant six semaines, avec un contrôle du vieillissement à deux, quatre et six semaines.

Afin de mieux comprendre le phénomène de dégradation des huiles et d'accélérer le processus de vieillissement, on a adopté des facteurs de vieillissement accéléré permettant aux huiles de se dégrader dès le début des essais. Ces facteurs ont également été choisis de manière à observer le comportement de dégradation à long terme des huiles à une échelle comparable. Il convient de noter que l'isolant huile-papier a été vieilli dans un environnement non scellé, à l'intérieur d'un four à air forcé. Toutes les deux semaines de vieillissement thermique, des mesures par spectrophotométrie ultraviolette et visible, des mesures de turbidité et un comptage de particules ont été effectués pour évaluer la dégradation oxydative des huiles. Pour étudier la fluidité du liquide ES2 à basse température, des mesures de viscosité ont été prises à des températures comprises entre -35 °C et +20 °C.

RÉSULTATS ET DISCUSSION

Viscosité

La viscosité des huiles à différentes températures a été mesurée pour comprendre leur fluidité respective. Les températures fixées pour les mesures variaient de -35 °C à +20 °C. Le changement de viscosité de l'huile minérale et des huiles d'ester au cours du vieillissement thermique a été évalué. La viscosité des huiles non vieilles et des huiles vieilles (après six semaines) est présentée à la figure 1.

L'oxydation des liquides isolants produit des composés de poids moléculaire élevés, lesquels augmentent leur viscosité. Ces résultats concordent avec le processus de vieillissement, puisque l'expérience a été menée dans un environnement non scellé. On sait que les liquides à base d'ester ont une viscosité élevée et que, par conséquent, la viscosité des liquides à base d'ester synthétique ou d'ester naturel est plus élevée pour les huiles non vieilles et les huiles vieilles. Dans le cas des liquides soumis aux essais, l'oxydation a conduit à une augmentation de la viscosité, le liquide EN ayant subi une plus grande variation de viscosité que prévu. La viscosité du liquide ES2 s'est avérée inférieure à celle des liquides ES1 et EN et similaire à celle de l'huile minérale (HM).

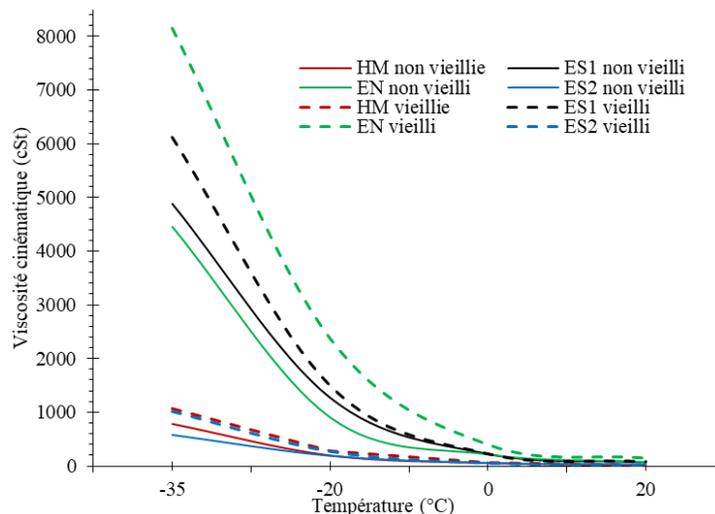
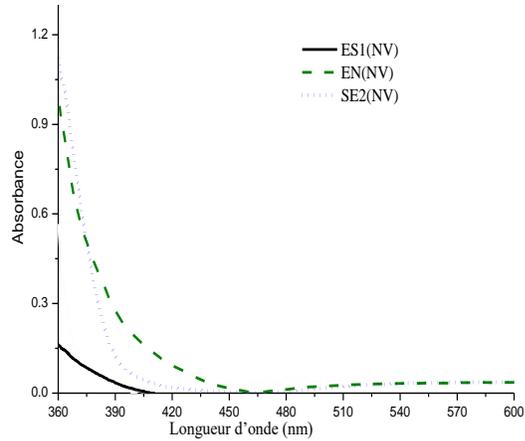


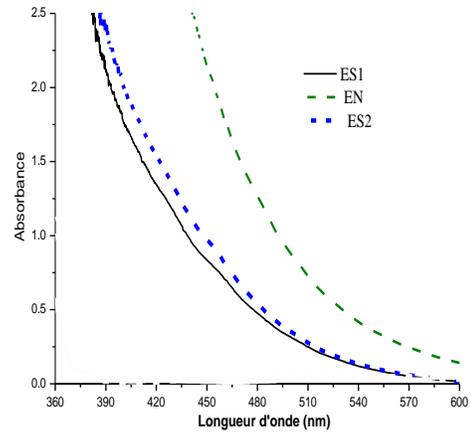
Figure 1. Changement de viscosité des huiles non vieilles et des huiles vieilles pendant six semaines à différentes températures

Appareil de spectrophotométrie ultraviolette et visible

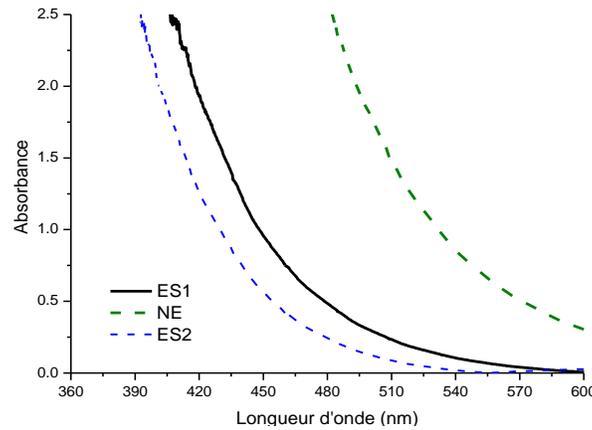
Durant le vieillissement thermique, des échantillons d'huile ont été soumis à une analyse par appareil de spectrophotométrie ultraviolette (UV) et visible toutes les deux semaines pour comprendre le phénomène de dégradation des huiles. La méthode d'essai normalisée ASTM D6802 a été adoptée pour prendre ces mesures et les analyser. À noter qu'elle ne s'applique qu'aux huiles minérales isolantes. Les courbes spectrales de l'huile minérale ne sont pas présentées ici afin d'éviter une comparaison directe des huiles d'ester avec les huiles minérales. Cette méthode a néanmoins été adoptée pour surveiller l'absorption et les produits de dégradation des huiles d'ester à différentes longueurs d'onde. Dans l'huile isolante pour transformateur, les produits d'oxydation se manifestent avec l'âge et, par conséquent, l'absorbance et le facteur de transmission de la lumière varient. On sait qu'une concentration accrue de produits de dégradation donne lieu à une hausse proportionnelle de l'absorbance de l'huile. La courbe spectrale tend donc à se déplacer vers des longueurs d'onde plus élevées à mesure que vieillit l'huile. L'aire sous la courbe est directement liée à la concentration des produits de dégradation dissous dans l'huile [11, 12]. Les courbes spectrales des liquides EN, ES1 et ES2 vieillis et non vieillis (NV) sont présentées à la figure 2. Les résultats de l'essai et leur interprétation diffèrent d'un liquide à l'autre, mais ils témoignent du degré de dégradation et de la contamination possible pendant le vieillissement. Les auteurs ont utilisé un appareil de spectrophotométrie UV et visible capable de mesurer l'absorbance à différentes longueurs d'onde en un seul balayage entre 360 et 600 nm.



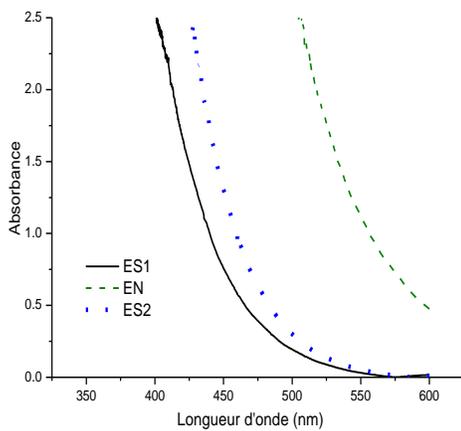
(a) Courbes spectrales des huiles non vieilles (NV)



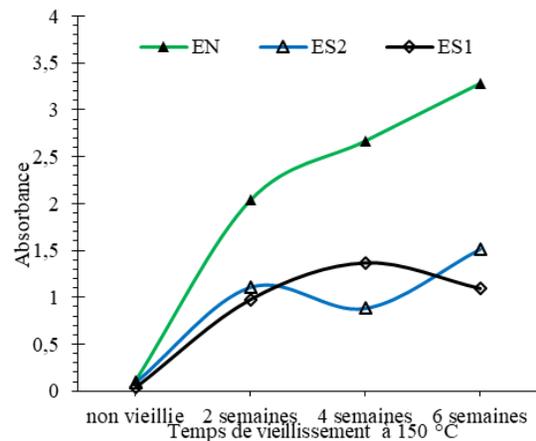
(b) Courbes spectrales après 2 semaines de vieillissement



(c) Courbes spectrales après 4 semaines de vieillissement



(d) Courbes spectrales après 6 semaines de vieillissement



(e) Variation de l'absorbance des huiles

Figure 2. Courbes spectrales des huiles en fonction du temps de vieillissement obtenues par spectrophotométrie UV et visible

Les résultats illustrés aux figures 2(a) à 2(d) représentent une moyenne de l'absorbance mesurée en trois balayages en fonction des longueurs d'onde. La figure 2(e) illustre l'absorbance moyenne (moyenne des valeurs d'absorbance à toutes les longueurs d'onde entre 360 et 600 nm). À noter que les esters naturels affichent une forte absorbance, qui n'est pas nécessairement due à sa dégradation, mais plus probablement à ses caractéristiques d'absorbance élevées. Les liquides ES1 et ES2 présentent une dégradation similaire avec le temps, bien qu'on observe certaines fluctuations dans les résultats à quatre et six semaines de vieillissement.

Turbidité

La turbidité indique la capacité d'un liquide à transmettre la lumière. Il s'agit aussi d'une mesure du degré auquel la transparence d'un liquide est limitée par les particules en suspension et les particules dissoutes. La turbidité des huiles a été mesurée selon la méthode d'essai ASTM D6181 après deux, quatre et six semaines de vieillissement thermique. Il convient de mentionner que cette méthode ne s'applique qu'aux huiles minérales isolantes. À noter que la turbidité de l'huile minérale n'est pas présentée ici afin d'éviter une comparaison directe des huiles d'ester avec les huiles minérales. Avec l'âge de l'isolant huile-papier et l'augmentation conséquente des produits d'oxydation, et de plusieurs autres produits de dégradation, on s'attend à une altération de la couleur de l'huile et à une hausse de sa turbidité [11]. Le changement de turbidité de différentes huiles en fonction de leur vieillissement est illustré à la figure 3. La turbidité des huiles avant l'application des contraintes thermiques (huiles non vieilles) a également été mesurée afin d'établir un état de référence.

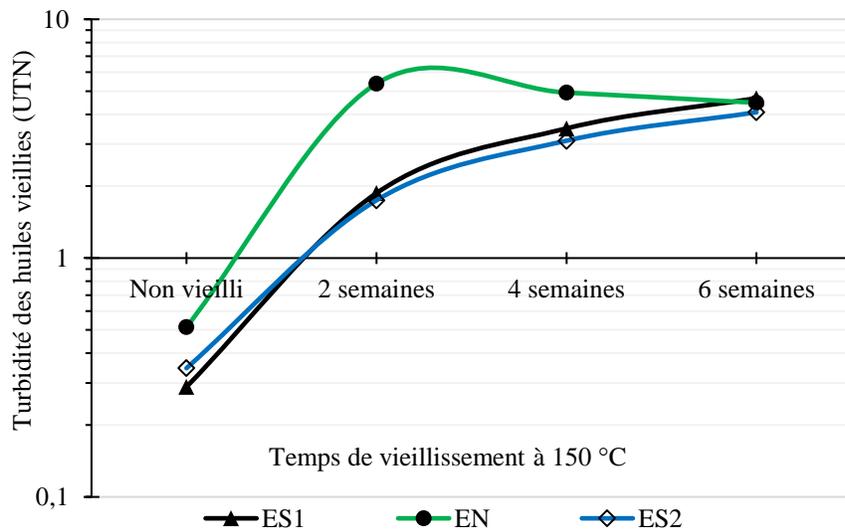
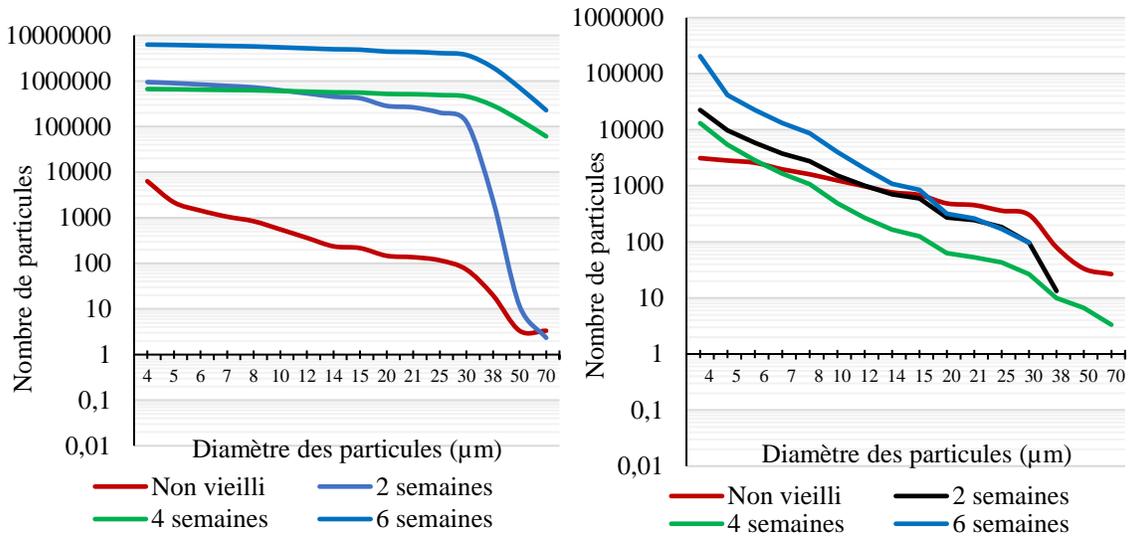


Figure 3. Changement de turbidité de différentes huiles en fonction du temps de vieillissement

On observe que la turbidité des liquides ES2 et ES1 est inférieure à celle du liquide EN pour tous les temps de vieillissement. Une bonne concordance a été constatée entre l'augmentation de l'absorbance (voir la figure 2) et la turbidité dans des conditions de vieillissement continu.

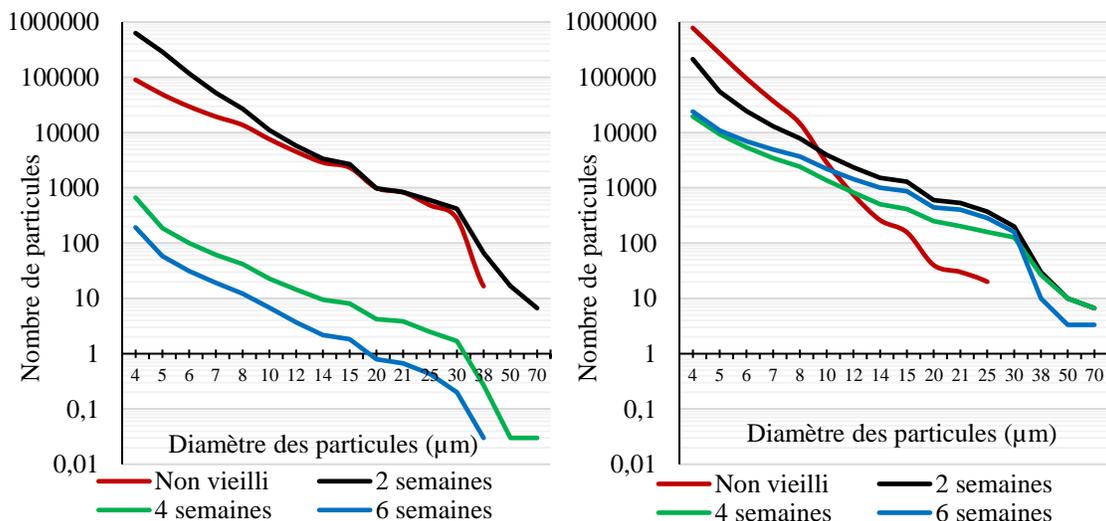
Comptage de particules

Afin d'analyser plus en profondeur la dégradation des huiles isolantes, un comptage de particules a été effectué dans différentes conditions de vieillissement. Le nombre de particules dans l'huile est présenté en fonction du diamètre des particules résultant de la dégradation. La variation du nombre de particules dans les huiles à l'étude est présentée à la figure 4. À noter que le comptage de particules est effectué selon la norme ASTM D6786 en mode de comptage cumulatif. Cette méthode explique la pente négative des courbes en fonction du diamètre croissant des particules.



(a) Huile minérale (HM)

(b) Ester synthétique 1 (ES1)



(c) Ester synthétique 2 (ES2)

(d) Ester naturel (EN)

Figure 4. Variations du nombre de particules avec le temps de vieillissement

Puisque le nombre de particules de diamètre élevé dans les liquides diélectriques à base d'ester est faible, la courbe est plus près de l'axe des x. On observe que ce nombre est plus élevé dans les huiles minérales que dans les liquides à base d'ester. Il n'y a aucun changement notable dans le nombre de particules comptées pour le liquide ES1, et il y a une légère augmentation de la taille des particules avec le temps de vieillissement pour le liquide EN. De plus, une diminution du nombre de particules de diamètre élevé dans le liquide ES2 a également été observée pour les temps de vieillissement de quatre et six semaines. On s'attend à ce que la présence de particules de diamètre élevé se compare défavorablement à celle de particules de diamètre plus petit. Les particules de petit diamètre peuvent comprendre des particules de cellulose, des fibres, des particules de gel et des particules de carbone, tandis que les particules de plus grand diamètre comprennent les particules susmentionnées de même que des microparticules métalliques [13].

CONCLUSION

Cette étude s'est penchée de façon préliminaire sur la dégradation oxydative d'un liquide à base d'ester synthétique à très bas point d'écoulement. Le présent article fait état des résultats d'études spectrales UV, des mesures de la turbidité, du comptage de particules et des mesures de la viscosité (de -35°C à 20°C). Les deux esters synthétiques ont présenté une variation de turbidité et d'absorbance semblable.

On peut déduire de cette étude que le nouveau liquide à base d'ester synthétique à bas point d'écoulement (ES2) est comparable à l'autre liquide à base d'ester synthétique (ES1) quant aux essais de dégradation oxydative et aux conditions expérimentales. Le liquide ES2 a montré une meilleure fluidité à basse température que les liquides ES1 et EN, ce qui peut jouer en faveur d'une utilisation potentielle dans les transformateurs en service dans les régions froides. Il n'empêche que d'autres travaux doivent être réalisés pour comprendre son comportement en vieillissement et son efficacité globale.

5. REMERCIEMENTS

Ces travaux ont été coparrainés par le Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG), Hydro-Québec (subvention n° RDCPJ513264-17) et InnovÉÉ (R11-1707). Nous remercions également K. M. L. Yapi de l'Université du Québec à Chicoutimi, au Canada, pour son aide et de son appui en temps opportun durant les essais de vieillissement et la caractérisation des échantillons.

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] FOFANA, I. « 50 years in the development of insulating liquids », *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 29, n° 5, 2013, p. 13-25.
- [2] FERNANDEZ, I., A. ORTIZ, F. DELGADO, C. RENEDEO et S. PEREZ. « Comparative evaluation of alternative fluids for power transformers », *Electric Power Systems Research*, Elsevier, vol. 98, 2013, p. 58-69.
- [3] MOHAN RAO, U. Y. R. SOOD et R. K. JARIAL. « Ester Dielectrics: Current perspectives and future challenges », Taylor & Francis, *IETE Technical Review*, vol. 34, n° 4, 2017, p. 448-459.

- [4] RAEISIAN, L., H. NIAZMAND, E. E. BAJESTAN et P. WERLE. « Feasibility Study of Waste Vegetable Oil as an Alternative Cooling Medium in Transformer », *Applied Thermal Engineering*, vol. 151, 2019, p. 308-317.
- [5] MARTIN, D., T. SAHA et L. MCPHERSON, « Condition Monitoring of Vegetable Oil Insulation in In-Service Power Transformers: Some Data Spanning 10 Years », *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 33, n° 2, 2017, p. 44-51.
- [6] ABDELMALIK, A. A. « The feasibility of using a vegetable oil-based fluid as electrical insulating oil », Thèse de doctorat, University of Leicester, 2012.
- [7] MOHAN RAO, U., Y. R. SOOD et R. K. JARIAL. « Performance analysis of alternate liquid dielectrics for power transformers », *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, n° 4, 2016, p. 2475-2484.
- [8] ARROYO, O., I. FOFANA, J. JALBERT, S. GAGNON, E. RODRIGUEZ-CELIS, S. DUCHESNE et M. RYADI. « Aging Characterization of Electrical Insulation Papers Impregnated with Synthetic Ester and Mineral Oil: Correlations Between Mechanical Properties, Depolymerization and Some Chemical Markers », *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 25, n° 1, 2018, p. 217-227.
- [9] GARCIA, B., T. GARCIA, V. PRIMO, J. C. BURGOS et D. URQUIZA. « Studying the Loss of Life of Natural-Ester-Filled Transformer Insulation: Impact of Moisture on the Aging Rate of Paper », *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 33, n° 1, 2017, p. 15-23.
- [10] MOORE, S. P., W. WANGARD, K. J. RAPP, D. L. WOODS et R. M. D. VECCHIO. « Cold start of a 240-MVA generator step-up transformer filled with natural ester fluid », *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, n° 1, 2015, p. 256-263.
- [11] HADJADJ, Y., I. FOFANA, J. SABAU et E. BRIOSSO. « Assessing insulating oil degradation by means of turbidity and UV/VIS spectrophotometry measurements », *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, n° 5, 2015, p. 2653-2660.
- [12] MOHAN RAO, U., Y. R. SOOD et R. K. JARIAL. « Oxidation stability enhancement of a blend of mineral and synthetic ester oils », *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 32, n° 2, 2016, p. 43-47.
- [13] DEGERATU, S., P. ROTARU, S. RIZESCU, S. DANOIU, N. G. BIZDOACA, L. I. ALBOTEANU et H. O. MANOLEA. « Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques », *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, vol. 119, n° 3, 2015, p. 1679-1692.