

УДК 621.315.615.2

DOI: 10.24160/1993-6982-2017-3-73-76

## Диагностика трансформаторов на основе измерений пробивного напряжения трансформаторного масла

Н.В. Денисова, Р.Р. Гибадуллин, Л.В. Долманюк, А.Р. Сафин

Данные физико-химических анализов трансформаторного масла для трансформаторного парка численностью более 300 единиц, накопленные за 5 лет на базе диагностической лаборатории предприятия компании ОАО «Татнефть», были подвергнуты статистической обработке.

Измерения характеристик масла проводились в соответствии с РД 34.43.105-89 «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел» и ПУЭ 7-е изд., гл. 1.8. «Нормы приемосдаточных испытаний». Для анализа использовались следующие показатели: класс чистоты, влагосодержание, удельный вес, температура вспышки в закрытом тигле, кислотное число, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение.

Для выделения основных факторов, связанных с пробивным напряжением, была построена матрица парных корреляций, что позволило обнаружить отрицательную корреляцию между величинами влагосодержания и пробивного напряжения.

Дополнительно было изучено влияние сезонных колебаний на характеристики трансформаторного масла. Статистическая обработка данных за холодный и теплый периоды показала, что в теплое время года влагосодержание увеличивается на 26 % по отношению к холодному периоду, а пробивное напряжение снижается.

В результате проведенного анализа по всему парку трансформаторов ОАО «Татнефть» был сделан вывод, что прямым фактором, понижающим пробивное напряжение, является увлажнение масла. Остальные факторы: наличие механических примесей, разрушение красок, лаков и твердой изоляции, окисление, — имеют более сложный механизм воздействия на пробивное напряжение.

*Ключевые слова:* влагосодержание, пробивное напряжение, корреляция.

*Для цитирования:* Денисова Н.В., Гибадуллин Р.Р., Долманюк Л.В., Сафин А.Р. Диагностика трансформаторов на основе измерений пробивного напряжения трансформаторного масла // Вестник МЭИ. 2017. № 3. С. 73—76. DOI: 10.24160/1993-6982-2017-3-73-76.

## Transformer Diagnostics Based on Transformer Oil Breakdown Voltage Measurements

N.V. Denisova, R.R. Gibadullin, L.V. Dolomanyuk, A.R. Safin

The data from physico-chemical analyses of transformer oil for a transformer fleet comprising more than 300 equipment units that were gathered for five years at the diagnostic laboratory of the Tatneft' Joint Stock Company's enterprise were subjected to statistical analysis.

The transformer oil characteristics were measured in accordance with the RD (Guiding Document) 34.43.105-89 "Guidelines for Using Transformer Oils" and Chapter 1.8 of the 7<sup>th</sup> ed. of PUE (Russian Electrical Code) "Regulations for Carrying out Acceptance Tests."

The following indicators were used for carrying out the analysis: purity class, moisture content, specific gravity, flash point in a closed crucible, acidity value, dielectric loss tangent, and breakdown voltage.

To identify the main factors related to breakdown voltage, a matrix of pair correlations was constructed, based on which a negative correlation between the moisture content and breakdown voltage was revealed.

In addition, the effect of seasonal variations on the transformer oil characteristics was studied. Statistical processing of data for the cold and warm seasons showed that the moisture content in the warm period is by 26 % higher than it is in the cold period of the year, and that the opposite is the case for the breakdown voltage.

Based on the analysis performed for the entire fleet of transformers operated by JSC Tatneft, a conclusion was drawn that moistening of oil is a direct factor decreasing the breakdown voltage. The other factors, including the presence of mechanical impurities; degradation of paints, varnishes and solid insulation; and oil oxidation are characterized by a more intricate mechanism of affecting the breakdown voltage.

*Key words:* moisture content, breakdown voltage, correlation.

*For citation:* Denisova N.V., Gibadullin R.R., Dolomanyuk L.V., Safin A.R. Transformer Diagnostics based on Transformer Oil Breakdown Voltage Measurements. MPEI Vestnik. 2017; 3:73—76. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2017-3-73-76.

Физико-химические параметры трансформаторного масла (ТМ) являются информационной средой, позволяющей диагностировать состояние трансформатора. Были обработаны данные физико-химических анализов ТМ за 5 лет для трансформаторного парка численностью более 300 единиц компании ОАО «Татнефть». Массив данных физико-химического анализа для парка трансформаторов предприятия нефтедобычи накоплен на базе диагностической лаборатории предприятия.

Измерения характеристик трансформаторного масла проводились в соответствии с РД 34.43.105—89 «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел» и ПУЭ 7-е изд., гл. 1.8. «Нормы приемосдаточных испытаний». Отбор проб масел осуществлялся в соответствии с требованиями ГОСТ 2517—85. Достоверность полученных результатов определялась использованием метрологически аттестованного оборудования, включённого в реестр средств измерений: АИМ-90, МЕР-4СА, хроматографический комплекс «Кристалллюкс-4000М, ареометр, ПКЖ-904А, АТВ-21. Показатели окружающей среды при испытаниях масла составляли: атмосферное давление — 756 мм рт. ст., температура масла +20 °С.

Для анализа использовались основные характеристики ТМ со следующими количественными параметрами: класс чистоты (наличие механических примесей), влагосодержание, удельный вес, температура вспышки в закрытом тигле, кислотное число, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение. Главной электроизоляционной характеристикой ТМ считается пробивное напряжение  $U_{пр}$  [1].

Для выделения основных факторов, связанных с пробивным напряжением ТМ, была построена матрица парных корреляций [2]. Обработаны данные анализов ТМ для девяти электроэнергетических цехов (ЭЭЦ) ОАО «Татнефть». Полученные результаты показали одинаковый характер зависимостей для всех ЭЭЦ.

В качестве примера возьмем данные для Нурлатского ЭЭЦ. Матрица парных корреляций по выборке из 230 измерений приведена в табл. 1.

Анализ матрицы позволил отобрать факторные признаки, которые могут быть включены в модель корреляционной зависимости. Параметры при которых коэффициентах парных корреляций меньше 0,5 считаются незначимыми и не включаются в модель корреляционной зависимости. Данному условию удовлетворяет только отрицательная корреляция между содержанием влаги и пробивным напряжением. Остальные параметры считаются некоррелирующими.

В соответствии со стандартом допустимое содержание влаги в ТМ должно быть не более 30 г/т, а пробивное напряжение — больше 25 кВ при высшем напряжении трансформатора 35 кВ; свыше 30 кВ при высшем напряжении трансформатора 110 кВ. Чистое трансформаторное масло, свободное от воды и других примесей, независимо от его химического состава обладает высоким пробивным напряжением (более 60 кВ) [3].

На рисунке приведены функции распределения нормированных величин «Влагосодержания» (а) и «Пробивного напряжения» (б) для ТМ Нурлатского ЭЭЦ.

Из графиков следует, что при увеличении влагосодержания пробивное напряжение падает, и наоборот [4].

В качестве аппроксимирующих функций предлагаются экспоненциальные зависимости с минимальным набором параметров и хорошим коэффициентом достоверности аппроксимации:

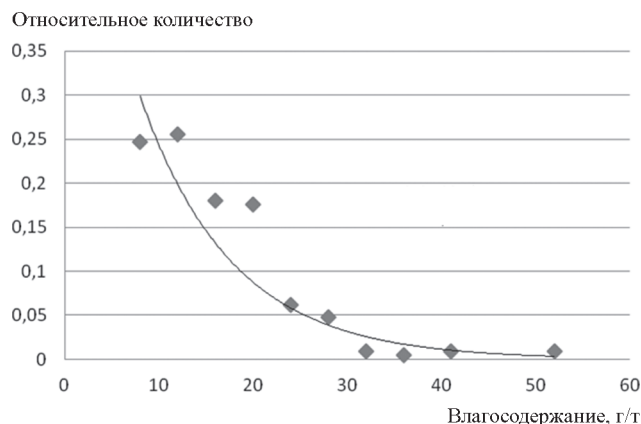
- для показателя «Влагосодержание» — убывающая,  $f(x) = 0,6762e^{-0,102x}$ ;
- для показателя «Пробивное напряжение» — возрастающая,  $f(x) = 0,00028e^{0,0608x}$ .

Также отметим, что пять трансформаторов не соответствуют стандарту по влагосодержанию (больше 30 г/т),

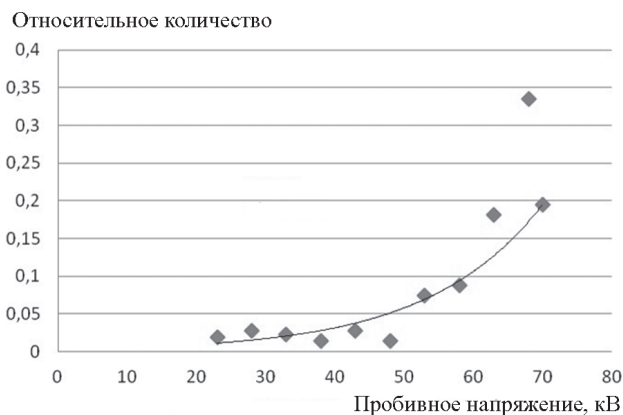
Таблица 1

### Матрица парных корреляций между физико-химическими показателями трансформаторного масла по Нурлатскому ЭЭЦ

Нурлатский ЭЭЦ	Класс чистоты	Влагосодержание, г/т	Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	Температура вспышки в закрытом тигле, °С	Кислотное число, мг КОН/г	tgδ при 90 °С	Пробивное напряжение, кВ
Класс чистоты	1	0,159	0,099	0,127	0,083	-0,072	-0,081
Влагосодержание, г/т	0,159	1	-0,096	-0,234	-0,003	-0,101	-0,562
Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	0,099	-0,096	1	-0,079	0,174	-0,070	-0,061
Температура вспышки в закрытом тигле, °С	-0,127	-0,234	-0,079	1	-0,207	-0,331	0,462
Кислотное число, мг КОН/г	0,083	-0,003	0,174	-0,207	1	0,196	-0,0004
tgδ при 90 °С	-0,072	-0,101	-0,070	-0,331	0,196	1	-0,081
Пробивное напряжение, кВ	-0,081	-0,562	-0,061	0,462	-0,0004	-0,081	1



а



б

Функции распределения нормированных величин «влагосодержание» (а) и «пробивное напряжение» (б) для ТМ Нурлатского ЭЭЦ:

$$a — y = 0,6762e^{-0,102x}, R^2 = 07982; \quad б — y = 0,0028e^{0,0608x}, R^2 = 0735$$

а четыре трансформатора — по пробивному напряжению (меньше 25 кВ при высшем напряжении в 35 кВ).

Следующий шаг работы заключался в определении зависимости характеристик ТМ от сезонных колебаний. Выборки девяти энергоцехов были поделены на равные периоды: теплый (с апреля по сентябрь) и холодный (с октября по март). Для всех ЭЭЦ закономерности оказались одинаковыми.

Средние значения показателей ТМ на примере Нурлатского ЭЭЦ приведены в табл. 2. За теплый период обработано 105 анализов ТМ, за холодный период — 118 анализов, что в сумме составило 223 за год.

Из данных табл. 2 следует, что в теплый период времени влагосодержание ТМ увеличивается на 26 % по отношению к холодному периоду эксплуатации, снижается пробивное напряжение масла. Наблюдается небольшой рост тангенса угла диэлектрических потерь в холодный период, что подтверждает отрицательную корреляцию между этими величинами.

Заметим, что в холодный период времени трансформаторы более загружены, но несмотря на загрузку, основной показатель масла (пробивное напряжение) лучше, хотя потери возрастают ( $tg\delta$  растет).

В процессе работы в трансформаторе происходит постоянное перераспределение влагосодержания меж-

ду целлюлозной изоляцией и маслом при изменении нагрузки трансформатора, температуры и влажности окружающей среды. Равновесное влагосодержание бумаги при повышении температуры снижается, целлюлоза удерживает в себе меньше влаги и передает ее маслу.

Средняя температура ТМ в работающем трансформаторе в холодный период ниже, чем в теплый (в условиях Татарстана), тогда как температура витковой изоляции может быть и выше в холодный период за счет повышенной нагрузки. Влагосодержание витковой изоляции незначительно меняется с переходом от теплого периода к холодному.

Тангенс диэлектрических потерь, кислотное число и температура вспышки не имеют четкой зависимости от внешних условий.

В холодный период, когда влажность окружающего воздуха ниже, масло чище, суше, меньше потерь, и пробивное напряжение выше среднегодового значения на 8...12 %.

Влага может попадать в масло как извне, так и выделяться внутри трансформатора. Снаружи вода попадает при транспортировании, хранении, заливке в непросушенную тару и при других эксплуатационных

Таблица 2

**Средние значения показателей трансформаторного масла за теплый, холодный период и за год по Нурлатскому ЭЭЦ**

Период усреднения	Средние значения показателей Т						
	класс чистоты	влагосодержание, г/т	удельный вес, г/см <sup>3</sup>	температура вспышки в закрытом тигле, °с	кислотное число, мг КОН/г	tgδ при 90 °с	пробивное напряжение, кВ
Теплый	11,52	14,84	0,8579	153,77	0,0301	0,532	56,62
Холодный	11,50	11,71	0,8565	154,40	0,0247	0,601	64,98
За год	11,51	13,30	0,8572	153,98	0,0274	0,567	59,90
Относительное отклонение, %	0,17	23,53	0,16	0,41	19,71	12,17	13,96

мероприятиях. Неизбежно попадание влаги в ТМ из окружающего воздуха при колебаниях температуры. Вода внутри трансформатора образуется в ходе реакций конденсации и окислительной полимеризации продуктов окисления углеводородов ТМ, интенсифицированных электрическим полем и температурой [5].

В результате проведенного анализа по всем ЭЭЦ ОАО «Татнефть» можно сделать вывод, что прямым фактором, снижающим пробивное напряжение, является увлажнение масла. Остальные факторы — наличие в нем механических примесей (класс чистоты), разрушение красок, лаков и твердой изоляции (увеличение значения  $tg\delta$ ), окисление масла (кислотное число) — имеют более сложный механизм воздействия на пробивное напряжение масла (коэффициенты парных корреляций меньше 0,5). Они могут носить как случайный характер, так и быть связанными с ресурсом работы трансформатора, режимами его эксплуатации, ремонтными и регламентными работами. Дополнительно отметим отсутствие корреляции между влагосодержанием и  $tg\delta$ , так как увеличение увлажнения приводит к росту тангенса угла диэлектрических потерь, но прямая связь не была обнаружена. По-видимому, вся совокупность одновременно протекающих процессов усложняет общую картину явления.

Таким образом, из представленной матрицы парных корреляций видно, что имеется отрицательная корреляция между влагосодержанием и пробивным напряжением трансформаторного масла. Функции распределения показателей «влагосодержание» и «пробивное напряжение» ТМ хорошо описываются экспоненциальной зависимостью. Результаты проведенных исследований позволяют оптимизировать существующие методики диагностики силовых трансформаторов.

## Литература

1. Попов Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов. Иваново: ИГЭУ, 2012.
2. Грачева Е.И., Денисова Н.В., Иванов В.О. Энергосбережение. Казань: КГЭУ, 2012.
3. Гибадуллин Р.Р. Особенности диагностики силовых трансформаторов // Научному прогрессу — творчество молодых: материалы IX Междунар. молодежной науч. конф. по естественнонаучным и техническим дисциплинам. Йошкар-Ола: Поволжский гос. технолог. ун-т, 2014.
4. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Аракелян В.Г. Физико-химические основы эксплуатации маслонеполненного электротехнического оборудования. Справочные данные, анализ, исследования, диагностика, мониторинг. М.: Тетрапринт, 2012.

## References

1. Popov G.V. Voprosy Diagnostiki Silovykh Transformatorov. Ivanovo: IGEU, 2012. (in Russian).

2. Gracheva E.I., Denisova N.V., Ivanov V.O. Energoberezhenie. Kazan': KGEU, 2012. (in Russian).

3. Gibadullin R.R. Osobennosti diagnostiki Silovykh Transformatorov. Nauchnomu Progressu – Tvorchestvo Molodykh: materialy ix Mezhdunar. Molodezhnoy Nauch. Konf. po Estestvennonauchnym i Tekhnicheskim Distiplinam. Yoshkar-Ola: Povolzhskiy Gos. Tekhnolog. Un-t, 2014. (in Russian).

4. Lipshteyn R.A., Shakhnovich M.I. Transformatornoe Maslo. M.: Energoatomizdat, 1983. (in Russian).

5. Arakelyan V.G. Fiziko-khimicheskie Osnovy Ekspluatatsii Maslonapolnennogo Elektrotekhnicheskogo Oborudovaniya. Spravochnye Dannye, Analiz, Issledovaniya, Diagnostika, Monitoring. M.: Tetraprint, 2012. (in Russian).

## Сведения об авторах

**Денисова Наталья Вячеславовна** — кандидат физико-математических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета, e-mail: natali.denisova@bk.ru

**Гибадуллин Рамиль Рифатович** — аспирант кафедры электроснабжения промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета, e-mail: torianin@mail.ru

**Долманюк Леонид Владимирович** — кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета, e-mail: leonid-888@mail.ru

**Сафин Альфред Робертович** — кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий Казанского государственного энергетического университета, e-mail: sarkazan@bk.ru

## Information about authors

**Denisova Natalia V.** — Ph.D. (Phys.-Math.), Assistant Professor of Power Supply of Industrial Enterprises Dept., Kazan State Power Engineering University, e-mail: natali.denisova@bk.ru

**Gibadullin Ramil R.** — Ph.D.-student of Power Supply of Industrial Enterprises Dept., Kazan State Power Engineering University, e-mail: torianin@mail.ru

**Dolmanyuk Leonid V.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Power Supply of Industrial Enterprises Dept., Kazan State Power Engineering University, e-mail: leonid-888@mail.ru

**Safin Alfred R.** — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Power Supply of Industrial Enterprises Dept., Kazan State Power Engineering University, e-mail: sarkazan@bk.ru

Статья поступила в редакцию 26.10.2016