

ЛЕКЦИЯ 9. Диагностическое обследование оборудования сетей. Автоматизированный контроль состояния сетей.

Общие положения. Одной из основных тенденций развития энергетики в настоящее время является переход на техническое обслуживание оборудования по его состоянию. Рассматривая систему диагностики как комплекс информационного, технического и нормативного обеспечения, необходимо отметить, что как любая система она развивается и совершенствуется. Причём совершенствуется система нормативных показателей используемых для оценки состояния электрооборудования в эксплуатации [4].

Исходными составляющими для системы контроля технического состояния являются следующие данные о:

- повреждаемости оборудования;
- дефектах, выявленных при осмотрах и ремонтах оборудования;
- процессах, происходящих в оборудовании и приводящих к развитию дефектов, включая экспертные оценки.

В настоящее время основным документом, регламентирующим порядок расследования и учёта технологических нарушений в работе оборудования является [6]. В нём достаточно чётко сформулированы требования, необходимые для проведения анализа причин возникновения и развития технологических нарушений. Этот анализ позволяет отслеживать тенденции повреждаемости, выявлять типы и узлы оборудования, наиболее подверженные повреждениям, давать информацию для анализа причин и связей отдельных явлений, а также ставить задачи совершенствования нормативной базы.

Очень актуальными на сегодняшний день остаются вопросы диагностики состояния выключателей и разъединителей в связи с перечисленными выше недостатками конструкций, качества применяемых материалов (см. Введение) и сравнительно небольшими объёмами инвестиций в электроэнергетику и, как следствие, низкими темпами реконструкции и модернизации оборудования. В связи с этим актуальна оценка остаточного ресурса выключателей при сохраняющейся высокой аварийности физически изношенного оборудования, а также организация автоматизированного контроля за его состоянием.

Диагностика маслонаполненного оборудования. Наиболее насущные задачи эксплуатации оборудования электроустановок призвана решить внедряемая в отрасли система диагностики. Задачи системы общеизвестны и следующие:

- определение реального состояния элементов конструкций и изоляции маслонаполненного оборудования;
- выявление дефектов оборудования и причин их появления (с учетом анализа результатов предыдущих испытаний);
- заключение о возможности эксплуатации оборудования в прежнем режиме (рекомендуемый диапазон нагрузок) или необходимости вывода его из работы с целью частичного капитального ремонта;
- выработка рекомендаций по периодичности и составу последующих диагностических процедур.

Работы по диагностированию состояния оборудования могут быть выполнены, как с использованием имеющихся у заказчика средств измерений, так и с привлечением самых современных методик, приборов и средств исполнителя.

Необходимыми условиями для эффективного функционирования системы диагностики, по нашему мнению являются следующие:

- высокоэффективные технические средства получения, обработки и анализа диагностической информации;
- методические средства диагностики;
- наличие специалистов по технической диагностике уровня экспертов.

Рассмотрим несколько подробнее положение для реализации этих условий.

При этом отметим, что для выдачи экспертного заключения с высокой степенью достоверности наиболее подходят высокоточные приборы, с малой погрешностью измерений. Это, как правило, приборы дорогостоящего зарубежного производства, приведённые ниже в табл. 10.1. Однако согласны и с тем, что экспертное заключение может быть основано и на измерениях, выполненных на приборах с меньшей точностью отечественного производства. При этом степень достоверности экспертного заключения снижается, возрастает доля случайной ошибки.

Таблица 10.1. Технические средства диагностики. Перечень базового комплекта оборудования для передвижной лаборатории технической диагностики трансформаторного оборудования.

Наименование	Назначение
Анализатор изоляции типа М4000, фирма «Doble». USA для измерений в условиях эксплуатации (в полевых условиях) или аналоги	Измерение диэлектрических характеристик $\text{tg}\delta$, C_x , характеристики холостого хода, короткого замыкания, коэффициентов трансформации, измерения под рабочим напряжением

Универсальный анализатор частичных разрядов (ЧР), фирма «Culter Hammer» USA для измерений в условиях эксплуатации (в полевых условиях) или аналоги	Измерение, обработка документированные амплитудных и фазовых характеристик ЧР в условиях сильных электромагнитных помех
Мегаомметр, «Megger SI-5010» фирмы AVO International Limited» или аналоги	Диагностическое измерение сопротивлений изоляции и абсорбционных характеристик
Тепловизор, инфракрасная камера, фирма «Flir», USA или аналоги	Тепловое поле трансформатора, реактора и другого оборудования
Экспертно-диагностический комплекс «Импульс-8С», Россия, ВЭИ	Оценка деформаций обмоток трансформаторов методом низковольтных импульсов
Микроомметр большого тока, тип 2292, фирма «Tettex Instruments» Швейцария, или аналоги	Измерение сопротивлений обмоток и контактных соединений на постоянном токе до 50А
Портативный анализатор шума и вибрации, тип 2526-МК2, «Brue&Kjean» Дания или аналоги	Измерение вибрационных и шумовых характеристик трансформаторного оборудования
Микроавтобус – передвижная лаборатория «Фольксваген», «Газель», др.	Доставка оборудования к месту работ, проведения измерений

Приведённый в таблице перечень приборов предназначен для комплексного обследования оборудования. Однако может быть применён и усечённый вариант оборудования с выдачей заключения по развитию конкретных дефектов процессов в узлах и механизмах оборудования.

Методическая обеспеченность диагностики

Для каждого объекта диагностики разрабатывается программа работ, направленная на получение необходимого и достаточного объема диагностической информации. Разрабатываются тест-планы, включающие подробные схемы и методы измерений, обеспечивающие корректные методы оценки качества и надежности получаемой диагностической информации. В процессе измерений тест-планы корректируются и дополняются при необходимости уточнить характер выявленного дефекта и (или) локализовать этот дефект.

Для решения задач оценки состояния силовых трансформаторов и реакторов, измерительных трансформаторов напряжения и тока используются следующие методы и процедуры измерений:

- измерение диэлектрических характеристик всех зон промежуточной изоляции при двух или трех температурах:
 - тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$;
 - электрическая емкость C_x ;
 - сопротивление изоляции R (Mohm);
 - коэффициент абсорбции и индекс поляризации (используется при определении увлажнения и загрязнения твердой изоляции);
- измерение интенсивности частичных разрядов (ЧР) широкополосным и узкополосным методом локализации источника ЧР акустическим методом;
 - измерение для оценки состояния магнитной системы:
 - ток намагничивания и потери холостого хода при номинальном и пониженном напряжении;
 - измерение температурных полей трансформатора при помощи тепловизора;
 - измерение напряженности магнитного поля в зоне разъемного бака трансформатора;
 - определение динамического состояния обмоток трансформатора:
 - измерение характеристик КЗ – реактансов рассеяния, (Leakage Reactance Test);
 - соотношение электрических емкостей обмоток;
 - оценка нарушения геометрии обмоток методом низковольтных импульсов;
 - состояние контактных соединений и целостности параллельных проводников обмоток:
 - измерение сопротивлений постоянному току (10 мкОм и выше при токе до 50 А);
 - коэффициент трансформации и группы соединения обмоток.
 - для определения состояния системы охлаждения:
 - измерение скорости потока воздуха на выходе охладителя;
 - измерение температуры масла на входе и выходе охладителя;
 - измерение фазных токов маслонасосов и вентиляторов;
 - измерение вибрационных и акустических характеристик маслонасосов и вентиляторов.
- Экспресс анализ масла (физико-химические, электрические, ХАРГ, специальные):
 - влагосодержание,
 - кислотное число,
 - определение концентрации ионола,

- температура вспышки,
- наличие фурановых соединений,
- определение координат цветности масла,
- наличие взвешенных частиц.

Отработка методов контроля физико-химических характеристик масла оптическим методом и определение по этим параметрам состояния силовых трансформаторов и вводов высокого напряжения.

Термовизионный контроль

Для оценки состояния ввода высокого напряжения требуется:

- измерение диэлектрических характеристик $\text{tg}\delta$, C_x , $R(\text{Mohm})$, коэффициент абсорбции и индекс поляризации при напряжении до 5 кВ;
- токи комплексной проводимости и небаланс токов, $\text{tg}\delta$, C_x при рабочем напряжении;
- специальные измерения по определению состояния внутренней поверхности фарфоровой крышки (загрязнения, бурый налет). Измерение производится при двух или трех температурах. Определяются зависимости диэлектрических характеристик от напряжения (до фазного рабочего) и от температуры;
- оптические методы диагностики изоляционного масла.

Для определения состояния устройств регулирования напряжения требуется:

- измерение переходных и контактных соединений;
- измерение величины нагрузок на выходном валу;
- снятие круговой диаграммы работы избирателя и механизма быстрого действия;
- осциллографирование работы механизма контактора.

Для оценки состояния измерительных трансформаторов тока, напряжения используются следующие методы и процедуры измерений:

- измерение диэлектрических характеристик $\text{tg}\delta$, C_x , $R(\text{Mohm})$,
- коэффициент абсорбции и индекс поляризации при напряжении до 10 кВ;
- токи комплексной проводимости и небаланс токов, $\text{tg}\delta$, C_x при рабочем напряжении;
- угловые погрешности ТТ и ТН, погрешности по току и по напряжению;
- определение параметров масла оптическим методом.

Специалисты по технической диагностике

Специалисты по диагностике решают следующие задачи:

- изучение конструкции объекта диагностики, условий его эксплуатации, результатов измерений различных характеристик и анализов в процессе эксплуатации;
- определение необходимого объема диагностической информации;
- получение измерительной и индикативной информации непосредственно на объекте контроля;
- формальная (по нормативным документам) и экспертная оценка получаемой диагностической информации;
- в случае получения в результате диагностических процедур признаков дефектов - уточнение характера дефекта, его локализация;
- обработка и анализ диагностической информации, определение технического состояния объекта диагностики, формулировка выводов, экспертного заключения, рекомендаций по эксплуатации и ремонту.

Результаты комплексного обследования

По итогам работы заказчику передаётся отчёт, в котором приведены результаты обследования, их анализ и заключение о состоянии силового трансформатора (автотрансформатора или шунтирующего реактора), включающее:

- перечень выявленных в результате обследования дефектов в активной части, высоковольтных вводах, системе охлаждения, РПН и др.
- документальное подтверждение возможности дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) или заключение о необходимости вывода его из работы;
- рекомендации по дальнейшей эксплуатации с перечнем возможных ограничений режимного характера и дополнительного диагностического контроля;
- перечень необходимых работ текущем ремонте или программа проведения капитального ремонта трансформатора.

В качестве примера приведём содержание отчёта о комплексном обследовании блочного трансформатора ТЭЦ, включая тепловизионный контроль.

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЁТ

По результатам обследования технического состояния трансформатора
типа ТДЦТГА-240000/220/110-У 1 зав. № 91198, дисп. № АТ-5,
ОРУ-110 кВ ТЭЦ в отключенном состоянии.

СОДЕРЖАНИЕ

Наименование	Стр.
Введение	5
Условия эксплуатации трансформатора	5
Оценка технического состояния систем трансформатора	6
Изоляция активной части	6
Твёрдая изоляция	6
Масло	9
Электрические характеристики изоляции	11
Активная часть	15
Обмотки	15
Магнитопровод	15
Контакты	15
Вводы 110 и 220 кВ	16
Характеристики изоляции	16
Устройство ПБВ	19
Система защиты и очистки масла	19
Заключение по результатам обследования	20
Изоляция активной части трансформатора	20
Активная часть	20
Высоковольтные вводы	20
Рекомендации по ремонту	21
Литература	22

Оценка технического состояния трансформатора

Работы, связанные с непосредственным получением диагностической информации на подстанции, проводились с 20.03.2004 г. по 29.03.2005 г. в объёме измерения электромагнитных, изоляционных характеристик и отбора проб масла из бака трансформатора.

Первичная диагностическая информация, полученная в результате комплексного обследования представлена в приложениях 1÷2 к настоящему отчёту.

Условия эксплуатации трансформатора

Трансформатор находится в эксплуатации с июня 1975 г. На время обследования наработка составила 30 лет.

За весь период эксплуатации нагрузка в среднем составляла около 50 % от номинальной.

В период эксплуатации ПБВ не переключался и находился в 3-м (номинальном) положении.

Масло в баке трансформатора, марки ТКп, за весь период эксплуатации не менялось. Из-за уменьшения концентрации ионола до 0.09 % в 1995 г. осуществлено введение стабилизирующей присадки (агидола) общей массой 128 кг (0,3 % от массы масла).

За время эксплуатации присутствие близких коротких замыканий с большой кратностью тока не фиксировалось.

Защита масла – свободное дыхание через воздухоосушитель, без плёночной защиты.

Капитальный ремонт проводился в августе-сентябре 1996 г.

Замена адсорбента в адсорбционных фильтрах производилась в 1996 г.

Маслонаполненные вводы 220 кВ и 110 кВ заменены в сентябре 1996 г. на маслонаполненные вводы ГМТІ І-45-220/1600-УХЛІ и ГМТІІ-15-110/2000-УХЛІ завода «Мосизолятор».

Оценка технического состояния систем трансформатора.

Изоляция активной части

Твёрдая изоляция. Для проведения точной оценки влагосодержания твёрдой изоляции необходимо соблюдение условий для достижения динамического равновесия воды в системе «бумага – масло», выражающееся, прежде всего в поддержании постоянного температурного режима системы

на период не менее чем время, требуемое для завершения переходных процессов влагообмена. Этот период, в зависимости от конструктивных особенностей трансформатора и граничного состояния системы может иметь продолжительность от двух до четырёх суток.

При нагреве АТ зав. № 91198 не в полной мере были выполнены требования по равномерности и продолжительности прогрева. Малый диаметр трубы, идущей от маслоподогревателя, не мог обеспечить поддержание одинаковой температуры масла во всём объёме бака при низкой ($t = 3 \text{ }^\circ\text{C}$) окружающей температуре в БРТ. Подсоединение подающего трубопровода подогревателя масла к верхнему заливному отверстию бака трансформатора не позволило добиться равномерности прогрева активной части. Поэтому точность оценки предполагается невысокой.

Оценка влагосодержания твёрдой изоляции выполнена двумя косвенными методами.

Первый метод базируется на экспериментальных данных влагосодержания твёрдой изоляции в зависимости от влагосодержания и температуры масла для равновесного состояния влаги в системе масло – бумага. Эти данные приведены в (кривые Fabre Pichon), а также в документах фирмы FLUIDEX. Используется аналитическое представление экспериментальных данных, аппроксимированных функцией двух переменных.

Температура верхних слоёв масла при отборе пробы масла на влагосодержание 42°C ; влагосодержание масла 7 ppm (0,0007 %) (по данным хим. лаборатории НЧ ТЭЦ протокол № 246 от 25.03.2005); влагосодержание твёрдой изоляции: 1,86 %.

Второй метод базируется на экспериментальных данных влажности твёрдой изоляции в зависимости от тангенса дельта картона и температуры для равновесного состояния влаги в изоляции. Используется аналитическое представление экспериментальных данных, аппроксимированных функцией двух переменных.

Оценка производится для изоляционного промежутка ВН-НН, где $\text{НН} = \text{НН1} + \text{НН2}$:

температура изоляции активной части при измерениях $\text{tg}\delta - 42 \text{ }^\circ\text{C}$;

измерено значение $\text{tg}\delta = 0,27 \text{ } \%$;

$\text{tg}\delta$ масла при температуре $42 \text{ }^\circ\text{C} - 0,125 \text{ } \%$ (температурная зависимость $\text{tg}\delta$ масла по протоколу анализа № 10/8-5651 о от 08.04.2005 г., приложение 2);

$\text{tg}\delta$ твёрдой изоляции при температуре $42 \text{ }^\circ\text{C} - 0,608 \text{ } \%$;

влагосодержание твёрдой изоляции: 1,71 %.

Влагосодержание твёрдой изоляции, определённое косвенными расчётными методами, составляет 1,7–1,9 % и соответствует требованиям (п. 6.3. Оценка влажности твёрдой изоляции). Изоляция не увлажненная.

Степень старения твёрдой (целлюлозной) изоляции.

Старение твёрдой изоляции выражается, прежде всего, потерей механической прочности целлюлозы – основного компонента твёрдой изоляции. Механическая прочность напрямую зависит от длины полимерных цепочек целлюлозы. Количество молекул целлюлозы в полимерной цепи принято называть степенью полимеризации (СП) целлюлозной изоляции.

Выпущенная с завода-изготовителя изоляционная бумага имеет величину СП 1200. При изготовлении трансформатора значение СП снижается до 1000. В процессе эксплуатации на целлюлозу оказывают воздействие различные факторы, снижающие СП. По степени влияния на скорость старения целлюлозной изоляции основными факторами являются:

пиролиз,

окисление,

гидролиз – деполимеризация изоляции под воздействием молекул воды, причём этот процесс в результате реакции вызывает образование новых молекул воды и является автокатализаторным.

При температуре масла $t > 80$ °С повышение температуры на 20 °С влечёт увеличение скорости деполимеризации в 4 раза, а увеличение влагосодержания воды на 1 % удваивает её.

Существует несколько методов оценки степени старения твёрдой изоляции. С учётом разности рабочих температур различных обмоток все методы носят усреднённый характер оценки.

Для непосредственного определения степени полимеризации необходим отбор образцов бумаги из наиболее нагретых точек – витковой изоляции обмоток. Отбор таких образцов в нормально эксплуатируемом трансформаторе значительно затруднён.

В настоящем отчёте используется метод, использующий зависимость концентрации фурфурола от степени полимеризации.

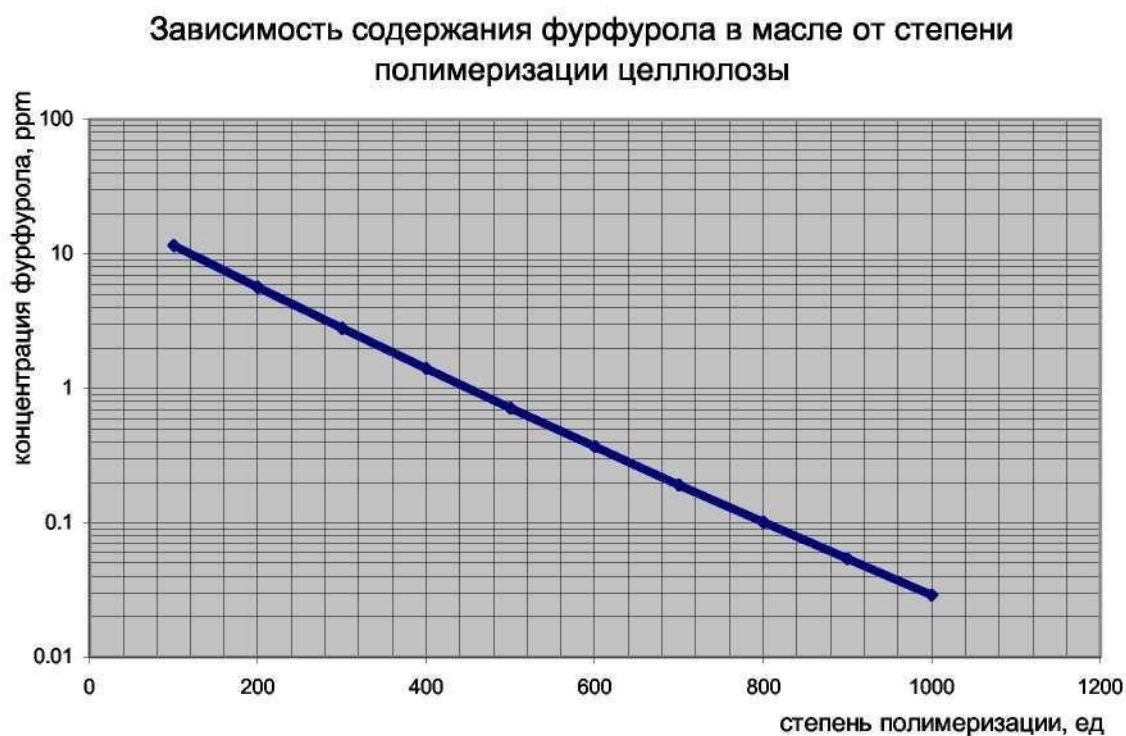
Содержание фурфурола составляет 730 ppb.

Подобная концентрация фурфурола по международным меркам указывает на аномальное разрушение целлюлозной изоляции. Считается, что более 500 ppb, это аномально быстрое старение. В дальнейшем, без принятия мер, надо ожидать увеличения скорости старения целлюлозы. Основ-

ными факторами, определяющими такое ускорение, будет высокое влаго-содержание и агрессивный по отношению к целлюлозе осадок.

Однако, учитывая небольшую загрузку АТ за весь период эксплуатации ($P_n \approx 50\%$), по содержанию фурфурола, с использованием аппроксимации (диаграмма 1) можно оценить степень полимеризации ≈ 500 ед.

Диаграмма 1



Исходя из такого предположения можно приблизительно оценить остаточный ресурс изоляции по формуле

$$L_{\text{ост}} = 1/K \times (1/СП_{\text{к}} - 1/СП_{\text{т}}),$$

где $СП_{\text{т}}$ – степень полимеризации бумажной изоляции трансформатора, проработавшего t часов (500 ед.);

$СП_{\text{к}}$ – степень полимеризации бумажной изоляции в конце срока службы трансформатора (250 ед.).

K - коэффициент старения, приблизительно равный 1.2×10^{-8} .

Тогда остаточный ресурс бумажной изоляции составит:

$$L_{\text{ост}} = 166667 \text{ ч} \approx 19 \text{ лет.}$$

Заключение по результатам обследования

Изоляция активной части трансформатора.

- Влагосодержание масла, кислотное число, содержание в масле растворимого осадка, содержание антиокислительной присадки (ионол), не удовлетворяют требованиям РД 34.45-51.300-97 на эксплуатационные масла нормально работающего негерметичного электрооборудования класса напряжения 220 кВ.
- Степень старения масла высокая. Низкое содержание ионола резко ускоряет старение масла и выпадение осадка, содержание которого близко к предельной величине. Высокая степень старения масла подтверждается также специальными анализами.
- Влагосодержание твёрдой изоляции, определённое косвенными расчётными методами, составляет около 1,9 % и соответствует требованиям.
- Изоляция активной части имеет сниженные абсорбционные характеристики -коэффициенты абсорбции и индексы поляризации, что является следствием увлажнения и загрязнения масла и твёрдой изоляции продуктами старения и разложения масла.
- Кардинальным улучшением изоляционных характеристик является полная замена масла в трансформаторе.

Активная часть.

- Недопустимых деформаций обмоток нет.
- Потери холостого хода при пониженном напряжении в период обследования возросли по отношению к паспортным на 30 %. Увеличение потерь холостого хода снижает экономические характеристики эксплуатации трансформатора.
- Предполагается ослабление контактных соединений отводов обмотки НН2, фаза «С» с токоведущими шпильками.
- Отмечено наличие значительной окисной плёнки и, вероятно, появление каверн на контактах ПБВ всех фаз. Отказ переключающего механизма ПБВ фазы «В».

Высоковольтные вводы.

Во вводе 220 кВ ф. «А» предполагается термическая деструкция масла (осмоление) в результате нагрева ослабленных соединений контакт-

ной шпильки. Для уточнения возможного места возникновения и характера дефекта требуется дополнительное обследование, в частности, термовизионный контроль под нагрузкой.

Рекомендации по ремонту

1. Полностью заменить масло в баке трансформатора с промывкой и сушкой изоляции активной части трансформатора.

2. Для увеличения срока службы и повышения защиты вновь заливаемого масла заменить систему защиты масла на плёночную.

3. Провести реконструкцию автоматики ШАОТ с реализацией принципа работы системы охлаждения трансформатора в зависимости от температуры в.с.м., все маслососы постоянно включены, а охладители включаются при необходимости.

4. Выполнить осмотр кинематического привода и контактов ПБВ, при возможности отремонтировать. Отремонтировать привод ПБВ фазы «В». Наиболее рациональная мера – заменить устройство ПБВ. В качестве временной меры допускается шунтирование контактов ПБВ. В случае принятия решения об отказе использования ПБВ и запайке ответвлений обмотки ВН обратиться за консультацией на завод-изготовитель.

5. Устранить течи масла из-под фарфоровых изоляторов ПИН вводов фаз «А» и «В» сторон ВН и СН.

6. Осмотреть места соединения, на наличие признаков перегрева, и проверить надёжность затяжки контактных соединений отводов обмотки НН2 фаза «С».

7. Проверить затяжку доступных резьбовых соединений, надёжность всех контактных соединений во вводе 220 кВ ф. «А» Зав. № Ч-60424. Провести тепловизионный контроль, при нагрузке трансформатора ≥ 50 % номинальной. Выполнить сравнительный анализ термограмм вводов 3-х фаз.

ПРОТОКОЛ №41/05-009
 тепловизионного обследования
 ТРДН-32000/110 зав. №4680, дисп. № 1ТР,
 ОРУ-110 кВ собственных нужд ТЭЦ(на 6-и листах)
 Характеристики оборудования

Тип	ТРДН-32000/10
Год выпуска	1972 г.
Заводской номер	4680, ТТЗ
Заводской заказ	
Место установки	ОРУ-110, Набержночелнинская ТЭЦ
Диспетчерский номер	1ТР

Таблица 1.1.Используемые приборы и оборудование

№	Тип	Наименование	Серийный №
1	IRTIS-200	Тепловизионная камера	965
5	UNOMAT SVA-20	Штатив	—
7	СДС-6	Термос для жидкого азота (6л)	251

Технические характеристики термографа IRTIS-200:

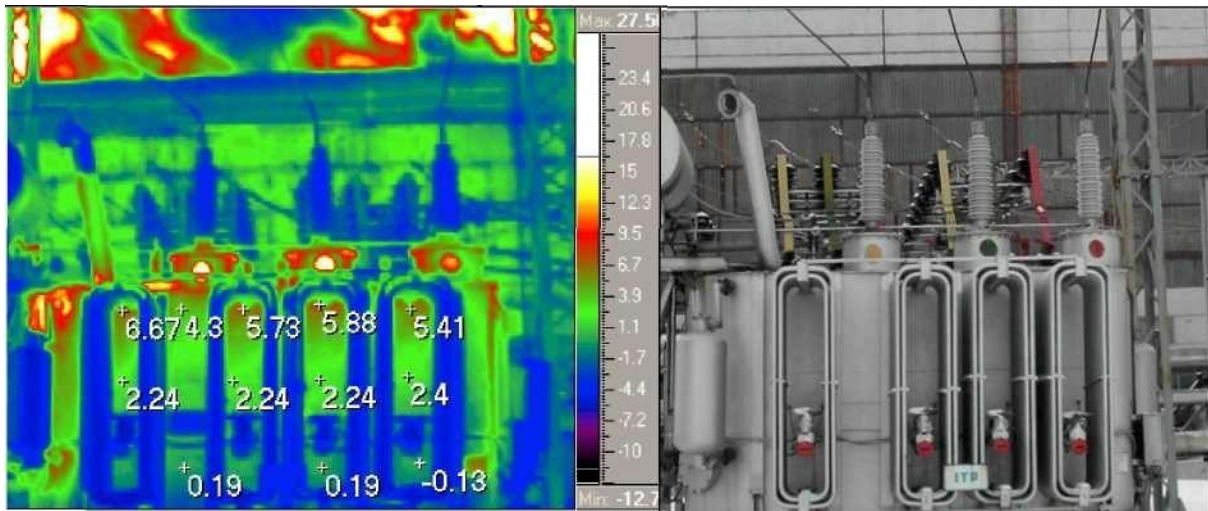
- чувствительность на 30 °С – 0,05 °С;
- разрешение кадра – 256x256 точек;
- пространственное разрешение – 2 миллирадианы.;
- поле зрения камеры – 25°;
- диапазон измеряемых температур от –20 °С до + 200 °С;
- точность измерения – 2 % или 2 °С;
- рабочие температуры – от –10 °С до + 40 °С.

Результаты тепловизионного обследования

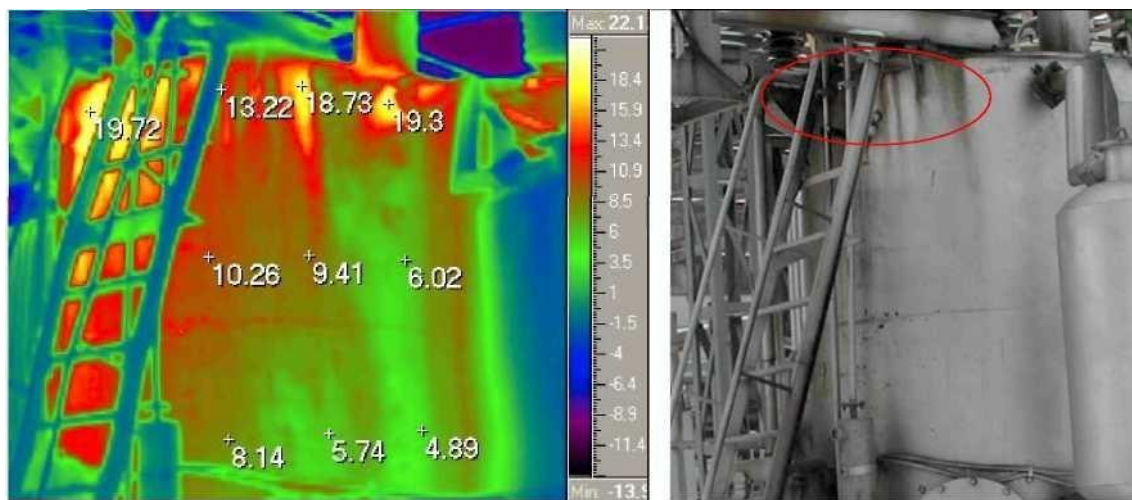
Условия проведения обследования:

Дата, время обследования	22.03.2005 г., 1340-1400
Погода, Твозд.,оС	–7 оС, облачно
Нагрузка, %	68
Показания термосигнализаторов, оС	ТС1 = 40, ТС2 = 42

Результаты обследования бака трансформатора, смонтированного на баке оборудования (расширителя, вводов), термосифонных фильтров представлены на термограммах 1–7 и сведены в таблицу 2.1.



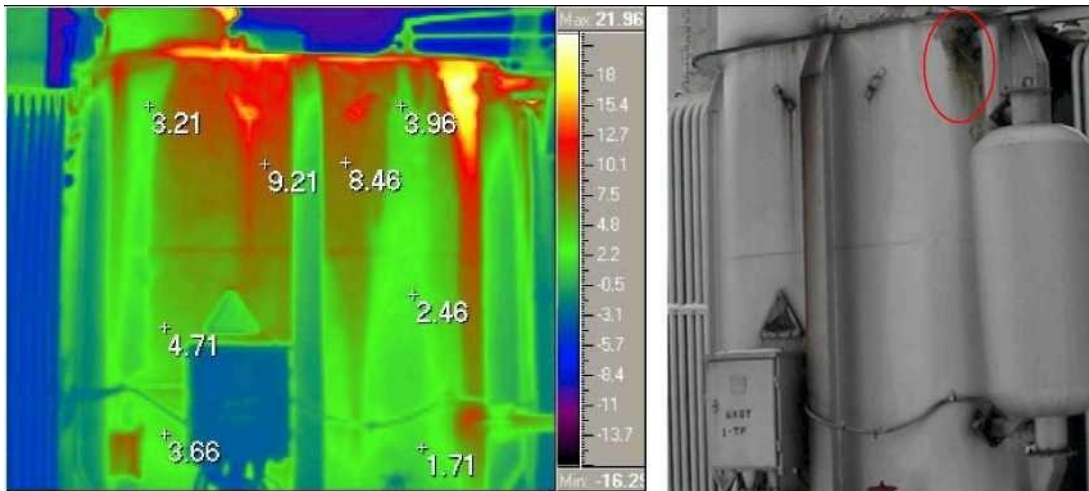
Терм.1. Распределение теплового поля по поверхности бака трансформатора.
Общий вид со стороны ВН. Отклонения: отклонений нет.



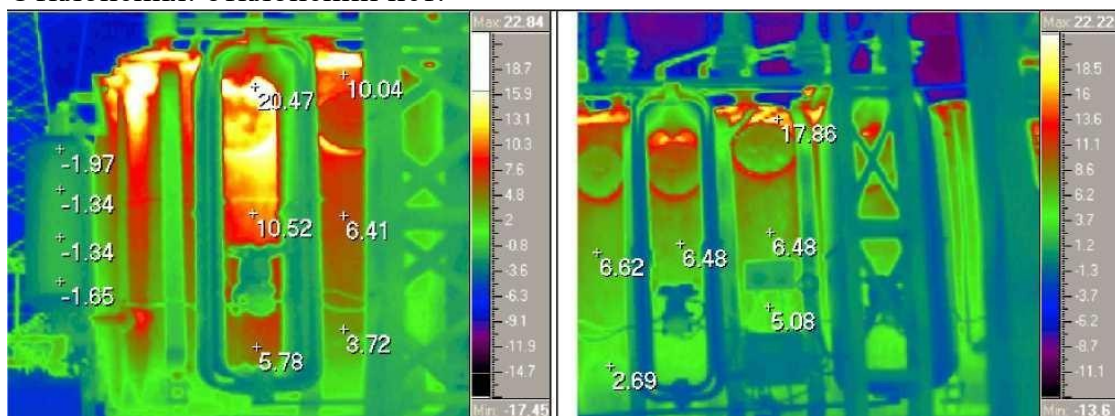
Терм.2. Распределение теплового поля по баку со стороны ВН.
Вид со стороны лестницы.

Примечание: локальные превышения температуры в верхней части не являются дефектами, они вызваны неоднородностью поверхности (замасленные темные участки), которая имеет излучающую способность отличную от нормально окрашенной поверхности бака.

Отклонения: отклонений нет.



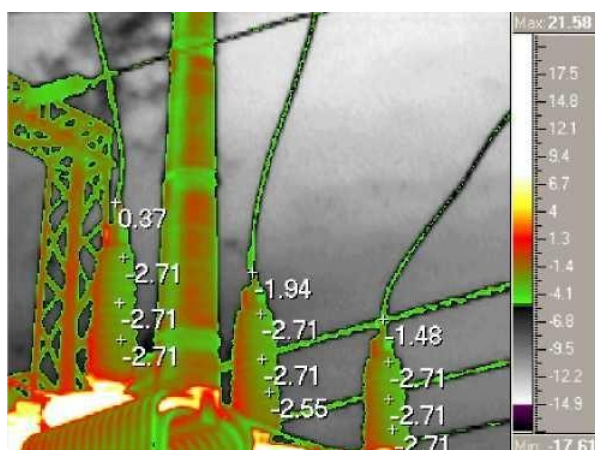
Терм.3. Распределение теплового поля по баку. Вид с торца в области фазы С.
Отклонения: отклонений нет.



Терм.4,5. Распределение температуры по поверхности бака.
Вид со стороны НН.

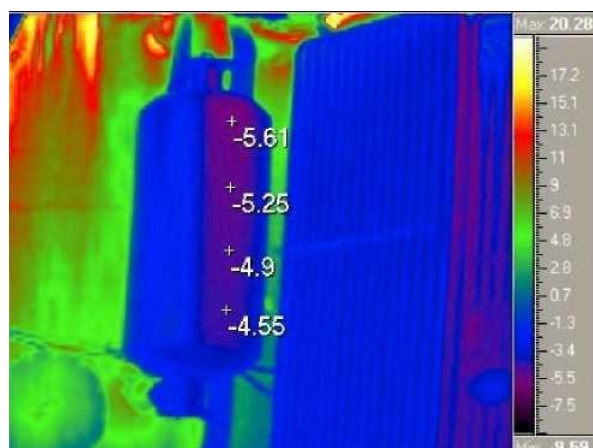


Отклонения: повышенная температура в области отводов НН1 и НН2, масло не циркулирует через термосифонный фильтр из-за закрытых шиберов



Терм.6. Распределение температуры по поверхности вводов 110 кВ и контактных зажимов.

Отклонения: отклонений нет.



Терм.7. Распределение температуры по поверхности термосифонного фильтра (возле лестницы).

Отклонения: отсутствует циркуляция масла.

Характеристики теплового поля трансформатора

Таблица 2.1.

№ п/п	Место определения температуры	Измеренное превышение температуры, °С	Предельно допустимое превышение температуры ГОСТ 11677-85
1	Средняя температура поверхности бака в верхней части	5,6	75
2	Средняя температура поверхности бака в средней части	2,3	75
3	Средняя температура поверхности бака в нижней части	0	75
4	Максимальная температура поверхности бака	21	75

Характеристики теплового поля высоковольтных вводов

№ п/п	Место определения температуры	Измеренная температура, °С	Наибольшее допустимое превышение температуры РД 34.45-51.300-97
1	Максимальная температура контактного соединения ввода 110 кВ, ф.А	0,4	65
2	Средняя температура поверхности фарфоровой крышки ввода 110 кВ, ф.А	-2,7	—
3	Максимальная температура контактного соединения ввода 110 кВ, ф.В	-1,9	65
4	Средняя температура поверхности фарфоровой крышки ввода 110 кВ, ф.В	-2,6	—
5	Максимальная температура контактного соединения ввода 110 кВ, ф.С	-1,5	65
6	Средняя температура поверхности фарфоровой крышки ввода 110 кВ, ф.С	-2,7	—

Заключение по результатам обследования

1. Выявлены аномальные области повышенной температуры на поверхности бака трансформатора в районе отводов НН (терм. 4, 5.). Нагрев может быть вызван близким расположением отводов к стенке бака, что является конструктивной особенностью и не может быть идентифицировано как дефект. Отдельные локальные превышения температуры (терм. 1–3) не являются дефектами, они вероятнее всего вызваны погрешностью измерения, связанную с неоднородностью поверхности (замасленные темные участки), которая имеет излучающую способность отличную от нормально окрашенной поверхности бака (в серый цвет).

2. Аномалий в распределении тепловых полей поверхности вводов и контактных зажимов (терм. 6.) не обнаружено.

3. Распределение температуры по высоте термосифонных фильтров свидетельствует об отсутствии циркуляции масла через них, вследствие закрытых шиберов.

4. Обследование системы охлаждения типа Д не проводилось, так как шиберы были закрыты, такая ситуация была продиктована необходимостью прогрева трансформатора перед испытанием характеристик изоляции.

Возвращаясь к предыдущему параграфу, нельзя не отметить важность полномасштабной базы данных по маслonaполненному оборудованию в частности, т.к. на его основе (по данным последних измерений) могут быть получены заключения автоматизированно, например с использованием программы «Альбатрос» (автор И.В. Давиденко).