

Анализ методов диагностики доли ароматических групп в составе трансформаторных масел

ТУРАНОВ А.Н.

КФТИ им. Е.К. Завойского, Казань, Россия

В представленном обзоре описан один из механизмов деградации трансформаторных масел – рост доли ароматических соединений в ходе эксплуатации силового маслонаполненного электрооборудования. Обсуждается влияние таких веществ на свойства и характеристики используемых в энергосистеме РФ масел, особенности эксплуатации трансформаторов, заполненных маслами с повышенной долей аренов. Обоснована необходимость контроля доли ароматических соединений в трансформаторных маслах. Перечислены известные качественные и количественные методы анализа, пригодные для данной цели (реакция Настюкова, масс-спектрометрия, ультрафиолетовая спектрометрия, инфракрасная спектрометрия, ядерный магнитный резонанс, Рамановское рассеяние, хроматография, люминесценция и метод номограмм). В работе даны краткие характеристики параметров, по которым определяется доля ароматических групп в трансформаторном масле. Проанализированы достоинства и недостатки каждого метода с учетом особенностей исследуемых систем. Сделан вывод, что наиболее перспективными для контроля содержания ароматических веществ в трансформаторном масле являются инфракрасная спектрометрия и ^1H и ^{13}C ядерный магнитный резонанс, а применение методов Рамановского рассеяния и люминесценции нуждаются в дальнейших исследованиях и разработке методик для анализа трансформаторных масел.

К л ю ч е в ы е с л о в а: трансформаторное масло, диагностика

Впервые обмотки трансформаторов были погружены в масло более века назад. В то время преследовалась лишь одна цель – улучшение изоляционных характеристик. Позже на трансформаторное масло (ТМ) возложили функцию охладителя. В наше время по свойствам ТМ и их изменению во времени судят не только о состоянии масла, но и о состоянии элементов трансформатора: твердой изоляции, обмоток, магнитопровода. Т.е. масло используют и для диагностики процессов, идущих в трансформаторе. В итоге, сегодня к свойствам ТМ предъявляются взаимопротиворечивые требования, которые удается удовлетворить достижением компромисса, регулируя состав масла, изменяя соотношение парафинов, нафтенов и аренов (ароматических соединений), а также добавлением присадок [1–3]. Процессы, протекающие при работе силового маслонаполненного оборудования, также приводят к изменению состава изоляционных материалов, их деградации и износу и, соответственно, ухудшению их изоляционных и теплоотводящих характеристик [2, 4, 5]. Продлить сроки бесперебойной эксплуатации как самого масла, так и трансформаторов, выключателей, турбин и т.п. удастся благодаря регулярной диагностике и контролю состояния ТМ.

Несмотря на широкое использование ТМ, до сих пор нет единой позиции по оптимальному соотношению его компонентов. Диапазон мнений по допустимой концентрации ароматических соединений в ТМ широк: от ~10 % и выше [6] до менее 0,1 %. Поэтому неудиви-

тельно, что в энергосистеме РФ доля аренов в масле не контролируется вообще. Отметим, что некоторые свойства аренов весьма полезны для ТМ: замедляют реакции окисления, повышают стабильность ТМ; обладают высокой по сравнению с парафинами и нафтенами диэлектрической проницаемостью, что снижает риск последствий от импульсных перенапряжений; демонстрируют хорошие газопоглощающие свойства и теплопроводность. К сожалению, другие свойства аренов неприемлемы для ТМ: высокая гидрофильность приводит к поглощению воды и резкому снижению напряжения пробоя масла; ароматические углеводороды повышают тангенс угла диэлектрических потерь. Кроме того, высокая плотность аренов приводит к сепарированию водяного льда в условиях низких температур и изменения нагрузки трансформатора. Также следует учитывать значительные изменения вязкости ароматических соединений при изменении температуры, что может оказаться критическим при запуске маслонаполненного оборудования в холодную погоду. Экономические расчеты показали, что замедлять процессы окисления ТМ и решать проблемы газовой выделенности выгодно с помощью специальных присадок [1].

При старении ТМ доля ароматических соединений в нем увеличивается. Это происходит не только в результате обменных процессов с другими изоляционными материалами (лак на поверхности обмоток, электрокартон и бумажная изоляция трансформатора) или добавок извне (антиоксидантная присадка ионов,

в молекулярный состав которой входит ароматическое кольцо), но и в результате протекающих химических процессов [2, 6–10].

Ароматические соединения в ТМ, как и в большинстве жидких нефтепродуктов, самоорганизуются в столбчатые «пачечные» надмолекулярные структуры в результате межмолекулярных взаимодействий π -электронов ароматических колец. Такие структуры в дальнейшем все более укрупняются, агломерируются и осаждаются. Осадок на обмотках трансформаторов снижает теплоотвод, что приводит к перегреву и выходу из строя основных элементов трансформаторов.

Доля аренов определяется исследованием химического состава ТМ (элементарный, групповой, структурно-групповой) физико-химическими методами [1, 3], среди которых: масс-, ультрафиолетовая (УФ), инфракрасная (ИК), Рамановская спектроскопия, ядерный магнитный резонанс (ЯМР), хроматография, люминесценция, метод номограмм и др. Каждый из этих методов имеет как преимущества, так и недостатки.

Качественным методом обнаружения ароматических соединений в ТМ является реакция Настюкова: формальдегид при смешивании с растворами аренов в этаноле в присутствии концентрированной H_2SO_4 дает цветные реакции [11] (пример реакции на с. 73).

Чувствительность реакции весьма высока – 10^{-2} %. Однако при попытках количественного анализа сложных смесей возникают трудности. Разные арены дают продукты разных окрасов/цветов: красные – бензол, дифенилметан, толуол, стилибен; желтые – декалин, пинен; зеленые – нафталин, фенантрен; синие – дифенил, 1,3,5-трифенилбензол. Кроме того, разные продукты обладают молярными коэффициентами поглощения, различающимися в несколько раз. На результат влияют также длительность записи и присутствие даже небольшого количества воды.

Исторически первыми количественными методами изучения структурно-группового состава ТМ, как и других погонов/фракций нефти, были масс-спектрометрия и хроматография.

Наиболее простым и доступным методом является хроматография в тонком слое [3]. Для проведения анализа необходимы лишь пластины с нанесенным на них слоем силикагеля, набор растворителей и окрашивающих реактивов. Более сложное оборудование необходимо при использовании жидкостной капиллярной хроматографии, особенно с детекторами ионизационного типа. Состав низкомолекулярных смесей с небольшим количеством компонентов может быть изучен хроматографически с высокой точностью. Однако сложные смеси с большим количеством компонентов и низкой концентрацией каждого из них демонстрируют хро-

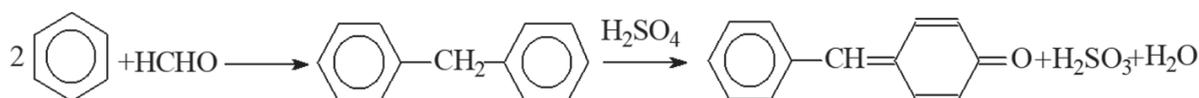
матограммы с несколькими значительно размытыми пиками, которые накладываются друг на друга, что значительно затрудняет анализ и снижает его достоверность [3, 12].

При исследовании состава ТМ по масс-спектрам вводится понятие «водородной недостаточности» [3], т.е. предполагается, что каждый пик соответствует молекуле с формулой C_nH_{2n-x} . Например, алкилбензолы описываются формулой C_nH_{2n-6} , тетралины и инданы – C_nH_{2n-8} и т.п. Присутствие сложных молекул, в состав которых входят как ареновые, так и нафтеносодержащие циклы с разным соотношением, а также рост доли компонент с конденсированными циклами при эксплуатации масла создают неоднозначность соотнесения пиков, значительно усложняют анализ таких результатов, снижают его точность [12]. Информация о содержании олефиновых соединений в ТМ крайне ограничена. К сожалению, они могут значительно изменить показатель водородной недостаточности углеводородов в ТМ и тем самым исказить результаты анализа группового состава.

В середине XX в. широко использовались номограммы [13]. Структурно-групповой состав ТМ определялся на основе кинематической вязкости, показателя преломления и плотности образцов, измеренных при $+20$ °С с точностью не выше ± 5 %. Данный метод применим лишь для свежих высокопрозрачных ТМ с долей аренов ниже 35 %. Поскольку все номограммы были построены на основе корреляции их свойств с составом для определенных марок ТМ, то появление новых масел с составом, значительно отличающимся от калибровочных составов, приводило к введению поправочных коэффициентов. Да и обоснованность применения метода к таким ТМ вызывает сомнения.

Для анализа состава и свойств нефтяных систем широко используется спектроскопия в УФ и видимом диапазонах [14–18], которая особенно чувствительна к структурам с кратными и сопряженными химическими связями [19]. Ряд публикаций [12, 20–28] описывает УФ-*Vis*-спектры ТМ в разных растворителях. Поскольку растворимость компонентов ТМ кардинально различается в разных растворителях, то логично было бы выполнять измерения без использования растворителей. К сожалению, для отработанных масел с низкой прозрачностью это невыполнимо. Сравнение спектров поглощения УФ-*Vis*-диапазона ТМ, содержащих различную долю аренов, наглядно продемонстрировало не только увеличение доли ароматических углеводородов, но и коллоидных и твердых частиц, образующихся при эксплуатации ТМ [2, 8].

Полоса поглощения при 225 нм соответствует нафталину и его соединениям. Бензол и его производные



дают широкий сигнал в области 255–280 нм, а также в полосы при 180 и 200 нм. Сигналы при 330, 340 и 380 нм относятся к антрацену и его производным, а при 420 и 450 нм – к нафтацену. Основная полоса поглощения антрацена ≈ 260 нм и нафтацена ≈ 270 нм перекрыты полосой бензола. По аналогичной причине сигналы от фенантрена и его соединений ≈ 225 и ≈ 255 нм не видны в оптическом спектре. Сигналы с длиной волны ≈ 750 и 760 нм относятся к четвертому обертому колебаний CH_2 - и CH_3 -групп [8].

Кроме того, структурные неоднородности ТМ вносят существенный вклад в вид УФ-*Vis*-спектров: плавное увеличение оптической плотности с уменьшением длины волны от 800 до 400 нм и резкое увеличение оптической плотности в области 300–400 нм. Данный факт усложняет процедуру эксперимента, анализ результатов и снижает точность определения доли аренов в маслах [2, 8].

Основной недостаток ИК-спектроскопии ТМ в ближнем диапазоне – широкие и перекрывающиеся гармоники сигналов [29]. В то же время ИК-спектроскопия в среднем диапазоне при достаточной толщине слоя образца позволяет наблюдать полосы поглощения валентных колебаний $\text{C}=\text{C}$ связей (1605 см^{-1}) ароматического или псевдоароматического колец [12, 24, 26, 27, 30–32]. Расширенная полоса поглощения в области 1210 см^{-1} отнесена к плоским деформационным колебаниям связей $\text{C}-\text{H}$ би- и/или тризамещенного ароматического кольца. Колебания циклоалкановых колец проявляются в области 1076, 1032 и 918 см^{-1} . Полосы поглощения при 1060 см^{-1} обусловлены флуктуациями бициклических ароматических структур. Присутствие конденсированных ароматических соединений также подтверждается наличием полос в области 875 и 813 см^{-1} . В этой же области (890 – 850 см^{-1}) проявляются деформационные колебания CH -групп тетразамещенных производных бензола. Деформационные колебания связи $\text{C}-\text{H}$ ди- и тризамещенных ароматических соединений наблюдаются при 740, 700 и 565 см^{-1} . Колебания ароматических структур определяются наличием плеча при 1590 и 1500 см^{-1} [3, 4, 8].

При сравнении ИК-спектров образцов ТМ оказалось, что из перечисленных полос, принадлежащих ароматам, наиболее информативна полоса 1605 см^{-1} , демонстрирующая существенный рост интенсивности с увеличением доли аренов.

Использование ЯМР-спектроскопии высокого разрешения для определения состава ТМ описано в [2, 9, 24, 33]. В диапазоне химических сдвигов спектров ^1H ЯМР 0,0–1,9 м.д., соответствующем CH_2 - и CH_3 -группам, находятся наиболее интенсивные линии, алкоксильные группы проявляются в диапазоне 1,9–3,0 м.д. В диапазоне 4,3–4,7 м.д. спектр содержит линии протонов воды. Диапазон 6,0–8,0 м.д. занимают сигналы от протонов, принадлежащих ароматическим группам.

Большое количество сигналов в ^{13}C ЯМР-спектрах ТМ в интервале 45,00–10,00 м.д. свидетельствует о широком разнообразии окружения CH_3 - и CH_2 -групп. Сигналы с наибольшими относительными интегральными интенсивностями относятся к группам, в составе которых имеются первичные (16,80 м.д.), вторичные (25,52 м.д.), третичные (32,65 м.д.) и четвертичные (34,81 м.д.) атомы углерода. Сигналы в интервале 160,00–120,00 м.д. характерны для атомов углерода с полуторной и двойной химической связью. Сигналы при 79,76; 79,65; 79,45 и 79,13 м.д. свидетельствуют о карбоксильных и алкильных группах в ТМ [9].

В отличие от протонной ^{13}C ЯМР-спектроскопия в интервале химических сдвигов 160–120 м.д. позволяет значительно повысить информативность анализа не только ароматических, но и oleфиновых компонент масла [9]. Таким образом, ЯМР-спектроскопия – наиболее информативный количественный аналитический неразрушающий метод определения доли ароматических соединений ТМ. Необходимо отметить, что широкое применение ЯМР-спектроскопии в лабораториях энергосистем до сегодняшнего дня сдерживалось дороговизной и сложностью оборудования, в некоторых случаях длительностью анализа (например накопление слабого сигнала от малого количества воды в масле).

Первая проблема была решена благодаря современным портативным ЯМР-спектрометрам, представленным на рынке такими компаниями, как *Nananalysis – NMReady-60* (Канада), *Magritek – Spinsolve* (Германия), *Oxford instruments – Pulsar* (Великобритания), *Thermo Scientific – picoSpin 80* (США) и др. (все производители имеют официальных представителей в России). Эти модели компактны, относительно дешевы и просты в эксплуатации, что открывает широкие перспективы для внедрения ЯМР-спектроскопии в повседневную практику аналитических лабораторий. Перечисленные спектрометры оборудованы постоянными магнитами, которые не требуют охлаждения до криогенных температур, а работают при комнатных.

Вторая проблема решена повышением чувствительности спектрометра в узком диапазоне спектра за счет применения селективных импульсов. В [34] показано, что легко можно повысить отношение сигнал-шум на несколько порядков и сократить время накопления сигнала до 1 мин, т.е. добиться высокой скорости анализа.

Возможность применения Рамановского рассеяния и люминесценции для диагностики состава ТМ пока только изучается [35, 36]. В этой области необходимы дальнейшие исследования.

Выводы. Современные методы оптической и магнитно-резонансной спектроскопии предоставляют перспективную базу для разработки широкого ряда методов диагностики состава ТМ. Наиболее информативными, быстрыми и практичными являются инфракрасная спектроскопия и спектроскопия ядерного магнитного резонанса. Развитию и внедрению в практику именно этих методов необходимо уделить наибольшее внимание.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Wilson A.C.M.** Insulating liquids: Their Uses, Manufacture and Properties. London, New York: Peter Peregrinus LTD, 1980, 221 p.
2. **Kozlov V., Turanov A.** Transformer oil and modern physics. – IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2012, 19(5), pp. 1485–1497, DOI:10.1109/TDEI.2012.6311491.
3. **Липштейн Р.А., Шахнович М.И.** Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983, 296 с.
4. **Tee S.J., et al.** An Early Degradation Phenomenon Identified through Transformer Oil Database Analysis. – IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2016, vol. 23, No. 3, pp. 1435–1443, DOI: 10.1109/TDEI.2015.005569.
5. **Mahanta D.K., Andrew O.** Transformer Dielectric Liquid: A Review. – IEEE PES/IAS Power Africa, 2020, pp. 1–5, DOI: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219867.
6. **Эмануэль Н.М., Денисов Е.Т., Майзус З.К.** Цепные реакции окисления в жидкой фазе. М.: Наука, 1965, 375 с.
7. **Туранова О.А., Козлов В.К., Туранов А.Н.** Механизмы деградации трансформаторных масел и их диагностика. Казань: КГЭУ, 2019, 101 с.
8. **Гафиятуллин Л.Г. и др.** УФ спектроскопия трансформаторного масла ГК. – Оптика и спектроскопия, 2010, т. 109, № 1, с. 102–105.
9. **Суханов А.А. и др.** ЭПР и ЯМР трансформаторного масла ГК. – Химия и технология топлив и масел, 2013, № 3 (577), с. 47–51.
10. **Туранова О.А. и др.** ИК спектроскопия трансформаторного масла марки ГК. – Оптика и спектроскопия, 2013, т. 114, № 4, с. 628–631.
11. **Коренман И.М.** Фотометрический анализ: Методы определения органических соединений. М.: Книга по Требованию, 2014, 339 с.
12. **Meena R.R., et al.** Transformer Oil Degradation Study by Chromatography, Spectroscopy and Dissolved Gas Analysis. – Petroleum and Coal, 2018, 60 (5), pp. 872–878.
13. **Ван-Нес К., Ван-Вестен Х.** Состав масляных фракций нефти и их анализ. М.: Издательство ИЛ, 1954, 464 с.
14. **Сирюк А.Г., Зимина К.И.** Количественное определение некоторых ароматических углеводородов по ультрафиолетовым спектрам поглощения. – Химия и технология топлив и масел, 1963, № 2, с. 52–56.
15. **Mullins O.C.** Optical Interrogation of Aromatic Moieties in Crude Oils and Asphaltenes. – Structures and Dynamics of Asphaltenes, 1999, pp. 21–77.
16. **Сирюк А.Г., Радченко Е.Д., Фернандес-Гомес М.М.** Анализ ароматических углеводородов в топливах по УФ-спектрам поглощения. – Химия и технология топлив и масел, 1979, № 7, с. 48–51.
17. **Евдокимов И.Н., Лосев А.П.** Применение УФ видимой абсорбционной спектроскопии для описания природных нефтей. – Нефтегазовое дело, 2007, № 1, с. 1–25.
18. **Catalogue of Optical Spectra of Oils** [Электрон. ресурс], URL: www.opticsense.eu/catalogue-oils.php (дата обращения 07.12.2021).
19. **Казицына Л.А., Куплетская Н.Б.** Применение УФ-, ИК-, ЯМР- и масс-спектроскопии в органической химии. М.: МГУ, 1979, 240 с.
20. **Кроль Б.Б., Рождественская А.А., Кучерявая Н.Н.** Изучение сернистых соединений, содержащихся в трансформаторном масле. – Химия и технология топлив и масел, 1964, № 5, с. 34–37.
21. **Коваль А.В. и др.** Влияние некоторых факторов на эксплуатационные свойства трансформаторных масел. – Проблемы энергетики, 2005, № 1-2, с. 100–104.
22. **Lai S.P., Abu-Siada A., Islam S.** Furan Measurement in Transformer Oil by UV-Vis Spectral Response Using Fuzzy Logic. – Int. Conf. Electrical and Computer Engineering, 2008, DOI:10.1109/ICESE.2008.4769302.
23. **Lai S.P., et al.** Correlation between UV-Vis Spectral Response and Furan Measurement of Transformer Oil. – Int. Conf. Condition Monitoring and Diagnosis, 2008, DOI:10.1109/CMD.2008.4580372.
24. **Kalathiripi H., Karmakar S.** Analysis of Transformer Oil Degradation Due to Thermal Stress Using Optical Spectroscopic Techniques. – International Transactions on Electrical Energy Systems, 2017, 27(9), DOI:10.1002/etep.2346.
25. **Alshehawy A.M., et al.** Impact of Thermal Aging of Transformer Oil on UV-Vis Optical Spectrum and Dielectric Properties. – Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2016, pp. 860–865, DOI:10.1109/MEPCON.2016.7836996.
26. **Mehmood M.A., et al.** Analyzing the Health Condition and Chemical Degradation in Field Aged Transformer Insulation Oil Using Spectroscopic Techniques. – International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering, 2018, DOI: 10.1109/DIAGNOSTIKA.2018.8526138.
27. **Alshehawy A.M., et al.** Evaluating the impact of aging in field transformer oil using optical spectroscopy techniques. – IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), 2017, DOI: 10.1109/ICDL.2017.8124626.
28. **Leong Y.S., et al.** UV-Vis Spectroscopy: A New Approach for Assessing the Color Index of Transformer Insulating Oil. – Sensors, 2018, 18 (7), 2175, DOI: 10.3390/s18072175.
29. **Kurakina O.E., et al.** Research of the Changes in the Structural Group Composition of Transformer Oil During Operation. – Problemele Energeticii Regionale, 2018, vol. 2, № 37, p. 39–45.
30. **Karmakar S., Dutta A., Kalathiripi H.** Investigation of the Effect of High Voltage Impulse Stress on Transformer Oil by Infrared Spectroscopy. – International Conference on High Voltage Engineering and Technology (ICHVET), 2019, DOI: 10.1109/ICHVET.2019.8724336.
31. **Zhang J., et al.** Pyrolysis kinetics and determination of organic components and N-alkanes yields of Karamay transformer oil using TG, FTIR and Py-GC/MS analyses. – Fuel, 2021, 306(7), 121691, DOI:10.1016/j.fuel.2021.121691.
32. **Sai R.S., et al.** Degradation Studies of Electrical, Physical and Chemical Properties of Aged Transformer Oil. – Journal of Physics: Conference Series, 2020, 1706(1), 012056, DOI: 10.1088/1742-6596/1706/1/012056.
33. **Rako M.** NMR study of oils. – Czechoslovak Journal of Physics, 1963, vol. 13, No. 6, pp. 441–443.
34. **Volkov M.M., Turanova O., Turanov A.** Determination of Moisture Content of Insulating Oil by NMR Method with Selective Pulses. – IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2018, 25(5), pp. 1989–1991, DOI:10.1109/TDEI.2018.007342.
35. **Lo C.K., et al.** Transformer oil degradation monitoring with chromatically analysed optical fluorescence. – Proceedings of the International Conference on Imaging, Signal Processing and Communication, 2017, pp. 171–175, DOI: 10.1145/3132300.3132329.
36. **Alshehawy A.M., et al.** Photoluminescence Spectroscopy Measurements for Effective Condition Assessment of Transformer Insulating Oil. – Processes, 2021, vol. 9, DOI:10.3390/pr9050732.

[07.12.2021]



Автор: Туранов Александр Николаевич – кандидат физ.-мат. наук, старший научный сотрудник лаборатории молекулярной радиоспектроскопии, Казанский физико-технический институт им. Е.К. Завойского, ФИЦ Казанский научный центр РАН, Казань, Россия.

Analysis of Methods for Diagnosing the Aromatic Groups Fraction in Transformer Oils

TURANOV Aleksandr N. (*Zavoisky Physical-Technical Institute, FRC Kazan Scientific Center of RAS, Kazan, Russia*) – Senior Researcher of the Molecular Radiospectroscopy Laboratory, Cand. Sci. (Phys.-Math.).

This review describes one of transformer oil degradation mechanisms - an increase in the fraction of aromatic compounds during the operation of oil-filled electric power equipment. The influence of such substances on the properties and characteristics of oils used in the power system of the Russian Federation, and the features relating to the operation of oil filled transformers with an increased fraction of arenes are discussed. The need to monitor the fraction of aromatic compounds in transformer oils is substantiated. The known qualitative and quantitative analysis methods suitable for this purpose (Nastyukov reaction, mass spectroscopy, ultraviolet spectroscopy, infrared spectroscopy, nuclear magnetic resonance, Raman scattering, chromatography, luminescence, and the nomogram method) are listed. The paper gives brief characteristics of the parameters by which the fraction of aromatic groups in transformer oil is determined. The advantages and disadvantages of each method are analyzed with taking into account the features of the systems under study. It is concluded that infrared spectroscopy and ^1H and ^{13}C nuclear magnetic resonance are the most promising ones for monitoring the content of aromatic substances in transformer oil, whereas the use of Raman scattering and luminescence methods requires further research and development for being applied in transformer oil analysis procedures.

Key words: transformer oil, diagnostics

REFERENCES

1. **Wilson A.C.M.** Insulating liquids: Their Uses, Manufacture and Properties. London, New York: Peter Peregrinus LTD, 1980, 221 p.
2. **Kozlov V., Turanov A.** Transformer oil and modern physics. – IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2012, 19(5), pp. 1485–1497, DOI:10.1109/TDEI.2012.6311491.
3. **Lipshteyn R.A., Shahnovich M.I.** Transformatornoe maslo (Transformer Oil). M.: Energoatomizdat, 1983, 296 p.
4. **Tee S.J., et al.** An Early Degradation Phenomenon Identified through Transformer Oil Database Analysis. – IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2016, vol. 23, No. 3, pp. 1435–1443, DOI: 10.1109/TDEI.2015.005569.
5. **Mahanta D.K., Andrew O.** Transformer Dielectric Liquid: A Review. – IEEE PES/IAS Power Africa, 2020, pp. 1–5, DOI: 10.1109/PowerAfrica49420.2020.9219867.
6. **Emanuel' N.M., Denisov E.T., Mayzus Z.K.** Tsepnnye reaktsii oksileniya v zhidkoy faze (Chain Reactions of Oxidation in the Liquid Phase). M.: Nauka, 1965, 375 p.
7. **Turanova O.A., Kozlov V.K., Turanov A.N.** Mekhanizmy degradatsii transformatornyh masel i ih diagnostika (Mechanisms of Degradation of Transformer Oils and Their Diagnostics). Kazan': KGEU, 2019, 101 p.
8. **Gafiyatullin L.G., et al.** Optika i spektroskopiya – in Russ. (Optics and Spectroscopy), 2010, vol. 109, No. 1, pp. 102–105.
9. **Suhanov A.A., et al.** Himiya i tekhnologiya topliv i masel – in Russ. (Chemistry and Technology of Fuels and Oils), 2013, No. 3 (577), pp. 47–51.
10. **Turanova O.A., et al.** Optika i spektroskopiya – in Russ. (Optics and Spectroscopy), 2013, vol. 114, No. 4, pp. 628–631.
11. **Korenman I.M.** Fotometricheskii analiz: Metody opredeleniya organicheskikh soedineniy (Photometric Analysis: Methods for Determining Organic Compounds). M.: Kniga po Trebovaniyu, 2014, 339 p.
12. **Meena R.R., et al.** Transformer Oil Degradation Study by Chromatography, Spectroscopy and Dissolved Gas Analysis. – Petroleum and Coal, 2018, 60 (5), pp. 872–878.
13. **Van-Nes K., Van-Vesten H.** Sostav maslyanykh fraktsiy nefiti i ih analiz (Composition of Oil Fractions and Their Analysis). M.: Izdatel'stvo IL, 1954, 464 p.
14. **Siryuk A.G., Zimina K.I.** Himiya i tekhnologiya topliv i masel – in Russ. (Chemistry and Technology of Fuels and Oils), 1963, No. 2, pp. 52–56.
15. **Mullins O.C.** Optical Interrogation of Aromatic Moieties in Crude Oils and Asphaltenes. – Structures and Dynamics of Asphaltenes, 1999, pp. 21–77.
16. **Siryuk A.G., Radchenko E.D., Fernandes-Gomes M.M.** Himiya i tekhnologiya topliv i masel – in Russ. (Chemistry and Technology of Fuels and Oils), 1979, No. 7, pp. 48–51.
17. **Evdokimov I.N., Losev A.P.** Neftegazovoe delo – in Russ. (Oil and gas business), 2007, No. 1, pp. 1–25.
18. **Catalogue of Optical Spectra of Oils** [Electron. resource], URL: www.opticsense.eu/catalogue-oils.php (Date of appeal 07.12.2021).
19. **Kazitsyna L.A., Kupletskaya N.B.** Primenenie UF-, IK-, YAMR- i mass-spektroskopii v organicheskoy himii (Application of UV-, IR-, NMR- and Mass Spectroscopy in Organic Chemistry). M.: MGU, 1979, 240 p.
20. **Krol' B.B., Rozhdestvenskaya A.A., Kucheryavaya N.N.** Himiya i tekhnologiya topliv i masel – in Russ. (Chemistry and Technology of Fuels and Oils), 1964, No. 5, pp. 34–37.
21. **Koval' A.V., et al.** Problemy energetiki – in Russ. (Power Engineering Problems), 2005, No. 1-2, pp. 100–104.
22. **Lai S.P., Abu-Siada A., Islam S.** Furan Measurement in Transformer Oil by UV-Vis Spectral Response Using Fuzzy Logic. – Int. Conf. Electrical and Computer Engineering, 2008, DOI:10.1109/ICECE.2008.4769302.
23. **Lai S.P., et al.** Correlation between UV-Vis Spectral Response and Furan Measurement of Transformer Oil. – Int. Conf. Condition Monitoring and Diagnosis, 2008, DOI:10.1109/CMD.2008.4580372.

24. **Kalathiripi H., Karmakar S.** Analysis of Transformer Oil Degradation Due to Thermal Stress Using Optical Spectroscopic Techniques. – International Transactions on Electrical Energy Systems, 2017, 27(9), DOI:10.1002/etep.2346.
25. **Alshehawy A.M., et al.** Impact of Thermal Aging of Transformer Oil on UV-Vis Optical Spectrum and Dielectric Properties. – Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), 2016. pp. 860–865, DOI: 10.1109/MEPCON.2016.7836996.
26. **Mehmood M.A., et al.** Analyzing the Health Condition and Chemical Degradation in Field Aged Transformer Insulation Oil Using Spectroscopic Techniques. – International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering, 2018, DOI: 10.1109/DIAGNOSTIKA.2018.8526138.
27. **Alshehawy A.M., et al.** Evaluating the impact of aging in field transformer oil using optical spectroscopy techniques. – IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), 2017, DOI: 10.1109/ICDL.2017.8124626.
28. **Leong Y.S., et al.** UV-Vis Spectroscopy: A New Approach for Assessing the Color Index of Transformer Insulating Oil. – Sensors, 2018, 18 (7), 2175, DOI: 10.3390/s18072175.
29. **Kurakina O.E., et al.** Research of the Changes in the Structural Group Composition of Transformer Oil During Operation. – Problemele Energeticii Regionale, 2018, vol. 2, № 37, p. 39–45.
30. **Karmakar S., Dutta A., Kalathiripi H.** Investigation of the Effect of High Voltage Impulse Stress on Transformer Oil by Infrared Spectroscopy. – International Conference on High Voltage Engineering and Technology (ICHVET), 2019, DOI: 10.1109/ICHVET.2019.8724336.
31. **Zhang J., et al.** Pyrolysis kinetics and determination of organic components and N-alkanes yields of Karamay transformer oil using TG, FTIR and Py-GC/MS analyses. – Fuel, 2021, 306(7), 121691, DOI:10.1016/j.fuel.2021.121691.
32. **Sai R.S., et al.** Degradation Studies of Electrical, Physical and Chemical Properties of Aged Transformer Oil. – Journal of Physics: Conference Series, 2020, 1706(1), 012056, DOI: 10.1088/1742-6596/1706/1/012056.
33. **Rako M.** NMR study of oils. – Czechoslovak Journal of Physics, 1963, vol. 13, No. 6, pp. 441–443.
34. **Volkov M.M., Turanova O., Turanov A.** Determination of Moisture Content of Insulating Oil by NMR Method with Selective Pulses. – IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2018, 25(5), pp. 1989–1991, DOI:10.1109/TDEI.2018.007342.
35. **Lo C.K., et al.** Transformer oil degradation monitoring with chromatically analysed optical fluorescence. – Proceedings of the International Conference on Imaging, Signal Processing and Communication, 2017, pp. 171–175, DOI: 10.1145/3132300.3132329.
36. **Alshehawy A.M., et al.** Photoluminescence Spectroscopy Measurements for Effective Condition Assessment of Transformer Insulating Oil. – Processes, 2021, vol. 9, DOI:10.3390/pr9050732.

[07.12.2021]