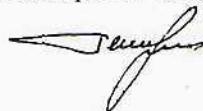


МИНИСТЕРСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

Концерн РОСЭНЕРГОАТОМ

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор
Концерна «РОСЭНЕРГОАТОМ»



Аntonov B.V.

12.01.2000 г.

Срок действия - с 01.01.2000 г.
по 31.12.2001 г.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
ПО ДИАГНОСТИКЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ,
АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ, ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ И ИХ ВВОДОВ В
ЭКСПЛУАТАЦИИ НА РАБОЧЕМ НАПРЯЖЕНИИ

РД ЭО - 0189-00

Директор
Предприятия ДИАКС



Аксенов Ю.П.

15.12.1999 г.

Заместитель технического директора
Концерна «РОСЭНЕРГОАТОМ»



Давиденко Н.Н.

Руководитель Департамента ТО и ремонта
Концерна «РОСЭНЕРГОАТОМ»



Сорокин Ю.И.

10.01.2000 г.

МИНИСТЕРСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

Государственное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии
на атомных станциях»
Концерн РОСЭНЕРГОАТОМ

УКАЗАНИЕ

23.02.2001

О вводе в действие РД ЭО-0187-00,
РД ЭО-0188-00, РД ЭО-0189-00

Предприятием ДИАКС разработаны Методические рекомендации по диагностике турбогенераторов, силовых трансформаторов и аппаратов ОРУ (прилагаются).

Указанные Методические рекомендации апробированы в станционных условиях, проведены МВК по средствам диагностики, на АЭС переданы датчики контроля разрядной активности и приборы для ее измерения.

В целях повышения надежности определения технического состояния электротехнического оборудования,

ПРЕДЛАГАЮ:

1. Ввести в действие с 01.06.01:

- «Методические рекомендации по диагностике изоляции статорных обмоток вращающихся машин классов напряжения 3,15-24 кВ по характеристикам частичных разрядов», РД ЭО-0187-00;

- «Методические рекомендации по диагностике электрических аппаратов и оборудования распределительных устройств электростанций и подстанций», РД ЭО-0188-00;

- «Методические рекомендации по диагностике силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов в эксплуатации на рабочем напряжении», РД ЭО-0189-00.

2. Атомным станциям разработать и утвердить планы мероприятий по вводу в действие РД ЭО-0187-00, РД ЭО-0188-00, РД ЭО-0189-00, предусмотрев, при необходимости, обучение персонала и приобретение аппаратуры, необходимой для выполнения диагностики.

3. Контроль за исполнением настоящего Указания возложить на заместителя Технического директора Н.Н. Давиденко.

Технический директор

Б.В.Антонов

*Б.В.Антонов
20/02/01*

Методические рекомендации (в дальнейшем МР) разработаны предприятием «ДИАКС».

Исполнители: к.т.н. Аксенов Ю.П., инж. Родионов В.А., инж. Голубев А.В., инж. Мухортов А.В., к.т.н. Поляков В.С., к.т.н. Дарьян Л.А., к.т.н. Славинский А.З., к.т.н. Минеин В.Ф., к.т.н. Голыгин А.Ф.

Техническая экспертиза: ведущие институты, предприятия-изготовители, техническая служба энергосистем, крупные электростанции (МЭИ, ВЭИ, ОГРЭС).

УТВЕРЖДЕНО Концерном "РОСЭНЕРГОАТОМ" 12.01.2000 г.

АННОТАЦИЯ

Настоящие Методические Рекомендации (МР) представляют материалы для проведения диагностики изоляции силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов в эксплуатации на рабочем напряжении и устанавливают процедуры выполнения оперативной и ремонтной диагностики.

Диагностика основана на измерениях характеристик частичных разрядов (ЧР), тангенса угла диэлектрических потерь ($\tg\delta$) и изменения комплексной проводимости изоляции вводов, газохроматографическом анализе растворенных в масле газов, содержания воды и фурановых соединений в масле, термографическом обследовании поверхностей трансформатора и вводов. МР разработаны предприятием ДИАКС с привлечением предприятий-изготовителей и ведущих институтов. Приводятся состав приборов, способы подключения к объекту контроля и методы отбора проб, методы обработки данных и их анализа.

В МР не приводятся методики измерений и анализа, традиционно применяемые на энергообъектах, так как они достаточно подробно отражены в соответствующих стандартах и отраслевых РД.

Рекомендации предназначены для специально обученного персонала электрических станций, подстанций и специализирующихся на диагностике предприятий.

1. НАЗНАЧЕНИЕ МЕТОДИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ И ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Данные методические рекомендации (МР) относятся к диагностике и контролю технического состояния силовых трансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов в эксплуатации на рабочем напряжении. На основании комплексной многопараметрической диагностики (МПД) принимается решение о корректирующих мерах по поддержанию надежной эксплуатации оборудования, а так же определяется срок проведения и объем комплексных обследований трансформатора и аппарата после его отключения и вывода из эксплуатации.

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

С выходом "Объема и Норм испытаний электрооборудования", издание шестое, Москва, ЭНАС, 1998 г. [1] уточнены требования к традиционным методам испытаний. Кроме того, в них включены и современные диагностические методы, использовавшиеся в РАО «ЕЭС России». Важным является то, что техническим руководителем энергопредприятий рекомендуется по мере накопления опыта отказываться от испытаний на отключенном оборудовании и назначать сроки ремонтов по результатам диагностики, рекомендовано большую часть диагностики выполнять на рабочем напряжении.

В Концерне "РОСЭНЕРГОАТОМ" накоплен опыт диагностики электрооборудования на рабочем напряжении, отработаны подходы МПД. МПД оптимизирует число применяемых методов диагностики с учетом следующих соображений:

- для повышения информативности и достоверности требуется увеличение числа методик;
- с другой стороны, экономические ограничения (стоимость работ и диагностического оборудования) обусловливают необходимость уменьшения числа методик, таким образом, под определением "многопараметрическая диагностика" понимается набор различных по физическому принципу методов, обеспечивающих надежность определения технического состояния при выполнении принципа разумной достаточности.

В МР приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых

характеристик. Техническое состояние электрооборудования определяется не только путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазах электрооборудования и на однотипном оборудовании.

В состав работ по данным МР не включен ряд типовых анализов, которые выполняются службами изоляции энергообъектов и описаны в отраслевых стандартах и РД.

Однако главным является сопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в МР допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак возникновения и развития повреждений (дефектов), которые могут привести к отказу оборудования.

В качестве исходных значений контролируемых характеристик при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания при выводе в капитальный ремонт, в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования. Качество проводимого на энергопредприятии ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования, принимаемыми в качестве исходных. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

В МР применяются следующие понятия:

Предельно допустимое значение параметра - наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

Исправное состояние - состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской и нормативно-технической документации.

Ресурс - наработка электрооборудования от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

Контроль технического состояния (в тексте - контроль) - проверка соответствий значений параметров электрооборудования требованиям настоящих МР, требованиям [1], заводским (паспортным) характеристикам.

Ремонт по техническому состоянию - ремонт, объем и время проведения которого определяются состоянием электрооборудования по результатам контроля, проводимого с периодичностью и в объеме, установленными в [1].

Классификация технического состояния оборудования по результатам испытаний и диагностики проводится по пятиуровневой оценке (табл. 1.1), аналогично подходу МЭК [2]:

- исправное состояние – норма, норма с наличием отклонений, норма со значительными отклонениями;

- неисправное состояние – ухудшенное состояние, предаварийное (аварийное) состояние.

Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований правил техники безопасности.

Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемых низкотенциальных частей контролируемого объекта от появления на них опасного напряжения.

Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение - не более 5 °C). Если это невозможно, должен применяться температурный перерасчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

1.2. ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

МПД – многопараметрическая диагностика.

МР – методические рекомендации.

ДКЧР - комплекс переносной диагностический по измерению частичных разрядов.

ЧР - частичный разряд.

ВЧТТ - высокочастотный измерительный трансформатор тока.

ЭТО - электротехническое оборудование.
ЗУ - защитное устройство.
ИЭ - измерительный элемент - датчик с контактной системой.
КЛЭП - кабельная линия электропередачи.
ПВИ - полный волновой импеданс для измерений ЧР.
ТМР - двухточечный гальванический датчик с магнитными контактами.
СТ - тип ВЧТТ.
ЛЛ - диполь-антенна.
РК - радиочастотный кабель.
ИУ - измерительное устройство.
PDPA, PDA - типы анализаторов ЧР.
IEEE - международный институт инженеров-электриков и электронщиков.
ав - аварийный.
АЭС - атомная электростанция.
доп. - допустимый.
МЭК - Международная электротехническая комиссия.
РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

Таблица 1.1

ОБОБЩАЮЩИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ ИЗМЕРЕНИЙ ЧР

НОРМАТИВНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ			ЭКСПЕРТНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ (для случая отсутствия нормированных критериев оценки)		
Классификация состояния по "Нормам"	Соотношение измеряемой характеристики $P_{изм}$ с нормированными значениями: - исходной $P_{исх}$; - предельной $P_{пред}$	Наличие дефектов. Стадия их развития. Особенности измеряемых характеристик.	Экспертная (условная) классификация состояния	Характерные особенности измеряемой величины $P_{изм}$: - по абсолютным значениям; - по динамике изменения;	РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ И ПРОФИЛАКТИЧЕСКОМУ КОНТРОЛЮ
1	2	3	4	5	6
ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ	$ P_{изм} - P_{исх} $ меньше чем $\frac{ P_{пред} - P_{исх} }{2}$	<u>Дефектов нет</u>	НОРМА	Отклонения величины $P_{изм}$ - в пределах точности метода.	<u>Эксплуатация без ограничений.</u> Профилактический контроль - согласно требованиям заводской и ведомственной НТД
	$ P_{изм} - P_{исх} $ меньше чем $\frac{ P_{пред} - P_{исх} }{2}$, но больше или равно $\frac{ P_{пред} - P_{исх} }{2}$	<u>Дефекты есть.</u> Стадия развития - начальная, без тенденции к увеличению	НОРМА с наличием отклонений (одного, не более, характерных параметров и отсутствии динамики изменения параметров)	Величина $P_{изм}$ отличается не более чем на 50% от паспортного значения	<u>Эксплуатация без ограничений.</u> <u>Периодичность и объем профилактического контроля пересматривается согласно экспертным оценкам специализированных организаций, подразделений АЭС, с учетом МР.</u> Изменение оформляется распорядительным документом эксплуатирующего подразделения.
	$P_{изм} < 0,8 P_{пред}$, наблюдается изменение $P_{изм}$.	<u>Дефект есть</u> Стадия - начальная, наблюдается развитие дефекта.	НОРМА со значительным отклонением и динамикой роста нескольких характерных параметров	$P_{изм}$ измеряются устойчиво по нескольким (более одного) характерным параметрам. Их величины отличаются на 50-80% от паспортного значения. Наблюдаются динамика изменения параметров	<u>Ограничений на режим эксплуатации нет</u> <u>Профилактический контроль дополнить методами контроля под рабочим напряжением соответствующих фиксируемых параметрам</u> Изменения оформляются распорядительным документом эксплуатирующего подразделения

НЕИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ	$0,8 P_{np} < P_{изм} < P_{np}$	<p><u>Дефект есть</u> Стадия - развивающийся дефект. Характеристики дефекта близки или (по ряду параметров) достигли предельно допустимых значений. Регистрируется устойчивая динамика в сторону ухудшения характеристик.</p>	Ухудшенное состояние	<p>$P_{изм}$ значительно (на 100-150%) превышают соответствующие параметры других аналогичных объектов при прочих равных условиях За период 3-6 недель явно проявляется динамика изменения $P_{изм}$</p>	<p><u>Ввести ограничения по эксплуатационным воздействиям (по температуре, пусковым токам, перевозбуждению, перенапряжениям)</u> В срок до 6-12 месяцев выполнить останов оборудования, поиск мест дефектов и выполнить целевой ремонт или ревизию.</p> <p><u>До останова вести эксплуатацию с учащенным контролем (периодичность определяется экспертизой)</u> <u>Провести консультации с заводом-изготовителем и специализированной организацией по профилю оборудования.</u> Все изменения в процедурах и средствах эксплуатации электроустановки оформляются Техническим Решением предприятия.</p>
	$P_{изм} > P_{np}$	<p><u>Дефект есть</u> Стадия - аварийный дефект. Диагностические характеристики достигли и превысили предельно допустимые значения, имеется устойчивая динамика роста характеристик.</p>	Предаварийное (аварийное) состояние	<p>$P_{изм}$ на 150-200% превышают соответствующие параметры других аналогичных объектов при прочих равных условиях За период 1 недели величина $P_{изм}$ изменилась более чем в 2 раза. Отмечается ускорение изменения $P_{изм}$</p>	<p><u>Требуется немедленный вывод оборудования из работы, поиск места дефекта и его устранение.</u> В случае отсутствия возможности (по техническим, технологическим, экономическим причинам) немедленного отключения электрооборудования, эксплуатация производится на основании Технического решения по отрасли разработанного с участием "Завода-изготовителя" и специализированной организации. Определяется комплекс корректирующих мер, обеспечивающих безопасную эксплуатацию и позволяющих аварийно отключить оборудование до наступления аварийного неуправляемого выхода из строя.</p>

* Под специализированной организацией понимается Предприятие, имеющее лицензию на право проведения диагностических исследований.

1.3. БУКВЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН

q - кажущийся заряд ЧР.

ΔU_{qp} - скачок напряжения на объекте от ЧР.

I - ток ЧР.

t - фронт импульса ЧР.

l - длина импульса ЧР.

P - мощность ЧР.

Z - импеданс датчика ЧР.

$N(q)$ - распределение числа импульсов за период промышленной частоты от величины кажущегося заряда.

t - время.

$\operatorname{tg}\delta$ - тангенс угла диэлектрических потерь.

$U_{ исп }$ - испытательное напряжение.

U_i - напряжение зажигания ЧР.

E и H - напряженности электрического и магнитного полей.

c - скорость света, секунда.

K_d - коэффициент передачи.

λ - длина электромагнитной волны.

k - характеристика ВЧТТ [А/В].

пКл – пикоКулон.

T – температура, °С.

1.4. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ФОРМЫ ПРОТОКОЛОВ

Формы Протоколов приводятся в Приложении 1. В каждом разделе приводятся комментарии по их заполнению.

Заключение (Протокол 1) – «Результаты диагностики под рабочим напряжением».

Протокол 2 – «Анализ эксплуатационной документации и результатов осмотра».

Протокол 3 – «Данные измерений характеристик частичных разрядов».

Протокол 4 – «Хроматографический анализ проб масла».

Протокол 5 – «Тепловизионный контроль».

2. АНАЛИЗ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, КОНТРОЛЬ НАРУЖНЫХ ПРИЗНАКОВ ДЕФЕКТОВ

2.1. Состав работ и общие положения

Анализ статистики отказов по трансформаторам показывает, что основными причинами повреждений являются:

- наличие локальных дефектов в главной и продольной изоляции, приводящих к возникновению и развитию электроразрядных процессов (частичные разряды, разряды по поверхности, "ползущий разряд");
- наличие механических деформаций обмоток в результате электродинамических воздействий от протекания токов при к.з. на присоединениях.

Следовательно, основное внимание при анализе эксплуатации следует уделять:

- 1) Маслобарьерной изоляции ВН, СН, витковой изоляции обмоток.
- 2) Наличию тепловых (электрических) явлений в магнитной системе и контактах.
- 3) Состоянию вводов.
- 4) Системе охлаждения.
- 5) Заземляющим устройствам.
- 6) Защитным системам.
- 7) РПН.

2.2. Накопление и обработка информации по особенностям эксплуатации оборудования.

Полученная в эксплуатации и после осмотра информация вносится в специальные бланки, указанные в табл.2.1.

После этого выполняется анализ результатов и проводится заполнение Протокола 1 с принятием решения по техническому состоянию и определению мероприятий.

2.3. «Анализ эксплуатационной документации и результатов осмотра»

Рекомендации по заполнению Протокола 2 «Анализ эксплуатационной документации и результатов осмотра». Рекомендации даны в текстовой и табличной форме. Ниже приводятся табл.2.2, 2.3, 2.4 и 2.5, в левой колонке которых формулируется вопрос (задание), а в правой части «информация, включаемая в Протокол 2», приводятся варианты ответов, один из которых «нет информации» - «норма» - «хуже нормы» вносится в Протокол.

Раздел 1. Характеристики объекта – вносятся паспортные и эксплуатационные характеристики объекта.

Раздел 2. Техническое состояние объекта при эксплуатации.

Таблица 2.1

"Анализ эксплуатационной и ремонтной документации, результаты визуального осмотра".

Объект обследования (тип оборудования) Зав.№ (номер оборудования)

Время проведения обследования с “ ____.”.” ____.”.” по“ ____.”.” ____.”.” .

Эксплуатирующая организация - (наименование организации)

Оперативное наименование на момент обследования

№ п/п	Наименование информационных и количественных данных по объекту контроля	Источник информации	Информация и основные параметры по объекту контроля	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
1	2	3	4	5	6
1.	Паспортные данные и нормируемые параметры				
1.1.	Завод - изготовитель				
1.2.	Год изготовления				
1.3.	Год ввода в эксплуатацию				
1.4.	Конструкция магнитопровода				
1.5.	Количество обмоток				
1.6.	Исполнение				
1.7.	Схема и группа соединения трансформатора				
1.8.	Сочетание напряжений				
1.9.	Наличие встроенных трансформаторов тока				
1.10.	Наличие РПН				
1.11.	Марка залитого масла				
1.12.	Способ защиты масла				
1.13.	Охлаждение				
1.14.	Параметры холостого хода: -потери холостого хода, кВт -ток холостого хода, %				
1.15.	Параметры короткого замыкания: -потери короткого замыкания, кВт -напряжение короткого замыкания, %				
1.16.	Исполнение нейтрали обмотки ВН				

1.17.	Перегрузочная способность: -допустимые пределы повышения напряжения -кратность токов короткого замыкания -перегрузка по мощности				
1.18.	Технические требования				
1.19.	Запорная арматура: -кран "бак-расширитель" -кран в верхней части бака для залива масла из бака -предохранительный клапан между газовым реле и расширителем -фильтры в системе охлаждения				
1.20.	Воздухоосушитель расширителя				
1.21.	Указатель уровня масла				
1.22.	Окраска бака				
1.23.	Вес: -полный, кг -активной части, кг -залитого масла, кг				
1.24.	Ремонтные работы - капитальные ремонты, даты - текущие ремонты, даты - ремонты системы охлаждения, даты - высоковольтных вводов, даты Замена масла или заливка, дата. Сварочные работы на баке, дата. Смена силикагеля, дата. Дегазация масла, дата. Ремонт РПН, дата. Поломка маслонасоса, вентилятора обдува, дата.				
1.25.	Ввод 220 кВ 2Т Фаза "А" - тип - заводской номер - заводской чертеж - вес, кг -дата выпуска -емкости C_1 , C_2 , C_3 - $\text{tg}\delta_1$, $\text{tg}\delta_2$, $\text{tg}\delta_3$ - R_{uz} -уровень ЧР - дата ввода в эксплуатацию - марка залитого масла				
1.26.	Ввод ф. "В"				

	<ul style="list-style-type: none"> - тип - заводской номер - заводской чертеж - вес, кг <ul style="list-style-type: none"> -дата выпуска -емкости C_1, C_2, C_3 -$\text{tg}\delta_1, \text{tg}\delta_2, \text{tg}\delta_3$ -R_{uz} -уровень ЧР - дата ввода в эксплуатацию - марка залитого масла 			
1.27.	Ввод ф. "С" <ul style="list-style-type: none"> - тип - заводской номер - заводской чертеж - вес, кг <ul style="list-style-type: none"> -дата выпуска -емкости C_1, C_2, C_3 -$\text{tg}\delta_1, \text{tg}\delta_2, \text{tg}\delta_3$ -R_{uz} -уровень ЧР - дата ввода в эксплуатацию - марка залитого масла 			
1.3.	Анализ статистики аварийности объекта данного типа			
1.3.1.	Данные по аварийности объектов типа.....			
1.4.	Анализ режимов эксплуатации, результаты эксплуатационных испытаний.			
1.4.1.	По напряжению: <ul style="list-style-type: none"> - режимные повышения напряжений, дата - грозовые и коммутационные перенапряжения, дата 			
1.4.2.	Загрузка по мощности, % Короткие замыкания на присоединениях, дата, ток, кА. Срабатывание газовой защиты, дата. Изменение цвета силикагеля, дата. Повышенные вибрации, шумы, дата. Наличие протечек масла, дата.			
1.4.3.	Температура верхних слоев масла в баке. Перегрев масла, °C, дата.			
1.4.4.	Маслоуказатель "бака расширителя" – уровень масла.			

1.4.5.	Система охлаждения: повреждение охладителя, дата.				
1.4.6.	Результаты эксплуатационных испытаний и измерений: * Результаты испытаний изоляции обмоток $R_{обм}$, $R60, R15, R60/R15, \operatorname{tg}\delta$ * Результаты испытаний холостого хода, $P_{x.x.}, I_{x.x.}$ * Результаты испытаний короткого замыкания, Z_k ($U_k\%$), даты.				
1.4.6.1.	Параметры трансформаторного масла (из бака): * - ГХ-анализ, дата				
1.4.7.	Состояние вводов:				
1.4.7.1.	- ввод фаза "A". ГХ анализ - физико-химические параметры (U_{np} , мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, $T_{вспышки}$, и т.д.) - диэлектрические характеристики.				
1.4.7.2.	- ввод фаза "B". ГХ анализ - физико-химические параметры (U_{np} , мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, $T_{вспышки}$, и т.д.) - диэлектрические характеристики.				
1.4.7.3.	Состояние вводов: - ввод 220 кВ фаза "C". ГХ анализ - физико-химические параметры (U_{np} , мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, $T_{вспышки}$, и т.д.) - диэлектрические характеристики.				
1.4.8.	Резкое изменение внешних условий, дата.				

*) Диагностика по данным ГХ-анализа выполняется с помощью специальной программы на ЭВМ.

ВЫВОДЫ (пример):

1. По баку:

1.1. Необходимо тепловизионное обследование для уточнения зон локальных перегревов связанных с неравномерным распределением потоков рассеяния магнитной индукции.

2. По магнитной системе:

2.1. Отсутствие в необходимом объеме данных по испытаниям холостого хода в связи с большим объемом монтажных работ по расшивовке трансформатора делает необходимым проведение вибраакустического обследования и диагностики по газохроматографическим показателям.

3. По обмоткам:

3.1. Имели место КЗ на отходящих линейных выводах с кратностями тока порядка предельно допустимых кратностей токов (обмотки ВН, СН, НН) для данного типа трансформатора, поэтому необходимо проведение диагностики состояния опрессовки обмоток и витковой изоляции по методу зондирования низковольтным импульсом и измерения $U_k\%$.

4. По основной изоляции:

4.1. Данные по физико-химическим параметрам масла и результаты электрических испытаний не указывают на наличие дефектов.

4.2. Для получения информации об интенсивности и величине ЧР необходима диагностика по характеристикам электромагнитных импульсов от ЧР.

4.3. Необходимо проведение дополнительного газохроматографического и физико-химического обследования масла.

5. По вводам:

5.1 Неблагоприятная статистика по аварийности вводов 220 - 750 кВ требует проведения уточняющих измерений по:

- характеристикам электромагнитных импульсов от ЧР;
- тангенсу диэлектрических потерь под рабочим напряжением;
- газохроматографическим показателям;
- комплексной проводимости γ .

6. По системе охлаждения:

6.1. В связи с тем, что трансформатор работает в режиме покрытия пиковых нагрузок (значительную часть времени в режимах по нагрузке в два раза ниже номинала или на холостом ходу) эксплуатация возможна при проведении ежегодной чистки теплообменников системы охлаждения. При наличии необходимости длительной работы на номинальном режиме необходимо предусмотреть меры по повышению надежности работы системы охлаждения. Мероприятия по повышению эффективности системы охлаждения согласовать с проектной организацией.

7. По заземляющим устройствам.

7.1. Исполнение и окраска заземляющих устройств выполнены в соответствии с [12].

Подготовку и анализ результатов выполнили:

Таблица 2.2

Системы, агрегаты	Подраздел 2.1. Исходное состояние объекта.		
	Нет данных	Исправное состояние	Ухудшенное состояние
2.1.1. Состояние трансформаторного масла	нет данных	Отклонений от нормы нет	Ряд характеристик «хуже» нормы
2.1.2. Данные по измерениям диэлектрических характеристик, $u_k\%$.	нет данных	Характеристики близки или равны "норме"	Одна (две) характеристика превосходит (т.е. хуже) "нормы"
2.1.3. Герметичность бака и уплотнений.	нет данных	Протечки масла не обнаружено	Имели место протечки
2.1.4. Состояние системы охлаждения.	нет данных	Отклонений от нормальной работы не зафиксировано	Обнаружены отклонения от нормальной эксплуатации
2.1.5. Вводы (по каждой из фаз отдельно)	A→ B→ C→	нет данных Характеристики близки или равны "норме"	Одна (две) характеристики превосходят (т.е. хуже) "нормы"
2.1.6. РПН	нет данных	Отклонений от нормы не было	Фиксировались отклонения в работе:

Таблица 2.3.

Подраздел 2.2. Отклонения в эксплуатации.				
2.2.1. Изменения цвета силикагеля.	нет данных	Цвет не изменился	Цвет из "голубого" стал "розовым"	
2.2.2. Понижение уровня масла	нет данных	Понижения уровня масла не было	Утечки масла имели место	
2.2.3. Срабатывание защит	нет данных	Срабатываний защит не было	Срабатывания защит имели место Даты -	
2.2.4. Наличие повышенных вибраций и уровня шумов	нет данных	Вибраций не было	Фиксировались повышенные вибрации	
2.2.5. Наличие повышенных температур	нет данных	Повышения температур не было	Редкие ситуации с повышением температур имели место	
2.2.6. Наличие отслоений краски и участков коррозии	нет данных	Не обнаружено	Имеют место участки с повреждением окраски	Имеют место участки с отслоением краски и коррозией.

Таблица 2.4

Подраздел 2.3. Повреждения в эксплуатации (отклонения от режимов эксплуатации) и операций с маслом.				
2.3.1. Регенерация масла	нет данных	Проводилась фильтрация "дата"	Проводилась дегазация "дата ..."	Проводилась замена масла "дата ..."
2.3.2. Повреждения электрического характера, в том числе по РПН.	нет данных	Не было повреждений	Имели место повреждения "дата ...", "узел"	
2.3.3. Повреждения в системе охлаждения: насосов, радиаторов и т.д.	нет данных	Не было повреждений	Имели место отклонения от нормальной эксплуатации в узлах: Особенности отклонения: превышения температуры, другие характеристики	

Таблица 2.5

Раздел 3. Выполненные ремонты узлов и агрегатов				
3.1. Устранение утечек масла	нет данных	Не было	Имели место устранения отдельных утечек (узел,)	
3.2. Электро-механический ремонт	нет данных	Не было	Имел место ремонт узла	
3.3. Ремонт обмоток	нет данных	-"-	Проводился ремонт изоляции (дата...., объем работ,)	
3.4. Ремонт измерительных приборов	нет данных	Не проводился	Выполнялся ремонт приборов на, включая.....	
3.5. Замена вводов	нет данных	Вводы не заменялись	Ввод ф. ___, дата ___. ____ 199 г. был демонтирован и заменен на новый (заводской номер ___, год изготовления _____)	

3.6. Восстановление узлов систем охлаждения (насосов, трубопроводов, охладителей)	Нет данных	Не проводилось	Ремонтировался: (дата _____), узел _____.
---	------------	----------------	---

Заключение о техническом состоянии (Раздел 4).

- 4.1. Нет данных по пунктам → вносятся все названия по позициям из разделов 2 и 3.
- 4.2. Ухудшенное состояние по следующим узлам → вносятся все наименования узлов, имеющих характеристику «хуже нормы».
- 4.3. Вводы → вносятся: «соответствует норме» или «хуже нормы» по каждой фазе и по каждой обмотке.
- 4.4. ÷ 4.9 → вносятся аналогично подразделу 4.3.

Рекомендации по дополнительному обследованию и ремонту.

Данный раздел заполняется экспертом.

3. ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ НА РАБОЧЕМ НАПРЯЖЕНИИ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ И ПО ВЕЛИЧИНЕ $tg\delta$

Измерения характеристик частичных разрядов (ЧР) длительно используются на заводах-изготовителях (ГОСТ 21023-75). В условиях эксплуатации эти методы встречают большие трудности, главным образом, из-за проблемы "внешних помех".

В "Нормах" (шестое издание) измерения ЧР в эксплуатации отсутствуют. Однако методы и средства анализа потока импульсов от ЧР, развитые для изоляции вращающихся машин и реакторов [3], позволяют выполнять измерения ЧР в изоляции вводов и обмоток трансформаторов в условиях эксплуатации. В данном разделе описаны испытания, применяемые на АЭС, в РАО «ЕЭС России», которые дополняют [1].

3.1. Объекты диагностики.

Для изоляции рассматриваемых объектов основной причиной повреждения является длительное воздействие ЧР. Под их влиянием происходит разложение масла и обугливание бумажного остова. Технология измерения ЧР предусматривает измерения характеристик ЧР на рабочем напряжении:

с применением переносных датчиков и измерительной аппаратуры;

с использованием постоянно установленных датчиков и переносной аппаратуры;

с использованием постоянно установленных датчиков и измерительной аппаратуры.

а также измерения ЧР при возбуждении трансформатора от постороннего источника со стороны обмотки низшего напряжения. Для таких измерений могут быть применены переносные датчики и измерительная аппаратура.

3.1.1. Используемые стандарты и нормативные документы.

В данном разделе используются понятия, указанные в [4] и [5]. Кроме того, в данном разделе используется анализ амплитуд потока импульсов от ЧР в соответствии с [3, 6, 7, 8].

3.1.2. Измеряемые характеристики частичных разрядов.

Частичные разряды количественно характеризуются кажущимися зарядами единичных ЧР q и частотой следования разрядов n [4]. МР предусматривают измерения частоты следования импульсов от ЧР - n_i с амплитудами в интервале значений $U_{mi} \pm \Delta U$. В результате измерений формируется ряд чисел U_{mi} и n_i , характеризующий амплитудный спектр ЧР (рис.3.1).

Количественные соотношения между измеренными амплитудами напряжения и кажущимся зарядом ЧР устанавливаются с помощью градуировки: $q_i = A_q \cdot U_{max}$, где A_q - градуировочный коэффициент, (Кл/В), а U_{max} - напряжение импульса ЧР, (В).

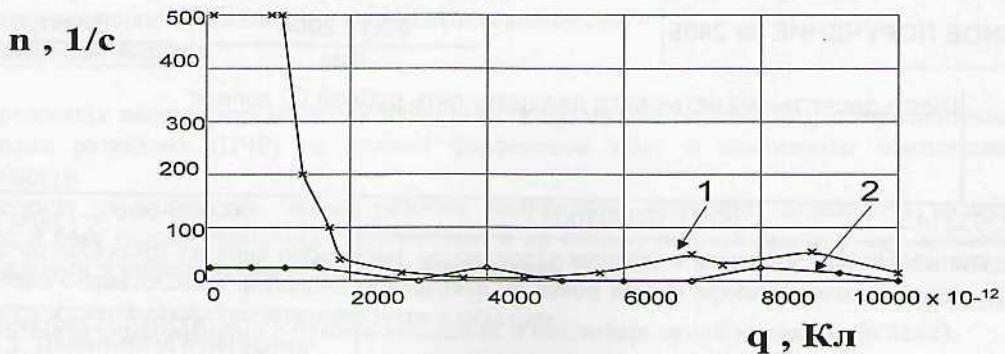


Рис.3.1. Примеры распределений числа импульсов ЧР на период промышленной частоты от амплитуды ЧР, $n(q)$.

Используется также осциллографирование импульсов напряжения от ЧР и измеряются напряжения возникновения и погасания ЧР.

3.1.3. Рассчитываемые характеристики.

Для оценки состояния изоляции определяются:

- суммарный кажущийся заряд ЧР - Q (по ГОСТ 20074-83) за период промышленной частоты;
- средняя мощность ЧР - P , рассчитываемая как:

$$P = \frac{U \cdot \sum_{i=1}^m N_i \cdot q_i}{\sqrt{3} \cdot 0,02} \text{ (Вт)},$$

где U - значение напряжения зажигания ЧР или значение рабочего напряжения, при котором производились измерения параметров ЧР;

m - количество интервалов разбиения диапазона регистрируемых амплитуд импульсов напряжения ЧР;

N_i - частота следования импульсов напряжения ЧР с амплитудами в интервале $u_{mi} \pm \Delta u_{mi}$ за период промышленной частоты ($0,02$ с);

3.2. Возможные дефекты и их признаки.

Трансформатор (реактор) представляет сложную конструкцию, состоящую из нескольких обмоток с различного типа изоляцией, изоляцией магнитной системы, изоляцией вводов.

Процессы в баках сопровождаются явлениями, указанными в табл.3.1.

Таблица 3.1

Повреждения в трансформаторах (в баках) с учетом газовыделения из масла	Сопровождающие электромагнитные процессы
Дуга в масле, твердая изоляция не затронута → В состав выделившегося газа по объему входят: водород - 60÷80%, ацетилен - 10÷25%, метан - 1,5÷3,5%. Углекислый газ и окись углерода отсутствуют.	Сопровождается цугом электромагнитных высокочастотных колебаний (осциллограмма)
Искровые разряды в маслобарьерной изоляции. Газ также содержит большие количества водорода, ацетилена, метана и окиси углерода (15÷25 % по объему).	Сопровождается серией электромагнитных колебаний, "биениями" (осциллограмма)
Слабые ЧР в маслобарьерной изоляции. Образуется водород с добавками метана, окиси углерода и углекислого газа. Ацетилен отсутствует.	ЧР сопровождаются появлением импульсов (осциллограмма)
Термическое разложение масла. Образуются низкомолекулярные углеводороды, этан, этилен и водород.	Не сопровождаются высокочастотными электрическими явлениями

Термическое разложение маслобарьерной изоляции.

(осциллограмма)

Образуется в основном углекислый газ, в меньшем количестве - окись углерода и водород.

Повреждения вводов определяются явлениями в бумажном оставе (ЧР), поверхностными частичными разрядами (ПЧР) на нижней фарфоровой юбке и изменением комплексной проводимости.

Измерения характеристик ЧР на рабочем напряжении позволяют определить наличие дефектов в баке (кроме термических процессов) и во вводах, по этой причине они являются универсальным и информативным методом диагностики.

3.2.1. Частичные разряды в бумаго-масляной и маслобарьерной изоляции (в баке).

В изоляции силовых трансформаторов присутствуют следующие виды ЧР:

- 1) Пробой масляного канала в маслобарьерной изоляции средней части обмотки.
- 2) Пробой масляного канала в области края обмотки.
- 3) Пробой масляного зазора в месте соприкосновения изолированного провода и электрокартона или бумаги (изоляция отводов, перемычек, междуфазная изоляция).
- 4) ЧР в бумажно-масляной изоляции на отводах, перемычках и т.п.
- 5) Пробой масляного канала между катушками.
- 6) Частичный пробой витковой изоляции.
- 7) Скользящий разряд по поверхности электрокартона.

Степень опасности ЧР является различной и существенно зависит от места возникновения. ЧР в виде стримерной короны в масляном промежутке (например, с фланца проходного изолятора) представляют меньшую опасность, чем аналогичные ЧР в маслобарьерной изоляции (например, пробой масляного канала). В последнем случае ЧР приводят к необратимым разрушениям твердой изоляции. ЧР одинаковой интенсивности, возникающие в различных местах по длине обмотки, приводят к различным регистрируемым значениям кажущегося разряда вследствие затухания сигнала при его прохождении по обмотке.

Пробой масляного канала приводит к местным необратимым повреждениям твердой изоляции (обугленные следы на поверхности или в толще твердой изоляции - электрокартона или бумаги) и возможному дальнейшему развитию этих повреждений. Для изоляции трансформатора важно не только сохранение ее изолирующих свойств в момент пробоя масляного канала, но и сохранение ее длительной прочности в процессе дальнейшей эксплуатации.

Разрушение маслобарьерной изоляции частичными разрядами. Начальные ЧР малой интенсивности разлагают масло, что сопровождается выделением газа (главным образом, водорода) и образованием тяжелых смолистых веществ, оседающих на поверхности изоляционных деталей в виде черного шлама.

Образование шлама опасно тем, что увеличивается tgδ изоляции в целом и ухудшает теплоотвод.

Начальные ЧР в маслобарьерной изоляции в пределах $10^{-12} \div 10^{-10}$ Кл. Их воздействие на твердую изоляцию мало. В течение нескольких лет воздействие начальных ЧР на бумагу и картон приводит к отложению на поверхности нерастворимого шлама (Х-воска) и повышенному газосодержанию в масле. При этом изоляция остается вполне работоспособной.

Однако такой же интенсивности ЧР в изоляции вводов с бумажно-масляной изоляцией являются опасными.

Интенсивные ЧР на уровне $10^{-9} \div 10^{-8}$ Кл возникают при пробоях масляной прослойки, узкого масляного клина или газовых пузырей с диаметром более 1 мм. Такие повторяющиеся пробои вызывают газовыделение и развитие ЧР вдоль поверхностей картона или в его толще. Появление разветвленного обугленного канала по поверхности или в толще электрокартона, захватывающего десятки квадратных дециметров, соответствует появлению "ползущего разряда".

Ползущий разряд развивается в узкой щели между поверхностями изоляции или в толще электрокартона между его слоями. Разрядный канал закорачивает масляный зазор, например, между выступающим переходом обмотанного изоляцией провода и картонным цилиндром. Разрядный канал имеет высокую температуру, при которой возникает обугливание картона вдоль канала. Канал-проводник, на конце которого увеличивается напряженность электрического поля и образуются новые пробои в масле и новое обугливание картона и т.д.

Процесс имеет пульсирующий характер:

- 1) при пробое нового участка возрастает ток, с ростом тока увеличивается падение

напряжения в канале и падает напряжение на продвигающемся конце канала.

2) при этом поле у конца ослабевает и пробои масла прекращаются.

3) уменьшается падение напряжения на обугленном картоне и вновь возрастает напряженность поля у конца канала разряда.

Для продвижения ползущего разряда большое значение имеют газовые пузыри, образовавшиеся у конца канала за счет разложения масла, и повышенное влагосодержание твердой изоляции.

Таким образом, "ползущий разряд" характеризуется большой величиной q , а структура тока от ЧР имеет сложный пульсирующий характер. Измерения ЧР на рабочем напряжении позволяют зафиксировать большую часть ЧР и идентифицировать их.

3.2.2. Частичные разряды в изоляции вводов.

Основные явления:

1) ЧР в изоляции остова. Изменение характера явлений ЧР в изоляции остова будет иметь место, когда интенсивность газовыделения за счет ЧР будет превосходить газопоглощение. Локальные ЧР будут присутствовать на краях алюминиевой фольги, используемой для градиривания. Под действием указанных явлений будет иметь место старение масла и бумаги может возрасти tgb .

2) ПЧР на поверхностях фарфоровой юбки. Продукты разложения (бурый осадок) откладываются на внутренней поверхности, происходит искажение электрического поля, поле усиливается в некоторых участках. Это вызывает местные ПЧР, которые способствуют зауглероживанию поверхности и приводят к дальнейшему росту интенсивности ПЧР.

Таким образом, диагностика вводов по характеристикам ЧР позволяет регистрировать ЧР в остове (при этом имеется корреляция между данными по измерению ЧР и tgb этого ввода) и ПЧР на поверхности.

3.3. Средства измерения частичных разрядов и обработка результатов.

В настоящий момент измерения характеристик ЧР в трансформаторах на рабочем напряжении можно выполнить с ограниченным числом измерительных систем. Отработанной в течение длительного времени, принятой МВК системой, является система типа УКИ-2 (Устройство контроля изоляции трансформаторов и вводов на рабочем напряжении по ЧР и tgb). В отдельных случаях при первичной диагностике на рабочем напряжении с использованием переносных датчиков и измерительной аппаратуры применяется комплекс ДКЧР.

3.3.1. Комплекс приборов и устройств диагностики изоляции трансформаторов, реакторов и их вводов.

Комплекс УКИ-2, в сочетании с дополнительным комплектом измерительных элементов (ИЭ) типа УКИ-С, предназначен для диагностики изоляции трансформаторов, шунтирующих реакторов и их вводов. Измеряемыми характеристиками являются:

- интенсивность ЧР;
- величина tgb во вводах.

Комплекс имеет два канала, которые позволяют контролировать:

- высокочастотный сигнал - для измерений ЧР;
- сигнал промышленной частоты для измерений tgb .

Основные параметры УКИ-2 представлены в табл.3.2. Состав приборов и приспособлений для УКИ-2 представлен в табл. 3.3.

Таблица 3.2

Характеристики УКИ-2

Информация по позициям	Содержание
1. Контролируемые объекты.	Силовые трансформаторы с классом изоляции 110 кВ и выше.
2. Контролируемые параметры.	
2.1. ЧР	- кажущийся заряд, точность измерений - (± 50 пКл)
2.2. Тангенс угла диэлектрических потерь высоковольтных вводов.	- tgb_1 , tgb_2 , tgb_3 , точность измерений $\pm 0,01\%$

3. Условия для подключения средств измерений.	
ЧР-диагностика.	Установка измерительных элементов* СТ68/156/2НН/001 (ДИКС 407111.001), ПВИ-24 (ПФ8 121.005) в цепях заземления ПИН в/в вводов.
Контроль $\tg\delta$ высоковольтных вводов.	Установка устройств присоединения УКИ в цепях заземления выводов ПИН в/в вводов.
4. Способы съема сигналов.	
ЧР-диагностика.	- подключение измерительной аппаратуры посредством радиочастотного кабеля РК50.
Контроль $\tg\delta$ высоковольтных вводов.	- подключение к УКИ моста Р5026 посредством экранированного измерительного кабеля РК50.
5. Измерительные средства.	Технические средства:
5.1. ЧР-диагностика.	- анализатор импульсов ЧР типа РДПА (ДИКС 41168.001); - радиочастотные кабели РК50, $h = 15$ м.
5.2. Контроль $\tg\delta$ высоковольтных вводов.	- мост Р5026; - барабаны с измерительным кабелем (2 шт. по 250 м в каждом).
5.3. Программные средства	
5.3.1.ЧР-диагностика.	- программный продукт "EXPERT 97".
5.3.2. Контроль $\tg\delta$ высоковольтных вводов.	Не требуется, т.к. проводятся прямые измерения мостом.

* В данной таблице приводятся децимальные номера элементов блоков и узлов конструкции измерительных устройств УКИ-2, которые были приняты МВК. Децимальное обозначение «ДИКС».

Таблица 3.3

Состав приборов и приспособлений для УКИ-2

№	Комплектующие	Назначение	Колич-во
1.	Анализатор ЧР типа РДПА-3.	Установлен в блоке измерений - анализ наличия и мощности разрядных процессов в изоляции вводов и обмоток.	1
2.	Компьютер переносной.	Установлен в блоке измерений - управление анализатором, архивация результатов.	1
3.	Комплект стационарно устанавливаемых датчиков ЧР в изоляции вводов и обмоток трансформаторов.	Передача сигналов ЧР от объекта к анализатору.	1 комплект
4.	Устройства подключения для передачи сигналов 50 Гц и импульсов от ЧР на приборы контроля.	Установлен в блоке присоединения - подача сигналов с ПИН, защита от перенапряжений, обеспечение безопасного подключения измерительных устройств и приборов.	1
5.	Программное обеспечение.	Управление компьютером, анализ и архивация результатов измерений.	1 (установочная дискета)
6.	Мост Шеринга Р-5026.	Блок измерений - измерение $\tg\delta$ под рабочим напряжением.	Не поставляется
7.	Кабели линии связи.	Передача контролируемых токов и напряжений.	1 комплект

3.3.2. Принцип работы средств измерений УКИ-2 и УКИ-С.

Измерительными устройствами являются анализатор ЧР (РДПА) и осциллограф – для измерений ЧР. Для измерения $\tg\delta$ применяется стандартный мост Шеринга (например, типа

Р5026). Общая электрическая блок-схема измерения с УКИ (УКИ-С) дана на рис.3.2. Особенности схемы измерений ЧР даны в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Установка датчиков в УКИ

№ п/п	Объекты контроля	Установка ИЭ для съема сигнала от ЧР	Иллюстрация, рис.3.2
1.	Вводы до 220 кВ.	Высокочастотный трансформатор тока монтируется на выводе ПИН в цепи его заземления. Кабель РК-50 с сигналом от ЧР спускается вниз для подключения к измерительному прибору.	позиция 1
2.	Вводы 330 кВ (не оборудованные системой КИВ).	Цепь заземления ПИН разрывается, точка заземления переносится вниз в блок ЗУ, где устанавливается трансформатор тока типа СТ.	позиция 2
3.	Вводы 500-750 кВ (оборудованные системой КИВ).	На выводы ПИН устанавливаются трансформаторы типа СТ.	позиция 3

Измерение tgb на рабочем напряжении также показано на рис.3.2. Для измерений tgb необходимо два сигнала:

- сигнал с измеряемого объекта;
- сигнал с эталонного объекта.

Эталонный объект должен иметь стабильные характеристики изоляции, желательно иметь одну точку заземления в измерительной схеме.

3.3.3. Варианты измерения ЧР.

Электрическая схема измерения характеристик ЧР предусматривает вывод высоковольтного проводника от емкостного делителя к измерительному устройству [4]. Защитным средством в этом случае является разрядник. В схемах для измерения ЧР, входящих в устройства УКИ-2 и УКИ-С, применяются высокочастотные трансформаторы тока, и по этой причине высокое напряжение на измерительном устройстве отсутствует и никаких дополнительных мер по электробезопасности при измерении ЧР на УКИ-2 не предусматривается (рис.3.3). Однако для измерений tgb системе УКИ-2 необходимы меры по технике безопасности при проведении испытаний. Измерения ЧР с помощью комплекса ДКЧР выполняются путем установки датчиков на заземленные нетоковедущие элементы на баке трансформатора и защитных средств не требует.

Измерения могут выполняться с применением следующих вариантов подключения:

- постоянно установленные измерительные элементы, раздел 3.4;
- устанавливаемые временно на момент измерений, раздел 3.6.

Для периодических измерений могут быть использованы приборы:

- комплекс УКИ-2 или ДКЧР-2;
- осциллограф.

При непрерывном мониторинге анализатор и компьютер устанавливаются в специальные обогреваемые шкафы на все время измерения.

3.4. Измерения характеристик частичных разрядов с использованием постоянно установленных измерительных элементов.

3.4.1. Градуировка схемы.

Градуировка выполняется для схемы измерений ЧР.

Для этого трансформатор должен быть ошинован (см.рис.3.3) как для эксплуатации. На высоковольтный вывод подключается высокочастотный трансформатор тока ВЧТТ. Градуировочный импульс подается через градуировочную емкость, измеряется величина q (пересчетом осциллограммы, полученной с ВЧТТ) на вводе и сигнал U на ПИН'e. По величинам U и q определяется коэффициент градуировки.

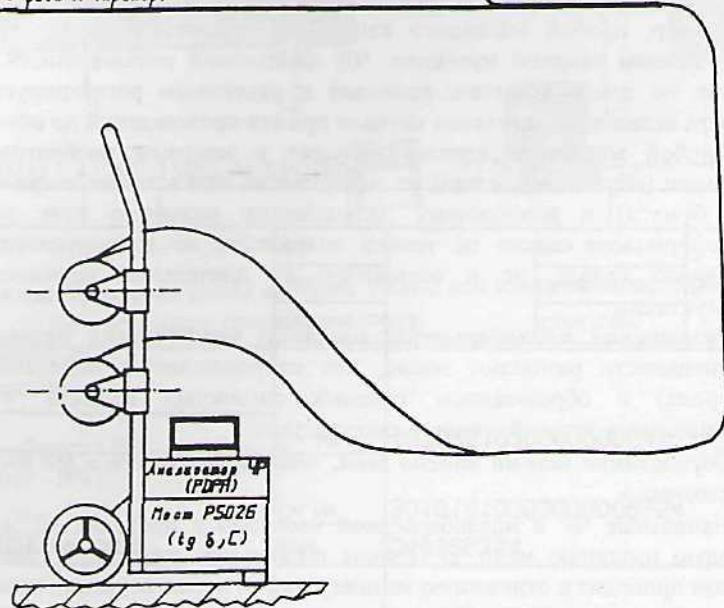
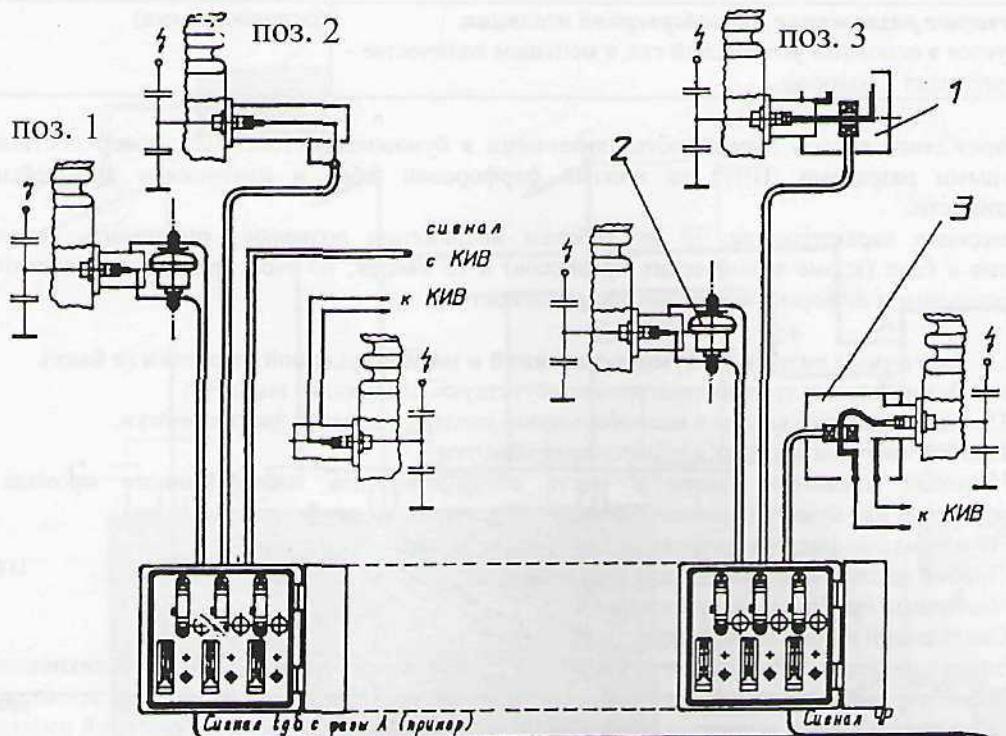


Рис. 3.2 Варианты блок-схем для измерения ЧР и tgδ на трансформаторах через ПИН-вывод для вводов, оборудованных системой контроля изоляции типа КИВ и без указанной системы:
 поз.1 – для вводов 220 кВ и ниже;
 поз.2 – вводы 330 кВ, не оборудованные КИВ;
 поз.3 – вводы 500 кВ и 750 кВ, оборудованные КИВ

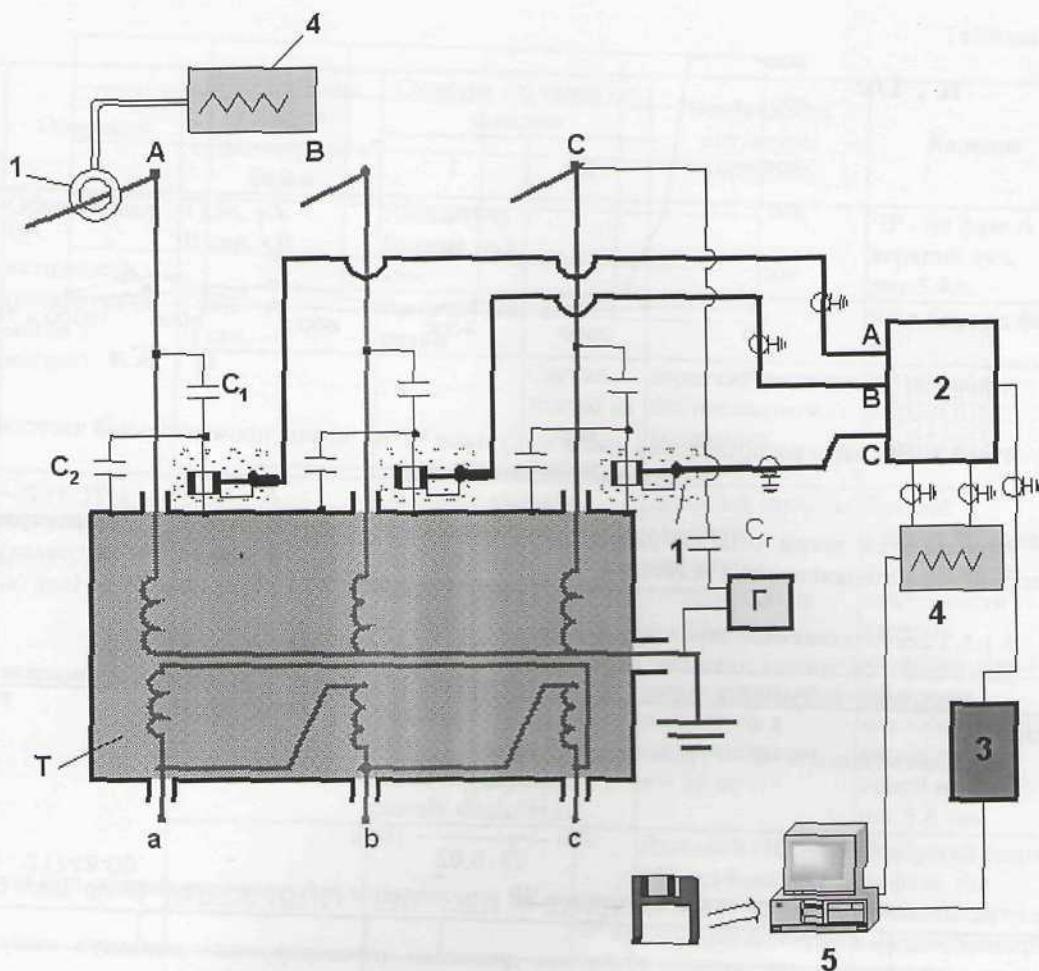


Рис. 3.3 Принципиальная электрическая схема системы УКИ-2 для измерений характеристик ЧР в изоляции трансформаторов.

Т - испытуемый трансформатор;

Г - градуировочный генератор;

С₁, С₂ - емкость ввода;

ABC - обмотка ВН; abc - обмотка НН;

1 - измерительный элемент - ВЧТГ;

2 - блок присоединения;

3 - анализатор ЧР типа PDPA;

4 - осциллограф;

5 - компьютер.

Градуировка - ВЧТГ на выводе А с измерительным осциллографом - 4, градуировочным генератором - Г.

3.4.2. Первичные измерения.

3.4.2.1. Осциллографирование импульсов с двух фаз.

Анализ осциллограмм позволяет определить на какой из фаз сформировался данный ЧР, а так же по структуре сигнала определить особенность явления в изоляции. Процедура анализа дана в табл.3.5.

Таблица 3.5

	Операция	Подключение каналов осциллографа к фазам	Отличие сигналов по каналам		Особенность структуры импульса	Явление
			I	II		
1.	Общий обзор ЧР-активности (развертка не менее 2 мс/дел)	I кан. - А II кан. - В	Амплитуда больше на I кан.			ЧР - на фазе А верхний луч, рис.3.4,а.
		I кан. - А II кан. - С	Амплитуды равны			ЧР в баке на фазе В
				Сигнал только на одном канале	короткий импульс без последующих колебаний	ЧР во вводе, рис.3.4,б.
2.	Структуры импульсов (развертка 100 нс/дел)	I кан. - А II кан. - В	На обоих каналах разные амплитуды		Длинный импульс сложной структуры $l \sim 500-1000$ нс $\tau \sim 70$ нс	Пробой масляного канала или разряд по поверхности твердой изоляции, рис.3.5
		I кан. - А II кан. - С	Амплитуды на обоих каналах равны – ЧР на ф. «В».			
		I кан. - А II кан. - В	Сигнал на обоих каналах – ЧР на ф. «В».		Серия коротких импульсов в одном длинном. $\tau \sim 30$ нс	ЧР в маслобарьерной изоляции на одной из фаз, рис.3.6 «а».
			На обоих каналах разные амплитуды.			
					Длинный (500-900 нс) большой ($5-20$ В) амплитуды	Ползущий разряд на фазе, где больший сигнал. верхний луч. рис.3.6,б.
		I кан. - А II кан. - В	Сигнал на одном канале больше		Колебательный импульс "биение" с частотой 1-5 МГц	Искровой пробой в изоляции или между металлическими контактами на той фазе, где больше сигнал, рис.3.7а - 3.7,б.
					Высокочастотный цуг волн	Дуговые явления в элементах конструкции. Рис.3.8
		I кан. - А II кан. - С	Сигнал на обоих каналах одинаков.			Сигнал на средней фазе В.

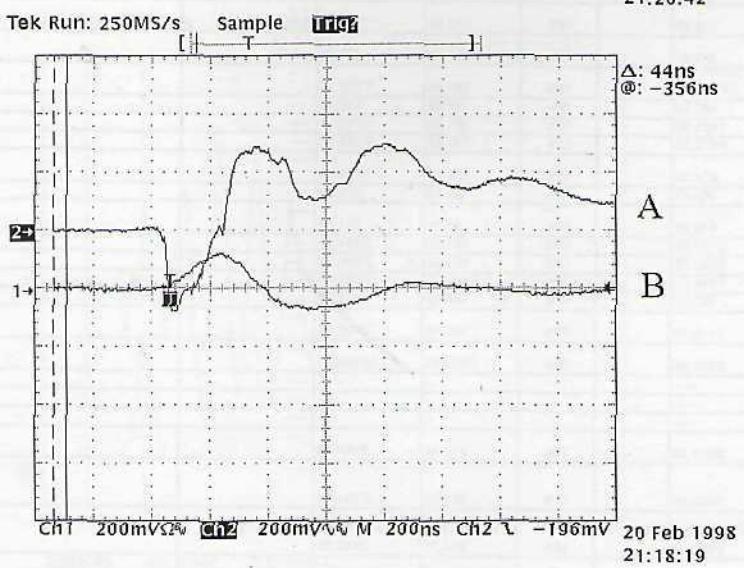
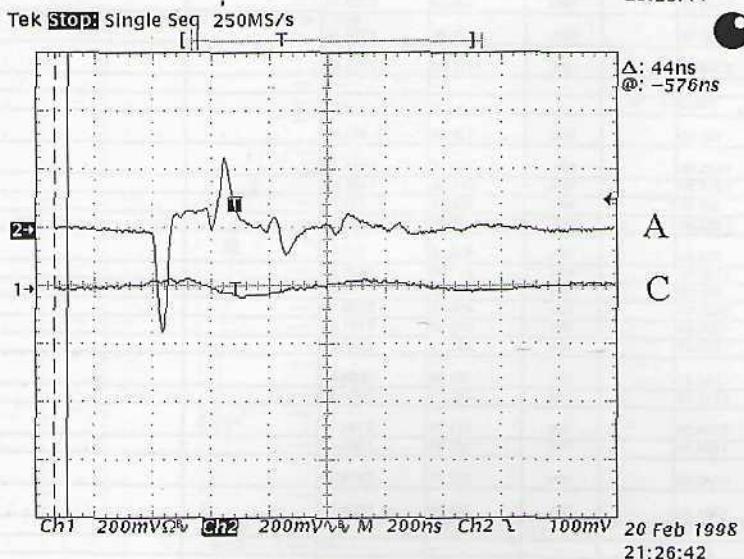
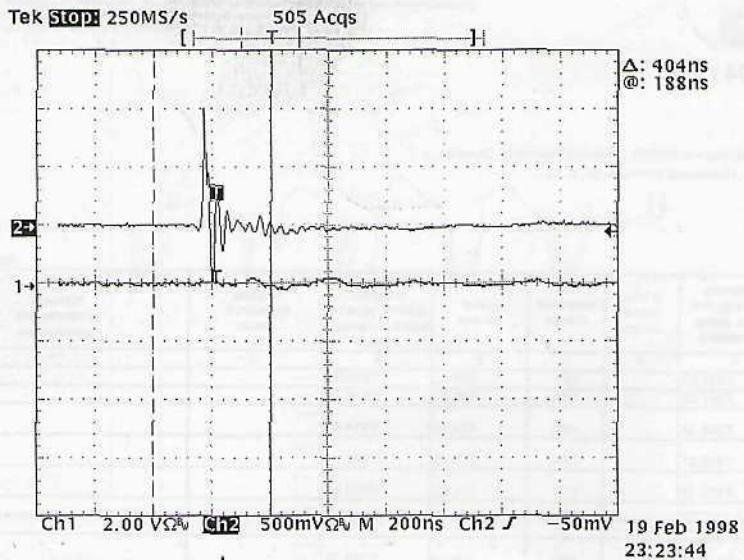


Рис.3.4,а
Пример ЧР в изоляции отвода
или в бумажно-масляной
изоляции около ввода.

Рис.3.4,б
Однополярный (короткий ~50
нс) импульс на одной из фаз
(A) – верхний луч, импульс
короткий, последующих
колебаний нет. Наведенный
сигнал на другую фазу (C)
практически отсутствует.
ЧР во вводе.

Рис.3.5
Импульс однополярный,
длинный (более 200 нс) с
последующими колебаниями –
верхний луч, замечен слабый
наведенный сигнал на другой
фазе В.

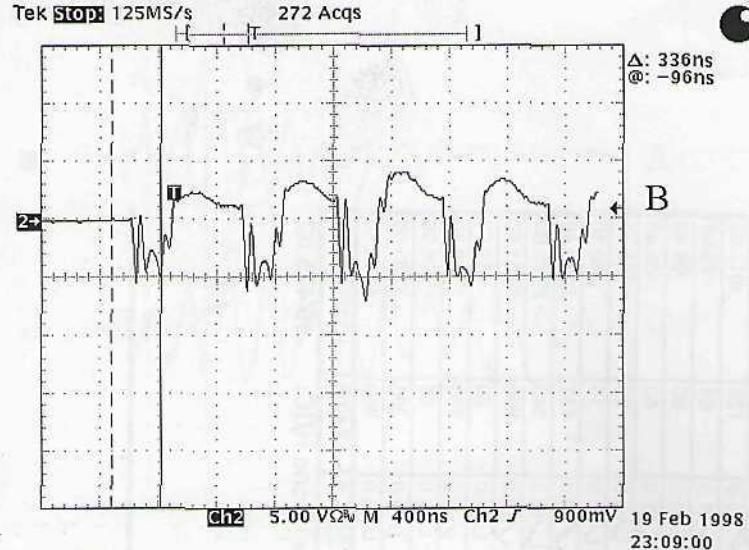


Рис.3.6,а
Разряд по поверхности
бумажной изоляции.

B

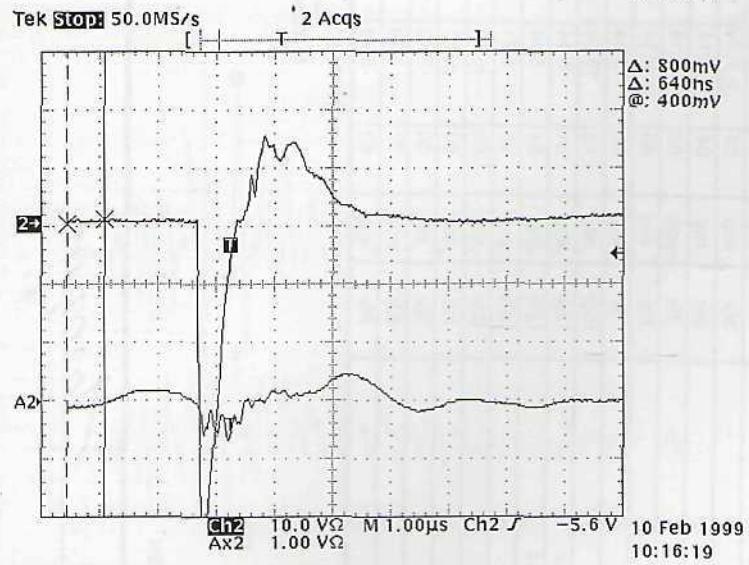


Рис.3.6,б
Ползущий разряд – верхний
луч.

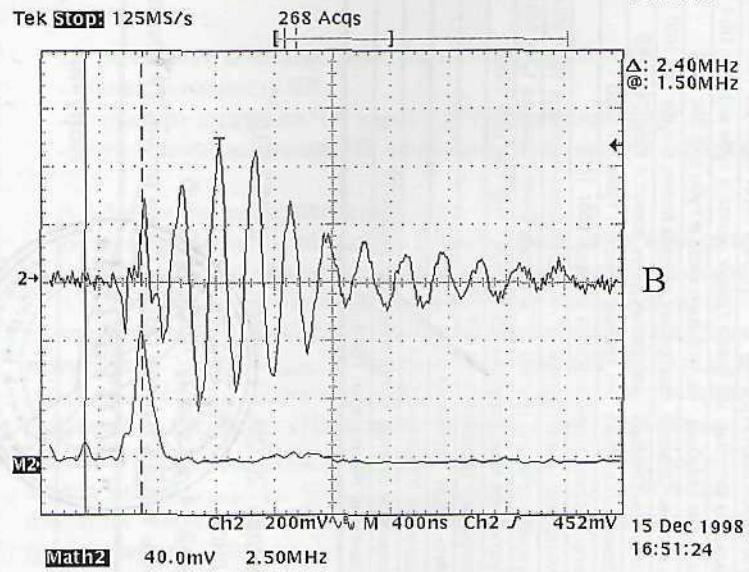
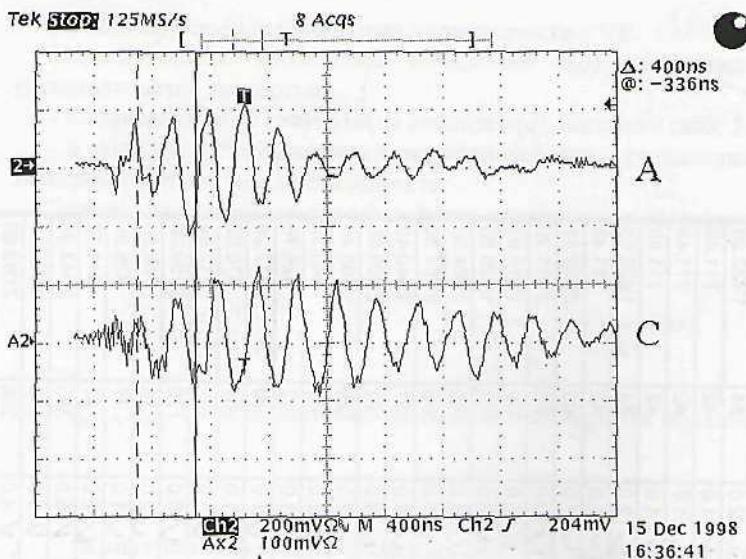


Рис.3.7
а) – искровые явления.
нижний луч – Фурье -
преобразование искрового
импульса, видно, что основная
частота ~ 5 МГц.

B



б) искрение в магнитопроводе фазы В.

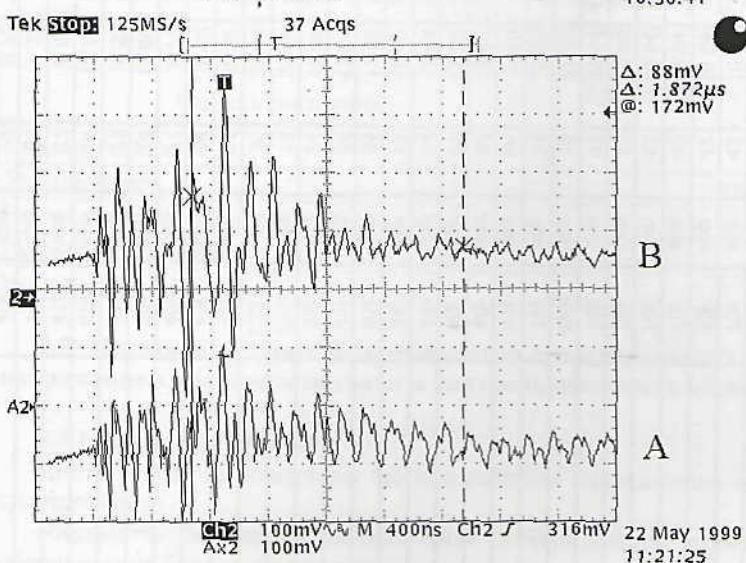


Рис.3.8
Дуговой разряд на фазе В - верхний луч.

На основании осциллографирования определяется:

- общая активность ЧР;
- структура импульса ЧР, характер ЧР на каждой фазе;
- определение величины ЧР в единицах кажущегося заряда (пКл).

3.4.3. Анализ распределений $n(q)$.

В течение времени не менее 10 мин проводятся измерения $n(q)$ с датчиков на всех фазах объекта. На каждой фазе измерения выполняются несколько раз (не менее трех).

1) На кривых $n(q)$ наличие мод (горбы) указывает на присутствие в изоляции локальных электроразрядных процессов, которые генерируют электромагнитные импульсы с величиной кажущегося заряда $q_{моды}$ и частотой следования $n_{моды}(q_{моды})$. Электромагнитные сигналы по емкостным связям могут перенаводиться с «фазы – источника» (в изоляции которой происходят разряды) на соседние. «Наведенные» моды в распределениях $n(q)$ соседних фаз имеют близкие значения $n_{моды}(n_{моды \text{ соседн.фаз}} \cong n_{моды \text{ фазы-источн.}} \pm 0,05 n_{моды \text{ фаза-источн.}}$ и величины кажущегося заряда МОД $q_{мод \text{ соседн.фаз}} < q_{мод \text{ фазы источника}}$. При определении числа дефектов в высоковольтной изоляции «наведенные» моды в расчет не принимаются. Пример определения числа дефектов показан на рис. 3.9.

2) Для каждой из оставшихся мод (горбов, соответствующих некоторому дефекту) по осциллограмме определяется величина кажущегося заряда. В результате шкала $n(q)$, полученная в Вольтах, пересчитывается в Кулоны.

3) Для каждой из фаз определяются "номера" дефектов и устанавливаются их граничные значения по q .

3.4.4. Длительные измерения характеристик ЧР.

Периодичность проведения измерений $n(q)$ для каждого контролируемого объекта устанавливается эксперто:

- в зависимости от результатов анализа $n(q)$, согласно табл. 3.6;
- в зависимости от динамики развития дефекта, устанавливаемой по изменению во времени электромагнитной мощности дефекта.

Электромагнитная мощность дефекта определяется согласно п. 3.1.3 по формуле:

$$P_{N_2} = \frac{U \sum_{q_{N_2}^{\min}}^{q_{N_2}^{\max}} N_i q_i}{\sqrt{3} \cdot 0,02} \text{ (Вт)},$$

где:

- $q_{N_2}^{\min}$, $q_{N_2}^{\max}$ определяются из распределений $n(q)$, как показано на рис. 3.9.

Таблица 3.6

Критериальные величины кажущегося заряда от разрядных процессов в силовых трансформаторах

Оценка состояния	Критерии для величины кажущегося заряда, пКл
Предаварийное	$q \geq 100 000$
Ухудшенное	$10 000 \leq q < 100 000$
Норма со значительными отклонениями	$6 000 \leq q < 10 000$
Норма с отклонениями	$1 000 \leq q < 6 000$
Норма	$q < 1 000$

3.5. Методика измерения тангенса угла диэлектрических потерь в вводах под рабочим напряжением мостовым методом и контроль изменения комплексной проводимости.

3.5.1. Общие положения.

При переходе на измерения $\tan \delta$ под рабочим напряжением необходимо решить следующие три проблемы:

обеспечить безопасное подключение измерительной схемы к измерительным выводам оборудования без его отключения;

обеспечить наличие и возможность подключения к эталонному объекту при измерениях по мостовой схеме;

удовлетворить требованиям директивных документов в части интерпретации и нормирования результатов измерений.

В качестве устройств для проведения измерений в рассматриваемой методике используются стационарные устройства УКИ-2 или УКИ-С*).

Для безопасного подключения измерительного моста к измерительному выводу под рабочим напряжением устройства УКИ-2 устанавливаются на высоте ~1,5 м.

*). В устройстве УКИ-2 включена система измерительных элементов и измерительная аппаратура, в устройство УКИ-С входят только измерительные элементы.

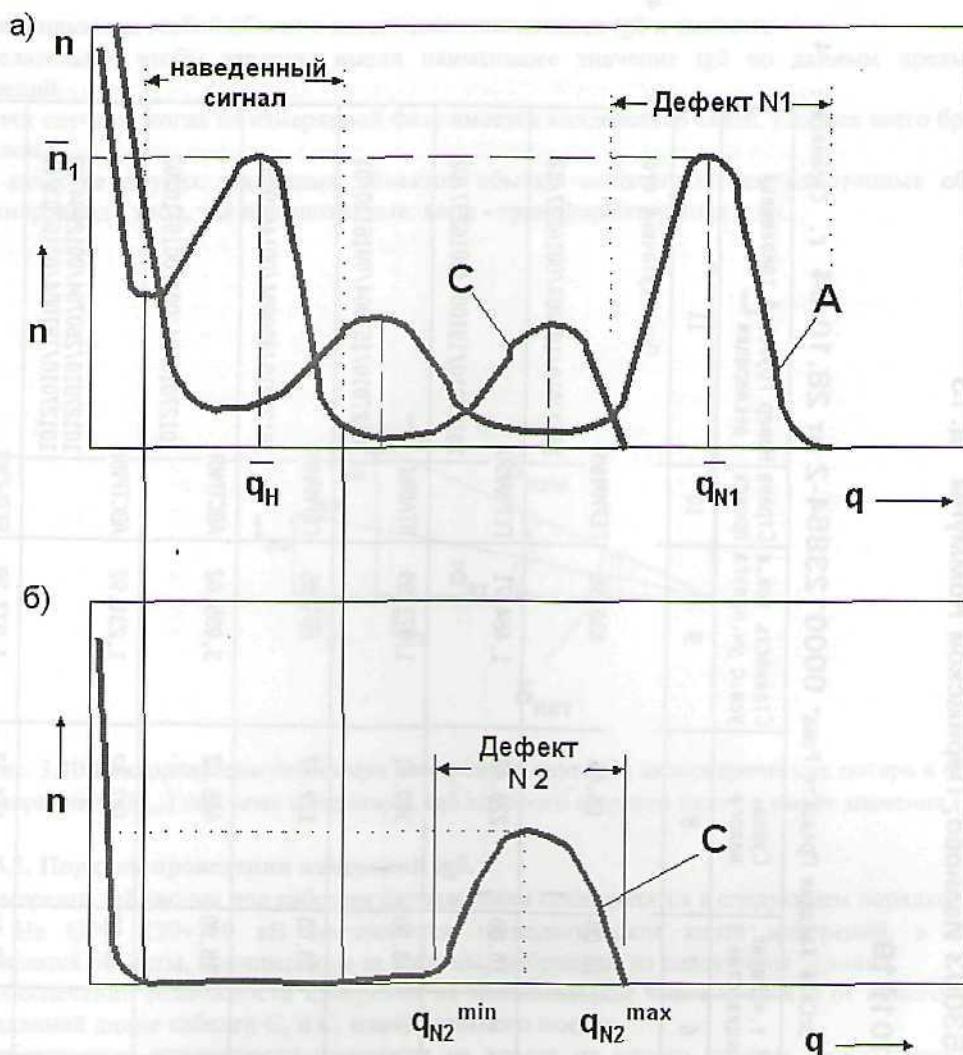


Рис. 3.9 Удаление моды наведенного сигнала из распределения $n(q)$ фазы "С".

- Исходные распределения $n(q)$ с фазами "А" и "С".
- "Очищенное" от наводки распределение $n(q)$ фазы "С".

Устройство УКИ-С может быть 2-х модификаций (рис.3.2):

- 3-х фазное исполнение для высоковольтных вводов 110-330 кВ трансформаторов с наличием разъема для подключения прибора контроля ЧР;
- 3-х фазное исполнение для высоковольтных вводов класса 500-750 кВ при наличии цепей контроля КИВ и цепей контроля ЧР;

При измерениях следует исходить из того, что в каждой из модификаций имеются три основные группы элементов:

1-я группа: элементы обеспечения электробезопасности измерителя:

- низковольтный разрядник типа Р-350;
- искровой воздушный разрядник;
- низковольтный ОПН-0,4.

2-я группа: элементы защиты выводов ПИН и внешних слоев изоляции контролируемого объекта - разрядник и ОПН.

3-я группа: коммутаторы - оперативные рубильники и специальные разъемы с упредительным обеспечением заземления при переключениях.

Инструкции по подключению приборов контроля (моста, анализаторов) представлены в заводской технической документации на УКИ-2 и УКИ-С.

При измерениях за этalon принимается объект с известным значением $\operatorname{tg}\delta_{zm}$, относительно которого и проводятся измерения всех остальных объектов. При этом измеряется разница между $\operatorname{tg}\delta_{zm}$ и $\operatorname{tg}\delta_x$ (рис.3.10).

При малых δ истинное значение $\operatorname{tg}\delta_{ucm} = \operatorname{tg}\delta_{zm} + \operatorname{tg}\delta_{xm}$. В качестве эталонного объекта может

быть использован любой объект с известными значениями $\operatorname{tg}\delta$ и емкости.

Желательно, чтобы эталоны имели наименьшее значение $\operatorname{tg}\delta$ по данным предыдущих измерений.

В тех случаях, когда на измеряемой фазе имеется конденсатор связи, удобнее всего брать его за этalon.

В качестве других эталонных объектов обычно используют как однотипные объекты, например, ввод - ввод, так и разнотипные: ввод - трансформатор тока и др.

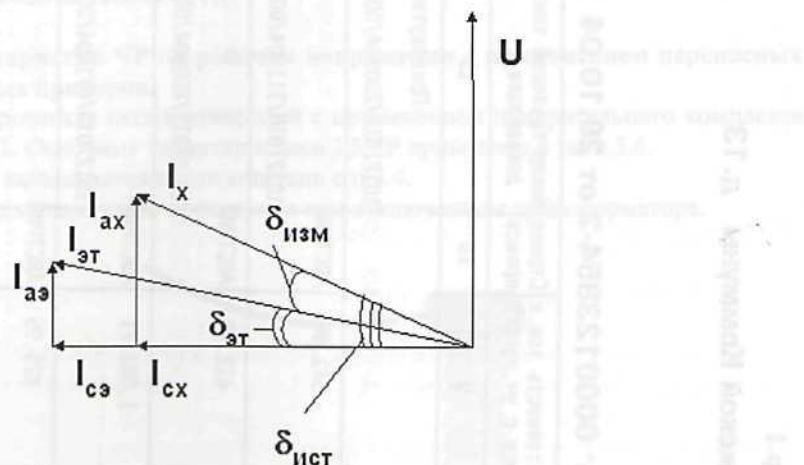


Рис. 3.10 Векторная диаграмма при измерениях тангенса диэлектрических потерь в объекте измерения ($\operatorname{tg}\delta_{изм}$) по схеме с эталоном, $\operatorname{tg}\delta$ которого не равен нулю, а имеет значения $\operatorname{tg}\delta_{эт}$

3.5.2. Порядок проведения измерений $\operatorname{tg}\delta$.

Измерения $\operatorname{tg}\delta$ вводов под рабочим напряжением производятся в следующем порядке:

1) На ОРУ 220÷750 кВ составляется технологическая карта измерений, в которой указываются объекты, принимаемые за эталоны, выбранные из следующих условий:

- обеспечение возможности измерения на максимальном числе вводов и от одного эталона при заданной длине кабелей C_o и C_x измерительного моста;
- обеспечение возможности измерения на вводах от одного эталона, чтобы можно было оценить значения $\operatorname{tg}\delta$ всех измеряемых объектов от одного уровня.

2) В технологической карте указываются также конденсаторы связи и их изоляционные характеристики, которые могут быть использованы для получения абсолютного значения $\operatorname{tg}\delta$ и емкости объектов, принятых за эталоны на каждой фазе, либо для измерения абсолютных значений $\operatorname{tg}\delta$ вводов, забракованных по относительным измерениям.

3) В технологической карте указываются данные измерений с вводов с отключением при 10 кВ и данные предыдущих измерений под рабочим напряжением как относительные, так и абсолютные.

4) Измерения проводятся в соответствии со схемой измерений $\operatorname{tg}\delta$ под рабочим напряжением и с технологической картой. Производятся измерения значения $\operatorname{tg}\delta$ каждого ввода относительно объекта, выбранного за эталон. Полученные значения $\operatorname{tg}\delta$ являются разностью:

$$\operatorname{tg}\delta_{изм} = \operatorname{tg}\delta_{ucm} - \operatorname{tg}\delta_{эт}$$

Разность может иметь как положительное, так и отрицательное значение в зависимости от абсолютных значений $\operatorname{tg}\delta$ сравниваемых объектов.

Истинные значения $\operatorname{tg}\delta_{ucm}$ измеряемого объекта определяются путем сложения, полученной измерениями разности $\operatorname{tg}\delta_{изм}$ с $\operatorname{tg}\delta_{эт}$ эталонного объекта, указанным в технологической карте:

$$\operatorname{tg}\delta_{ucm} = \operatorname{tg}\delta_{изм} + \operatorname{tg}\delta_{эт}.$$

5) Оценка результатов измерения производится путем сравнения полученного значения $\operatorname{tg}\delta_{ucm}$, измеренного на $U_{раб}$ с величиной $\operatorname{tg}\delta$, измеренного ранее при $U = 10$ кВ, и с нормируемыми значениями $\operatorname{tg}\delta$ для изоляции ввода.

Полученное значение $\operatorname{tg}\delta$ не должно превышать нормируемых значений, а также не должно быть разницы, превышающей 0,2%, со значением $\operatorname{tg}\delta$, измеренного при 10 кВ. В случае, когда $\operatorname{tg}\delta_{изм}$ больше нормируемого или указанная выше разница превышает 0,2%, необходимо производить измерения $\operatorname{tg}\delta$ такого ввода не реже одного раза в 1-3 месяца (метод измерения $\operatorname{tg}\delta$ под рабочим напряжением позволяет сделать это без существенного увеличения трудозатрат), и

при выявлении тенденции к возрастанию $\operatorname{tg}\delta$ выводить такой ввод из эксплуатации.

3.5.3. Контроль по изменению комплексной проводимости.

Контроль за изменением модуля комплексной проводимости ($\Delta Y/Y$), несмотря на теоретическую предпочтительность в сравнении с контролем $\operatorname{tg}\delta$ и изменения емкости ($\Delta C/C$), на практике сопряжен со значительной нестабильностью показаний измерительной аппаратуры. Измерения $\Delta Y/Y$ в настоящее время рассматриваются как вспомогательные при диагностике вводов, они производятся в соответствии с [1].

3.6. Измерения характеристик ЧР на рабочем напряжении с применением переносных датчиков и измерительных приборов.

Принципиальная электрическая схема измерений с применением измерительного комплекса ДКЧР-2 указана на рис.3.11. Основные характеристики ДКЧР приведены в табл.3.6.

Обработка результатов выполняется в соответствии с п.3.4.

Градуировка данных схем измерений проводится при отключенном трансформаторе.

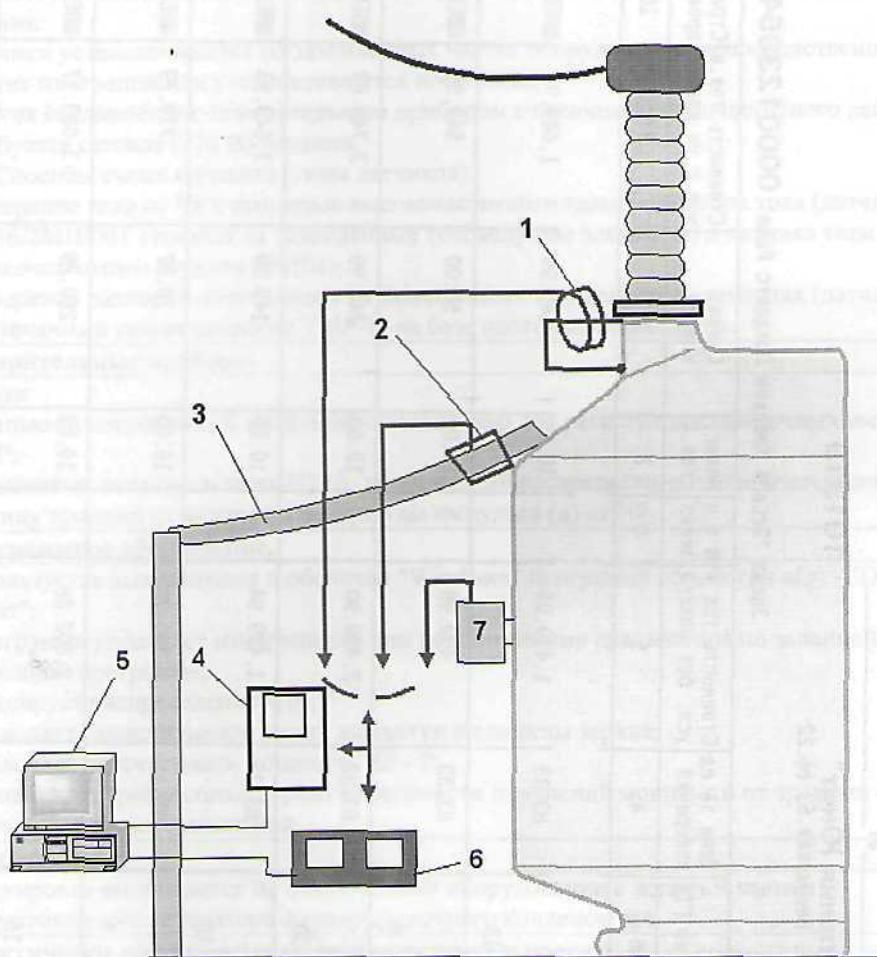


Рис. 3.11 Расположение датчиков для измерений характеристик ЧР на рабочем напряжении с использованием комплекса ДКЧР.

1. Высокочастотный трансформатор тока ВЧТТ (может быть установлен или отсутствовать).
2. Измерительный элемент RC.
3. Высокочастотный измерительный шунт ВИШ.
4. Цифровой осциллограф.
5. Компьютер.
6. Анализатор.
7. Измерительный элемент типа ТМР.

Характеристики ДКЧР

№ п/п	Комплекс переносной диагностический для диагностики изоляции по характеристикам частичных разрядов на рабочем напряжении тип ДКЧР-2
1.	<p>Краткое техническое описание</p> <p>1.1. Применяется для следующих объектов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - статорных обмоток вращающихся машин; - комплектных распределительств; - трансформаторов; - аппаратов с маслонаполненной изоляцией – реакторов, трансформаторов тока и напряжения. <p>1.2. Транспортировка к месту измерений:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перекатывание на тележке. <p>1.3. Необходимые условия для подключения к объекту испытаний и потребность в сетевом питании:</p> <ul style="list-style-type: none"> - датчики устанавливаются на заземленных частях оборудования, непосредственно в момент измерений или устанавливаются постоянно; - датчик соединяется с измерительным прибором с помощью радиочастотного кабеля; - требуется сетевое (220 В) питание. <p>1.4. Способы съема сигналов (типы датчиков):</p> <ul style="list-style-type: none"> - измерение тока от ЧР с помощью высокочастотного трансформатора тока (датчик СТ 68/156/2МН/001 ставится на заземленные токоведущие элементы) и датчика типа RC с высокочастотным шунтом (ВИШ); - измерения разности потенциалов на заземленных токоведущих элементах (датчик - двухточечный гальванический ТМР-1) на базе постоянных магнитов.
2.	<p>Измерительные приборы</p> <p>Состав:</p> <ul style="list-style-type: none"> - компьютеризированный цифровой осциллограф для регистрации одиночных импульсов от ЧР; - анализатор импульсов типа PDPA, измеряющий распределение числа импульсов (n) в единицу времени от величины амплитуды импульса (q) от ЧР.
3.	<p>Программное обеспечение.</p> <p>Используется выполненная в оболочке "Windows" программа обработки $n(q)$ - "DIACS Expert":</p> <ul style="list-style-type: none"> - программа управляет измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе; - фиксирует распределение $n(q)$; - позволяет пересчитывать шкалу амплитуд в единицы заряда; - позволяет рассчитывать мощность ЧР - Р; - "сравнивает" результаты, строит зависимости изменений мощности от времени - $P(t)$; - готовит протокол испытаний.
4.	<p>Градуировка.</p> <p>Градуировка выполняется на отключенном оборудовании с использованием градуировочного генератора и градуировочного конденсатора.</p>
5.	<p>Практически достижимые уровни чувствительности.</p> <p>При измерениях в машинном зале - не хуже 20 пКл.</p> <p>При измерениях на ОРУ напряжением до 220 кВ - не хуже 30 пКл.</p> <p>Для ОРУ более 330 кВ - не хуже 100 пКл.</p>

3.7. Диагностика по результатам измерения характеристик частичных разрядов.

Результаты диагностики по характеристикам ЧР оформляются Протоколом.

В раздел 1 вносятся данные из Протокола по анализу состояния объекта в эксплуатации.

В разделе 2 дается заключение о техническом состоянии по пятиуровневой градации, в разделе 3 даются рекомендации по полученным результатам, в разделе 4 приводятся фактические данные результатов измерений.

Образец Протокола прилагается в П1.

3.7.1. Комментарии к принятию решения о техническом состоянии изоляции по измерениям характеристик ЧР и содержание Протокола 2 измерений ЧР.

Следует разделить явления, фиксируемые как импульсы от ЧР, на три разновидности:

- 1) искровые (дуговые) явления – в неглавной изоляции или в контакте (стяжные шпильки, РПН и т.д.);

- 2) явления ЧР в изоляции ВН или НН в баке;

- 3) разрядные процессы во вводах.

Для трех указанных разновидностей критерии оценки будут различными:

- по амплитуде импульсов от ЧР для каждого дефекта;
- по числу импульсов в единицу времени для каждого дефекта.

3.7.2. Определение технического состояния изоляции трансформатора.

Выполняются следующие операции:

- Определяется техническое состояние всех вводов, а также ЧР-активности в обмотках.

При этом определяются:

- имеются или нет искровые или дуговые разряды;
- наиболее опасный дефект, по которому определяется техническое состояние объекта в целом.

Для полученных характеристик, как правило, отсутствуют нормированные величины. Последнее зависит и от конструкции, и от класса напряжения, от типа масла и от внешних воздействий и т.д. По этой причине основным способом определения состояния является:

- сопоставление фазы с фазой;
- сопоставление характеристик данного объекта с аналогичными;
- динамика характеристик.

3.7.3. Подготовка рекомендаций по результатам диагностики включает следующие мероприятия:

- Определяется необходимость повторной диагностики и набор диагностических методов.
- Формируются предложения по профилактическим и ремонтным работам.

4. ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ РАЗЛОЖЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ, РАСТВОРЕННЫХ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ

4.1. Отбор, транспортировка и хранение проб масла.

4.1.1. Общие замечания.

Отбор пробы трансформаторного масла должен производиться в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. Если такая инструкция отсутствует, то необходимо принять все меры предосторожности в части обеспечения надежной эксплуатации оборудования. Например, при отборе проб масла из высоковольтных вводов, необходимо предварительно убедиться, что общий объем отобранного масла не нарушит работу оборудования.

4.1.2. Отбор пробы.

Отбор пробы масла должен выполняться с использованием аппаратуры и методов в соответствии с требованиями [8-9]. Рекомендуется производить отбор проб квалифицированным персоналом, прошедшим предварительное обучение и подготовленным к работе. Предпочтительно отбирать пробы с помощью специальных шприцов, снабженных трехходовыми кранами. Однако можно применять и другие приспособления для отбора проб трансформаторного масла, если выполняются требования обеспечения надежного результата анализа.

4.1.3. Приспособления и материалы для отбора проб.

4.1.3.1. Пробоотборники трансформаторного масла.

Наиболее предпочтительным устройством для отбора проб трансформаторного масла является полностью стеклянный шприц (цельностеклянный корпус и притертый стеклянный поршень) на 20, 30 или 50 мл с трехходовым краном, обеспечивающим удобство отбора, транспортировки и выполнения анализа. Важной характеристикой этих пробоотборников является газоплотность по водороду, которая должна быть указана в сопроводительной документации. Потребителям могут быть рекомендованы пробоотборники ЭЛХРОМ на 20 мл, разработанные в ВЭИ им. В. И. Ленина.

Объем пробы на анализ рекомендуется согласовывать с лабораторией, выполняющей анализы.

4.1.3.2. Специальное приспособление с люэровским наконечником, обеспечивающее минимальные потери трансформаторного масла при отборе пробы оно подсоединяется к пробоотборному устройству бака объекта или высоковольтного ввода (рис. 4.1).

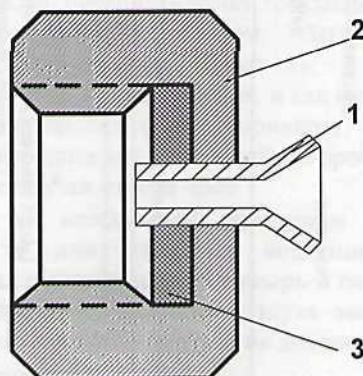


Рис. 4.1 Устройство присоединения для отбора проб трансформаторного масла.

1 - люэровский наконечник; 2 - корпус; 3 - прокладка из маслостойкой резины.

4.1.3.3. Трубка из герметичного маслостойкого пластика (например, чистый ПВХ) с люэровским наконечником для подсоединения оборудования к пробоотборнику. По возможности длина трубы должна быть минимальной.

4.1.3.4. Ветошь.

4.1.3.5. Контейнер для стока масла.

4.1.3.6. Контейнер для хранения и транспортировки проб масла.

Основные требования к таре для транспортировки пробоотборников:

- пробоотборники должны быть надежно закреплены и не соприкасаться друг с другом;
- поршни пробоотборников должны иметь возможность свободного перемещения;
- контейнер должен предохранять пробу масла от воздействия света и солнечных лучей.

4.1.4. Процедура пробоотбора.

Во многих случаях наиболее удобным является подсоединение пробоотборника к узлу отбора масла высоковольтного оборудования через специальное приспособление (п. 4.1.3.2., рис.4.1.). Однако в тех случаях, когда конструкция узла отбора масла не позволяет использовать указанное приспособление, в качестве «устройства присоединения» (в дальнейшем это словосочетание будет использоваться как для обозначения «трубы из герметичного маслостойкого пластика», так и для обозначения «специального приспособления») между пробоотборником и узлом отбора масла можно использовать трубку из герметичного маслостойкого пластика (п. 4.1.3.3). Способ соединения между трубкой и узлом отбора масла выбирается исходя из требований инструкции завода-изготовителя оборудования. Объем пробы на анализ зависит от вероятной концентрации растворенных в масле газов, аналитической методики и требуемой чувствительности. Как правило, для обеспечения надежного результата анализа вполне достаточно отобрать 20 мл масла.

Ниже описывается процедура отбора проб трансформаторного масла в пробоотборники типа ЭЛХРОМ (или аналогичные, снабженные трехходовым прецизионным краном):

- удалить защитный колпак с узла отбора проб масла;
- очистить ветошью выходное отверстие для удаления видимой грязи;
- убедиться, что все части узла отбора проб масла чистые и сухие;
- подсоединить устройство присоединения к узлу отбора проб;
- соединить пробоотборник с устройством присоединения;
- открыть кран на штуцере подачи масла из маслонаполненного электрооборудования;
- слива масла в контейнер для стока масла (рис. 4.2), промыть устройство присоединения и трехходовой кран пробоотборника. Объем слива масла должен составлять не менее трех объемов устройства присоединения;

- произвести промывку шприца (см. рис. 4.3, 4.4). Для этого ручку трехходового крана пробоотборника перевести в положение «2». Давление столба масла начнет действовать на поршень пробоотборника, выдавливая его вниз. Произвести заполнение пробоотборника маслом

(до отметки 20 мл). Перевести ручку трехходового крана в положение «1», и выдавить поршнем масло в контейнер для стока масла. Если не наблюдается движения поршня под давлением масла, то это может быть связано с загрязнением притертых поверхностей пробоотборника. В этом случае необходимо, не прилагая значительных усилий, повернуть поршень вокруг своей оси. Если ощущается значительное сопротивление повороту, пробоотборник следует заменить на другой, и повторить всю процедуру промывки и заполнения.

- Для получения пробы на анализ, повернуть ручку трехходового краника в положение «2» и произвести заполнение пробоотборника маслом. Загерметизировать пробу внутри пробоотборника поворотом ручки краника в положение «3»;

- Отсоединить шприц от устройства присоединения, и как можно скорее поместить образец в контейнер для хранения и транспортировки пробоотборников;

- Отсоединить устройство присоединения от узла отбора проб;

- Установить защитный колпак в узел отбора проб.

Если при отборе пробы по каким-либо причинам пробоотборник не занимает вертикального положения, то для удаления воздушного пузыря пробоотборник необходимо отсоединить от источника, сбросить пузырь и повторить все процедуры снова. Не следует осуществлять процедуру удаления воздуха энергично - это не приведет к желаемому результату, а только осложнит получение достоверной пробы.

4.1.5. Маркировка проб.

На каждую пробу масла должна быть четко составлена сопроводительная записка, в которой указывается следующая информация:

- Наименование предприятия;
- Диспетчерское наименование;
- Тип оборудования;
- Заводской номер;
- Изготовитель оборудования;
- Номинальное напряжение;
- Дата изготовления;
- Дата пуска в эксплуатацию;
- Марка залитого масла;
- Тип защиты масла;
- Причина отбора пробы;
- Температура масла при отборе;
- Дата отбора пробы;
- Ф.И.О. специалиста, отобравшего пробу.

4.1.6. Хранение проб масла.

Пробы масла должны храниться в контейнерах в прохладном темном месте. Если в процессе транспортировки или хранения в пробе масла появляются пузыри газа, то их нельзя удалять. Желательно, чтобы срок хранения пробы не превышал 1 неделю.

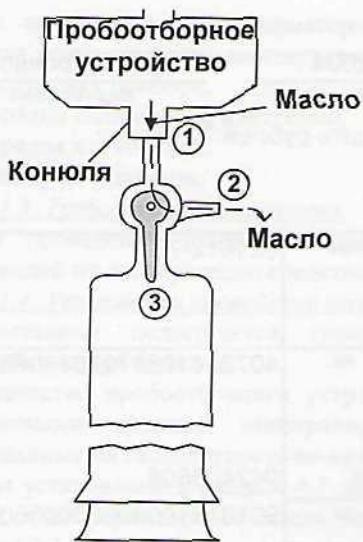


Рис. 4.2 Промывка устройства присоединения и трехходового крана пробоотборника.



Рис. 4.3 Заполнение пробоотборника.

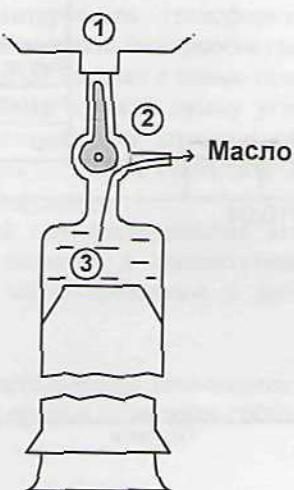


Рис. 4.4 Промывка пробоотборника.

4.2. Методическое и приборно-аналитическое обеспечение ГХ-анализа.

Настоящий раздел Методических указаний дополняет [9] в части рекомендуемой аппаратуры для проведения хроматографического анализа газов, растворенных в масле высоковольтного электрооборудования, а также методики определения газов, растворенных в трансформаторном масле.

4.2.1. Методические указания по проведению хроматографического анализа трансформаторного масла высоковольтного электрооборудования 110 - 1150 кВ на содержание водорода, кислорода, азота, метана, окси и двуокиси углерода, этилена, этана, ацетилена, пропана, пропилена и суммы углеводородов С4 для определения состояния изоляции маслонаполненного электрооборудования.

4.2.1.1 Нормативные документы.

При разработке настоящих Методических указаний использовалась следующая нормативно-техническая документация [9, 10].

4.2.1.2. Содержание.

При испытаниях трансформаторного масла на содержание газообразных компонентов методика испытаний регламентирует следующие действия:

- подготовку прибора,
- порядок выполнения измерений,
- порядок калибровки,
- оценку результатов.

4.2.1.3. Требования безопасности.

При проведении испытаний руководствоваться требованиями [11] и [12], а также инструкцией по эксплуатации средства испытания, перечисленными в разделе 8.

4.2.1.4. Условия при проведении испытаний.

Испытаниям подвергается трансформаторное масло, доставленное в герметичном пробоотборном устройстве.

В качестве пробоотборного устройства используются стеклянные шприцы на 20 мл с трехходовыми кранами иностранного или отечественного производства (ЭЛХРОМ), аттестованные на газоплотность по водороду. Правила пробоотбора и условия хранения шприца и пробы установлены в разделе 4.1. настоящих МР. Условия проведения хроматографического анализа трансформаторного масла на содержание газообразных компонентов обозначены в разделе 4.2.1.11 и п.4.4.

4.2.1.5. Назначение метода.

Метод анализа газов, растворенных в трансформаторном масле, предназначен в конечном итоге для проведения диагностического заключения о работоспособности высоковольтного маслонаполненного оборудования.

4.2.1.6. Принцип метода.

В основе определения содержания легких газов лежит анализ газовой фазы, находящейся в динамическом равновесии с анализируемым трансформаторным маслом. Компонентами, необходимыми для проведения диагностики электрооборудования являются: H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 . В некоторых случаях с целью повышения информативности анализа дополнительно определяют C_3H_6 , C_3H_8 , а также сумму углеводородов C_4 . Определение всех компонентов из одной пробы масла требует специальной схемы газовых коммуникаций, реализованных на базе хроматографов НР 5840 и «Кристалл-2000М».

4.2.1.7. Требования к прибору и оператору.

Хроматограф, укомплектованный соответствующими детекторами, колонками, кранами и приспособлениями, должен быть включен в соответствии с инструкцией на параметры, указанные в данной методике и зафиксированные в программе обработки хроматограмм «Хроматэк-Аналитик».

4.2.1.8. Средства измерения.

В качестве средства измерения используется газо-жидкостной хроматограф фирмы Hewlett-Packard HP 5840 или отечественный прибор «Кристалл-2000М» разработки и изготовления СКБ «ХРОМАТЭК».

4.2.1.9. Принцип действия.

Проба анализируемого масла, заключенная в петле дозатора (5-6 мл), вводится в отвакуумированное устройство. Стекая по наклонному обогреваемому каналу тонким слоем, масло эффективно выделяет растворимые газы, распределяющиеся в газовом пространстве. После окончания введения пробы масла производится компенсация вакуума газом-носителем аргоном до давления на входе в колонку. В этот момент происходит сжатие выделенных газов в петле второго крана-дозатора, поворот которого приводит к введению газовой пробы в систему хроматографического разделения. Попав на первую колонку (поропак N), смесь газов подвергается хроматографическому разделению: часть газов (H_2 , O_2 , N_2 , CH_4 и CO) не удерживаясь на этой колонке попадает с газом-носителем на вторую колонку; остальные газы адсорбируются и медленно продвигаются по адсорбционному слою первой колонки, образуя самостоятельные полосы индивидуальных компонент, (CO_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_2H_2 и далее). Легкие газы, попавшие на колонку с цеолитом, разделяются и поступают на детекторы. Детектор по теплопроводности (ДТП) фиксирует H_2 , O_2 и N_2 . Пламенноионизационный детектор (ПИД) фиксирует CH_4 и CO (превращенный в метан).

После выхода CO конфигурация колонок изменяется, температура термостата колонок повышается и это инициирует выход компонентов с первой колонки: CO_2 (превращенного метанатором в метан), углеводородов, фиксируемых ПИДом.

Весь хроматографический процесс протекает в автоматическом режиме.

4.2.1.10. Блок-схема газовых коммуникаций. Блок-схема газовых коммуникаций хроматографа НР 5840 представлена на рис.4.5.

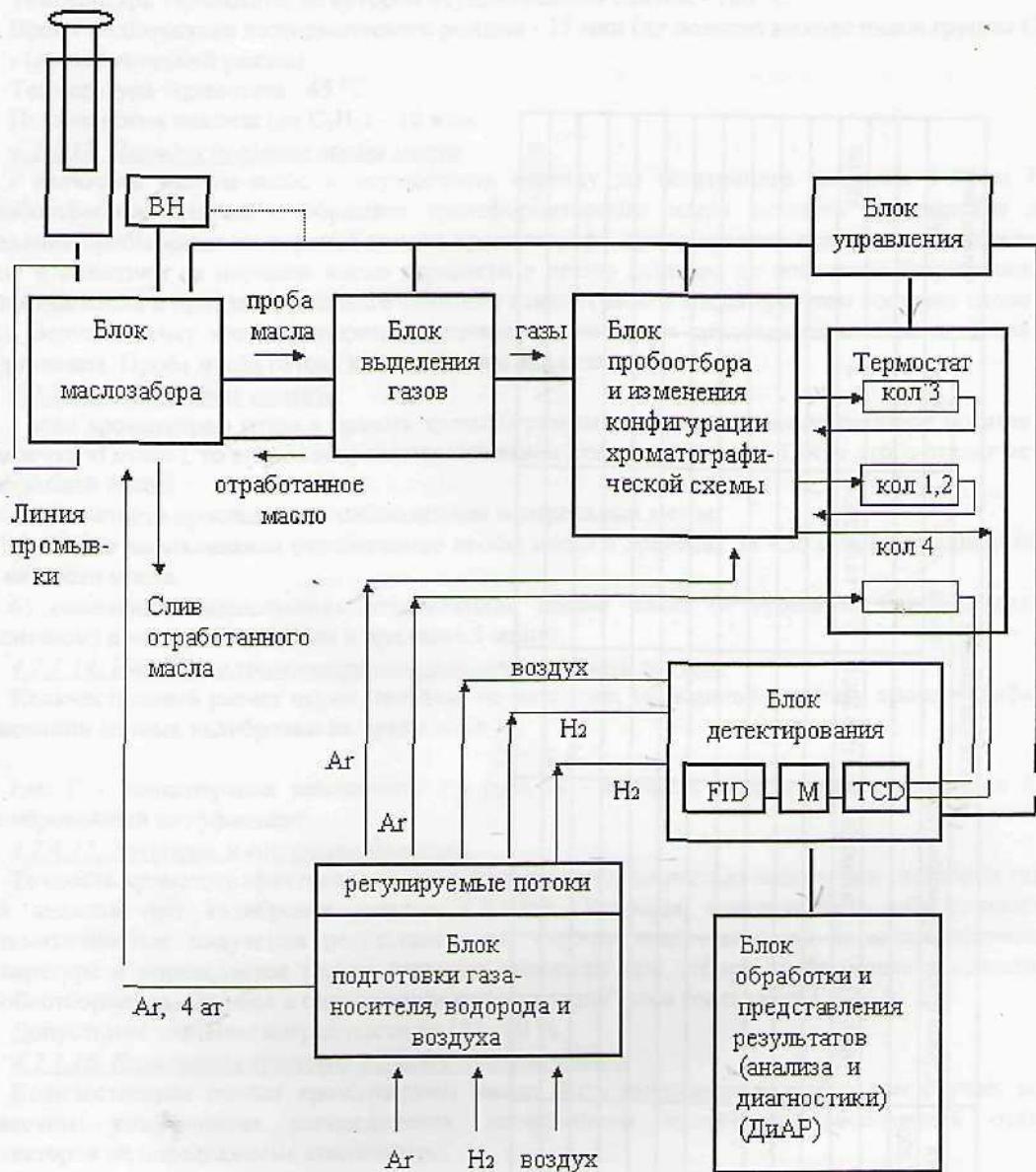


Рис.4.5 Блок-схема газовых коммуникаций.

Хроматографические колонки.

Для разделения выделенных из трансформаторного масла газов используются три колонки: форколонка № 1 (для защиты колонки 2)

30 x 0,2 см с Порапаком N, 80-100 меш (165 °C, 3 часа);

колонка № 2

180 x 0,2 см с Порапаком N, 80-100 меш (165 °C, 3 часа);

колонка № 3

50 x 0,2 см с Цеолитом NaX, 45-60 меш (250-300 °C, 1 час);

колонка № 4 - любая.

Аналогичная схема реализована на хроматографе «Кристалл-2000М» с тем существенным отличием, что хроматографическое разделение газовой смеси производится в изотермическом режиме.

4.2.1.11. Режим хроматографического разделения.

- (программирование температуры).

Начальная температура термостата - 40 °C.

Время поддержания изотермического режима - 6,5 мин.

Скорость программирования температуры термостата - 30 °C/мин.

Температура термостата, до которой осуществляется подъем - 180 °С.

Время поддержания изотермического режима - 15 мин (до полного выхода пиков группы C₄);
- (изотермический режим)

Температура термостата - 45 °С

Полное время анализа (до C₂H₂) - 10 мин

4.2.1.12. Порядок введения пробы масла.

- включить вакуум-насос и осуществить откачуку до остаточного давления 1-2 мм Hg. Пробоотборник Элхром с образцом трансформаторного масла вставить в отверстие для введения пробы масла на верхней панели хроматографа, ручку краника повернуть в положение вбок и нажатием на поршень масло перевести в петлю дозатора до появления безразрывного столбика масла в прозрачном шланге сливного канала (расход масла при этом составит около 10 мл). Верните ручку краника шприца в положение вверх для предохранения остатка масла от загрязнения. Проба масла готова к выполнению анализа.

4.2.1.13. Выполнение анализа.

- если хроматограф готов к приему хроматограммы (на лицевой панели прибора зажигается лампочка «Готов»), то анализ запускается нажатием стартовой кнопки. После этого отключается вакуумный насос;

- после старта проследите за соблюдением контрольных меток:

а) начало выдавливания отработанной пробы масла в пределах 38 - 55 секунд в зависимости от вязкости масла;

б) окончание выдавливания отработанной пробы масла (и промывка системы газом-носителем) должна завершиться в пределах 3 минут.

4.2.1.14. Получение хроматограммы и количественный расчет.

Количественный расчет осуществляется по методике, записанной в памяти хроматографа на основании данных калибровки по уравнению

$$C_i = S_i K_i$$

где: С - концентрация компонента *i* в ppm, S_i - площадь пика в хроматограмме и K_i - калибровочный коэффициент.

4.2.1.15. Точность и воспроизводимость.

Точность хроматографического анализа определяется точностью подготовки растворов газов для анализа при калибровке (раздел 4.2.1.16). Хорошая повторяемость обеспечивается автоматичностью получения результатов при хорошо подготовленной хроматографической аппаратуре и определяется только навыком оператора при отборе пробы масла и качеством пробоотборников. Ошибка в определении концентрации газов составляет 1,3-10 %.

Допустимое значение погрешности по [8] - 10 %.

4.2.1.16. Калибровка хроматографического комплекса.

Количественная оценка хроматограмм может быть выполнена только в том случае, если известны: коэффициент распределения, коэффициент извлечения, абсолютный отклик детекторов на определяемые компоненты.

Калибровочный коэффициент должен учитывать и долю извлекаемого из масла компонента K_u, и реакцию детектора K_{iacb}, а для компонентов, подвергающихся гидрированию, и степень превращения K_n

$$K_i = K_{iacb} / (K_u \cdot K_n) \quad (1)$$

Определить абсолютный отклик детекторов на все компоненты затруднительно и трудоемко. Но в этом нет необходимости: используют табулированные значения относительного отклика детекторов.

Учитывая, что в метанаторе CO и CO₂ гидрируются в метан, а C₂H₄ и C₂H₂ - в этан, относительный отклик ПИДа для этих соединений приравнивается отклику на полученный в результате гидрирования продукт. Если степень этих каталитических превращений неполная, то это учитывается коэффициентом превращения K_n.

Коэффициент извлечения K_u связан с коэффициентом распределения K и условиями выделения. Например, для статического равновесного процесса

$$K_u = \frac{1}{1 + (V_{np} / V_e) K} \quad (2)$$

где: V_{np} - объем пробы масла, введенный в систему; V_e - объем газового пространства над ним.

В данном приборе реализовано динамическое равновесие, и отношение V_{np} / V_e должно быть заменено соотношением площадей сечения масла и газа в обогреваемом канале системы выделения

$$K_u = \frac{1}{1 + (S_m / S_e) K} \quad (3)$$

Коэффициенты распределения компонентов принимаются табличными при 115 °C (табл. 4.1).

Соотношение $(S_m / S_e)^*$ определяется экспериментально анализом растворов известной концентрации метана и бутана. По полученным значениям $K_{C_4H_{10}}$ и K_{CH_4} (см. ф-лу (6)) из уравнений 1, 2 и 3 по данным таблиц 4.1 и 4.2 определяем $(S_m / S_e)^*$:

$$\begin{aligned} K_{CH_4abc} &= K_{CH_4} K_{CH_4uu} = K_{CH_4} / (1 + 0,36(S_m / S_e)^*) \\ K_{C_4H_{10}abc} &= K_{CH_4abc} K_{C_4H_{10}omn} \\ K_{C_4H_{10}} &= K_{C_4H_{10}abc} / K_{C_4H_{10}uu} = K_{CH_4abc} K_{C_4H_{10}omn} (1 + 15,9(S_m / S_e)^*) = \\ &= K_{CH_4} 0,249 [1 + 15,9(S_m / S_e)^*] / [1 + 0,36(S_m / S_e)^*] \end{aligned} \quad (4)$$

$$\text{Откуда } (S_m / S_e)^* = [K_{C_4H_{10}} / (0,249 K_{CH_4}) - 1] / (15,9 - 1,446 K_{C_4H_{10}} / K_{CH_4})$$

Соотношение $(S_m / S_e)^*$ дает возможность рассчитать коэффициенты извлечения всех компонентов. Оно равно 0,19.

Коэффициент превращения устанавливается анализом масла с заданной концентрацией CO₂. Полученные площади сравниваются с площадью, полученной от той же концентрации CH₄. Теоретически при $K_n = 1$ отклик на один и тот же объем CH₄ и CO₂ одинаков, т.е. $K_n = S_{CO_2} / S_{CH_4}$ при прямом введении одной и той же пробы газов n . Поскольку $K_{labc} = n / S$, то для CO₂ $K_n = K_{CH_4abc} / K_{CO_2abc}$.

Таблица 4.1.

Коэффициенты распределения K при 115 °C в трансформаторном масле.

Компоненты	K	Компоненты	K
H ₂	0,091 (0,096)	C ₂ H ₄	1,00 (0,893)
O ₂	0,23 (0,225)	C ₂ H ₆	1,15 (1,065)
N ₂	0,15 (0,156)	C ₂ H ₂	1,40 (1,455)
CH ₄	0,36 (0,288)	C ₃ H ₆	2,40 (2,153)
CO	0,14 (0,151)	C ₃ H ₈	2,8 (2,643)
CO ₂	0,56 (0,545)	C ₄ H ₁₀	12,6 (6,893)

(В скобках - обобщенные данные, принятые для масла ГК)

Таблица 4.2.

Данные для расчета калибровочных коэффициентов.

Детектор	Компонент	Относительный отклик детектора K_i	Коэффициент извлечения K_{in}^*
Катарометр (на аргоне)	H ₂	1,0	0,983
	O ₂	8,62	0,958
	N ₂	10,64	0,972
ПИД с метанатором	CH ₄	1,0	0,936
	CO	1,0	0,974
	CO ₂	1,0	0,904
	C ₂ H ₄	0,499	0,840
	C ₂ H ₆	0,499	0,821
	C ₂ H ₂	0,499	0,790
	C ₃ H ₆	0,334	0,687
	C ₃ H ₈	0,334	0,653
	C ₄ H ₈	0,249	0,295
	C ₄ H ₁₀	0,349	0,349

* для $(S_m / S_e)^* = 0,19$

A) Объем практических работ.

Оперативная калибровка предполагает:

- а) прямое определение калибровочного коэффициента CH_4 ;
- б) прямое определение калибровочного коэффициента CO_2 ;
- в) прямое определение калибровочного коэффициента H_2 ;
- г) расчет коэффициентов отклика CH_4 , CO_2 и H_2 ;
- д) расчет калибровочных коэффициентов всех остальных компонентов с использованием табличных данных коэффициентов извлечения и относительного отклика;
- е) расчет коэффициента превращения CO_2 .

B) Средства измерения.

- Микрошприц на 10 мкл (иностранный или отечественного производства).

- Аналитические весы с точностью до 1 мг.

- Приспособления.

- Вакуум-сушильный шкаф.

- Пробоотборные шприцы для трансформаторного масла на 20, 30 или 50 мл.

B) Выполнение калибровки

- Приготовить 100-200 мл дегазированного трансформаторного масла. Анализом установить отсутствие в нем пиков CH_4 , CO и компонентов C_2 . Удостовериться, что пики O_2 , N_2 и CO_2 значительно меньше пиков в масле до дегазации.

- Заполнить 2 шприца на 20 мл дегазированным маслом и закрыть краны шприцов. Эта процедура должна быть выполнена в короткий интервал времени, однотипно и так, чтобы обеспечивалось полное отсутствие пузырьков воздуха. Не допускать образования мелких пузырей при заборе масла, а большой пузырь вытолкнуть в воздух после окончания забора масла, повернув шприц поршнем вниз.

Один из шприцов используется для приготовления раствора H_2 , CH_4 , C_4H_{10} и CO_2 , второй - для определения начальной площади пика CO_2 .

Г) Приготовление растворов. После поворота крана вбок поддавливанием поршня в положении шприца поршнем вниз масло сбрасывается до отметки 20 мл. (Истинный объем масла должен быть установлен взвешиванием воды). Шприц кладут на горизонтальную плоскость. Микрошприц на 10 мкл заполняют CH_4 (далее C_4H_{10} , CO_2 и H_2) от источника (сетевой газ, углекислотный баллон, генератор водорода или др.). Излишек сбрасывают до отметки 2-5 мкл (объем газа n_i). Вводят иглу микрошприца через кран в пробоотборник с маслом и выдавливают газ из микрошприца в масло. Микрошприц удаляют, а пробоотборник закрывают поворотом крана. Не следует терять из виду пузырек введенного газа, позволять ему попасть в шлиф поршня или кончик у крана. Круговыми движениями шприца вокруг оси обеспечить хорошее перемешивание и быстрое растворение. Плохо дегазированное масло значительно затруднит эту процедуру.

Д) Анализ приготовленного раствора. По мере полного исчезновения пузырьков растворяемого газа выполняют анализ полученных растворов. Первым анализируют шприц с чистым исходным маслом для определения площади пика CO_2 ($S_{o\text{CO}_2}$). Далее анализируют приготовленные растворы. Из этих анализов получают площади пиков CH_4 , C_4H_{10} , CO_2 и H_2 (S_{CH_4} , $S_{\text{C}_4\text{H}_{10}}$, S_{CO_2} и S_{H_2}).

- Исходная концентрация компонента в растворе:

$$\begin{aligned} C_{\text{H}_2} &= \left(n_{\text{H}_2} / 20 \right) 1000, \text{ мкл/л}, \\ C_{\text{CO}_2} &= \left(n_{\text{CO}_2} / 20 \right) 1000, \text{ мкл/л}, \\ C_{\text{CH}_4} &= \left(n_{\text{CH}_4} / 20 \right) 1000, \text{ мкл/л}, \\ C_{\text{C}_4\text{H}_{10}} &= \left(n_{\text{C}_4\text{H}_{10}} / 20 \right) 1000, \text{ мкл/л}. \end{aligned} \tag{5}$$

[в общем виде $(n_i / V_m) 1000$], где n_i в мкл, а V_m - в мл.

- Калибровочные коэффициенты H_2 , CH_4 , CO_2 и C_4H_{10} (в мкл/ед):

$$\begin{aligned} K_{\text{H}_2} &= C_{\text{H}_2} / S_{\text{H}_2}, (\text{мкл/л})/\text{ед}; \\ K_{\text{CH}_4} &= C_{\text{CH}_4} / S_{\text{CH}_4}, (\text{мкл/л})/\text{ед}; \\ K_{\text{CO}_2} &= C_{\text{CO}_2} / (S_{\text{CO}_2} - S_{o\text{CO}_2}), (\text{мкл/л})/\text{ед}; \\ K_{\text{C}_4\text{H}_{10}} &= C_{\text{C}_4\text{H}_{10}} / (S_{\text{C}_4\text{H}_{10}}), (\text{мкл/л})/\text{ед}. \end{aligned} \tag{6}$$

- Коэффициент отклика (абсолютный) рассчитывают из формулы (1)

$$K_{iabc} = K_i K_n K_n \quad (7)$$

и данных таблицы 4.3.

- Расчет абсолютного отклика остальных компонентов [с использованием относительного отклика (табл.4.3)]

$$\begin{aligned} K_{O_2abc} &= K_{H_2abc} 8,62, \\ K_{N_2abc} &= K_{H_2abc} 10,64, \\ K_{CO_2abc} &= K_{COabc} = K_{CH_4abc}, \\ K_{C_2H_4abc} &= K_{C_2H_6abc} = K_{C_2H_2abc} = K_{CH_4abc} 0,499 \\ K_{C_3abc} &= K_{CH_4abc} 0,334, \\ K_{C_4abc} &= K_{CH_4abc} 0,249. \end{aligned} \quad (8)$$

- Коэффициент превращения определяется из равенства:

$$K_n = K_{CH_4abc} / K_{CO_2abc} \quad (9)$$

Если полученное значение меньше 0,85, проверку следует повторить или заменить катализатор. Поскольку гидрирование CO и непредельных углеводородов происходит легче, то при значении K_n для CO_2 не менее 0,85, коэффициенты превращения остальных могут быть приняты равными единице.

- Расчет калибровочных коэффициентов всех остальных компонентов производится по формуле:

$$\begin{array}{ll} K_{O_2} = K_{O_2abc} / K_{O_2u} & K_{C_2H_6} = K_{C_2H_6abc} / K_{C_2H_6u} \\ K_{N_2} = K_{N_2abc} / K_{N_2u} & K_{C_2H_2} = K_{C_2H_2abc} / K_{C_2H_2u} \\ K_{CO} = K_{COabc} / K_{COu} & K_{C_3} = K_{C_3abc} / K_{C_3u} \\ K_{C_2H_4} = K_{C_2H_4abc} / K_{C_2H_4u} & K_{C_4} = K_{C_4abc} / K_{C_4u} \end{array}$$

Полученные значения заносятся в калибровочную таблицу программы обработки хроматограмм.

Таблица 4.3.

Порядок расчета калибровочных коэффициентов

Компонент	Коэффициент распределения K	Отн. отклик детектора (табл. 4.2.3)	Эксперим. Значение K_i	Абсолютный отклик детектора, формула	Коэффициент превращения	Калибровочный коэффициент
H_2	0,091	1,0	(1)	(7)		(6)
O_2	0,23	8,62		(8)		(10)
N_2	0,15	10,64		(8)		(10)
CH_4	0,36	1,0	(1)	(7)		(6)
CO	0,14	1,0		(8)		(10)
CO_2	0,56	1,0	(1)	(7)	(4)*	(6)
C_2H_4	1,0	0,499		(8)		(10)
C_2H_6	1,15	0,499		(8)		(10)
C_2H_2	1,4	0,499		(8)		(10)
C_3H_6	2,8	0,334		(8)		(10)
C_3H_8	2,4	0,334		(8)		(10)
C_4H_8	12,6	0,249		(8)		(10)**
C_4H_{10}	15,9	0,249				

* - для информации; ** - все C_4 считать по коэффициенту C_4H_{10} .

Проверка расчета. При калибровке выполняется анализ заданной концентрации компонентов в масле. В результате расчета по данным калибровки:

$$C_{H_2} = S_{H_2} K_{H_2}$$

получается исходное значение концентрации:

$$C_{H_2} = \left(n_{H_2} / V_m \right) 1000$$

(аналогично для CO₂ и CH₄).

Приведенная методика калибровки реализована в экспертно-диагностической системе «ДиАР», совместимой с программами обработки хроматограмм как отечественных (Хроматэк-Аналитик), так и зарубежных разработок («Маэстро», фирма Хромпак, Голландия).

4.2.1.18. Текущие ремонтные работы.

Эти работы связаны в основном с заменой или тренировкой колонок.

По мере увлажнения цеолита NaX его разделительная способность ухудшается. Это выражается в сближении пиков O₂ - N₂ и CH₄ - CO. Для восстановления удовлетворительного разделения этих пар достаточно колонку прогреть в потоке аргона. Однако это необходимо сделать либо в другом термостате, либо удалив колонки с порапаком (заменив их соединительной трубкой). Прогревание колонки с NaX производят при температуре 250 °C в течение 1 часа, затем колонку охлаждают и проверяют разделение всех компонентов (установив обратно колонку с порапаком). Если этого недостаточно, поднимают температуру до 300 °C (1 час).

Если колонка будет высушена чрезмерно, то удерживание CO настолько увеличится, что окажется затруднительным разделение CO и CO₂. В этом случае колонку следует увлажнить, дозируя в начало колонки последовательно по 2 мкл воды и проверяя полученный результат в режиме стандартного анализа после часовой выдержки при 170 °C.

Попадание кислорода при повышенной температуре на колонку с порапаком N приводит к потере его адсорбционной способности. При этом уменьшаются времена удерживания, что опять же вызывает трудности в разделении - в данном случае CO и CO₂.

Для снижения трудоемкости восстановительного ремонта в схеме предусмотрена фор-колонка. Она может быть либо заменена, либо восстановлена. Загрубевший и пожелтевший слой из начала фор-колонки удаляется и заменяется новым порапаком N (80-100 меш).

Подготовка фор-колонки может быть осуществлена в термостате хроматографа - после ее соединения с основной колонкой и отключения конца основной колонки от системы - в течение 3 часов при температуре 165 °C.

По завершении операций, связанных с заменой колонок и их тренировкой, необходимо проверить герметичность всех узлов, расположенных в термостате, и выполнить калибровку.

4.2.2. Аппаратура для проведения анализа.

Рекомендуемой аппаратурой для проведения хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле, помимо перечисленных в РД 34.46.308-98 (хроматографический комплекс для анализа газов, растворенных в трансформаторном масле, производимый ООО НПФ «ЭЛЕКТРА», или хроматограф «Цвет 500-ТМ»), является также «Хроматографический комплекс для анализа газов, растворенных в трансформаторном масле на базе хроматографа «Кристалл-2000М», серийно выпускаемый СКБ «ХРОМАТЭК» (г. Йошкар-Ола). Указанный комплекс может быть сконфигурирован как для использования методики АРП, так и вакуумного термодинамического извлечения растворенных в масле газов, что позволяет максимально автоматизировать проведение анализа. Кроме того, новая система ввода пробы позволяет надежно регистрировать весь спектр «диагностических» газов, в том числе O₂ и N₂.

Для обработки результатов анализа используется программа «Хроматэк-Аналитик», спряженная с экспертно-диагностической системой «ДиАР», выдающей уже результаты диагностики. Указанное программное обеспечение может быть использовано и для других хроматографов как отечественного, так и зарубежного производства.

Схема хроматографа «Кристалл-2000М» приведена на рис.4.6.

4.3. Краткое описание пробоотборников трансформаторного масла «ЭЛХРОМ».

Шприцы пробоотборные многократного применения предназначены для отбора и транспортировки проб трансформаторного масла из высоковольтного маслонаполненного электрооборудования (силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы, кабели и конденсаторы). Шприцы позволяют производить дозированный ввод проб масла в аппаратуру для выполнения физико-химического анализа, в том числе хроматографического анализа растворенных в трансформаторном масле продуктов старения изоляции.

Конструктивные особенности

Шприцы пробоотборные выпускаются в двух исполнениях КИ-1 и КИ-2, отличающихся конструкцией прецизионного крана. В модификации КИ-1 используется двухходовой кран, а в

модификации КИ-2 – трехходовой кран, снабженный защитной пробкой и специальным устройством, обеспечивающим надежный ввод пробы масла в хроматографическую систему. Краны имеют совершенные уплотнения – выдерживают давление до 6 бар – но ими легко управлять.

Указания по мерам безопасности и эксплуатации.

В целях обеспечения сохранности, работоспособности пробоотборников и безопасных условий работы необходимо применять все меры предосторожности работы со стеклянными изделиями:

- перед использованием пробоотборник проверить на отсутствие трещин и сколов на цилиндре и поршне.

- укладывать пробоотборники на поверхность, покрытую салфеткой.

Любое истирание шлифованной поверхности изменяет характеристику газопроницаемости, установленную для данного типа пробоотборника и необходимую для расчета концентрации водорода в момент отбора пробы по результатам газохроматографического анализа. Поршни пробоотборников не являются взаимозаменяемыми. Не допускайте замены поршней.

Пробоотборники устойчивы к многократной обработке, состоящей из:

- мойки каждого пробоотборника в мыльном или другом моющем растворе при помощи щетки.

- тщательного ополаскивания сначала проточной водой в течение (1+2) мин., а потом дистиллированной водой.

- сушки при температуре не выше 55 °C; в противном случае может быть нарушена работоспособность трехходовых кранов.

- перед сборкой пробоотборника тщательно проследите за отсутствием ворсинок на поверхности поршня или в корпусе.

4.4. Режим хроматографического анализа («КРИСТАЛЛ-2000М»)

Время анализа, мин.	- 10
Температура детектора, °C	- 200
Температура колонки, °C	- 45
Газ-носитель	- аргон
Расход газа-носителя, мл/мин	- 15
Расход водорода, мл/мин	- 30
Расход воздуха, мл/мин	- 300

Таблица 4.4

Последовательность разделения компонентов

Название компонента	Время выхода, мин.	Детектор
CO	0,52	ПИД
CH ₄	1,08	ПИД
H ₂	1,14	ДТП
O ₂	2,45	ДТП
CO ₂	3,15	ПИД
C ₂ H ₄	4,09	ПИД
C ₂ H ₆	5,05	ПИД
N ₂	6,29	ДТП
C ₂ H ₂	8,06	ПИД

Общая газовая схема приведена на рис.4.6.

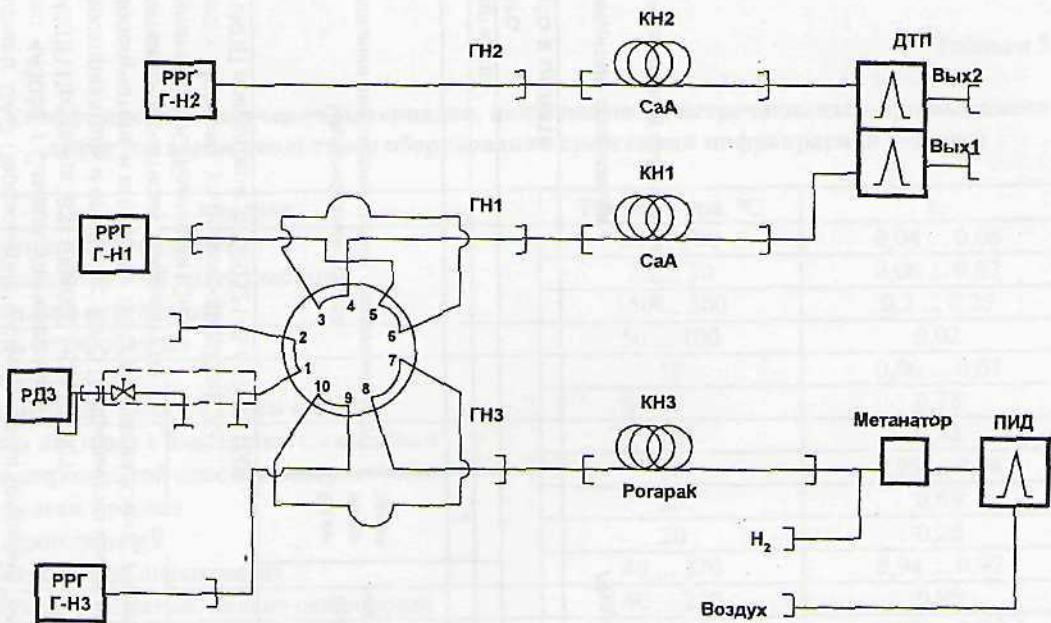


Рис. 4.6 Схема газовая модуля ПИД/ДТП ("Кристалл-2000М") с краном-дозатором десятипортовым и краном для заполнения шприцов.
(кран-дозатор в положении АНАЛИЗ)

5. ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

Данный раздел относится к измерению температурных полей поверхностей баков и вводов силовых трансформаторов и реакторов. Измерения выполняются на рабочем напряжении в условиях эксплуатации. В разделе приводятся общие сведения по способу измерений, а также практические вопросы методов диагностики, включая термографию контактов, поверхностей и т.д.

5.1. Основные сведения по тепловизионному контролю.

При тепловизионном контроле электрооборудования и ВЛ должны применяться тепловизоры с разрешающей способностью не хуже $0,1^{\circ}\text{C}$, предпочтительно со спектральным диапазоном $8\div12\text{ мкм}$ - инфракрасной области (ИК) излучения.

В разделе применяются следующие понятия:

превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева (T_x) и температурой окружающего воздуха (T_o), $\Delta T_n = T_x - T_o$;

избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;

коэффициент дефектности - отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (проводка), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;

контакт - токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;

контактное соединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи;

аномалия - местное изменение температуры (избыточная температура) на некотором малом участке поверхности оборудования, характеризуется средней максимальной температурой пятна.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей может осуществляться:

- по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры),
- по избыточной температуре,
- по коэффициенту дефектности,
- по динамике изменения температуры во времени.

В табл.5.1. приводятся коэффициенты излучения материалов, которые используются при выявлении дефектов высоковольтного оборудования.

Таблица 5.1

Коэффициенты излучения материалов, наиболее часто встречающихся при выявлении дефектов высоковольтного оборудования средствами инфракрасной техники

Материал	Температура, °C	ε_T
Алюминий полированный - " - с шероховатой поверхностью	50 ... 500	0,04 ... 0,06
	20 ... 50	0,06 ... 0,07
	150 ... 500	0,2 ... 0,25
Медь полированная - " - окисленная	50 ... 100	0,02
	50	0,06 ... 0,07
	25	0,78
Сталь листовая с блестящим слоем окиси - " - с шероховатой плоской поверхностью	25	0,82
	50	0,95 ... 0,98
	20	0,69
	20	0,28
	40 ... 370	0,94 ... 0,97
Чугун шероховатый, сильно окисленный	40 ... 250	0,95
Краски масляные разных цветов	100	0,92 ... 0,96
Лак черный, блестящий, распыленный на железо - " - алюминиевый, на шероховатой поверхности	25	0,88
	20	0,39
Стекло	22 ... 100	0,94 ... 0,91
Фарфор белый, блестящий - " - глазуренный	-	0,70 ... 0,75
	22	0,92
Бетон	20	0,92

Металлические шины и элементы конструкций высоковольтного оборудования окрашены, и в этом случае необходимо ориентироваться только на коэффициент излучения покрытия.

Рассмотренные свойства и особенности ИК излучения определяют следующие методические рекомендации при выявлении дефектов высоковольтного оборудования:

1) Тепловизионный приемник должен принимать ИК излучение дальней части спектра 8 ... 12 мкм.

2) Измерение необходимо проводить при отсутствии прямого солнечного излучения, тумана или дождя, при этом сплошная облачность не пропускает ИК излучения солнца.

3) Желательно ось тепловизионного приемника направлять перпендикулярно к излучающей поверхности.

5.2. Тепловизионный контроль контактных соединений.

Тепловизионные измерения эффективны для выявления дефектных контактных соединений. Проблема их выявления стала одной из наиболее актуальных для энергосистем, т.к. повреждения из-за невыявленных своевременно дефектных контактных соединений составляют большую часть из всего объема повреждений оборудования.

Применение тепловизионных приемников для выявления дефектных контактных соединений основано на прямой зависимости температуры контактного соединения от величины его сопротивления, т.е. от степени развития дефекта.

Превышение температуры контактного соединения над температурой шины составляет единицы градуса. Например, перегрев контактного соединения алюминиевой шины размером (60x60x6мм) при номинальном токе $I_n = 870$ А составит $\Delta T = 1,3$ °C.

Оценка состояния контактных соединений производится путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, а также сравнением температуры контактного соединения и сплошных участков токопроводов:

1) При контроле контактных соединений тепловизор следует располагать возможно ближе к ним, расстояние 30...40 м является предельным при такого рода измерениях.

2) Измерения следует проводить тогда, когда температура воздуха менее +15 °C, когда не идет снег, день несолнечный, скорость ветра не должна превышать 4 м/сек. Измерения нельзя проводить во время дождя.

3) В новых РУ нельзя получить достаточно точных результатов, так как коэффициенты излучения неокисленных металлов малы $\varepsilon_{Tal} = 0,04 \dots 0,7$; $\varepsilon_{Tcu} = 0,02$ (см.табл.5.1) и имеют

большие разбросы по значению.

4) Эффективность выявления дефектов контактных соединений зависит от величины тока, при котором проводят измерения, поэтому необходимо проводить измерения при нагрузках, близких к номинальному значению. При $I_{нагр} < 0,5 I_{ном}$ измерения проводить не рекомендуется.

Контроль контактных соединений необходимо проводить ежегодно.

Оценка технического состояния контактов

При оценке контактных соединений рекомендуется для эксплуатирующего персонала использовать следующие критерии отбраковки:

Норма	$\Delta T < 5^{\circ}\text{C}$ - контакт находится в нормальном состоянии;
Норма с отклонениями	$5^{\circ}\text{C} < \Delta T \leq 35^{\circ}\text{C}$ - необходим ремонт контакта при капитальном ремонте оборудования;
Норма со значительными отклонениями	$35^{\circ}\text{C} < \Delta T \leq 85^{\circ}\text{C}$ - необходим ремонт контакта при текущем ремонте оборудования;
Ухудшенное	$\Delta T > 85^{\circ}\text{C}$ - необходим внеплановый ремонт в срок не более трех месяцев.

5.3. Контроль силовых трансформаторов.

Термографическое обследование трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о наличии термических явлений внутри бака. Снимаются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

Оценка состояния элементов осуществляется путем пофазного сравнения измеренных температур. Критерии по применению решения по техническому состоянию описаны в разделе 5.5.

5.4. Контроль маслонаполненных вводов.

Предельные значения температуры нагрева ввода из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать величин, приведенных в таблице 5.2.

Таблица 5.2

	Контакты без покрытия	С покрытием оловом, серебром, никелем
Наибольшая температура нагрева, $^{\circ}\text{C}$	90	105
Превышение температуры, $^{\circ}\text{C}$	50	65

Ввод не должен иметь резкого изменения температуры или локальных нагревов по высоте покрышки по сравнению с вводами других фаз.

5.5. Анализ результатов термографии

В Протоколе дается анализ и приводятся выводы, а также из фактических термограмм, обозначаемых как фиг.1, 2 и т.д. с указанием направлению съемки. На термограммах определяются точки с превышением температур и их зоны, называемые аномалиями.

5.5.1. Содержание раздела 1 - переносится из Протокола 2 _____.

5.5.2. Раздел 3 - результаты диагностики.

Термограммы, полученные при съемке каждой стороны трансформатора или аппарата (северной, западной, южной и восточной) должны позволять контролировать верхнюю часть и

дно бака.

Каждой термограмме присваивается номер (Фиг.1 и т.д.), на термограммах указываются точки и зоны с повышенными температурами - называемые "Аномалиями".

Геометрическое расположение и характеристика аномалии - вносятся в протокол.

Заполнение Раздела 4 - "Заключение о техническом состоянии", выполнять с использованием табл.5.3.

Таблица 5.3

Наименования, технические определения, используемые для анализа технического состояния оборудования при термографии, вносимые в раздел 4 Протокола 5.

Раздел 4.1 Протокола	Раздел 4.2 Протокола	Раздел 4.3 Протокола
4.1. Наименование типовых узлов	4.2. Описание дефектов и явлений в них	4.3. Рекомендации персоналу эксплуатирующей организации
1) Ввод (ВН, СН, НН) фазы (A, B, C).	1) Нагрев из-за диэлектрических потерь (увлажнения, карбонизация).	1) Измерить влагосодержание, $\text{tg}\delta$, C_2 .
2) Расширитель.	2) Нагрев из-за ухудшенного контакта.	2) Проконтролировать систему охлаждения: - проверить охладители, - трубопроводы, - эффективность вентиляторов.
3) Колокол в районе: (ВН, СН, НН) фазы (A, B, C).	3) Нагрев из-за вихревых токов.	3) Провести несколько термографий, в том числе на х.х.
4) Боковые стороны (Юг, Запад, Север, Восток), район фазы (A, B, C), обмотка (ВН, СН, НН).	4) Нагрев из-за внесения железных фланцев, болтов.	4) Проверить наличие вибрации.
5) Контакты - перегрев на обмотке (ВН, СН, НН), на магнитопроводе фазы (A, B, C).	5) Нагрев из-за выноса тепла потоком масла. 6) Прожиг трансформаторной стали.	5) Провести протяжку болтов на (ВН, СН, НН) фаз (A, B, C).
6) Система охлаждения: - насосы; - трубопровод; - радиатор (теплообменник).	7) Контур с устойчивым контактом. 8) Образование контура в нижней части из-за повреждения изоляционных прокладок. 9) Распрессовка части магнитопровода.	6) Выполнить дополнительные обследования перед ремонтом, включая: - измерения $\text{tg}\delta$ масла, - хроматографический анализ; - измерения ЧР. 7) При ремонте обратить внимание: - перетяжку всех соединений в отводах; - перетяжку болтовых соединений; - обследовать на возможность образования контуров и прожигов; - подпрессовать магнитопровод.

Образец Протокола 5 прилагается.

6. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЯ О ТЕХНИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ ОБОРУДОВАНИЯ

6.1. Общие положения.

На основе анализа диагностической информации, полученной на рабочем напряжении, можно определить техническое состояние отдельных узлов и агрегатов трансформаторного оборудования (вводов, магнитной системы, изоляции, системы охлаждения и т.д.).

После проведения диагностики на рабочем напряжении необходимо:

1) По всем узлам и агрегатам провести сопоставление диагнозов при использовании многопараметрической диагностики.

2) Если электрические методы измерений (ЧР , $\text{tg}\delta$) свидетельствуют о наличии процесса деградации, в то же время другие методы (ГХ, термография) имеют аналогичные показания, то сроки проведения корректирующих мероприятий должны быть значительно сокращены.

3) Необходимо определить узлы, которые являются критическими и далее сформировать технологию восстановления технического состояния:

- замену дефектных узлов на новые;
- ремонт магнитопровода с поднятием колокола;
- замена участков изоляции с поднятием колокола.

6.2. Оформление Заключения по обобщенному анализу результатов диагностики на рабочем напряжении.

Образец Заключения приводится в Приложении 1.

Заключение утверждается Главным инженером и подписывается экспертами, проводившими анализ.