

УДК.621.3.048.1

Андриенко П. Д.<sup>1</sup>, Сахно А. А.<sup>2</sup>, Конограй С. П.<sup>3</sup>, Скрупская Л. С.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой, кафедра «Электрические и электронные аппараты» Запорожский национальный технический университет, Украина

<sup>2</sup>Канд. техн. наук, старший преподаватель, кафедра «Электрические и электронные аппараты», Запорожский национальный технический университет, Украина, E-mail: a\_asakhno@mail.ru

<sup>3</sup>Аспирант, Запорожский национальный технический университет, кафедра «Электрические и электронные аппараты», Украина

<sup>4</sup>Старший преподаватель, кафедра «Электрические и электронные аппараты», Запорожский национальный технический университет, Украина

## ОСОБЕННОСТИ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ХАРАКТЕРИСТИК ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ИЗОЛЯЦИИ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

*В статье представлен анализ особенностей мониторинга характеристик влагосодержания масляной изоляции высоковольтного электрооборудования в непрерывном режиме. Систематизированы теоретические основы процессов появления воды в изоляционном масле, представлен анализ практических данных контроля, предложен алгоритм определения абсолютного влагосодержания масла на основе данных контроля относительного влагонасыщения, даны рекомендации по организации непрерывного контроля характеристик влагосодержания масла и интерпретации его результатов.*

**Ключевые слова:** мониторинг, трансформаторное масло, влагосодержание, влагонасыщение, диагностирование.

### ВВЕДЕНИЕ

В электрических аппаратах высокого напряжения используется несколько видов внутренней изоляции. Наиболее широкое распространение получили виды изоляции, основным компонентом которых является трансформаторное масло. Силовые трансформаторы, а также некоторые другие типы электрических аппаратов заполнены минеральными маслами (применение других типов масел на данный момент является скорее исключением из правил). Основными негативными последствиями наличия влаги в масле являются:

- снижение диэлектрических свойств (электрической прочности) масла, снижение стойкости к частичным разрядам;
- ускорение старения целлюлозной изоляции (скорость старения бумаги приблизительно равна двукратному значению влагосодержания, для значений влагосодержания 0,5–7%);
- образование большего количества угля под действием электрической дуги (почти в 3 раза больше, чем в сухом масле [2]);
- увеличение каталитической активности железа и обильное выделение осадков из масла при наличии свободной воды;
- ускорение окисления масла;
- усиление коррозионного воздействия масла на стальные части аппаратов и трансформаторов;
- ухудшение механических характеристик масла, с ростом температуры.

Таким образом, контроль влагосодержания трансформаторного масла не только играет важную роль в обеспечении долговечности оборудования, но и влияет

на надежность его работы. Использование данного диагностического параметра при непрерывном эксплуатационном контроле (мониторинге) влагосодержания трансформаторного масла направлено на решение задачи снижения аварийности оборудования и оптимизации расхода остаточного ресурса, что особенно актуально в условиях критического старения парка электрооборудования в Украине и за рубежом. Основным преимуществом автоматизированного непрерывного контроля масла является многократное сокращение межконтрольного периода, отсутствие влияния человеческого фактора при отборе и анализе пробы, учет влияния эксплуатационных факторов [3] (анализ колебаний влаги с изменением температур и нагрузки). Однако, непрерывный контроль влагосодержания обладает некоторыми особенностями, по сравнению с «классическим» лабораторным анализом: при мониторинге всеми известными производителями систем непрерывного контроля используются датчики, измеряющие относительное влагонасыщение масла, а не абсолютного влагосодержания, при том, что у нас в стране нормами [12] регламентируются предельные значения именно абсолютного влагосодержания масла. Некоторые приборы и датчики непрерывного контроля выдают пользователю значения абсолютного влагосодержания, но полученного путем математического расчета на основе измерения относительного влагонасыщения и задаваемых пользователем или предустановленных коэффициентов растворимости. Упрощенный подход к установке данных коэффициентов, без учета реальных данных о растворимости масла, обуславливает неверный результат перевода, ошибки при диагностике и недоверие к результатам контроля со стороны эксплуатирующего персонала. Однако, в клю-

©Андриенко П. Д., Сахно А. А., Конограй С. П., Скрупская Л. С., 2014

чевых работах о влагосодержании масла [8, 9, 10, 12, 13, 14] данная проблема не рассмотрена, а также отсутствует описание особенностей мониторинга характеристик влагосодержания.

Целью работы являлось теоретическое и практическое обоснование применения непрерывного контроля характеристик влагосодержания масла, а также разработка уточненной методики перевода значений относительного влагонасыщения к значениям абсолютного влагосодержания без дополнительных лабораторных исследований масла. Задачами работы являлось: систематизация особенностей непрерывного контроля характеристик влагосодержания; обоснование необходимости и корректности проведения контроля характеристик влагосодержания изоляции в непрерывном режиме с обоснованием причин отличий в показаниях характеристик влагосодержания масла, полученных различными методами, на основании систематизации теоретических основ и анализа практических данных; разработка методики определения абсолютного влагосодержания масла на основе данных контроля относительного влагонасыщения, при отсутствии известных значений коэффициентов растворимости масла в конкретном аппарате; разработка рекомендации по организации непрерывного контроля характеристик влагосодержания масла и интерпретации его результатов. Научно-практические результаты, представленные в данной статье, сделаны на основании исследований и экспериментальных данных предприятия ООО «Энергоавтоматизация» [4].

### **МЕХАНИЗМ ПОЯВЛЕНИЯ ВОДЫ В ИЗОЛЯЦИИ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ЕЕ КОНЦЕНТРАЦИИ**

Источниками воды в масле высоковольтных электрических аппаратов являются:

- атмосферная влага;
- вода, выделяющаяся из твердой изоляции и масла в результате процесса старения (в полностью нагруженном трансформаторе целлюлозная изоляция состарится в течение 20–30 лет и выделит за это время около 0,5–0,75 % воды от массы изоляции[2]).

Теоретические основы вопроса форм нахождения влаги в трансформаторном масле подробно описаны в [5–10]. В данной статье авторами приводится краткая систематизация указанных источников в части особенностей форм существования воды в масле, необходимая для дальнейшего анализа:

- абсорбированная (связанная) – молекулы воды и масла взаимно связаны, содержание связанной воды определяется составом масла и примесей, такая вода не оказывает влияния на электрическую прочность масла, но при нагреве и охлаждении масла часть связанной воды может переходить в растворённую, а затем и в эмульгированную воду;
- растворенная (активная) – молекулы воды располагаются между молекулами масла и не контактируют

между собой, растворимость воды в трансформаторном масле мала и объясняется различием в размерах молекул углеводородов и молекул воды, растворённая вода практически не влияет на электрическую прочность масла, растворимость воды в масле повышается с ростом температуры, а также зависит от химического и физического состава масла (увеличение содержания ароматических углеводородов, наличие продуктов старения, увеличивают растворимость воды);

- эмульсия – молекулы воды соединяются в мельчайшие капли (от единиц до десятков микрон), что сопровождается резким ухудшением диэлектрических свойств масла (снижением пробивного напряжения) и, как следствие, снижением электрической прочности изоляционной системы в целом;

- свободная вода – крупные капли воды, образующиеся из эмульсии или при прямом попадании капель в масло, которые под действием силы тяжести опускаются на дно, свободная вода может привести к резкому снижению электрической прочности масла и пробоем изоляционных промежутков.

Существует несколько методов определения концентрации влаги в трансформаторных маслах:

1. Методы, основанные на экстракции воды и измерениях посредством химических реакций, эти методы отличаются высокой чувствительностью и точностью и позволяют определить присутствие ничтожного количества влаги в масле:

1.1 Гидридкальциевый метод, стандартизированный в нашей стране и странах СНГ по ГОСТ 7822-75 [6], метод основан на измерении количества выделившегося газообразного водорода в результате реакции;

1.2 Метод Карла Фишера получил распространение за рубежом, а также в странах СНГ (МЭК 60814, ГОСТ 24614-81, [7]), чувствительность метода превосходит чувствительность гидридкальциевого метода. Во время титрования методом К. Фишера происходят сложные химические реакции воды с йодом и двуокисью серы. В результате рассчитывается количество воды по количеству электричества (количеству зарядов), израсходованных на электролиз. Метод неприменим для окислившихся масел, поскольку реактив Фишера взаимодействует с продуктами окисления, содержащими группу ОН.

2. Методы, основанные на газовой хроматографии. Хроматография основана на распределении веществ между двумя фазами – неподвижной (жидкость, связанная на инертном носителе) и подвижной (газовая фаза). Подробнее данные методы описаны в разных работах, например, [8].

3. Метод измерения относительного влагонасыщения, основанный на изменении проводимости емкостного чувствительного элемента в зависимости от относительного насыщения масла. Чувствительный элемент, состоит из двух электродов, соединенных гигроскопичным тонкопленочным полимером. Молекулы воды из масла проникают в полимер и изменяют его емкость пропор-

ционально относительному насыщению масла. Относительное насыщение, выражается в процентах и является эквивалентом растворенной (активной) воды, которая выражается как отношение содержания растворенной воды в масле к значению абсолютного насыщения масла водой. Последнее является функцией температуры масла, химических свойств и давления окружающей среды.

4. Некоторые другие методы, не получившие широкого распространения, например, метод манометра.

Из всех методов контроля влагосодержания трансформаторного масла для непрерывного контроля подходит только третий, благодаря простой реализации, отсутствию необходимости в реактивах, а также относительно низкой цене. Тонкопленочные датчики работают в широком диапазоне относительной влажности (2–100%), которая зависит только от растворенной воды, датчики могут обеспечить возможность контроля влагосодержания твёрдой изоляции. Особенностью метода является то, что в отличие от других методов, он чувствителен только к изменению относительного влагонасыщения масла, а не абсолютного, а это значит, что при одном и том же количестве влаги в масле, но при разных температурах будут различные показатели относительного влагонасыщения на приборе контроля, а показания могут отличаться от показаний, полученных лабораторными методами (рис. 1) так как тонкопленочный датчик нечувствителен к некоторым формам существования воды в масле.

Полученное при помощи тонкопленочного датчика и пересчета, значение абсолютного влагосодержания, как правило, будет меньше значения влагосодержания измеренного по методу К. Фишера или при помощи хроматографических методов, так как последние измеряют общее количество воды (связанной и растворенной). Эти отличия в значительной степени могут зависеть от типа масла, содержания примесей, температуры масла, а также технологии измерения.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В ходе опытов в лаборатории проводились измерения влагосодержания образца масла при помощи тонкопленочного датчика LDH100 (IFM, Германия) и лабораторной установки по методу К. Фишера. Испытания проводились на свежем масле Nitro11GX (мгКОН/г=0,002). Образец масла, имеющий случайный уровень влагосодержания, высушивался после каждого нового опыта до следующей случайной величины влагосодержания, а затем проводился контроль двумя указанными способами. Данные относительного влагонасыщения, полученные тонкопленочным датчиком, пересчитывались в абсолютные значения влагосодержания на основании заранее определенного значения предельной растворимости масла при 20°C, которое составляло 39,6 ppm. Значения абсолютного влагосодержания, полученные методом К. Фишера, во всех опытах оказались выше, по сравнению со значениями, полученными от тонкопленочного датчика.

Так как исследовалось свежее масло, то разница показаний объясняется тем, что тонкопленочный датчик при измерении реагирует только на относительное влагонасыщение масла (зависящее от концентрации растворенной воды и температуры масла), в то время как метод К. Фишера позволяет зафиксировать «суммарное» влагосодержание: растворенная вода + связанная вода. Все опыты проводились при стабильной температуре 20°C.

Таким образом, полученные результаты свидетельствуют о том, что различные методы контроля значений характеристик влагосодержания масла дают различные результаты, в виду того, что они чувствительны к разным формам существования воды в масле, т.е. при использовании разных методов необходимо четко учитывать задачи, которые ставятся перед инженером, а сопоставлять результаты контроля характеристик масла, выполненных различными методами необходимо с учетом рассмотренных особенностей. С точки зрения диагнос-

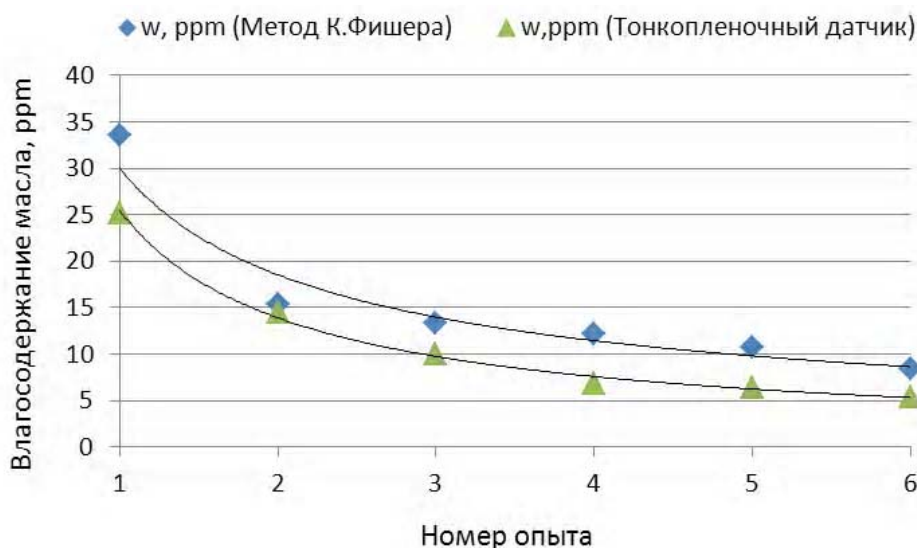


Рисунок 1 – Результаты опытов, проведенных ООО «Энергоавтоматизация» в аттестованной лаборатории ОАО «НИЦ «ЗТЗ-Сервис» ([www.ztzservice.com](http://www.ztzservice.com)).

тики определение количества именно растворенной воды является наиболее важным, однако, изменение состояния адсорбированной воды может привести к неожиданному росту концентрации растворенной воды. Для получения наиболее близких значений абсолютного влагосодержания, полученных при помощи емкостных датчиков, к лабораторным, полученным методом Фишера, например, необходимо чтобы как можно больше воды из связанного состояния перешло в растворенное, для чего необходим нагрев масла.

Подробнее анализ применимости различных методов описаны в работе д.т.н. В. Г. Аракеяна [9], здесь приводятся только выводы, необходимые для дальнейшего анализа:

- общее абсолютное влагосодержание (все формы существования воды) – определяется хроматографическим методом с прямым вводом масла при высокой температуре испарителя или методы, основанные на экстракции воды и измерениях посредством химических реакций (для чистых масел);

- общее абсолютное влагосодержание без абсорбированной воды (растворенная, эмульсия, свободная) – хроматографический метод с системой динамического термовакуумного извлечения;

- относительное влагонасыщение или абсолютное влагосодержание растворенной воды – тонкопленочный емкостной датчик.

В работе д.т.н. В. Г. Аракеяна [9] предложена методика расчета влагосодержания бумажной изоляции на основании измерения относительного влагонасыщения, температуры масла в месте установки сенсора и температуры твердой изоляции, без необходимости применения ненадежных данных о растворимости масла.

Свежее и, особенно, состаренное в процессе эксплуатации масло может содержать значительное количество адсорбированной воды, которая с ростом температуры из связанной превращается в растворенную, а, соответственно, может привести к образованию эмульсии и сни-

жать диэлектрическую прочность масла. При снижении температуры масла необходимо некоторое время для перехода растворенной воды обратно в связанную, это необходимо учитывать при измерении относительного влагонасыщения, что подтверждено результатами работы под руководством д.т.н. В. В. Соколова [10].

Непрерывный контроль влагосодержания масла осуществляется, в основном, при помощи тонкопленочных емкостных датчиков, позволяющих фиксировать относительное влагонасыщение масла, которое отражает отношение растворенной воды к граничному насыщению при текущей температуре масла (в месте замера) в отличие от лабораторных методов. Существующие нормы не регламентируют контроль относительного влагонасыщения жидкой изоляции маслonaполненного оборудования, хотя относительное влагонасыщение является важным диагностическим параметром, так как позволяет оценить возможность образования эмульсии в масле, а также позволяет наиболее точно выполнить расчет влагосодержания твердой изоляции. Это дает право сделать вывод о необходимости пересмотра норм с внесением рекомендаций по применению автоматизированного непрерывного контроля относительного влагонасыщения масла.

На данный момент на рынке присутствует ряд комплексных приборов контроля газо-влагосодержания масла в непрерывном режиме, таких как Calisto (Morgan Schaffer Inc.), Hydrocal (МТЕ), Hydran (General Electric) и некоторые другие. Также существует ряд производителей, изготавливающих исключительно датчики контроля влагосодержания трансформаторного масла. Все они, как уже было отмечено, основаны на измерении относительного влагонасыщения при помощи емкостного чувствительного элемента. Приборы серии Calisto, например, содержание воды могут отображать в двух вариантах: абсолютное влагосодержание в объемной доле (ppm-частях на миллион), %RS@25 – относительное влагонасыщение при 25°C или %RS@T – относительное вла-

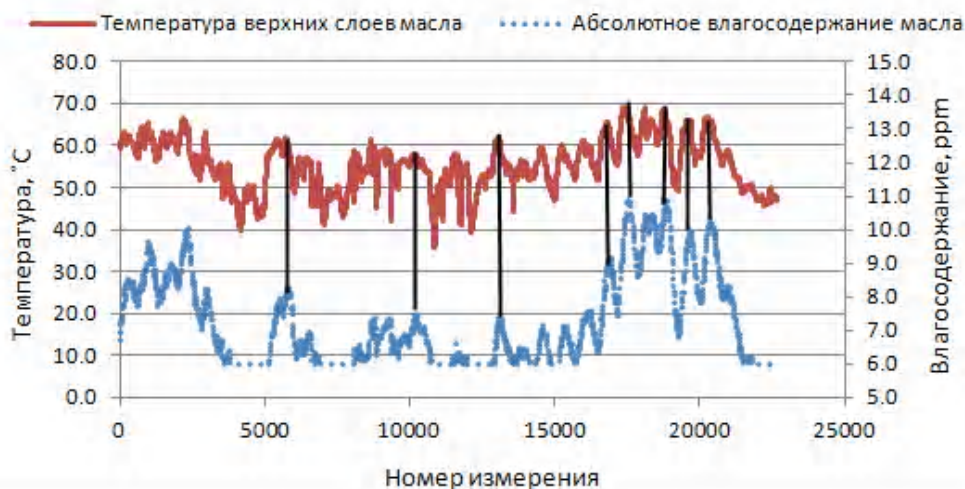


Рисунок 2 – Результаты непрерывного контроля влагосодержания масла в баке шунтирующего реактора Р-1, фаза «А», ПС 500кВ «Житикара», от системы мониторинга SAFE-T (ООО «Энергоавтоматизация», www.enera.com.ua), измерение выполнены прибором Calisto2 (MorganSchafferInc., www.morganschaffer.com) за период с 22.07.2013 по 22.08.2013 г.

гонасыщение при текущей температуре масла в месте забора. При этом пересчет для отображения значения влагосодержания в объемной доле (ppm) и %RS@T осуществляется на основе заданных коэффициентов растворимости масла. При измерениях некоторые приборы приводят пробу масла к определенному значению (у приборов Calisto, например – 35°C), а затем пересчитывают значение к температуре 25°C или к температуре в месте забора [11], это может доставлять определенные неудобства при интерпретации результатов.

Количество растворенной воды и температура определяют относительное влагонасыщение масла и распределение воды в изоляционной конструкции при равенстве температур относительные влажности соприкасающихся сред: воздуха, масла и твердой изоляции стремятся к равенству. Соответственно, при повышении температуры твердой изоляции парциальное давление водяных паров в ней повышается, и влага переходит из твердой изоляции в масло, а при понижении – наоборот. Процесс миграции влаги достаточно хорошо прослеживается при мониторинге влагосодержания (рис. 2). Коэффициент корреляции массивов температуры верхних слоев масла и влагосодержания, представленных на графике (рис. 2) равняется 0,815, что свидетельствует о сильной взаимосвязи данных параметров.

На рис. 3 представлены результаты непрерывного контроля влагонасыщения и концентрации водорода в масле силового трансформатора на генерирующем предприятии в Канаде. Измерения выполнены прибором Calisto и были представлены компанией Morgan Schaffer Inc. Данный пример интересен тем, что трансформатор был выведен из эксплуатации из-за превышения допустимой концентрации водорода в масле.

В результате разбора причин было выявлено наличие серьезных дефектов отводов обмоток трансформатора, при этом прибор фиксировал на начальном этапе

рост концентрации влаги в масле, а затем образование водорода, что может быть вызвано увеличением миграции воды из целлюлозной изоляции в масло вследствие перегрева изоляции.

Предельное насыщение масла растет с ростом температуры. После достижения влагосодержания масла уровня насыщения начинается образование эмульсии и свободной воды. Образование эмульсии является крайне опасным явлением для высоковольтного маслонеполненного оборудования, например, нормами [12] установлено граничное значение абсолютного влагосодержания – 20 ppm. Предположим, что абсолютное влагосодержание масла шунтирующего реактора – 17 ppm, тогда в соответствии с нормами, можно продолжать его эксплуатацию. Если рассмотреть ситуацию дальше и принять во внимание, что температура верхних слоев масла реактора зимой опустилась до 0°C (для реакторов возможно падение температуры масла и в отрицательную область), а для многих масел предельная растворимость для этой температуры находится на уровне 16–18 ppm, что означает – образование эмульсии в масле. Таким образом, из приведенного примера, очевидно, что необходимо контролировать не только абсолютное влагосодержание масла, но и относительное влагонасыщение масла при текущей рабочей температуре масла. Важным замечанием является то, что повышенное значение абсолютного влагосодержания ведет к ускоренному износу ресурса изоляции, в то время как высокое значение (100%) относительного влагонасыщения ведет к резкому снижению диэлектрических характеристик изоляционной конструкции.

На основании исследований под руководством д.т.н. В. В. Соколова [10] было подтверждено, что пробивное напряжение масла зависит не только от количественного содержания растворенной воды, но и от относительной влажности масла, что связано с повышением проводимости примесей в масле при увеличении концентрации воды.

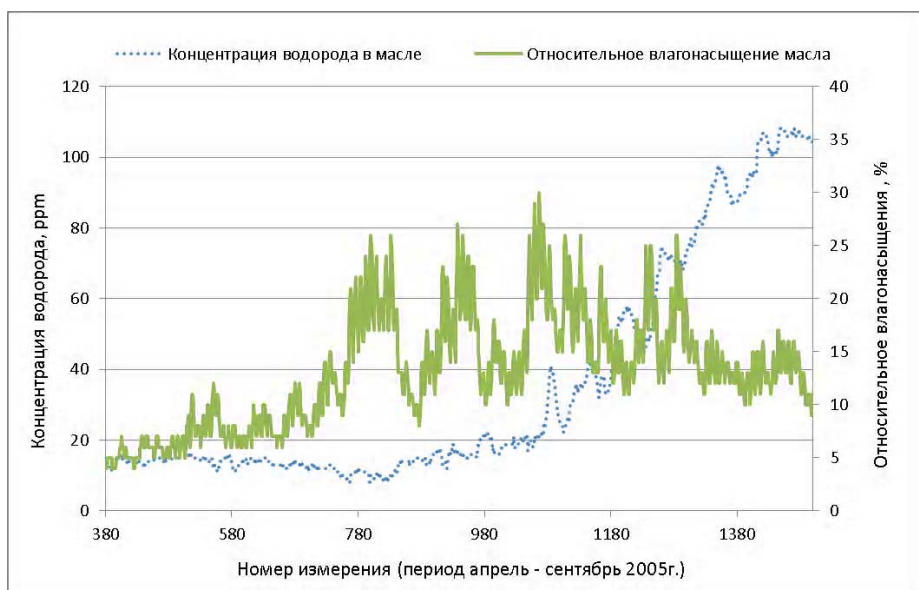


Рисунок 3 – Результаты непрерывного контроля влагонасыщения и концентрации водорода в масле силового трансформатора

Таким образом, относительное влагонасыщение позволит не только определить угрозу образования эмульсии, но и более точно определить влагосодержание твердой изоляции и степень снижения диэлектрических характеристик масла, но для этого сенсор должен быть погружен непосредственно в бак электрического аппарата и измерять влагонасыщение без всяких подготовок и температурных преобразований. В тоже время температурное приведение измеренного значения позволяет контролировать динамику прироста концентрации влаги в оборудовании, отслеживание которой будет затруднено без приведений, из-за постоянных колебаний температуры оборудования.

Важной особенностью контроля характеристик влагосодержания масла в непрерывном режиме, является то, что показания относительного влагонасыщения, которые выдает датчик, необходимо корректно перевести к показаниям абсолютного влагосодержания масла, как того требуют нормативные документы в нашей стране [12]. Для перевода величины относительного насыщения (%RS) в абсолютное влагосодержание (ppm) необходимо знать температуру масла в месте установки датчика и предельное значение растворимости масла при температуре на момент измерения. Температурная зависимость предельной растворимости масла описывается кривой растворимости влаги [14]

$$s_{oil}(t) = \exp\left(\ln(10) \cdot \frac{A \cdot t - B}{t}\right),$$

где  $s_{oil}(t)$  – предельная растворимость воды в масле, ppm;  $A, B$  – коэффициенты Аррениуса;  $t$  – температура масла, К.

Многие приборы мониторинга влажности масла делают автоматический пересчет абсолютного влагосодержания на основании единой кривой растворимости для целого ряда масел. Сравнение результатов контроля абсолютного влагосодержания, выполненного такими датчиками, с результатами лабораторных измерений образцов масла в большинстве случаев дает различные результаты именно по причине несоответствия кривой растворимости в приборе реальной кривой масла. Однако, как показывает практика и исследования ряда ученых [13, 14], такие температурные зависимости отличаются для разных типов масел (рис. 4).

Все, кроме кривых  $s_{aged1}(t), s_{aged2}(t), s_{aged3}(t)$  представлены для свежих масел, а эти кривые (выделены толстыми линиями) – представлены по данным исследователей [14] для состаренных масел. Из графика видно, что даже для новых масел (марок Keramaia Shell) в точке рабочих температур масла (50°C) разница в растворимости составляет более 40 ppm, что при расчете абсолютного влагосодержания (при измеренном значении относительного влагонасыщения масла 20%) даст существенную погрешность 8 ppm и может послужить причиной необоснованного вывода оборудования из эксплуатации или

наоборот позволит ошибочно интерпретировать состояние аппарата как рабочее. Однако, как видно из графика (рис. 4), свойства масел могут меняться в процессе эксплуатации, а также в странах СНГ существует практика смешивания различных типов масла в процессе эксплуатации аппарата.

Для определения характеристики растворимости масла в условиях отсутствия точных лабораторных данных авторами предлагается следующая методика:

- рассчитываются предельные растворимости, на основании различных литературных источников, для двух значений температуры, например 25°C (так как, например, прибор Calisto выдает значение относительного влагонасыщения при 25°C) и 0°C;
- находится разница между этими двумя точками (пример см. табл. 1);
- находится среднее арифметическое значение разниц (для примера табл. 1 – 40,03);
- проводится лабораторный анализ абсолютного влагосодержания трансформаторного масла, например – 11,17 г/т;
- записывается значение влагосодержания масла (в процентах от относительного насыщения при 25°C), измеренное тонкопленочным датчиком в момент отбора пробы для лабораторного анализа – 17%;
- на основании имеющихся значений, рассчитывается растворимость влаги в масле при 25°C по формуле

$$s(25 + 273) = \frac{(w_a - k_{wb}) \cdot 100}{w_{\%RS}}$$

где  $w_a$  – абсолютное влагосодержание, ppm,  $w_{\%RS}$  – относительное влагонасыщение, %,  $k_{wb}$  – эмпирический коэффициент на поправку связанной воды (на основании данных рис. 2 – 3 ppm).

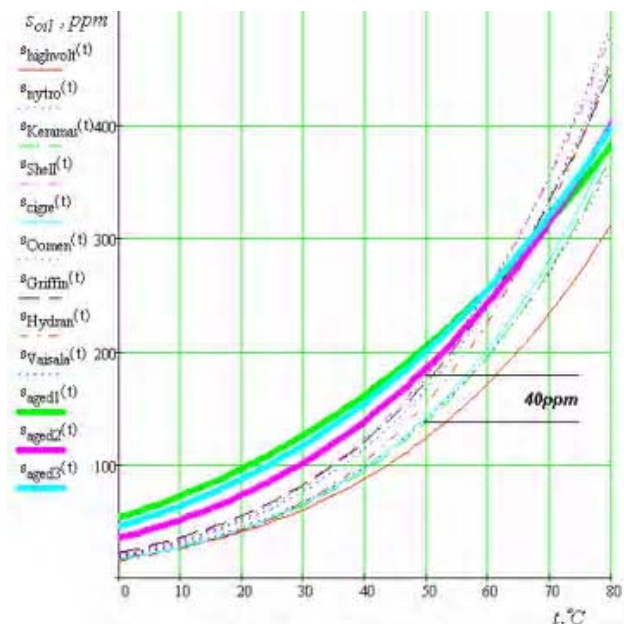


Рисунок 4 – Кривые растворимости воды по данным различных производителей масел, исследователей и производителей датчиков (приборов) контроля

После подстановки значений получим

$$s(25 + 273) = 48 \text{ ppm};$$

– далее находятся коэффициенты Аррениуса:  
– для значений  $A = 10,15, B=2524$

$$s_1 = s_2 - 40,03,$$

$$\log(s_1) = A - \frac{B}{T_1},$$

$$\log(s_2) = A - \frac{B}{T_2},$$

Представленная методика используется, в практике предприятия ООО «Энергоавтоматизация» для настройки коэффициентов растворимости масла при установке датчика контроля влагосодержания, если отсутствует возможность проведения испытания масла для точного определения граничных растворимостей. Эмпирический коэффициент связанной воды приведен приближенно и может варьироваться в широких пределах в зависимости от состава примесей, типа масла, температуры. При наличии возможности проведения испытаний масла на определение граничных растворимостей необходимо основываться на результатах такого анализа, а значения коэффициентов можно рассчитать на основании формул из [14].

### ВЫВОДЫ

Для эксплуатационного непрерывного контроля характеристик влагосодержания трансформаторного масла наиболее подходящими являются датчики, которые измеряют относительное насыщение и температуру масла в месте установки сенсора без дополнительных пересчетов и приведений, а чувствительный элемент датчика погружается непосредственно в бак аппарата.

Наиболее подходящим местом для установки датчика на бак, с целью получения наиболее близкого к лабораторному результату абсолютного влагосодержания, является район верхних слоев масла, так обеспечивается наиболее близкое к реальному абсолютному влагосодержанию расчетное значение за счет более высокой температуры масла, но при этом следует учитывать, что места наибольшей концентрации влаги находятся в самых холодных точках изоляционных конструкций, соответственно для контроля образования эмульсии (что является важнейшей задачей при эксплуатационном контроле) следует размещать датчик в нижней части бака. При установке датчика следует учитывать наличие циркуляции масла в месте погружения сенсора, а также

возможность искажения результатов за счет осушителей или других конструктивных особенностей контролируемого оборудования.

Определение абсолютного влагосодержания, при непрерывном контроле на основе тонкопленочных датчиков, возможно, на основании лабораторных измерений граничной растворимости масла из бака оборудования, на котором внедряется непрерывный контроль. При отсутствии возможности измерения граничной растворимости можно использовать методику расчета коэффициентов Аррениуса, предложенную в данной работе.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Старение изоляции трансформатора [Электронный ресурс] – 2014.– Режим доступа : <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/starenie-izolyacii-transformatora.html>.
2. Старение масла в процессе эксплуатации – Регенерация трансформаторных масел [Электронный ресурс] – 2014.– Режим доступа : <http://forca.ru/knigi/arhiv/regeneraciya-transformatornyh-masel-4.html>.
3. Непрерывный контроль влагосодержания: (официальный сайт ООО «Энергоавтоматизация») [Электронный ресурс] – 2014 Режим доступа – <http://www.enera.com.ua/>.
4. Системы мониторинга высоковольтного оборудования SAFE-T: (официальный сайт ООО «Энергоавтоматизация») [Электронный ресурс]. – 2014. Режим доступа – <http://www.enera.com.ua/>.
5. Осотов В.Н. Ошибки при измерении диэлектрических характеристик и оценке состояния высоковольтных вводов: Материалы 10-ой ежегодной конференции «Методы и средства контроля изоляции высоковольтного оборудования» – [Электронный ресурс] – 80 Min / 700 MB. – Пермь : ООО «Димрус», 2013. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM) ; 12 см. – Систем. вимоги: Pentium ; 32 Mb RAM ; Windows 95, 98, 2000, XP ; Adobe Acrobat Reader 5.0.
6. Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды : ГОСТ 7822-75. – [Действующий 1977-01-01]. М. : Издательство стандартов, 1984. – 6 с. – (Межгосударственный стандарт).
7. Жидкости и газы, не взаимодействующие с реактивом Фишера. Кулонометрический метод определения воды : ГОСТ 24614-81. – [Действующий 1982-01-01]. М. : Издательство стандартов. – 2004. – 11 с. – (Межгосударственный стандарт).
8. Методические указания по определению содержания вода и воздуха в трансформаторном масле: РД

Таблица 1 – Характеристики растворимости воды в маслах, по разным данным [13, 14]

| Источник данных о растворимости воды | A         | B    | s(273) | s(25+273)   | s(25+273) – s(273) |          |
|--------------------------------------|-----------|------|--------|-------------|--------------------|----------|
| Производители масел                  | High Volt | 6,80 | 1520,0 | 17.07003581 | 50.04133           | 32.9713  |
|                                      | Keramai   | 7,19 | 1631,5 | 16.36098791 | 51.90005           | 35.53906 |
|                                      | Nytro     | 7,00 | 1567,0 | 18.20007845 | 55.15828           | 36.9582  |
|                                      | Shell     | 7,30 | 1630,0 | 21.34538681 | 67.63965           | 46.29426 |
| Независимые исследователи            | Cigre     | 7,23 | 1640,0 | 16.69836665 | 53.28983           | 36.59146 |
|                                      | Oomen     | 7,42 | 1670,0 | 20.0809328  | 65.45957           | 45.37864 |
|                                      | Griffin   | 7,09 | 1567,0 | 22.39098815 | 67.85951           | 45.46852 |
| Производители приборов контроля      | Hydran    | 7,71 | 1783,0 | 15.09608974 | 53.3063            | 38.21021 |
|                                      | Vaisala   | 7,37 | 1662,0 | 19.14643458 | 62.061             | 42.91457 |

- 34.43.107-95 / В. В. Бузаев, Б. В. Ванин, Ю. Н. Львов, Н. Ю. Смоленская, Ю. М. Сапожников, Т. В. Глазунова, Р. А. Липштейн, Д. В. Шуварин // Утверждено: Департамент науки и техники РАО «ЕЭС России» 26.12.95. – РАО «ЕЭС России», 1995. – 16 с.
9. Аракелян В.Г. Диагностика состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования по влагосодержанию масла [Электронный ресурс] / Аракелян В.Г. // Электротехника. – 2004. – № 3. – С. 21. – Режим доступа к журналу : <http://www.transform.ru/sst/Articles/a000065.htm>.
  10. Эффективность методов определения влагосодержания масла силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / [В. Соколов, М. Каннингем, Д. Скелли и др.] // СИГРЭ. – 2007. – С. 12. – Режим доступа: <http://www.ztz-service.com.ua/Sokolov/>
  11. Руководство по эксплуатации CALISTO 2 [Электронный ресурс]. – 2014 / MorganSchafferInc. Режим доступа: <http://www.enera.com.ua/products/MSprod/Calisto/Docs.html>.
  12. Норми випробування електрообладнання : СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007 – Офіц. вид., приказ Мінпаливенерго 2007-01-15 г. №13. – К. : ОЕП «ГРИФРЕ» : М-вопалива та енергетики України, 2007. – 262 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України).
  13. Moisture solubility for differently conditioned transformer oils / [Y. Du, A. V. Mamishev, B.C. Lesieutre and other] // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2001. – Vol. 8, No. 5. – P. 805–811.
  14. Experimental evaluation of water content determination in transformer oil by moisture sensor: IEEE International Conference on Dielectric Liquids [Электронный ресурс] / [T.Gradnik, M. Koncan-Gradnik, N. Petric, N. Muc] // IEEE. – 2011. – P. 4. – Режим доступа: [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6015440&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs\\_all.jsp%3Farnumber%3D6015440](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6015440&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6015440).

Статья поступила в редакцию 12.11.2014.  
После доработки 12.12.2014.

Андрієнко П. Д.<sup>1</sup>, Сахно О. А.<sup>2</sup>, Коноград С. П.<sup>3</sup>, Скрупська Л. С.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Канд. техн. наук, професор, завідувач кафедри, кафедра «Електричні та електронні апарати», Запорізький національний технічний університет, Україна

<sup>2</sup>Канд. техн. наук, старший викладач, кафедра «Електричні та електронні апарати», Запорізький національний технічний університет, Україна

<sup>3</sup>Аспірант, кафедра «Електричні та електронні апарати», Запорізький національний технічний університет, Україна

<sup>4</sup>Старший викладач, кафедра «Електричні та електронні апарати», Запорізький національний технічний університет, Україна

#### ОСОБЛИВОСТІ НЕПЕРЕРВНОГО КОНТРОЛЮ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЛОГОВМІСТКОСТІ ВОЛІЯЦІ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

У статті представлений аналіз особливостей моніторингу характеристик вмісту вологи в масляній ізоляції високовольтного електрообладнання в процесі його експлуатації, розглянуті принципи утворення води в маслі, представлено аналіз практичних даних контролю, сформульовані рекомендації з організації неперервного контролю вмісту вологи та інтерпретації його результатів.

**Ключові слова:** моніторинг, трансформаторне масло, вологовмісткість, вологонасичення, діагностування.

Andrienko P. D.<sup>1</sup>, Sakhno A. A.<sup>2</sup>, Konogray S. P.<sup>3</sup>, Skrupskaya L. S.<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Doctor of science, Professor, Head of Department «Electrical and electronic devices» of Zaporozhye National Technical University, Ukraine

<sup>2</sup>PhD, senior lecturer of Department «Electrical and electronic devices» of Zaporozhye National Technical University, Ukraine

<sup>3</sup>Postgraduate of Department «Electrical and electronic devices» of Zaporozhye National Technical University, Ukraine

<sup>4</sup>Senior lecturer of Department «Electrical and electronic devices» of Zaporozhye National Technical University, Ukraine

#### ONLINE MONITORING OF THE INSULATION WATER CONTENT CHARACTERISTICS OF THE OIL-FILLED ELECTRICAL EQUIPMENT

The analysis of features of moisture content characteristics monitoring in oil insulation of high voltage electrical equipment under operating voltage is presented. The principles of the water in insulating oil appearance are considered.

In the article conclusions are made that for continuous online monitoring of the moisture content of oil transformer there are the most suitable sensors, which measure the relative saturation and the oil temperature at the point of sensor installation, without any additional conversions, and the sensor probe should be directly immersed in the tank of equipment.

The most suitable place for the sensor on the tank, in order to get the closest results to the laboratory ones of the absolute moisture content, is the area of the oil upper layers, provided that the closest results to the actual absolute moisture content value is calculated due to the higher temperature of the oil. But it should be kept in mind that the largest concentration of moisture is at the coldest spots of insulation, respectively, to control the emulsion formation (which is a major challenge in online monitoring) sensor should be placed at the bottom of the tank.

The new method of water content calculation based on relative oil saturation measurement is proposed, new method doesn't depend from laboratory tests of limit oil saturation. The analysis of the practical monitoring data is made. Recommendations on the organization of the continuous monitoring of the water content and the interpretation of its results are performed.

**Keywords:** monitoring, transformer oil, moisture content, saturation, diagnosis.



## REFERENCES

1. Starenie izolyacii transformatora. Access: <http://leg.co.ua/transformatory/praktika/starenie-izolyacii-transformatora.html>.
2. Starenie masla v processe e'kspluatacii – Regeneraciya transformatorny'x masel. Access: Rezhim dostupa: <http://forca.ru/knigi/arhivy/regeneraciya-transformatornyh-masel-4.html>.
3. Neprery'vny'j kontrol' vlagosoderzhaniya. Oficial'ny'jsajt OOO «E'nergoavtomatizaciya». Access: <http://www.enera.com.ua/>.
4. Sistemy' monitoringa vy'sokovol'tnogo oborudovaniya SAFE-T. Oficial'ny'jsajt OOO «E'nergoavtomatizaciya». Access: <http://www.enera.com.ua/>.
5. Osotov V. N. Oshibki pri izmerenii die'lektricheskix karakteristik I ocenke sostoyaniya vy'sokovol'tny'x vvodov. Materialy' 10-oj ezhegodnoj konferencii «Metody' I sredstva kontrolya izolyacii vy'sokovol'tnogo oborudovaniya». 80 Min / 700 MB. – Perm' : OOO «Dimrus», 2013. – 1 elektron. opt. disk (CD-ROM) ; 12 sm. – Sistem. vimogi: Pentium ; 32 Mb RAM ; Windows 95, 98, 2000, XP ; Adobe Acrobat Reader 5.0.
6. Masla neftyany'e. Metod opredeleniya rastvorennoj vody' : GOST 7822-75. Dejstvuyushhij 1977-01-01. Moscow: Izdatel'stvo standartov. 1984. p. 6 Mezhsudarstvenny'j standart.
7. Zhidkosti i gazy', ne vzaimodejstvuyushhie s reaktivom Fishera. Kulonometricheskij metod opredeleniya vody' : GOST 24614-81. Dejstvuyushhij 1982-01-01. Moscow, Izdatel'stvo standartov, 2004, p. 11 . Mezhsudarstvenny'j standart.
8. Buzaev V. V., Vanin B. V., L'vov Yu. N., Smolenskaya N. Yu., Sapozhnikov Yu. M., Glazunova T. V., Lipshtejn R. A., Shuvarin D. V. Metodicheskie ukazaniya po opredeleniyu sodержaniya voda ivozduxa v transformatornom masle: RD 34.43.107-95. Utverzhdeno: Departament nauki I tehniki RAO «EE'S Rossii» 26.12.95. RAO «EE'S Rossii», 1995. p. 16.
9. Arakelyan V. G. Diagnostika sostoyaniya izolyacii maslonapolnennogo e'lektrooborudovaniya po vlagosoderzhaniyu masla. *E'lektrotexnika*. 2004. No. 3. P. 21. Access: [http://www.transform.ru/sst/\\$articles/a000065.htm](http://www.transform.ru/sst/$articles/a000065.htm).
10. Sokolov V., Kanningem M., Skelli D., Vanin B., Bereznoj V. E'ffektivnost' metodov opredeleniya vlagosoderzhaniya masla silovy'x transformatorov. *SIGRE'*. 2007. P. 12. Access: [www.ztz-service.com.ua/Sokolov/](http://www.ztz-service.com.ua/Sokolov/)
11. Rukovodstvopoe'kspluatacii CALISTO 2. Morgan Schaffer Inc. Access: <http://www.enera.com.ua/products/MSprod/Calisto/Docs.html>.
12. Normy vyprobuvannia elektroobladnannia : SOU-N EE 20.302:2007 – Ofits. vyd., prykaz Minpalyvenerho 2007-01-15 h. No.13. Kiev. OEP «HRYFRE». M-vo palyva ta enerhetyky Ukrainy, 2007, P. 262.
13. Du Y., Mamishev A. V., Lesieutre B. C., Zahn M., Kang S. H. Moisture solubility for differently conditioned transformer oils . *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2001. Vol. 8, No. 5. P. 805–811.
14. Gradnik T., Koncan-Gradnik M., Petric N., Muc N. Experimental evaluation of water content determination in transformer oil by moisture sensor. *IEEE International Conference on Dielectric Liquids*. 2011. P. 4. Access: [http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6015440&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs\\_all.jsp%3Farnumber%3D6015440](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=6015440&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D6015440)