

Moisture Content and Aromatic Compounds Determination in Transformer Oil Using Spectral Method

Kozlov V.K., Kurakina O.E.

Kazan State Power Engineering University,
Kazan, Russian Federation

Abstract. During operation, resulting from the thermochemical and electrical effects, the performance of the transformer oil decreases due to the measurement of the structural group composition. An increase in the content of the aromatic hydrocarbons leads to the appearance of a precipitate, and as well as due to its hygroscopicity, an increase in the moisture content. The latter is one of the transformer oil parameters that determines its quality. In power equipment, the presence of moisture of the order of 10 grams of water per ton of oil is allowed. At elevated water concentrations, there is a risk of the power transformers' failure. The aim of the work was to develop new methods for determining the aromatic compounds and water contents in the transformer oil in small quantities. This goal was achieved by conducting spectral studies of the transformer oil samples in the UV range and constructing correlation lines to determine the moisture content and concentration of aromatic compounds. The most significant result of the article was the establishment of correlations between the optical density of the transformer oil in the region of 530 nm and the concentration of aromatic compounds and between the optical density in the region of 980 nm and moisture content in the oil. The significance of the obtained results lies in the fact that the optical method for determining the moisture content and aromatic hydrocarbons in transformer oils, using the constructed correlation lines, is highly accurate and does not require the use of additional reagents and complex calculations.

Keywords: transformer oil, moisture content, aromatic compounds, absorption spectra.

DOI: <https://doi.org/10.52254/1857-0070.2022.2-54.01>

UDC: 621.315.615.22

Determinarea conținutului de umiditate și a compușilor aromatici din uleiul de transformator prin metoda spectrală

Kozlov V.K., Kurakina O.E.

Universitatea Energetică de Stat din Kazan,
Kazani, Federația Rusă

Rezumat. Conținutul de umiditate este unul dintre parametrii care determină calitatea uleiului de transformator. Acest parametru este printre cei mai critici, fiind monitorizat minuțios. Atunci, când uleiul de transformator este utilizat în echipamentele de putere ale sistemelor de energie electrică, prezența umidității este permisă în limita a 10 grame de apă pe tonă de ulei. La concentrații mai mari de apă, există un risc de defecțiune a transformatoarelor de putere, ceea ce complică funcționarea ulterioară a acestora și, în consecință, operabilitatea întregului sistem energetic. Scopul acestei lucrări este de a dezvolta noi metode de determinare a conținutului de compuși aromatici și de apă în uleiul de transformator în cantități mici. Scopul este atins prin efectuarea de studii spectrale ale probelor de ulei de transformator în domeniul UV și construirea a două linii drepte de corelație pentru a determina conținutul de umiditate și concentrația de compuși aromatici. Cel mai important rezultat al articolului este stabilirea unor relații de corelație între densitatea optică a uleiului de transformator în intervalul de 530 nm și concentrația de compuși aromatici și între densitatea optică în intervalul de 980 nm și conținutul de umiditate din ulei. Semnificația acestor rezultate constă în faptul, că metoda optică de determinare a valorilor mici ale apei și hidrocarburilor aromatice în uleiurile de transformator, utilizând liniile drepte de corelație construite, este de o precizie ridicată și nu necesită utilizarea de reactivi suplimentari și calcule complexe, ceea ce reduce timpul și costurile la investigarea calității uleiului de transformator.

Cuvinte-cheie: ulei de transformator, conținut de umiditate, compuși aromatici, spectre de absorbție.

Определение влагосодержания и ароматических соединений в трансформаторном масле спектральным методом

Козлов В.К., Куракина О.Е.

ФГБОУ ВПО Казанский государственный энергетический университет,
Казань, Российская Федерация

Аннотация. Трансформаторное масло в силовых трансформаторах эксплуатируется в условиях электрического поля высокой напряженности, повышенных рабочих температур в присутствии кислорода и металлов, что приводит к окислению углеводородной составляющей масла. В результате влияния термохимического и электрического воздействия снижаются эксплуатационные показатели

трансформаторного масла в связи с измерением структурно-группового состава. Увеличение содержания ароматических углеводородов приводит к появлению осадка, а также, за счет своей гигроскопичности, повышению влагосодержания. Влагосодержание – это один из параметров трансформаторного масла, определяющих его качество. Данный параметр является одним из наиболее критических, за которым ведется тщательный контроль. При эксплуатации трансформаторного масла в силовом оборудовании электроэнергетических систем допускается присутствие влаги порядка 10 грамм воды на тонну масла. При повышенных концентрациях воды возникает риск выхода из строя силовых трансформаторов, что осложняет их дальнейшую эксплуатацию и, следовательно, работоспособность всей энергосистемы. Целью работы является разработка новых методов определения содержания ароматических соединений и воды в трансформаторном масле в малых количествах. Поставленная цель достигается за счет проведения спектральных исследований образцов трансформаторного масла в УФ диапазоне и построения двух корреляционных прямых для определения влагосодержания и концентрации ароматических соединений. Наиболее существенным результатом статьи является установление корреляционных зависимостей между оптической плотностью трансформаторного масла в области 530 нм и концентрацией ароматических соединений и между оптической плотностью в области 980 нм и влагосодержанием в масле. Значимость полученных результатов состоит в том, что оптический метод определения малых значений доли воды и ароматических углеводородов в трансформаторных маслах, с помощью построенных корреляционных прямых, обладает высокой точностью и не требует использования дополнительных реагентов и сложных вычислений, что сокращает время и стоимость исследования качества трансформаторного масла.

Ключевые слова: трансформаторное масло, влагосодержание, ароматические соединения, спектры поглощения.

ВВЕДЕНИЕ

Трансформаторное масло является продуктом переработки нефти – электроизоляционным материалом, дугогасящей и теплоотводящей средой, а также средой, защищающей твердую изоляцию трансформатора (картон) от проникновения влаги и воздуха. В процессе эксплуатации маслонеполненного высоковольтного оборудования жидкая изоляция работает в жестких условиях (повышенная температура, высокая напряженность электрического поля, металлические части оборудования, кислород воздуха, световая энергия и т.д.) [1,2]. Вследствии чего масло претерпевает глубокие изменения, которые обычно характеризуются понятием «деградация», включающим изменения его химических и электрофизических свойств, а также структурно-группового состава [3-6]. В процессе деградации трансформаторного масла происходят окислительные процессы, а также появляются низко- и высокомолекулярные соединения, способные коагулироваться и выпадать в виде осадков на активные части электрооборудования (обмотки, магнитопровод, отводы, шины, масляные каналы) [1,7-10]. Авторы подтверждают в своих исследованиях, что фильтры трансформаторов удаляют продукты, образующиеся за счет окислительных процессов, тогда как

продукты ароматизации накапливаются в трансформаторном масле, ускоряя процессы осадкообразования, т.е. снижают изоляционные и теплоотводные характеристики системы и повышают гигроскопичность масла. В свою очередь, наличие воды в трансформаторном масле является критической проблемой, поскольку оно значительно ухудшает диэлектрические свойства масла [11,12]. Кроме того, содержание воды в масле может повлиять на качество и функции бумажной изоляции, потому что она гигроскопична и поглощает любой избыток воды в трансформаторном масле. Это приводит к сокращению срока службы бумажной изоляции. Это еще один фактор, ограничивающий количество воды в трансформаторном масле.

Степень снижения электрической прочности масла зависит не только от количества растворенной в нем влаги, но также от наличия сопутствующих примесей (волокна и т. п.). В связи с этим при одной и той же концентрации влаги в масле диапазон значений электрической прочности масла может быть довольно широким, особенно по мере увлажнения масла.

Растворимость воды в трансформаторном масле весьма незначительная. С точки зрения молекулярной теории незначительная растворимость воды в нефтяных продуктах объясняется громадным различием в размерах молекул углеводов, из которых

состоит масло, и молекул воды. Суммарное поле межмолекулярных сил, создаваемое при взаимодействии этих двух типов молекул, препятствует смешению обеих жидкостей. Концентрация воды в трансформаторных маслах, как и в других углеводородных жидкостях, при данной температуре в равновесном состоянии пропорциональна относительной влажности воздуха. При прочих равных условиях гигроскопичность трансформаторных масел зависит от их химического состава и возрастает с повышением содержания ароматических углеводородов в масле. [4].

Предельная растворимость воды в диэлектриках является также функцией от температуры системы «вода-изоляционная жидкость-целлюлоза», т.е. растворимость увеличивается экспоненциально с повышением температуры. Надо заметить, что растворенная вода образует в органических диэлектрических жидкостях истинный раствор и практически не оказывает влияния на изменение изоляционных характеристик, а именно снижение электрической прочности жидкого диэлектрика. Но при понижении температуры в первую очередь образуется вода в виде конденсата, которая затем переходит в эмульсионную воду, повышающую диэлектрические потери жидкости [13]. Стоит отметить, опасность для оборудования представляет именно вода в коллоидном виде, так как она может спровоцировать пробой изоляции. Ароматические соединения помогают удерживать воду в растворенном виде, что может быть опасно при резком охлаждении изоляционной среды, например, при снижении нагрузки или выводе оборудования из эксплуатации, особенно в зимний период с высоким содержанием воды в масле.

При эксплуатации содержание в масле ароматики увеличивается, по сравнению со свежим маслом, так же, как и воды, но данная вода находится в растворенном состоянии, за счет ароматических соединений, и оборудование может работать в нормальном режиме.

Но в момент запуска холодного трансформатора в зимний период появляется эмульсионная вода из растворенной формы из-за чего может произойти пробой.

Из вышесказанного можно сделать вывод о взаимосвязи таких параметров,

характеризующих качество трансформаторного масла, как процент ароматических соединений и влагосодержание. Каждый из них несет определенные негативные последствия для состояния трансформаторного масла и соответственно влияет на надежность работы силового оборудования подстанции.

Ароматические углеводороды являются составной частью масла. По мнению российских специалистов, в отличие от зарубежных, полное или чрезмерное удаление ароматических углеводородов из масла в процессе очистки приводит к получению продуктов, легко окисляющихся кислородом воздуха, особенно в условиях повышенных температур, каталитического воздействия металлов, солнечного света и других факторов, с которыми масло встречается в эксплуатации. Вместе с тем недостаточно глубокая очистка масел и сохранение в них излишнего количества ароматики также недопустимы, так как они влекут за собой накопление в маслах в процессе эксплуатации осадков, что было доказано авторами в своих исследованиях ранее. Излишнее количество ароматических, особенно полициклических, углеводородов в маслах ухудшает диэлектрические свойства масел. [3,4].

Определению значения содержания ароматических углеводородов и изменению количества их присутствия в трансформаторном масле посвящено множество работ. Например, в работе [14] обсуждаются ЯМР-исследования, выявившие наличие сильно разветвленных алифатических и ароматических углеводородов с доказательствами пропорционального баланса как в состаренных, так и в новых маслах. В работе [9] в результате адсорбционного разделения выделялась широкая фракция парафино-нафтеновых углеводородов, затем с использованием петролейного эфира и бензола из адсорбируемой на силикагеле фракции выделяли ароматические углеводороды.

Разработка усовершенствованного аналитического метода определения канцерогенных полициклических ароматических углеводородов в трансформаторном масле представлена в работе [15].

При эксплуатации трансформаторного масла в силовом оборудовании

электроэнергетических систем допускается присутствие влаги порядка 10 г воды на тонну масла, т.е. допустимая доля воды – 10 миллионных долей (м.д.). При больших концентрациях воды возникает риск выхода из строя силовых трансформаторов, что осложняет их дальнейшую эксплуатацию [4, 16]. Величина эта очень маленькая, и существующими методами определить ее сложно, поэтому постоянно разрабатываются новые и совершенствуются уже применяемые на практике аналитические методы определения влагосодержания. Кроме этого, очень часто подвергаются сомнениям точность результатов измерения.

В настоящее время наиболее широко используется метод определения влаги титрованием по Карлу Фишеру [3,4], волнометрический или кулонометрический методы. Точность определения влагосодержания превышает 1 м.д. Однако результаты систематических исследований точности и воспроизводимости влагосодержания трансформаторного масла титрованием по Фишеру [17,18] показали, что данный метод практически нечувствителен к диспергированной воде, которая не может взаимодействовать с реагентом, используемым в титровании по Фишеру. Кроме того, присутствие в эксплуатируемом в реальных условиях трансформаторном масле разнообразных примесей, например кислот, оснований, альдегидов, кетонов, кристаллогидратов, значительно снижает точность метода.

Наиболее часто применяемые на практике методы приведены в работе [19]. Также достаточно новым методом является определение содержания влаги в трансформаторном масле с помощью D-образного оптического волокна с платиновым покрытием [20]. В работе [21] представлены двухэлектродные диэлектрические датчики для оценки содержания воды в трансформаторном масле. В последнее десятилетие емкостные датчики все чаще используются для оценки влажности силовых трансформаторов [22]. Весьма распространенные методы определения влагосодержания трансформаторного масла – масс-спектрометрия и хроматография, а также фотоакустическая спектроскопия или сочетание термического анализа и кулонометрии. Данные методы имеют как достоинства, так и недостатки и находятся на

стадии тщательной проверки пригодности для определения малых значений влагосодержания в трансформаторном масле и пригодности для целей силовой электроэнергетики.

Вода и ароматические группы находятся в трансформаторном масле в малом процентном соотношении относительно всей массы изолирующей среды. Более того вода присутствует в масле как в состоянии истинного раствора, так и в коллоидном виде и не все известные на данный момент методы чувствительны к различным типам влагосодержания. Перед авторами стояла задача получения корреляционных прямых для быстрого и точного определения влагосодержания и ароматических углеводородов методами спектроскопии в видимой и ближней ИК-области спектра.

МЕТОДЫ, РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Для получения спектров пропускания образцов трансформаторного масла использовался спектрофотометр СФ-56. Каждый образец масла, помещенный в кварцевую кювету, поочередно освещался узконаправленным светом различной длины волны. Источником освещения являлся прибор Ocean Optics LS-1. Температура окружающей среды равна 20°C.

Для исследования были отобраны пять образцов свежего трансформаторного масла:

ВГ – трансформаторное масло из парафинистых малосернистых нефтей с использованием гидрокаталитических процессов.

ГК – трансформаторное масло гидрокрекинга; применяется в силовых трансформаторах и реакторах напряжением до 1150 кВ включительно.

Nytro 10X – трансформаторное масло из нафтеновых венесуэльских нефтей, вырабатываемое с применением процессов гидроочистки Масло стабилизировано ингибиторами окисления фенольного типа.

T-1500 – трансформаторное масло кислотнo-щелочной очистки, карбамидной депарафинизации и контактной доочистки из Бакинских нефтей.

ТКп – трансформаторное масло, вырабатываемое с применением процессов кислотнo-щелочной очистки и контактной доочистки, в основном из Анастасиевской нефти.

На рис. 1 приведены нормированные спектры пропускания для исследуемых образцов. По полученным спектрам видно различие в химическом составе данных

масел, т.к. форма спектра зависит от структурно-группового состава, в том числе и от концентрации ароматических углеводородов.

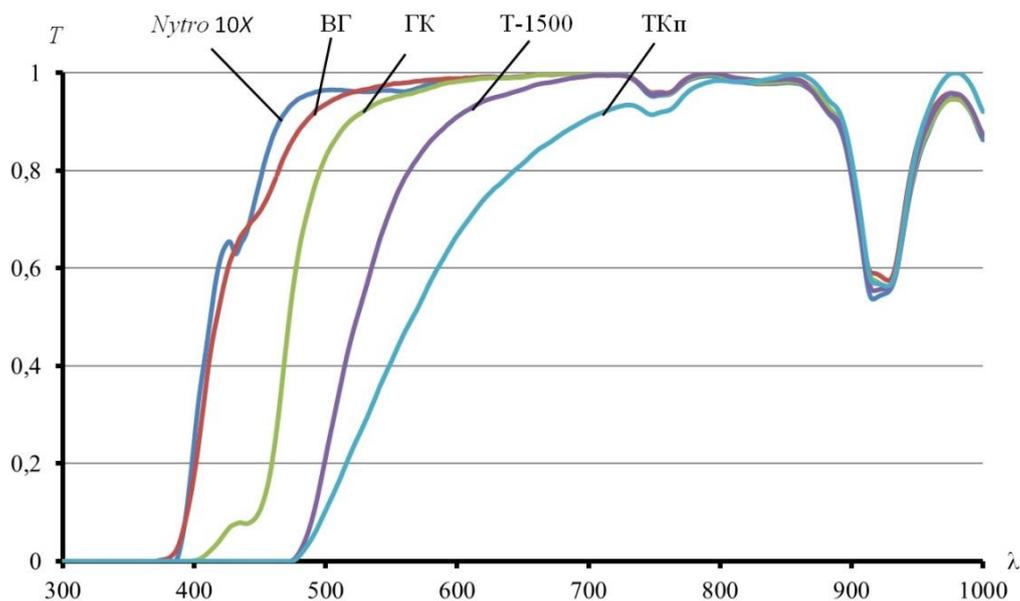


Рис. 1. Нормированные спектры пропускания образцов трансформаторного масла. λ – длина волны, T – значение пропускания.

Fig. 1. Normalized transmission spectra of transformer oil samples. λ is the wavelength, T is the transmission value.

Используя данные спектров, представленных на рис. 1, с помощью формулы (1) получим значения оптической плотности для спектров исследуемых образцов:

$$D = \log(T/100) \quad (1)$$

Полученные нормированные спектры оптической плотности для всех образцов трансформаторного масла в диапазоне длины волны 400-1000 нм представлены на рис. 2.

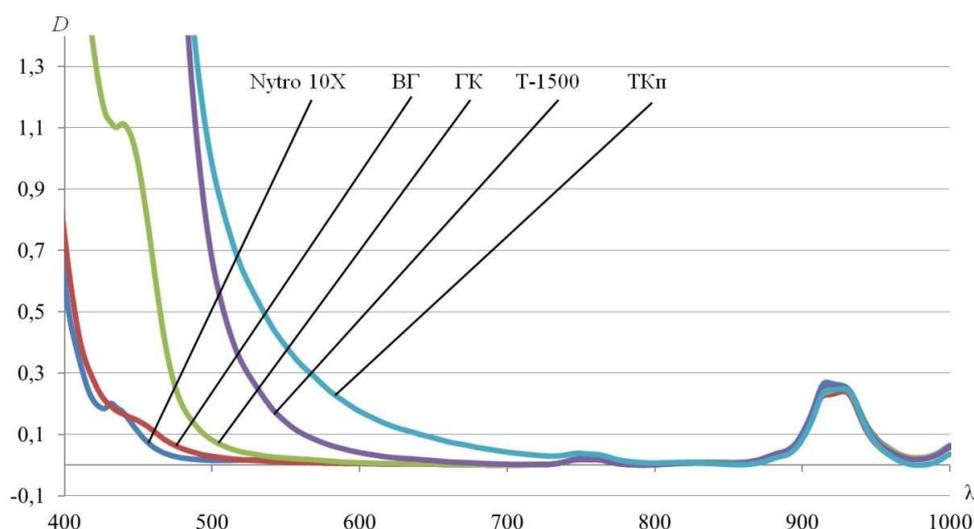


Рис. 2. Нормированные спектры оптической плотности для образцов трансформаторного масла. D – значения оптической плотности.

Fig. 2. Normalized optical density spectra for transformer oil samples. D - optical density values.

В табл. 1 приведены сведения о рассмотренных марках трансформаторных масел [23].

Таблица 1
Концентрация ароматических углеводородов в рассмотренных марках трансформаторных масел.

Table 1
The concentration of aromatic hydrocarbons in the considered grades of transformer oils.

Марка масла	Nyro 10X	ГК	T-1500	ТКп	T-1500 У (Уфа)
Концентрация ароматических углеводородов, %	0,85	1,6	14,2	18,9	10

Далее был найден коэффициент корреляции между концентрацией ароматических углеводородов и оптической плотностью образцов трансформаторных масел по всему спектру. По результатам этой работы построен следующий график, отображающий коэффициент корреляции

между концентрацией ароматических соединений и оптической плотностью образцов трансформаторного масла. (рис. 3): Можно заметить, что наибольшая корреляция близкая к единице между данными параметрами наблюдается в области 530 нм.

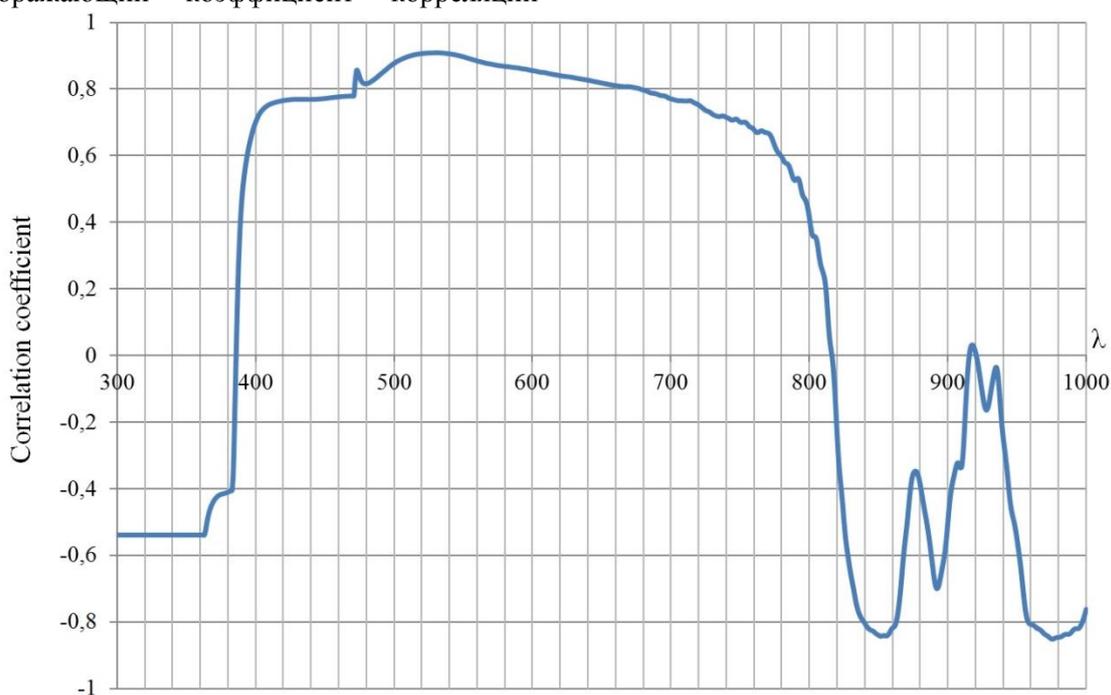


Рис. 3. Коэффициент корреляции между концентрацией ароматических соединений и оптической плотностью образцов трансформаторного масла.

Fig. 3. Correlation coefficient between the concentration of aromatic compounds and the transformer oil samples optical density.

Согласно данным таблицы, на длине волны 530 нм была построена линия тренда, проведена линейная аппроксимация и получена корреляционная прямая для определения количества ароматических углеводородов в трансформаторном масле

(рис.4). Отдельно выделено значение ароматической группы в образце масла ВГ (квадратный маркер), оно не отображено в источнике [23], но его реальное значение получается ~1%. В работе авторов [24] ароматическая составляющая масла марки ВГ

соответствует полученными нами данными, что подтверждает справедливость предложенного метода.

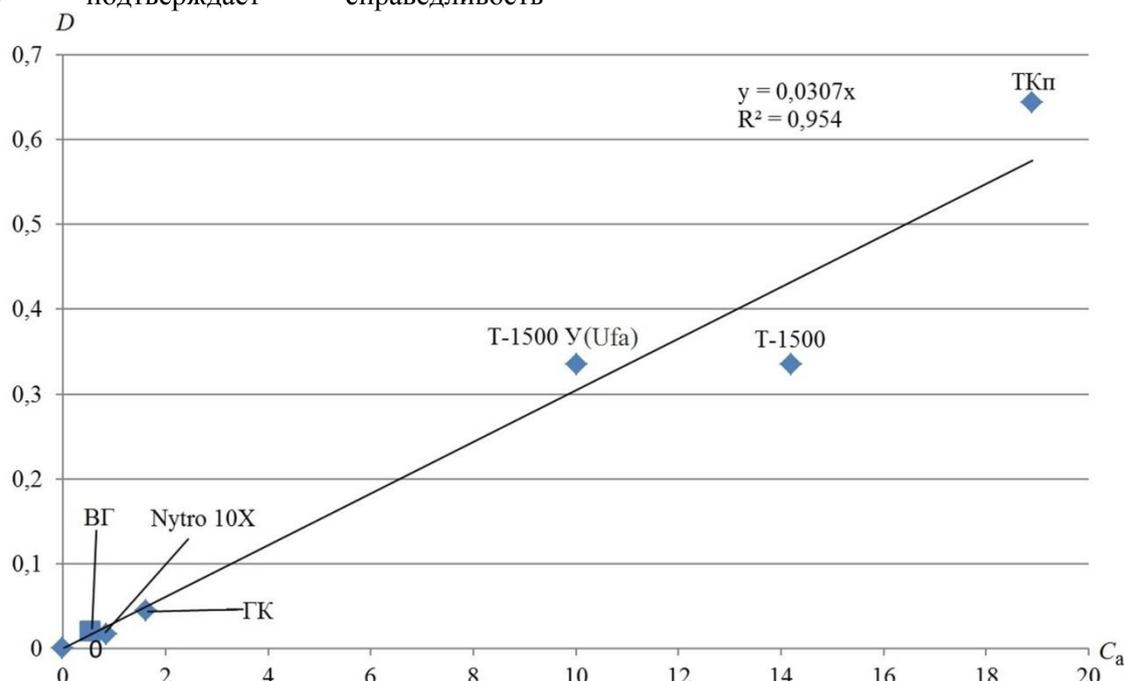


Рис. 4. Корреляционная зависимость оптической плотности от концентрации ароматических углеводородов.

Fig. 4. Correlation dependence of optical density on the concentration of aromatic hydrocarbons.

Данный метод позволяет с высокой точностью, без использования дополнительных реагентов и сложных вычислений при помощи полученной корреляционной прямой определить содержание ароматических соединений в трансформаторных маслах.

Далее авторами был разработан метод обнаружения воды в малых количествах трансформаторного масла спектральным методом. Для получения спектров пропускания использовался спектрофотометр AvaSpec-2048XL. Длина оптического пути составляет 50 мм, ширина щели – 1 нм. Спектры пропускания записывались со спектральным разрешением 1 нм.

Для исследования были отобраны шесть образцов трансформаторного масла с различными значениями влагосодержания, определенными в лаборатории: образец 1 (влагосодержание – 5,3 г/т, кислотное число – 0,035 мг/КОН); образец 2 (влагосодержание – 8,94 г/т, кислотное число – 0,064 мг/КОН); образец 3 (влагосодержание – 12,9 г/т,

кислотное число – 0,016 мг/КОН); образец 4 (влагосодержание – 15,08 г/т, кислотное число – 0,073 мг/КОН); образец 5 (влагосодержание – 17,53 г/т, кислотное число – 0,057 мг/КОН); образец 6 (влагосодержание – 20,25 г/т, кислотное число – 0,12 мг/КОН); образец 7 (вода).

Для каждого образца масла, помещенного в кварцевую кювету, освещаемого узконаправленным светом различной длины волны, были записаны спектры пропускания в интервале 400-1150 нм. Источник освещения – лампа прибора Ocean Optics LS-1, температура окружающей среды – 20 °С.

В ближнем инфракрасном диапазоне жидкая вода имеет полосы поглощения около 1950, 1450, 1200, 970 нм [25]. В качестве подтверждения данного факта были записаны спектры пропускания воды (рис. 5) и спирта (рис. 6) (который присутствует в состаренных маслах и присутствие ОН-группы которого проявляется в ближнем инфракрасном диапазоне) на длине волны 650-1150 нм с длиной оптического пути 50 мм.

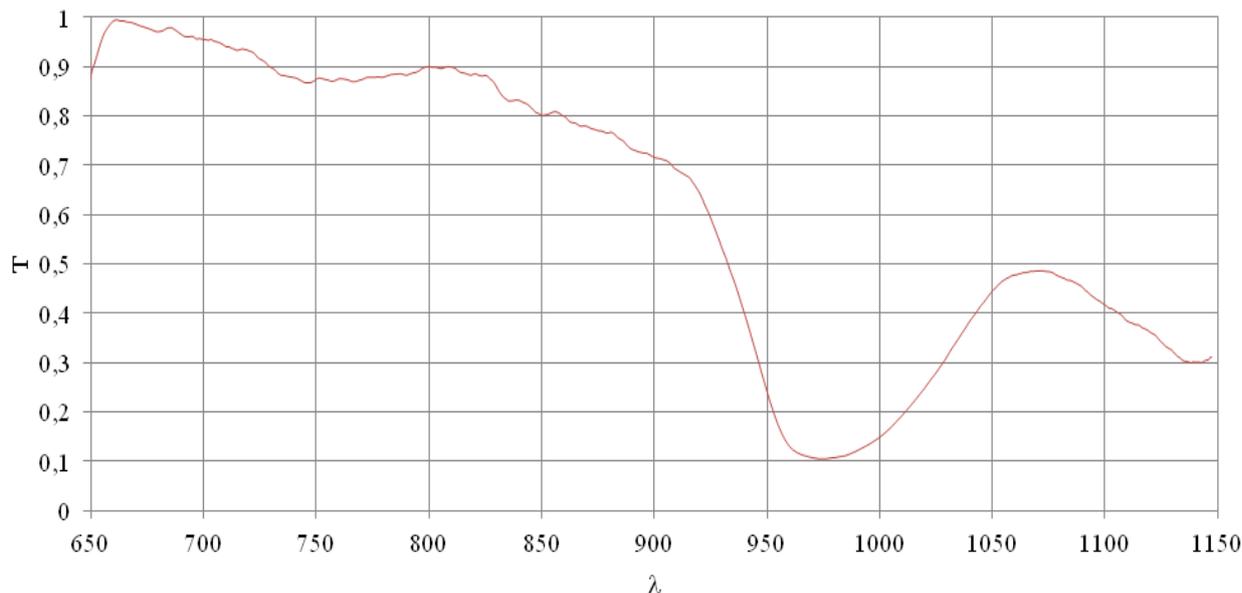


Рис. 5. Спектр пропускания воды на длине волны [650÷1150] нм с длиной оптического пути 50 мм.

Fig. 5. Water transmission spectrum at a wavelength of [650÷1150] nm with an optical path length of 50 mm.

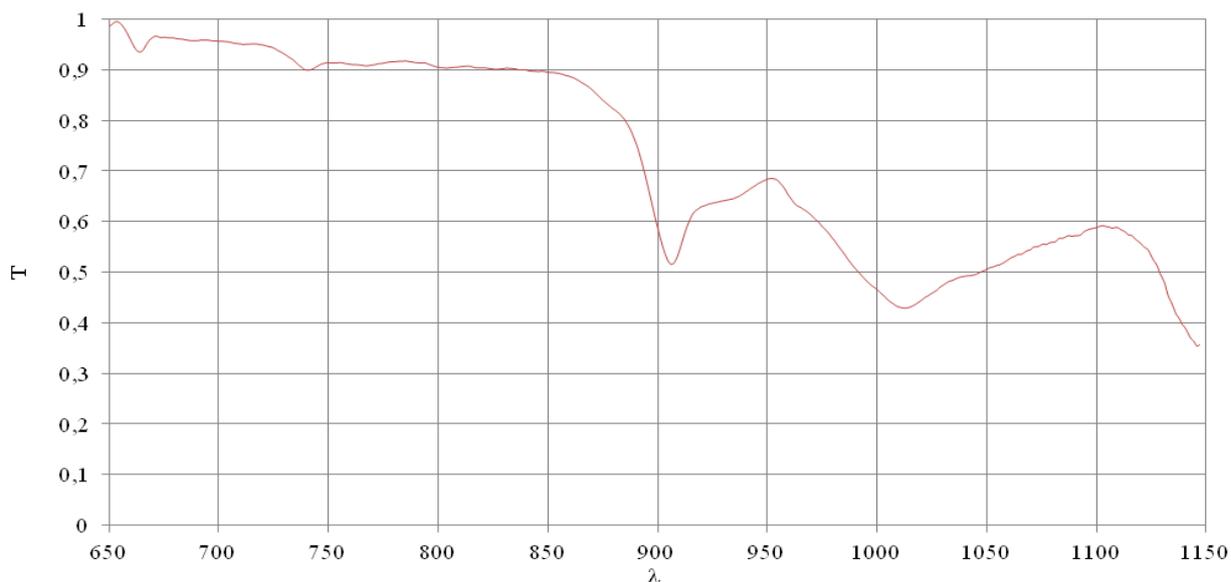


Рис. 6. Спектр пропускания спирта на длине волны [650÷1150] нм с длиной оптического пути 50 мм.

Fig. 6. Alcohol transmission spectrum at a wavelength of [650÷1150] nm with an optical path length of 50 mm.

На рис. 7 приведены нормированные спектры пропускания для всех шести образцов трансформаторного масла с различным содержанием влаги, где четко проявляется полоса воды в районе 980 нм. Форма спектров зависит от структурно-группового состава и от концентрации воды в

трансформаторном масле. Так как интенсивность сигнала от молекул воды значительно слабее, чем от углеводородной составляющей трансформаторного масла, для наглядности выделен и отображен (см. рис. 3) диапазон 900-1050 нм, в котором присутствует сигнал от молекул воды.

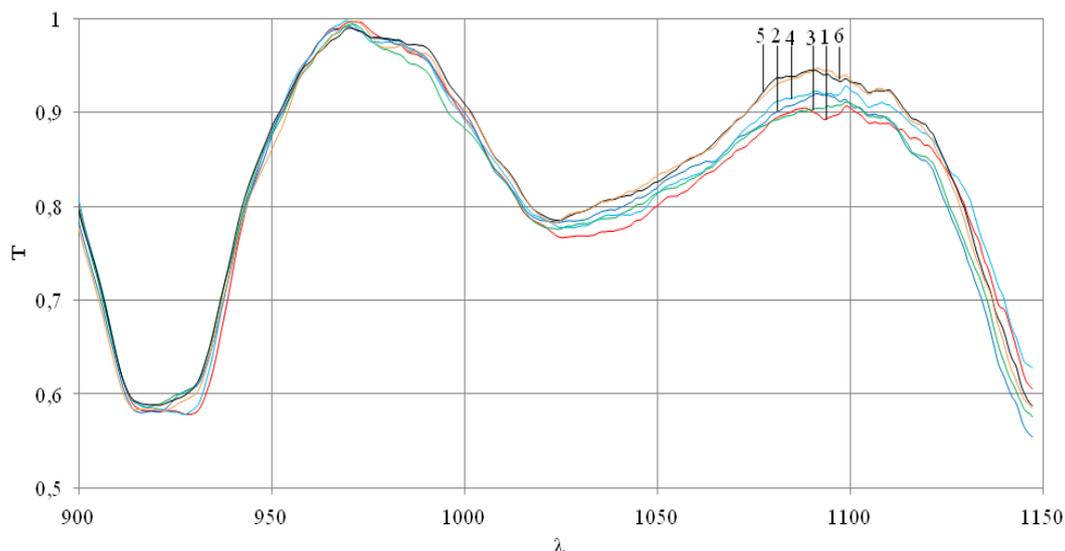


Рис. 7. Нормированные спектры пропускания (T) трансформаторных масел: 1 – «образец 1»; 2 – «образец 2»; 3 – «образец 3»; 4 – «образец 4»; 5 – «образец 5»; 6 – «образец 6».

Fig. 7. Normalized transmission spectra (T) of transformer oils: 1 – "sample 1"; 2 - "sample 2"; 3 - "sample 3"; 4 - "sample 4"; 5 - "sample 5"; 6 - "sample 6".

Используя данные рисунка 3, с помощью формулы (1) получены значения оптической плотности для спектров образцов трансформаторного масла:

$$D = \log(T/100). \quad (1)$$

Полученные нормированные спектры оптической плотности для всех образцов трансформаторного масла в диапазоне длины волны 900-1150 нм представлены на рис. 8.

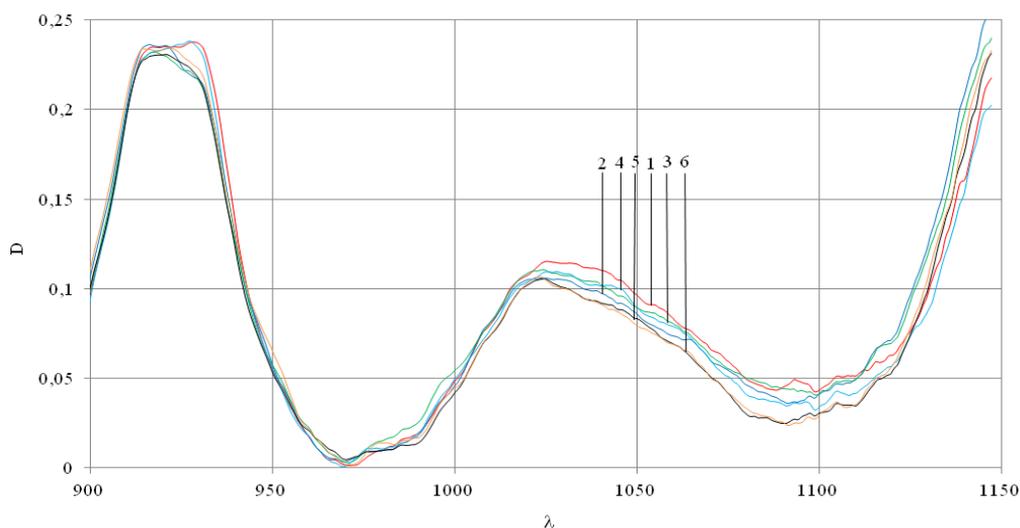
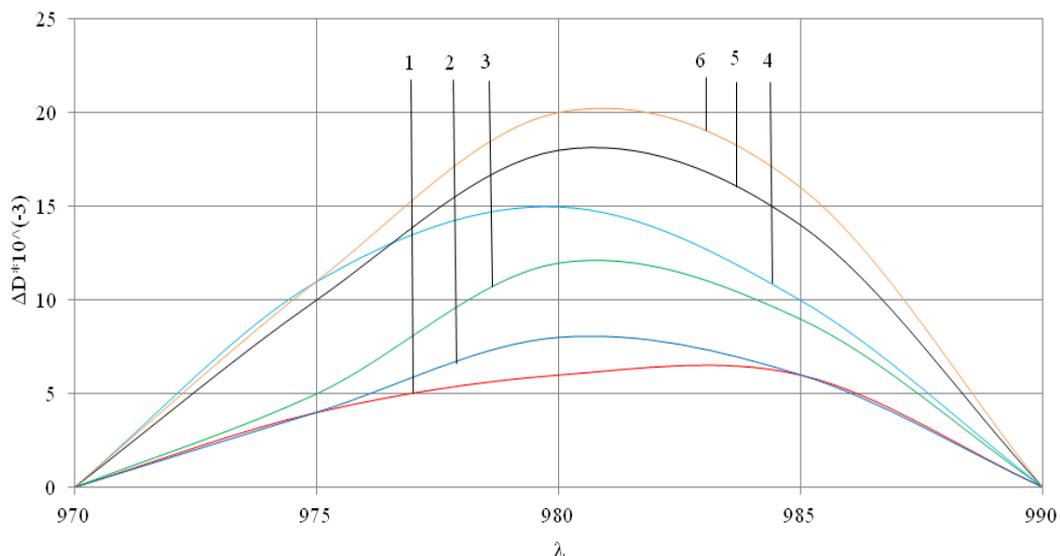


Рис. 8. Нормированные спектры оптической плотности (D) трансформаторных масел: 1 – «образец 1»; 2 – «образец 2»; 3 – «образец 3»; 4 – «образец 4»; 5 – «образец 5»; 6 – «образец 6» с выделенными спектрами молекул воды.

Fig. 8. Normalized spectra of optical density (D) of transformer oils: 1 – "sample 1"; 2 - "sample 2"; 3 - "sample 3"; 4 - "sample 4"; 5 - "sample 5"; 6 - "sample 6" with selected spectra of water molecules.

Далее согласно методу базовой линии [26] для всех образцов масла найдена разница между значениями базовой линии и линией спектра (ΔD) в районе длин волн 980 нм. Согласно полученным результатам построен

график зависимости ΔD от λ (рис. 9). В таблице 2 приведены полученные значения ΔD_{\max} для каждого из образцов трансформаторного масла.



1 – «образец 1»; 2 – «образец 2»; 3 – «образец 3»; 4 – «образец 4»; 5 – «образец 5»; 6 – «образец 6»
 1 - "sample 1"; 2 - "sample 2"; 3 - "sample 3"; 4 - "sample 4"; 5 - "sample 5"; 6 - "sample 6"

Рис. 9. Зависимость ΔD от длины волны (λ) для исследуемых образцов масла.

Fig. 9. Dependence of ΔD on the wavelength (λ) for the studied oil samples.

Согласно данным таблицы 2 была построена линейная аппроксимация и проведена корреляционная прямая для определения количества воды в трансформаторном масле (рис.10).

Таблица 2

Зависимость ΔD_{\max} от влагосодержания

Table 2

Dependence of ΔD_{\max} on moisture content

Sample number	Moisture content K , г/г	$\Delta D_{\max} \cdot 10^{-3}$
1	5,3	6
2	8,94	8
3	12,9	12
4	15,08	15
5	17,53	18
6	20,25	20

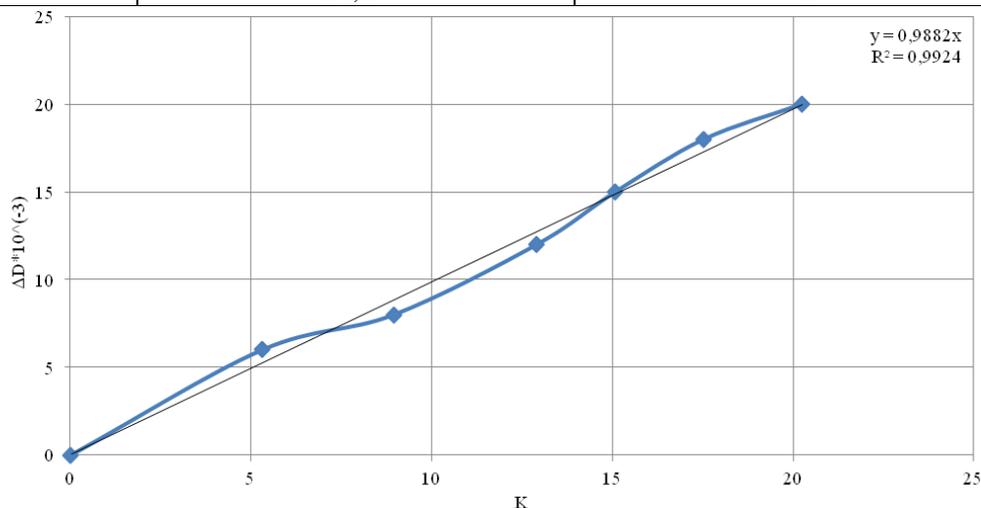


Рис. 10 Корреляционная прямая для определения влагосодержания трансформаторного масла по данным спектра пропускания.

Fig. 10 Correlation line for determining the moisture content of transformer oil according to the transmission spectrum data.

Таким образом, установлена корреляционная зависимость между оптической плотностью трансформаторного масла в области 980 нм и концентрации воды в масле. Предложен метод определения влагосодержания трансформаторного масла для решения актуальной задачи электроэнергетики. Данный метод позволяет с высокой точностью, без использования дополнительных реагентов и сложных вычислений при помощи полученной корреляционной прямой определить влагосодержание трансформаторного масла. Распространенность и доступность оптических спектрометров делает данный метод общедоступным.

Выводы

В результате проведенных исследований были получены следующие результаты:

- впервые установлена корреляционная зависимость между оптической плотностью трансформаторного масла в области 530 нм и концентрацией ароматических соединений в масле.

- предложен метод определения ароматических соединений спектральным методом без использования дополнительных реагентов, на основе построенной корреляционной прямой. Для установления состава углеводородов применяют спектроскопию в видимой области спектра.

- впервые установлена корреляционная зависимость между оптической плотностью трансформаторного масла в области 980 нм и влагосодержанием трансформаторного масла.

- предложен метод определения воды в малых количествах в трансформаторном масле спектральным методом, на основе построенной корреляционной прямой, применяя спектроскопию в ближней ИК-области спектра.

Определение параметров влагосодержания и ароматических углеводородов в краткие сроки и без использования дополнительных дорогостоящих реагентов, а также сложных вычислений и специального оборудования без потери точности измерений позволяет улучшить качество диагностики трансформаторного оборудования.

Литература (References)

- [1] Chernozhukov I.I., Kryen S.E. *Okislyaemost' Mineral'nykh Masel* [Oxidability of Mineral Oils]. Moscow, 1955. 371 p. (In Russian).
- [2] Martins M., Augusta G., Gomes A.R. Comparative Study of the Thermal Degradation of Synthetic and Natural Esters and Mineral Oil: Effect of Oil Type in the Thermal Degradation of Insulating Kraft Paper. *IEEE Elec. Insul. Mag.*, 2012, vol. 28, no. 2, pp. 22-28.
- [3] Wilson A.C.M., *Insulating Liquids: Their Uses, Manufacture and properties*, London, 1980, 221 p.
- [4] Lipshtein R.A., Shakhnovich M.I. *Transformatornoe Maslo* [Transformer Oil]. Moscow, 1983, 296 p. (In Russian).
- [5] Dumitran L.M., Setnescu R., Notingher P. V., Badicu L.V., Setnescu T., Method for Lifetime Estimation of Power Transformer Mineral Oil. *Journal Fuel*, 2014, vol.117, pp. 756-762. doi:10.1016/j.fuel.2013.10.002.
- [6] Meshkatoddini M.R., Aging Study and Lifetime Estimation of Transformer Mineral Oil. *American Journal of Engineering and Applied Sciences*, 2008, vol.1, pp. 384-388, doi:10.3844/ajeassp.2008.384.388.
- [7] Korobeynikov S.M., Lyutikova M.N. Investigation of Technological Operations Affecting the Determination of Concentration of Ionol Additive in Insulating Oil in High-Voltage Equipment *Problemele Energeticii Regionale*, 2018, vol.1 (36), pp. 96-105. doi: 10.5281/zenodo.1217282
- [8] Li H., Zhong L., Yu Q., Mori S., Yamada S. The Resistivity of Oil and Oil-Impregnated Press-Board Varies with Temperature and Electric Field Strength. *IEEE Trans. Dielec. and Elec. Insul.*, 2014, vol. 21, no. 4, pp. 1851-1856.
- [9] Saruhashi Daisuke, Bin Xiang, Zhiyuan Liu, Yanabu Satoru. Thermal Degradation Phenomena of Flame Resistance Insulating Paper and Oils. *IEEE Trans. Dielec. and Elec. Insul.*, 2013, vol. 20, no. 1, pp. 122-127.
- [10] Zukowski P., Kołtunowicz T.N., Kierczyński K., Subocz J., Szrot M., Gutten M., Sebok M., Jurcik J. An Analysis of AC Conductivity in Moist Oil-Impregnated Insulationpressboard. *IEEE Trans. Dielec. and Elec. Insul.*, 2015, vol. 22, no. 4, pp. 2156-2164.
- [11] K. Miners, "Particles and Moisture Effect on Dielectric Strength of Transformer Oil Using VDE Electrodes," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, 1982, vol. 101, no. 3, pp. 751-756, doi: 10.1109/TPAS.1982.317291.
- [12] Wang S.Q., Zhang G.J., Suwarno M.H., Tanaka Y, Takada T, Effects of Paper-Aged State on

- Space Charge Characteristics in Oil Impregnated Paper Insulation. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2012, vol. 19 (6), pp. 1871-1878.
- [13] Arakelyan V.G. Diagnostika Sostoyaniya Izolyatsii Maslonapolnennogo Oborudovaniya po Vlagosoderzhaniyu Masla [Diagnostics of the State of Insulation of Oil-Filled Equipment by the Moisture Content of Oil]. *Electrical engineering*, 2004, no. 3, pp. 34–39. (In Russian)
- [14] Kaanagbara L., Hilary I., Inyang J. W., Hilger H. Aromatic and Aliphatic Hydrocarbon Balance in Electric Transformer Oils. *Fuel*, 2010, vol. 89, Issue 10, pp. 3114-3118. doi:10.1016/j.fuel.2010.02.013
- [15] Pillai I., Ritchie L., Heywood R., Wilson G., Pahlavanpour B., Setford S., Saini S. Development of an Improved Analytical Method for the Determination of Carcinogenic Polycyclic Aromatic Hydrocarbons in Transformer Oil. *Journal of Chromatography A*, 2005, vol. 1064, Issue 2, pp. 205-212. doi:10.1016/j.chroma.2004.12.066.
- [16] Lizunov S.D., Lohanina A.K. *Silovyye Transformatory* [Power Transformers] Moscow, 2004. 616 p. (In Russian).
- [17] Margolis S.A., Mele T. Systematic Bias in the Measurement of Water in Oils by Tubular Oven Evaporation and Azeotropic Distillation. *Anal. Chem.*, 2001, vol. 73, no. 20, pp. 4787–4792.
- [18] Margolis, S. A. Amperometric Measurement of Moisture in Transformer Oil Using Karl Fischer Reagents. *Anal. Chem.*, 1995, vol. 67, no. 23, pp. 4239-4246.
- [19] Arakelian, V.G., Fofana, I. Water in Oil Filled High Voltage Equipment, Part II: Water Content as Physicochemical Tools for Insulation Condition Diagnosis. *IEEE Electr. Insul. Mag.* 2007, vol. 23, pp. 15–24.
- [20] Yusoff S.F.A.Z., Mezher M.H., Amiri I.S., Ayyanar N., Vigneswaran D., Ahmad H., Zakaria R. Detection of Moisture Content in Transformer Oil Using Platinum Coated on D-Shaped Optical Fiber // *Optical Fiber Technology*. 2018. Vol. 45, P. 115-121.
- [21] Dahim M, Al-Mattarneh H., Ismail R. International Simple Capacitor Dielectric Sensors for Determination of Water Content in Transformer Oil. *Journal of Engineering & Technology*, 2018, vol.7 (3.32), pp. 157-160
- [22] N'cho J. S., Fofana I. Review of Fiber Optic Diagnostic Techniques for Power Transformers. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 7: pp.1789.
- [23] RD 34.45-51.300-97 *Ob'em i Normy Ispytaniya Energooborudovaniya* [The Scope and Standards of Testing Electrical Equipment], Moscow, 2001, 177 p. (In Russian).
- [24] Gaynullina L.R., Tutubalina V.P. Gazostoykost' i Termostabil'nost' Transformatornykh Masel v Elektricheskom Pole [Gas Resistance and Thermal Stability of Transformer Oils in an Electric Field]. *Vestnik YUUrGU. Series "Energy"*, 2018, vol. 18, no. 3, pp. 46-51
- [25] Krishchenko V.P. *Blizhnyaya Infrakrasnaya Spektroskopiya* [Near Infrared Spectroscopy]. Moscow, 1997, 638 p. (In Russian).
- [26] Korovkin M.V., Anan'yeva L.G. *Infrakrasnaya Spektroskopiya Karbonatnykh Porod i Mineralov* [Infrared Spectroscopy of Carbonate Rocks and Minerals]. Tomsk, 2017, 87 p.

Сведения об авторах.



Козлов Владимир Константинович
д.ф.-м.н, профессор.
Область научных интересов: диагностика технического состояния маслонеполненного электрооборудования.
E-mail: kozlov_vk@bk.ru



Куракина Ольга Евгеньевна, к.т.н,
доцент. Область научных интересов: диагностика технического состояния маслонеполненного электрооборудования.
E-mail: random_jj@mail.ru