

УДК 537.87

Игорь Владимирович Ярошенко

Шахтинский автодорожный институт (филиал) ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, кандидат технических наук, доцент кафедры механизации и автоматизации автодорожной отрасли, Россия, Шахты, e-mail: igoryaroshenko@mail.ru

Виктория Владимировна Носенко

Шахтинский автодорожный институт (филиал) ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, доцент кафедры механизации и автоматизации автодорожной отрасли, Россия, Шахты, e-mail: vvnosenko@mail.ru

Мария Сергеевна Алтунина

Шахтинский автодорожный институт (филиал) ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова, доцент кафедры механизации и автоматизации автодорожной отрасли, Россия, Шахты, e-mail: mariyaltunina@mail.ru

Юрий Петрович Аксенов

ООО «ВИКС», доктор технических наук, ведущий инженер по научно-технической информации, научно-технический отдел, Россия, Москва, e-mail: diacsnew@list.ru

Андрей Витальевич Юрин

ООО «ВИКС», заместитель генерального директора, основное подразделение, Россия, Балаково, e-mail: yurin@viks.ru

Практические методы оценки степени деградации систем трансформаторов после длительного хранения

Авторское резюме

Состояние вопроса. На электростанциях и в сетевых компаниях хранятся резервные трансформаторы для замены вышедших из строя. Трансформаторы находятся в резерве по 12–15 и более лет. Во время хранения, несмотря на отсутствие подключения, происходит деградация узлов трансформаторов, так как вода, растворенная в масле, влияет на состояние пластин пакета, окисляет контакты РПН, выводов НН и др. На фоне сегодняшнего дефицита трансформаторов понятно повышенное внимание к выбору информативных методов контроля их состояния. Практическая значимость настоящего исследования заключается в недопустимости аварийного выхода из строя нового трансформатора после длительного хранения.

Материалы и методы. Анализ изменений параметров трансформаторов после длительного хранения осуществлен с использованием следующих методов: зависимости $R_{из}(U)$, $tg\delta(U)$; зависимости пробивных напряжений в масле $U_{пр}(N)$; вибрационных явлений на витках катушек; вибрационных испытаний на корпусе трансформатора.

Результаты исследования. Проведено исследование параметров резервных трансформаторов. Исследовано влияние температуры (–10 и +20 °С) и продуктов старения твердой изоляции по фурановым соединениям при длительном хранении на параметры изоляционной системы. Выявлено ухудшение состояния изоляции, связанное с деградацией трансформаторного масла, и бумажной изоляции, связанное с превышением содержания влаги в масле. Определен наиболее информативный метод анализа состояния резервных трансформаторов – анализ масла на содержание влаги.

Выводы. Установлено, что для периодического контроля при длительном хранении достаточно осуществлять контроль масла на влагосодержание, остальные методы применять только при подготовке трансформатора для постановки под напряжение, так как они являются малоинформативными и достаточно затратными.

Ключевые слова: масляный трансформатор, длительное хранение, деградация систем трансформатора, пробивное напряжение

Igor Vladimirovich Yaroshenko

Shakhty Automobile and Highway Institute (branch) of Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Mechanization and Automation of the Road Industry Department, Russia, Shakhty, e-mail: igoryaroshenko@mail.ru

Viktoria Vladimirovna Nosenko

Shakhty Automobile and Highway Institute (branch) of Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Associate Professor of Mechanization and Automation of the Road Industry Department, Russia, Shakhty, e-mail: vvnosenko@mail.ru

Maria Sergeevna Altunina

Shakhty Automobile and Highway Institute (branch) of Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Associate Professor of Mechanization and Automation of the Road Industry Department, Russia, Shakhty, e-mail: mariyaltunina@mail.ru

Yuriy Petrovich Aksenov

VIKS LLC, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Leading Scientific and Technical Information Engineer, Scientific and Technical Department, Russia, Moscow, e-mail: diacsnew@list.ru

Andrey Vitalievich Yurin

VIKS LLC, Deputy General Director, Main Division, Russia, Balakovo, e-mail: yurin@viks.su

Practical methods to assess the degree of degradation of transformer systems after long-term storage

Abstract

Background. Backup transformers are stored at power plants and grid companies to replace those that have failed. Transformers are on stand-by for 12–15 years or more. During storage, degradation of transformer nodes occurs despite the lack of connection, since water dissolved in oil affects the package plates, oxidizes the contacts of the on-load tap changing, low voltage (LV) terminals, etc. Due to current shortage of transformers, particular attention to the choice of informative methods for monitoring their condition is reasonable. The practical relevance of this study is the fact of disability of emergency failure of a new transformer after long-term storage.

Materials and methods. To analyze changes of transformer parameters after long-term storage, the following methods have been used: dependence of $R_h(U)$, $\text{tg}\delta(U)$; dependence of breakdown voltage in oil $U_{pr}(N)$; vibration phenomena on the turns of coils; transformer housing vibration tests.

Results. A study of the parameters of backup transformers has been conducted. The authors have studied the influence of temperature (–10 and +20 °C) and aging products of solid insulation on furan compounds during long-term storage on the parameters of the insulation system. Deterioration of the insulation due to degradation of transformer oil and paper insulation due to excess moisture content in the oil has been detected. The most informative method to analyze the condition of backup transformers has been determined; it is oil analysis for moisture content.

Conclusions. The authors have been established that for periodic monitoring during long-term storage it is sufficient to monitor the oil for moisture content. Other methods should be used only when preparing the transformer for voltage supply, since they are uninformative and quite expensive.

Key words: oil transformer, long-term storage, transformer system degradation, breakdown voltage

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.2.043-050

Введение. В настоящее время для трансформаторов, находящихся в нормальной эксплуатации, имеются отработанные методы определения их технического состояния в режиме эксплуатации [1, 2], а также и в отключенном состоянии и ремонте¹. Однако в эксплуатационной практике возникают ситуации, когда необходимо определить техническое состояние масляных трансформаторов после длительного хранения².

Общий анализ³ состояния резервных трансформаторов [3] показывает, что при длительном хранении происходит насыщение масла влагой, что приводит к коррозии металла поддона и колокола, а также пластин активной стали.

Существующие методы контроля⁴ [2] позволяют определить механизмы деградации активной части:

1) увеличение потерь (P_{xx}) из-за коррозии пластин пакета в магнитной системе;

2) изменение конфигурации обмоток из-за усадки электрокартона (Z_k) и увеличение сопротивления обмоток (R_0) из-за окисления контактов в токонесущей системе;

3) стратификация (расслоение слоев по плотности) трансформаторного масла, выпадение осадков (шламов) в обмотках на горизонтальных участках, увлажнение масла и обмоток, появление воды и микропримесей в осадке в изоляционной системе.

Таким образом, для практического решения вопроса определения эксплуатационной надежности трансформаторов необходимо установить:

¹ СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. URL: <https://stds.ru/>

² SAE LA1012, Gonuarov A.B., Tulinov A.V. A Guide to the Reliability – Centered Maintenance Standard. Up to date of August 19, 2010. – С. 198–201.

³ Там же.

⁴ СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования. URL: <https://stds.ru/>

1) изменения параметров технического состояния в результате уменьшения электрической прочности и ухудшения диэлектрических свойств бумажно-масляной изоляции;

2) состояние прессовки обмоток под действием вибрации [4–7].

Методы оценки состояния. Целью настоящего исследования является обоснование методов оценки деградации систем активной части трансформатора.

Использование статистического анализа для оценки степени деградации (старения) трансформаторов после длительного хранения. Ниже представлены результаты комплексного обследования группы из 12 одинаковых трансформаторов после 30 лет хранения с применением методики прогнозирования деградации (старения) магнитной, токонесущей и изоляционной систем трансформатора для обеспечения возможности последующей эксплуатации (табл. 1).

Таблица 1. Анализ изменений параметров магнитной, токонесущей и изоляционной систем парка трансформаторов

Системы активной части трансформатора	Контролируемый параметр	Результаты контроля, коэффициент вариации $k_{\text{вар}}$
Магнитная система	Потери $XX P_{xx}$	Различия по P_{xx} в фазах и между всеми трансформаторами малозначительны, коэффициент вариации для трех фаз трансформатора 3–4 %
Токонесущая система	КЗ по Z_k	Различия между фазами одного трансформатора малы ($k_{\text{вар}} = 0,8–1,5 \%$); различия Z_k (отдельно для каждой фазы) между трансформаторами малозначительны ($k_{\text{вар}} = 3,5–5,7 \%$)
Обмотка (медь)	Сопротивление меди R_0	Различия между фазами одного трансформатора 0,1–0,7 %; различия R_0 по каждой фазе между трансформаторами малозначимы ($k_{\text{вар}} \sim 5 \%$)
Изоляция обмоток ВН	<i>Сопротивление изоляции $R_{\text{из}}$ Коэффициент абсорбции $K_{\text{абс}}$ Диэлектрические потери $\text{tg}\delta$ Емкость обмоток C Состояние масла</i>	Различия параметров по $k_{\text{вар}}$ экстремально велики: для $R_{\text{из}}$ $k_{\text{вар}} = 80 \%$; для $K_{\text{абс}}$ $k_{\text{вар}} = 40 \%$; для $\text{tg}\delta$ $k_{\text{вар}} = 51 \%$; для C $k_{\text{вар}} = 16$. <i>Масло оценивается отдельно</i>

Речь идет о трансформаторах типа ТМПИ-80 000/10-У1 напряжением 10,5 кВ/0,9кВ х2. Трансформаторы специфические, выпущенные под определенный проект, который не был завершен из-за распада страны. Спустя годы было принято решение о возобновлении проекта и встала необходимость освидетельствования оборудования на предмет его готовности к включению. Это трансформаторы масляные импульсные большой мощности при достаточно малом напряжении ВН и НН. Такие трансформаторы в промышленности не редкость, подобные трансформаторы используются в черной и цветной металлургии для выплавки металла как у нас в стране, так и за рубежом. Они имеют специфические усиленные обмотки, рассчитанные на работу в режиме КЗ и при токах НН 30–60 кА.

Часть работ по обследованию на вскрытых трансформаторах проводилась в условиях трансформаторного завода, где была возможность

измерений непосредственно на обмотках для сравнения с результатами измерений по баку трансформатора.

Для оценки темпов старения были измерены значения изменения параметров ($R_{\text{из}}$, $K_{\text{абс}}$, $\text{tg}\delta$) на данное время и за время хранения.

Результат анализа параметров трансформаторов показал, что за 30 лет хранения изменения имеют место только в изоляционной системе.

Анализ зависимостей $R_{\text{из}}(U)$, $\text{tg}\delta(U)$ и пробивных напряжений в масле $U_{\text{пр}}(N)$ изоляционной системы. Динамические характеристики по $R_{\text{из}}(U)$ и $\text{tg}\delta(U)$. Определение технического состояния бумажно-масляной изоляции. Измерения нелинейности в зависимости $R_{\text{из}}$ и $\text{tg}\delta$ от прикладываемого к изоляции напряжения проводились не менее чем по 10 точкам напряжения (рис. 1, 2):

- на переменном токе измеряется $\text{tg}\delta(U)$;
- на постоянном токе измеряется сопротивление изоляции $R(U)$.

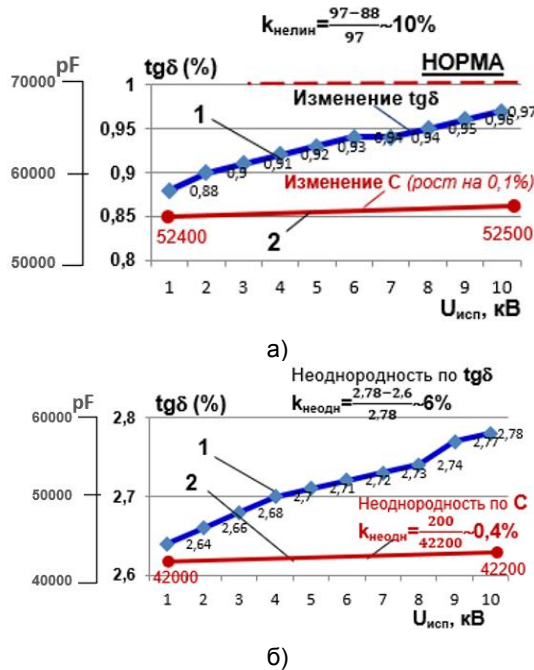


Рис. 1. Зависимость $\text{tg}\delta$ (кривая 1) и C (кривая 2) обмотки ВН-(НН+бак) от величины испытательного напряжения переменного тока: а – для трансформатора в удовлетворительном состоянии; б – для трансформатора в неудовлетворительном состоянии

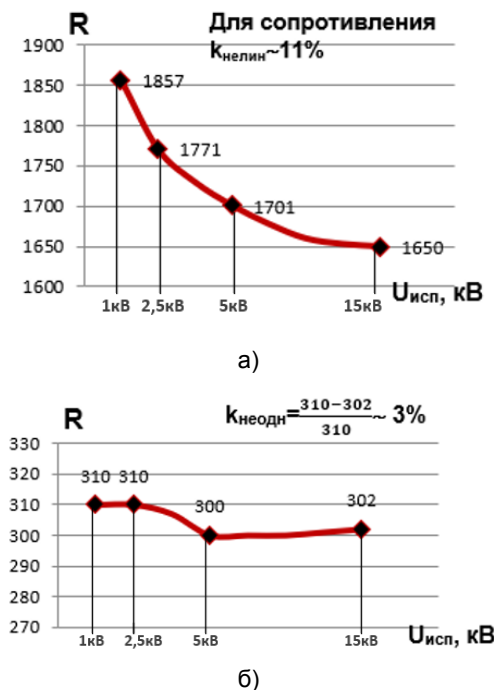


Рис. 2. Зависимость сопротивления изоляции $R(U)$ на постоянном напряжении с оценкой коэффициента нелинейности для R : а – для трансформатора в удовлетворительном состоянии (уменьшение сопротивления от величины $U_{\text{исп}}$ соответствует возрастанию тока проводимости (для тока $K_{\text{нелин}} \sim 10\%$)); б – для трансформатора в неудовлетворительном состоянии (результат неудовлетворительный, сопротивление изоляции обмотки ниже 300 МОм (СТО 34.01-23.1-001-2017 Объем и нормы испытаний электрооборудования))

На рис. 1,б и рис. 2,б представлены результаты измерений для трансформатора с негативными характеристиками. Для $\text{tg}\delta(U)$ – рис. 1,б, по измеренным $R_{\text{из}}$ (рис. 2,б).

Анализ состояния масла. Состояние масла определялось по влиянию воды и механических примесей на пробивное напряжение (опыты 1 и 2).

1. **Контроль пробивных напряжений в масле.** Факт влияния примесей подтверждается зависимостью электрической прочности масла в стандартном промежутке (рис. 3).

Так как $U_{\text{пр}}$ №1 имеет большую величину, изоляционная система данного трансформатора может быть восстановлена за счет очистки и осушки масла.

2. **Влияние температуры отбора масла на параметры.** Использовались статистические характеристики $U_{\text{пр}}$, $\bar{A}$, $K_{\text{вар}}$, $K_{\text{кор}}$.

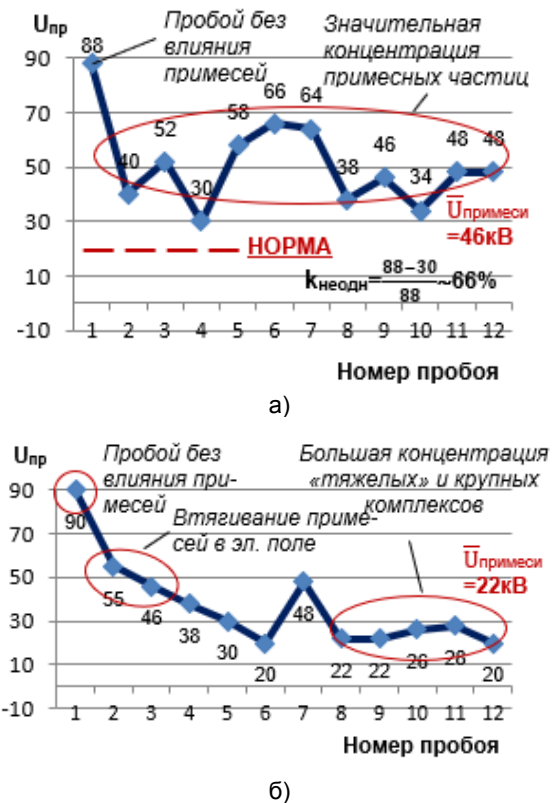


Рис. 3. Изменение величины $U_{\text{пр}}$ масла на Тр в стандартном промежутке от номера приложения напряжения: а – для трансформатора в удовлетворительном состоянии (общее $\bar{U} = 51$ кВ); б – для трансформатора в неудовлетворительном состоянии (общее $\bar{U} = 37$ кВ); предельное пробивное напряжение 20 кВ в масле является низким (по ГОСТ Р МЭК 60156-2013 оно должно быть не ниже 25 кВ)

Измерения проводились при $+20^\circ\text{C}$ и -10°C . По анализу массива данных пробивного напряжения $U_{\text{пр}}$ всей группы из 12 трансформаторов установлено:

а) *отсутствие связи между средними значениями $\bar{U}_{пр}$ и максимальным $U_{прN1}$* . Разброс величин $U_{пр}$ составил 4,1 раза (от 90 кВ до 22 кВ) при температуре масла +20 °С. Коэффициент вариации между $U_{прN1}$ и усредненным $\bar{U}$ получился $K_{вар} = 0,23$ (по ГОСТ Р МЭК 60156-2013 должен быть не выше 0,2);

б) *особенности влияния температуры масла на $U_{пр}$* . Усредненные значения величины $U_{пр}$ при –10 °С значительно больше, чем при +20 °С.

Метод оценки взаимосвязи измеряемых параметров: $R_{из}$, $U_{пр}$, $tg\delta$, $K_{абс}$, фурановых соединений. Для количественного определения

взаимозависимостей отдельных измеренных параметров использовался метод корреляционного анализа по коэффициенту корреляции $K_{кор}$. По величине $K_{кор}$ имеется возможность оценки взаимосвязей измеренных параметров трансформатора. Анализ корреляционных связей проводился по сопоставлению ряда параметров (табл. 2).

Корреляция рассчитывалась между фурановыми соединениями с влагосодержанием и электрической прочностью масла.

Анализ полученных значений $U_{пр}$ и влаги (табл. 3) показывает, что корреляция $\Phi_{ур}$ с параметрами масла отсутствует.

Таблица 2. Сопоставление измеренных параметров: $R_{из}$, $U_{пр}$, $tg\delta$, $K_{абс}$, фурановых соединений

Цель сопоставления параметров	Сопоставляемые пары параметров	Примечания
1. Характеристика масла как структуры, определяющей изоляционную конструкцию: а) механизм проводимости для определения корреляции; б) оценка загрязнений в масле для определения корреляции по наличию примесей из анализов $U_{пр}(N)$	$R_{из}(U) \leftrightarrow tg\delta(U)$ $K_{абсorb} \leftrightarrow R_{из}(U)$ $U_{пр}(N) _{TrN\#1} \leftrightarrow U_{пр}(N) _{TrN\#2}$	Анализ проводился для каждого трансформатора Анализ выполнялся по сопоставлению между двумя трансформаторами
2. Определение взаимосвязей химических и электрофизических явлений в изоляции: оценка влияния концентрации фурановых соединений $\Phi_{ур}$ на электрические параметры изоляции	$\Phi_{ур} \leftrightarrow R_{из}$ $\Phi_{ур} \leftrightarrow K_{абс}$ $\Phi_{ур} \leftrightarrow U_{пр}(N)$ $\Phi_{ур} \leftrightarrow \text{влагосодержание масла}$	Анализ проводился для каждого трансформатора
3. Определение взаимосвязей пробивных напряжений в разряднике для двух температур (+20 °С и –10 °С) отбора проб масла: оценка влияния влагосодержания на $U_{пр}$ (при +20 °С влага равномерно растворена в масле, при –10 °С влага вымораживается и переходит в кристаллы)	$U_{пр.сред.} _{+20^\circ} \leftrightarrow U_{пр.макс} _{-10^\circ}$ $U_{пр.сред.} _{-10^\circ} \leftrightarrow U_{пр.макс} _{-10^\circ}$	

Таблица 3. Сопоставление фурановых соединений с влагосодержанием

№ Трансформатора	Содержание фурановых соединений 01.21 Фур	Параметры			
		сопротивление изоляции R, ГОм	$K_{абс}$	среднее $U_{пр. \text{масло}}$, кВ (отбор при $T = 20^\circ$)	влага, г/т (отбор при $T = +20^\circ$)
1	0,00275	178,2	1,08	57	20,1
2	0,00952	93,7	1,12	45,5	22,2
3	0,00066	2500	1,21	54	19,1
4	0,00425	1771	1,34	51	21,2
5	0,00285	28,9	1,06	45,5	28,9
6	0,01219	398	1,4	57	29,8
7	0,00957	273	1,19	31,6	31,7
8	0,00323	308	1,2	37	30,1
9	0,00470	851	1,28	52	23,1
10	0,00713	535	1,1	61,3	26,6
11	0,00872	651	1,51	41,1	17,1
12	0,00767	858	1,4	54	16,1
Корреляция параметра с Фур		-0,41	0,355	-0,1	0,19

Методика проведения измерений. Измерения вибрационных характеристик активной части трансформатора⁵ [8] выполнялись при возбуждении токов КЗ в витках обмотки:

- непосредственно на обмотках;
- на полностью собранном трансформаторе через вводы;
- на внешней стороне бака.

Методика получения и обработки спектрограмм. При виброконтроле [7] фиксировалась зависимость виброскорости от времени $V(t)$, по которой через FFT⁶-преобразование строилась спектрограмма – зависимость амплитуд спектров от частоты $V(f)$ в дБ. Для анализа⁷ использовалась амплитуда 2-й гармоники (100 Гц), так как электромагнитные силовые воздействия в электрических машинах происходят на частоте 100 Гц. Точный анализ проводился по определению энергетических характеристик [8] из спектрограмм: $P_{100\text{Гц}}$ – энергия колебаний на электромагнитной частоте 100 Гц; $P_{\text{чг}}$ – энергия четных гармоник (100, 200, 300, 400 Гц); $P_{\text{иг}}$ – энергия интергармоник (линии между основными гармониками). По измеренным характеристикам рассчитываются следующие параметры:

– виброударные воздействия $10/\delta$ (где $\delta = \sum P_{\text{чг}}/P_{100\text{Гц}}$).

– деструкция крепления узла $\Delta = \sum P_{\text{иг}}$.

Опыты по виброконтролю на открытой активной части. Особенности размещения вибродатчиков DVM-02 показаны на рис. 4:

- для контроля осевой вибрации нажимного кольца датчик устанавливался в центре кольца, а также около прессующих узлов слева и справа;
- для измерения радиальной вибрации витков катушки датчик перемещался по виткам катушки.

Выводы по виброконтролю. В результате вибрационных испытаний на открытой активной части (рис. 5) установлено, что наибольшие и ударные воздействия ($10/\delta$) зафиксированы на конструкции, деструкционные явления – по параметру Δ . Узлом с наибольшими виброявлениями являются витки катушки, прилегающие к кольцу между опорами (нажимными винтами). При этом имеют место и осевые, и радиальные виброявления, которые превышают осевые.

Измерения виброскоростей на кольце показали:

- напряженным узлом является участок нажимного кольца с прилегающими к нему витками обмотки в центральной части между

прессующими винтами; на витке фиксируются суммарные значения вибрационных параметров в осевом направлении, а на кольце – от виброявлений в радиальном направлении;

– критичными при прочих равных условиях и при отсутствии технологических дефектов являются зоны на витке около кольца, поскольку в них наблюдаются наиболее интенсивные явления, которые связаны с перемещениями и с трением между витком и кольцом.



а)



б)

Рис. 4. Размещение датчиков DVM-02: а – при контроле вибрации нажимного кольца; б – при измерении радиальной вибрации витков

Вибрационные явления на трансформаторе при возбуждении от постороннего источника. Измерения проводились на печном трансформаторе, в котором имеется 4 этажа катушек НН, включенных параллельно. Контур КЗ образован катушками 2-го пояса.

На крышке бака были установлены вводы НН, на которых поочередно возбуждались испытываемые катушки, расположенные в 1-м поясе.

⁵ ГОСТ Р МЭК 60156-2013 Жидкости изоляционные. Определение напряжения пробоя на промышленной частоте. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200103107>; МР 1.2.1.13.0975–2014 Вибрационный контроль активной части турбогенераторов и электродвигателей, приложение Ж «Вибродиагностика трансформаторов». URL: <https://eshop.rosenergoatom.ru/>

⁶ FFT – быстрое Фурье-преобразование.

⁷ МР 1.2.1.13.0975–2014 Вибрационный контроль активной части турбогенераторов и электродвигателей, приложение Ж «Вибродиагностика трансформаторов». URL: <https://eshop.rosenergoatom.ru/>

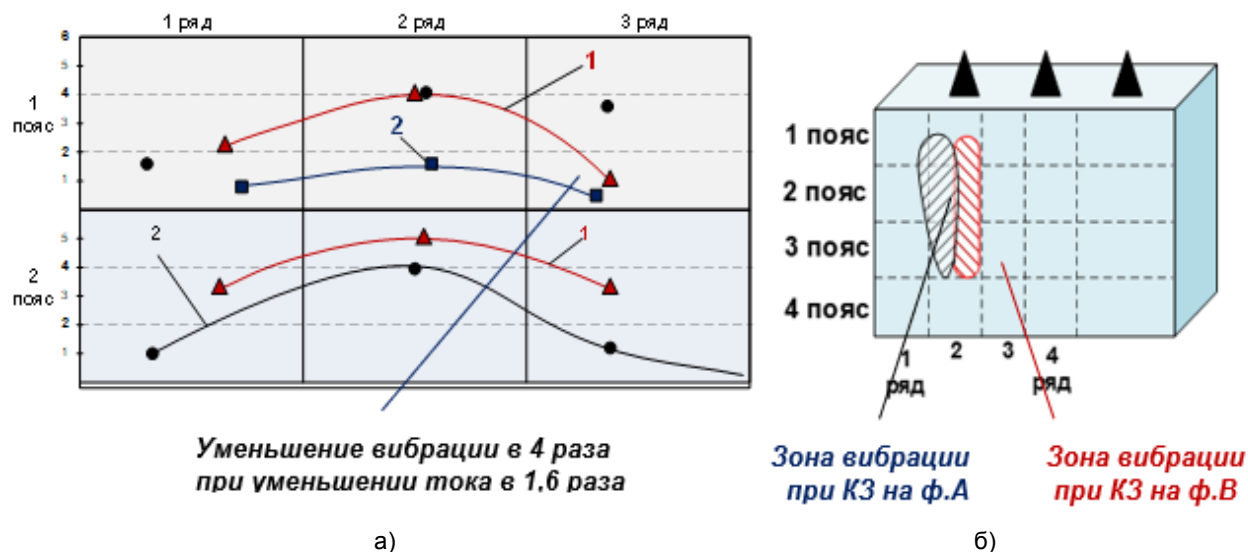


Рис. 5. Результаты измерений и расчетов энергии виброударных воздействий на витках катушек при возбуждении обмоток в режиме КЗ: а – относительное увеличение виброударных воздействий $10/\delta$, о.е.; б – расположение точек контроля на баке

Результаты измерений. Максимальные характеристики на спектре имеют место во 2-м ряду в области ф.В (рис. 5,б), которая возбуждалась в данном опыте. Рассчитанное по спектрам [8] виброударное воздействие $10/\delta$ для каждой точки верхнего пояса приведено на рис. 5,а. Максимальное воздействие фиксируется напротив катушки ф.В.

Выводы. Для оценки эксплуатационной надежности трансформаторов необходимо определение параметров магнитной, токонесущей и изоляционной систем, а также степени запрессовки обмоток.

По результатам специального статистического и корреляционного анализа устанавливаются общие закономерности изменения технического состояния активной части трансформатора:

- состояние магнитной и токонесущей систем практически не изменяется за длительное время хранения;
- имеют место экстремально большие изменения параметров изоляционной системы;
- оценка состояния изоляционной системы активной части по степени деградации показала, что ухудшение состояния изоляции обусловлено деградацией трансформаторного масла и превышением содержания влаги в масле.

Список литературы

1. **Результаты** длительной периодической диагностики силовых трансформаторов / Ю.П. Аксенов, А.В. Голубев, В.И. Завидей и др. // Электро. – 2006. – Вып. 1. – С. 28–35.
2. **Power Transformers Diagnostics Effectiveness on the Base of Pattern Analysis** / Yu. Aksenov, V. Rodionov, V. Churtin, et al. // CWIEME'01. Berlin, June 2025.

3. **On-line** technology of diagnostic method synergy for power transformers / A. Aksenov, V. Rodionov, A. Golubev, A. Muchortov // CWIEME 2000 Conference. – Berlin, Germany, June 2000. DOI:10.1109/demped.2009.5292768

4. **Диагностика** состояния изоляции силовых трансформаторов на потребляющем электроэнергию крупном предприятии / Ю.П. Аксенов, В.И. Завидей, Р.Я. Захаркин и др. // Приборы и системы. – 2003. – № 9. – С. 55–59.

5. **Дробышевский А.А.** Электродинамическая стойкость трансформаторов // Новости электротехники. – 2010. – Вып. 5. – С. 41–42.

6. **On-line Transformer Diagnostic Methods Synergy Based on Discharge and Vibration Events Measurements and Location** / Yu.P. Aksenov, I.V. Yaroshenko, G. Noe, A.V. Andreev // 8th IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics & Drives. – Bologne, Italy, 2011. – P. 437–443.

7. **Aksenov Yu.P., Proshletsov A.P.** Two Independent Methods for Power Transformers Vibration Control // 8th IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics & Drives. – Bologne, Italy, 2011. – P. 487–495.

8. **Назолин А.Л., Поляков В.И.** Виброакустическая диагностика и ресурсосберегающая эксплуатация // Новости ЭлектроТехники. – 2008. – Вып. 3(51). – С. 36–38.

References

1. Aksenov, Yu.P., Golubev, A.V., Zaviday, V.I., Yurin, A.V., Yaroshenko, I.V. Rezul'taty dlitel'noy periodicheskoy diagnostiki silovykh transformatorov [The results of long-term periodic diagnostics of power transformers]. *Elektro*, 2006, issue 1, pp. 28–35.
2. Aksenov, Yu., Rodionov, V., Churtin, V., Slavinsky, A., Riabov, V. Power Transformers Diagnostics Effectiveness on the Base of Pattern Analysis. CWIEME'01. Berlin, June, 2025.

3. Aksenov, Yu., Rodionov, V., Golubev, A., Muchortov, A. On-line technology of diagnostic method synergy for power transformers. CWIEME 2000 Conference. Berlin, Germany, June 2000. DOI: 10.1109/demped.2009.5292768.

4. Aksenov, Yu.P., Zavidy, V.I., Zakharkin, R.Ya., Golubev, A.V., Mukhortov, A.V., Yurin, A.V., Yaroshenko, I.V., Shutov, Yu.I. Diagnostika sostoyaniya izolyatsii silovykh transformatorov na potrebyayushchem elektroenergiyu krupnom predpriyatii [Diagnostics of the insulation condition of power transformers at a large enterprise consuming electricity]. *Pribory i sistemy*, 2003, no. 9, pp. 55–59.

5. Drobyshevskiy, A.A. Elektrodinamicheskaya stoykost' transformatorov [Electrodynamic resistance of transformers]. *Novosti elektrotekhniki*, 2003, issue 5, pp. 41–42.

6. Aksenov, Yu.P., Yaroshenko, I.V., Noe, G., Andreev, A.V. On-line Transformer Diagnostic Methods Synergy Based on Discharge and Vibration Events Measurements and Location. 8th IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics & Drives. Bologne, Italy, 2011, pp. 437–443.

7. Aksenov, Yu.P., Proshletsov, A.P. Two Independent Methods for Power Transformers Vibration Control. 8th IEEE Symposium on Diagnostics for Electrical Machines, Power Electronics & Drives. Bologne, Italy, 2011, pp. 487–495.

8. Nazolin, A.L., Polyakov, V.I. Vibroakusticheskaya diagnostika i resursosberegayushchaya ekspluatatsiya [Vibroacoustic diagnostics and resource-saving operation]. *Novosti ElektroTekhniki*, 2008, issue 3(51), pp. 36–38.