

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

ИНСТИТУТ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем

(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Определение дефектов, приводящих к газообразованию в процессе эксплуатации силовых масляных трансформаторов систем электроснабжения»

Студент

Е.В. Марков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

Д.А. Кретов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Анализ дефектов силовых масляных трансформаторов систем электроснабжения	6
1.1. Анализ классификации дефектов	6
1.2. Анализ дефектов и их видов	7
1.3. Анализ продления срока службы силовых трансформаторов, регенерация масла, сушка и локальный ремонт	9
1.4. Анализ надежности и пригодности силового трансформатора: от оценки состояния до ремонта на месте.....	15
1.5. Анализ условий испытаний, предлагаемых для промышленных стандартов измерения уровня шума трансформатора.....	19
Выводы по первой главе.....	23
2. Анализ экспериментальных данных обследования силовых масляных трансформаторов систем электроснабжения для выявления дефектов, приводящих к повышенному газообразованию.....	24
2.1. Экспериментальные данные обследования силовых масляных трансформаторов.....	30
Выводы по второй главе.....	44
3. Разработка методики выявления дефектов, приводящих к повышенному газообразованию в силовых масляных трансформаторах систем электроснабжения	45
3.1. Механизм газообразования и деструкция масла	45
3.2. Методика выявления термических дефектов силового трансформатора	48
3.3. Методика выявления дефектов силового трансформатора, сопровождающихся электрическими разрядами	50
3.4. Методика определения типа дефекта по отношению характерных газов	51

3.5. Условия достоверности определения типа дефекта.....	56
3.6. Интерпретация результатов хроматографического анализа растворенных газов в масле и свободных газов, отобранных из газового реле силовых трансформаторов	59
3.7. Уровни концентраций газов после заводских испытаний. Периодичность контроля. Характерные дефекты	64
3.8. Влияние различных факторов на уровень концентрации и состав газов	68
3.9. Последовательность интерпретации результатов хроматографического анализа растворенных газов	72
Выводы по третьей главе	78
Заключение	79
Список используемых источников.....	80
Приложение А	84
Приложение Б.....	89
Приложение В	91

ВВЕДЕНИЕ

Силовые трансформаторы являются важнейшими элементами электрических систем. Отключения при разного рода авариях, дефекты, повреждения – приводят к убыткам и физическому изнашиванию оборудования. Поэтому главной задачей повышения надежности служит продление жизненного цикла трансформатора при помощи проведения комплексных обследований.

В процессе эксплуатации силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов возникают различные аномальные явления, такие как газообразование, частичные разряды, перегревы отдельных частей разъема бака и т.д. При этом, зачастую основные технические параметры соответствуют нормативным требованиям и требованиям приведенных в эксплуатационной документации завода-изготовителя.

Причиной возникновения аномальных явлений являются изменение неполноты электромагнитного рассеяния между обмотками, созданное обмотками при протекании по ним нагрузочного тока или тока короткого замыкания, нарушение контактных сопротивлений заземления элементов конструкции и наличие элементов конструкции, находящихся под плавающим потенциалом, завышенные потенциалы между элементами обмоток, нарушение контактных соединений токопроводящих цепей и старение твердой изоляции.

Целью работы является анализ и исследование дефектов силовых масляных трансформаторов, определение дефектов вызывающих газообразование, а также разработка методики диагностики, позволяющей выявлять дефекты вызывающие повышенное газообразование.

В работе решаются следующие задачи:

- Анализ дефектов силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов;

- Определение дефектов вызывающих газообразование в силовых масляных трансформаторах и автотрансформаторах;

- Анализ существующих методик диагностики силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов;

- Определение существующих методик диагностики силовых трансформаторов позволяющих выявить дефекты вызывающие газообразование в силовых масляных трансформаторах и автотрансформаторах;

- Разработка методики диагностики силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов позволяющей выявлять дефекты вызывающие повышенное газообразование;

- Экспериментальное обследование силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов для выявления дефектов вызывающих газообразование.

В магистерской диссертации применены эмпирические и теоретические методы научного исследования.

Научная инновация работы и ценность полученных результатов заключается в усовершенствовании способа анализа и диагностики причин, вызывающих газообразование в силовых масляных трансформаторах и автотрансформаторах и состоит в следующем:

Способ выявления и локализации дефекта путем измерений сопротивлений короткого замыкания со сторон высшего и низшего напряжений позволяет выявить дефекты, влияющие на газообразование, возникшее в процессе проектирования, изготовления, эксплуатации и ремонта, а также определить влияние дефекта на эксплуатационную надежность.

Практическая ценность заключается в следующем:

Определены объективные причины, вызывающие в трансформаторах следы газообразования, на основе использования данных об эксплуатации трансформатора, необходимые для модернизации их конструкции, технологии производства и программы технического обслуживания и ремонта.

1. Анализ дефектов силовых масляных трансформаторов систем электроснабжения

1.1. Анализ классификации дефектов

Дефекты, присутствующие в трансформаторе подразделяются по:

- а) по периоду установления: непредсказуемые, слабовыраженные и т.д.;
- б) по месту дислокации: на обмотке НН (торцевые катушки), на нижней ярмовой балке магнитопровода;
- в) по функциональным признакам: увеличение полей рассеивания, высокие циркулирующие токи в обмотках и т.п.;
- г) по отклонениям материалов и их характеристик от нормальных значений, и нарушений процессов технологии: повреждение отдельных листов электротехнической стали, нарушение размеров геометрии каналов охлаждения обмоток, неверное транспозиционирование обмоток и др.

В автоматических режимах диагностики, классификация ущерба обязана внести методический вклад в различные методы исследования с целью более надежного и экономичного раскрытия, а также с целью предельно ясной локализации зоны неисправности.

Одним из первых документов, включающих консолидацию повреждений и неисправностей, целью которого является их определение, служит руководящий документ, излагающий технологию хроматографического анализа газов, растворенных масле. Все дефекты делятся на две группы: электрические и термические (тепловые). Электрические также подразделяются на: частичные разряды с пониженной плотностью, частичные разряды с повышенной плотностью и дуговые разряды большой мощности. В этом руководящем документе имеются и свои недостатки, которые вызывают противоречия, состоящие из рекомендательной базы по выявлению и анализу дефектов, направленной на распознавание

различных сбоях от нормальной работы трансформатора. Дефекты подразделяются на 3 группы. В группу №1 входят перегревание токоведущих частей трансформатора и перегревание составляющих конструкций остова. Во группу №2 входят перегревы жесткой изоляции, вызванные электровоздействиями. Группа №3 включает искровые, частичные и дуговые разряды в масле.

На рисунке (1) изображена схема классификации дефектов силового трансформатора.



Рисунок 1- Схема классификации дефектов силового трансформатора.

1.2. Анализ дефектов и их видов

Анализ дефектов трансформатора указывает, что дефекты можно разделить условно на три группы:

- медленно развивающиеся дефекты (время развития более года);

- быстро развивающиеся дефекты (время развития менее года);
- внезапные и аварийные отказы (время развития от долей секунды до нескольких минут или часов).

Доля различных дефектов в количественном соотношении меняется. Если трансформаторы, работающие в пределах нормативного ресурса, имеют долю быстроразвивающихся дефектов и аварийных отказов 35-40 %, то для оборудования, имеющего выработку, доля медленно развивающихся дефектов уменьшается до 40 % за счет увеличивающихся быстроразвивающихся дефектов – 40 % и аварийных отказов – 20 %.

При своевременном выявлении медленно и быстро развивающиеся дефекты удается исправить, при этом не меняется физический ресурс трансформатора. Внезапные и аварийные отказы обычно приводят к непоправимым изменениям, и даже вовремя выявленные и устраненные дефекты уменьшают физический ресурс трансформатора.

Таблица 1.1 – Аварийность трансформаторов с различным временем работы

Время работы	Процент отказов (%)
В пределах до 10 лет	16
В пределах от 10 до 20 лет	31
В пределах от 20 до 30 лет	30
В пределах от 30 до 40 лет	19
В пределах свыше 40 лет	9

Самое большое число отказов происходит, собственно, в период нормальной работы, и большее количество трансформаторов не достигает до амортизационных отказов.

Причиной аварийности трансформаторов в период нормальной работы является, скорей всего, планирование капитальных ремонтов (на 12 и 24 году работы). Собственно поэтому для силовых трансформаторов возникла проблема перевода от планирования ремонтов по времени эксплуатации к ремонту по фактическому состоянию.

Таблица 1.2 – Техническое состояние трансформаторов, работающих с превышением временного ресурса

Не требует ремонта	29%
Постоянный контроль	28%
Ремонт отдельных агрегатов	24%
Капитальный ремонт	16%
Немедленный ремонт	3%

Как видно из анализа таблицы 1.2, 81 % трансформаторов вполне пригодны к работе. Однако проблемы диагностики оказываются для таких трансформаторов более актуальными.

Этот же путь пригоден и для перехода от ремонта по времени работы к ремонту по фактическому состоянию.

Как видно из анализа аварийности, количество трансформаторов, отработавших свою физическую норму, выражаемую состоянием твердой изоляции трансформатора, не превышает (по разным данным) 8-20 %.

Определить остаточную норму эксплуатации путем исследования трансформатора можно с высокой степенью точности.

Но гарантия работоспособности не будет распространяться, так как возникновение и дальнейшее развитие дефекта может случиться в любой момент, и при этом время изменения дефекта может оказаться меньше времени контролируемых мероприятий.

Для урегулирования этой проблемы необходимо применять системы непрерывного и автоматического мониторинга.

1.3. Анализ продления срока службы силовых трансформаторов, регенерация масла, сушка и локальный ремонт

Плохо эксплуатируемое трансформаторное масло значительно сократит срок службы трансформатора. Масло в трансформаторе может эксплуатироваться очень долго, но только в том случае, если о нем заботятся должным образом. Несмотря на то, что в течение жизни трансформатора

может произойти несколько вещей, которые могут поставить под угрозу функционирование масла и, следовательно, работу трансформатора, в большинстве случаев это может быть устранено с помощью соответствующих работ по техническому обслуживанию.

Плохую диэлектрическую прочность, обусловленную содержанием частиц и/или большим содержанием воды, можно уменьшить путем восстановления, то есть фильтрования и дегазации. Это можно сделать как в дистанционном, так и в автономном режиме. Сушка не только масла, но и твердой изоляции методами, использующими вакуум и низкочастотный нагрев, обеспечит более длительный эффект и, следовательно, является лучшим долгосрочным решением. Некоторые свойства трансформаторного масла изменяются по мере его старения, особенно в случае окислительных процессов. Из-за кислотности и шлама, диэлектрические свойства медленно ухудшаются.

Однако масло может быть восстановлено до почти нового состояния путем регенерации в дистанционном режиме. Сегодня это очень эффективная и экологически чистая форма обработки, когда абсорбент повторно используется сотни раз перед утилизацией, уменьшая отходы до минимума. За повторной заливкой масла всегда следует добавление ингибитора, чтобы убедиться, что масло остается в хорошем состоянии в течение многих лет. Если это произойдет вовремя, то правильная работа по высушиванию и регенерации масла добавит значительное количество лет в технический цикл жизни трансформатора. При первоначально залитом масле целесообразно добавлять новый ингибитор до того, как будет израсходовано исходное содержимое. Эта очень простая мера не улучшит фактическое состояние масла, но, если она будет выполнена вовремя, это значительно замедлит процессы окисления и, следовательно, продлит время до того, как потребуются более дорогостоящие действия.

Цель этого раздела - описать сложность процессов деградации масла и дать указания относительно мер по исправлению положения, которые

значительно улучшат надежность и срок службы трансформатора. Если трансформатор необходимо ремонтировать на заводе, время транспортировки от места конечного потребителя до завода и возврата имеет существенное влияние на продолжительность проекта. Также необходимо учитывать стоимость и риски, связанные с тяжелым транспортом. На сегодняшний день на объектах было успешно отремонтировано в общей сложности более 300 трансформаторов, включая трансформаторы и реакторы коммунального, промышленного назначения, HVDC. Во многих случаях выходная мощность трансформатора повышалась, что обеспечивает повышенную оценку использования современных инструментов проектирования.

Трансформатор имеет много компонентов, требующих технического обслуживания. Изоляционная система - поистине жизненно важная часть, состоящая из масла и твердой изоляции. Твердая изоляция может быть не так легко доступна, но доступ к маслу весьма легок. Масло можно хранить в хорошем состоянии в течение очень долгого времени и с должным вниманием, также возможна консервация на неопределенный период времени. Тем не менее, плохо обслуживаемое масло значительно сократит срок службы трансформатора. Иногда утверждается, что окончание срока службы трансформатора в конечном итоге определяется к концу срока службы твердой изоляции. Несмотря на то, что многие трансформаторы выведены из эксплуатации до того, как твердая изоляция сильно разрушена, все еще верно то, что состояние бумажной изоляции устанавливает предел времени, в течение которого трансформатор можно безопасно и надежно эксплуатировать. Только по этой причине целесообразно проводить профилактическое обслуживание.

Старение масла и целлюлозных материалов. Масло является одновременно охлаждающей жидкостью и частью изоляции вместе с пропитанной маслом бумагой и картоном. На оба типа материала влияют несколько различных процессов старения, и оба материала подвержены влиянию друг друга. Их нельзя ремонтировать независимо друг от друга. Они

функционируют вместе, как сиамские близнецы. Тем не менее, в этой статье будут обсуждаться основные механизмы деградации каждого типа материала отдельно, насколько это возможно.

Трансформаторное масло. Масло в то же время очень просто и очень сложно. Оно состоит главным образом (> 99%) из углеводов, смесь, которая не очень отличается от дизельного топлива. Однако в нем есть тысячи различных компонентов; но некоторые из второстепенных компонентов существенно влияют на его свойства. Основным механизмом деградации является окисление. Это очень сложный процесс, тем более что в реальной жизни деградация масла и бумаги в значительной степени взаимодействует друг с другом. Некоторые из важных функций перечислены ниже:

- Скорость разложения зависит от температуры (как и все химические реакции).

- Разложение зависит от доступа кислорода. Невозможно полностью удалить кислород из масла.

- Цепная реакция. Свободные радикалы и пероксиды являются наиболее важными промежуточными продуктами Конференции PdMSA 2010

- Окисление катализируется ионами металлов. Следует отметить, что медь может быть растворена в масле под действием некоторых продуктов окисления.

- Наличие веществ, выступающих в роли поглотителей радикалов, поглотителей перекисей и дезактиваторов металлов, замедлит процесс. Существуют как «заторможенные», так и «неингибированные» масла. Это относится к использованию или неприменению синтетических антиоксидантов, поглощающих пероксид. Когда использование такой добавки согласовано, масло может обладать очень высокой степенью очистки и в основном зависит от способности фенольного антиоксиданта подавлять процесс окисления, останавливая процесс на очень ранней стадии. С другой стороны, «свободные масла» должны содержать некоторое количество соединений серы, которые действуют как поглотители перекиси и некоторые

ароматические и полиароматические углеводороды в качестве естественных предшественников радикальных поглотителей, образующихся при окислении. Правильно сформулированное ингибированное масло имеет очень длительный технический ресурс, при этом очень мало продукции детектируемых продуктов окисления, пока имеется достаточный ингибитор. Растворенное масло начнет окисляться и вырабатывать кислоты на ранних этапах своей жизни, но жизненный цикл будет достаточно предсказуемым. Наиболее важными продуктами окисления являются кислоты и шлам и, в некоторой степени, вода. Шлам представляет собой смесь сильно полярных соединений с плохой растворимостью в масле, что вызывает его осаждение, образуя отложения. Как кислоты и вода, образующиеся в процессе старения, будут влиять на целлюлозный материал, будут рассмотрены ниже, хотя здесь следует упомянуть, что количество воды, образующейся при старении хорошо ухоженной масляной системы, вероятно, незначительно по сравнению с попаданием воды и то что остается на пропитанной бумажной изоляции вследствие попадания. Помимо окисления существуют и другие возможные причины деградации масла. Местный перегрев может приводить к образованию небольших углеводородов и водорода. Электрические разряды будут давать аналогичные продукты (хотя и с большим количеством ацетилена и водорода). Это чрезвычайно важно для обнаружения зарождающихся дефектов с использованием DGA (растворенного газа в анализе масла). Однако для долгосрочной стабильности масла эти механизмы имеют второстепенное значение. Если есть какое-то неисправное состояние, вызывающее значительное превышение нормы таких газов, то это большая и гораздо более срочная проблема, чем нормальное старение масла.

Картон и бумага имеют три основных компонента: целлюлозу, гемицеллюлозу и лигнин. Все компоненты влияют на свойства материала. Однако именно деградация основного компонента целлюлозы (и в некоторой степени гемицеллюлозы) оказывает наибольшее влияние на его механические свойства. Наиболее важным механизмом деградации бумаги и картона

является «специфический кислотно-катализируемый гидролиз» целлюлозы. «Гидролиз» означает распад под действием воды и «специфический катализируемый кислотой» означает, что процесс ускоряется диссоциированными кислотами, которые обеспечивают свободные ионы водорода.

Эксперименты по лабораторному старению на бумаге в масле показывают, что скорость разложения почти пропорциональна содержанию воды, по крайней мере, в пределах диапазона содержания воды, который реально встретить в обмотках трансформатора. Тем не менее, определяющие скорость реакции больше зависят от количества диссоциированных кислот, чем доступ к воде.

Следовательно, влияние содержания воды заключается в увеличении доступности ионов водорода, так как кислоты с наибольшим воздействием, небольшие карбоновые кислоты, такие как муравьиная и уксусная кислоты, более диссоциированы, чем выше содержание воды. Сам гидролиз будет потреблять немного воды, но за этим процессом следуют реакции дегидратации, которые производят воду. Окислительные процессы также вносят свой вклад, вероятно, главным образом в результате производства воды и кислот, а также путем активации молекулы целлюлозы, вводя функциональные группы, делая ее более восприимчивой к гидролизу. При очень высоких температурах пиролиз будет вносить вклад, но это должно быть существенным только в случае теплового разлома. Диэлектрическая прочность не очень сильно зависит от процесса старения.

С бумагой главным образом изменения механических свойств являются причиной для беспокойства. Когда бумага слишком деградирует, способность выдерживать вибрации и напряжения короткого замыкания резко уменьшается. Конечно, высокое содержание воды будет влиять на диэлектрические свойства, но это можно исправить. Однако изменения механических свойств вследствие деградации цепочек целлюлозы являются необратимыми.

1.4. Анализ надежности и пригодности силового трансформатора: от оценки состояния до ремонта на месте

За последнее десятилетие возрос интерес к оценке срока службы и мониторингу трансформаторов. Главная причина заключается в том, что большое количество трансформаторов приближается к ожидаемому концу их срока службы, и необходимы более совершенные методы определения того, все ли трансформаторы по-прежнему пригодны для использования или должны быть модернизированы или заменены. В этой главе я описываю методику оценки трансформаторов. Это адаптируемый трехэтапный подход к оценке. На каждом шаге рассматриваются разные размеры населения, потребности бизнеса и уровни амбиций, определяемые владельцами активов.

Результатом такой оценки состояния является ранжирование населения с приоритетами для инвестиций и рекомендуемый план действий по обслуживанию для каждой единицы. Такая расширенная диагностика состояния трансформатора используется для выявления дефектов до введения в эксплуатацию трансформатора, и поэтому оказывает большую помощь в ускорении времени ремонта, особенно в случае ремонта на месте. Обычно нормальное техническое обслуживание и модернизация силового трансформатора, не требующего замены обмотки или других крупных операций, выполняются на месте.

Однако, когда требуется капитальный ремонт, неисправный блок обычно транспортируется на трансформаторный завод, где имеется необходимое место и оборудование. Для крупного трансформатора и при длительном расстоянии до завода, время транспортировки будет сильно влиять на то, когда трансформатор может быть снова запущен в эксплуатацию, а производительность может быть восстановлена. Также необходимо учитывать стоимость и риск такой сложной перевозки. Несколько лет назад компании приступили к разработке методов выполнения также капитального ремонта, включая замену обмоток и ремонт сердечника, на месте. Всего до сегодняшнего дня было отремонтировано множество единиц,

в том числе коммунальных, промышленных и высоковольтных трансформаторов и реакторов. В некоторых случаях вместе с апгрейдом устройства на повышенную номинальную мощность. Внедрение новейших технологий в сочетании с обширным опытом OnSite Repair (ремонта на месте) может сегодня предложить еще большую скорость, минимизируя время простоя трансформатора, недоступность источника питания и потерю доходов для владельца.

Как вести работу активов в возрасте при минимальной общей стоимости владения с обеспечением запрошенной надежности? Этот вопрос является проблемой, с которой сталкиваются каждый менеджер активов в своей повседневной работе. Трансформаторы составляют значительную часть структуры стоимости активов энергосистемы. С увеличением финансового давления на коммунальные услуги, тенденция заключается в том, чтобы использовать существующие блоки как можно дольше и упорнее, не подвергая риску надежность системы.

Для крайне необходимых трансформаторов косвенная стоимость отказа может легко превысить стоимость самого трансформатора в один или два раза. В перспективе, управляющие активами подвергаются решению сложного уравнения, которое включает в себя как технические, так и экономические критерии. Способность правильно оценивать состояние оборудования имеет важное значение для достижения целей максимизации отдачи от инвестиций, сокращения затрат, связанных с возможной остановкой производства и снижения общих затрат на жизненный цикл.

Управление трансформаторными активами, которое в основном основывается на результатах исследований оценки состояния, в сочетании с финансовыми оценками, будет главным фактором принятия решений в будущем планировании и составлении бюджета либо для планирования обслуживания, переоснащения или замены. Чтобы в полной мере воспользоваться преимуществами оценки состояния активов, любые необходимые меры должны быть выполнены как можно быстрее. Разработка

процессов для выполнения также расширенного ремонта и модернизации на площадке позволила значительно сократить время простоя.

Ремонт силовых трансформаторов на месте. Как уже говорилось выше, высокий возраст базы трансформаторов повысил интерес к оценке их состояния. Вышеописанная программа оценки состояния поможет собственнику трансформаторов принять своевременные меры для предотвращения отказов, которые могут потребовать капитального ремонта или замены трансформатора.

Однако с увеличением срока службы трансформаторов степень отказов будет увеличиваться и создаст повышенную потребность в ремонте или замене оборудования. Результат оценки состояния и необходимость увеличения производства или передачи энергии может также привести к принятию решения о повышении номинальной мощности трансформатора. Такое обновление обычно включает замену обмоток и изоляции, а также модернизацию системы охлаждения.

Ремонт или восстановление силового трансформатора, не требующего замены обмотки, или другого крупного действия обычно выполняется на месте. Однако в тех случаях, когда в прошлом требовался капитальный ремонт или модернизация, трансформатор доставлялся на трансформаторный завод, где имелись необходимые помещения и оборудование. Транспортировка большого трансформатора имеет большое влияние на сроки, в течении которых трансформатор не будет возвращен в эксплуатацию и не будет восстановлена мощность. Такая тяжелая транспортировка также может быть очень рискованной.

В некоторых случаях, возможно, даже невозможно получить трансформатор в цех трансформаторов из-за изменений инфраструктуры, которая больше не поддерживает транспортировку тяжелых нагрузок крупных силовых трансформаторов. Чтобы сократить время простоя неисправного трансформатора и решить трудные случаи, когда транспортировка невозможна, ремонт на месте предлагает решение. Это позволит сэкономить

время и избежать риска повреждения при транспортировке. Тем не менее, ремонт крупного силового трансформатора требует сложного процесса, требующего чистой среды, высококвалифицированных рабочих, усовершенствованного процесса сушки и проведения высоковольтных диэлектрических испытаний. Можно ли все это осуществить на удаленной площадке вдали от хорошо организованного трансформаторного завода? В середине 80-х годов это был вызов, предпринятый некоторыми предприятиями в первый раз. С тех пор концепция ремонта на месте была разработана как важная альтернатива увеличению доступности трансформаторов, электростанций и подстанций. Несколько лет назад ремонт на месте осуществлялся в трех странах: Бразилии, Италии и Испании. Сегодня это концепция, разрабатываемая для применения во всем мире. Поскольку успешные первые проекты были выполнены около 20 лет назад, более 200 трансформаторов были успешно отремонтированы на месте в 20 разных странах.

Процессы ремонта на месте. Заводы силовых трансформаторов и цеха характеризуются упорядоченностью, чистотой и хорошо контролируемой атмосферой, которые являются условиями, необходимыми для производства и ремонта высоковольтного оборудования. Они также обладают тяжелым грузоподъемным оборудованием, специальными инструментами и приспособлениями, высоковольтными испытательными лабораториями и опытными, хорошо обученными операторами на каждом этапе ремонта. Для выполнения ремонта трансформатора на месте должны быть созданы те же возможности, которые соответствуют индивидуальным обстоятельствам каждого случая.

Концепция ремонта на месте включает в себя:

- Поскольку ремонт на месте должен проводиться в контролируемой среде, его следует выполнять в помещении, на объекте, где могут быть достигнуты требуемые уровни чистоты и порядка. Объект должен по мере

возможности обеспечивать выполнение всех решающих шагов по ремонту. Если у заказчика нет участка для ремонта, будет создан временный цех.

- Тяжелое грузовое оборудование будет доставлено на площадку. Крупнейшим трансформаторам может потребоваться грузоподъемность до 400 тонн для погрузки и разгрузки активной части. Если у клиента есть зона, которую можно использовать для ремонта, может быть использован мостовой кран.

- Инструмент и оборудование того же типа, что и на заводе, доставляются на объект и используются для ремонта.

- Поддержание сухости изоляции, имеющей наивысшее значение для результата ремонта. Обмотки производятся на трансформаторном заводе, а компоненты изоляции производят в пару этапов перед отправкой. Затем они специально упаковываются для поддержания сухости и отправляются для сборки на месте.

- После полной сборки активной части она заправляется и готовится к окончательной сушке. Процесс высушивания на площадке снизит уровень влажности до уровня ниже 1%. Существует несколько методов сушки на месте. Для дальнейшей экономии времени ремонта, был разработан специальный метод сухой сушки.

- Высоковольтные испытания собранного трансформатора производятся на месте в соответствии с согласованным графиком испытаний. Для соответствия требованиям мобильности и гибкости была разработана тестовая система On-Site High Voltage вместе с поставщиком испытательного оборудования.

1.5. Анализ условий испытаний, предлагаемых для промышленных стандартов измерения уровня шума трансформатора

Вопрос о выборе наиболее подходящего метода и условий для точного измерения уровня шума трансформатора обсуждался в трансформаторной промышленности на протяжении десятилетий. Цель настоящего раздела

заключается в содействии этим усилиям путем определения более подходящих условий как для метода звукового давления, так и для метода интенсивности звука. В разделе представлены результаты комплексных внутренних измерений, выполненных из частотного спектра и суммарных шумов большого количества силовых трансформаторов с использованием двух методов измерения. Во-первых, в разделе представлены данные, используемые для разработки соответствующих условий для более точного измерения шума трансформатора с использованием метода интенсивности звука. Затем представлены данные, использованные для разработки более точной и надежной коррекции звуковой стенки - отражения, которая должна использоваться с методом звукового давления. Наконец, представлен соответствующий метод измерения нагрузки шума силовых трансформаторов. Условия измерения звука, разработанные и представленные в настоящем разделе, предлагаются для замены существующих условий в отраслевых стандартах IEC и IEEE по тестированию помех трансформатора.

Внутреннее измерение уровня шума трансформатора имеет решающее значение, особенно в тех случаях, когда должны выполняться требования к низким и сверхнизким уровням шума. Еще более важно, чтобы уровни отдельных частотных составляющих шума трансформатора были гарантированы. В настоящее время в Стандартах IEEE указывается использование только метода звукового давления и допускается только коррекция шума окружающей среды при определенных условиях окружающего шума. Стандарты IEEE не позволяют использовать метод звуковой интенсивности, а также не допускают коррекцию Sound Wall - Reflections для использования с методом звукового давления. Кроме того, условия окружающего шума, как указано стандартами IEC и IEEE, часто не достижимы при измерении низковольтных и сверхнизких шумовых силовых и распределительных трансформаторов. Анализ продемонстрировал, что «метод звуковой интенсивности» является более точным методом измерения шума трансформатора, поскольку он измеряет истинный шум, излучаемый

трансформатором, избегая ошибок, вызванных окружающим шумом, эффектами ближнего поля и Sound Wall - Reflections. Это обеспечивается при соблюдении соответствующих условий. В результате подкомитет Audible Sound & Vibrations (ASV) Комитета по стандартам трансформаторов IEEE недавно одобрил внедрение метода звуковой интенции в C57.12.90, опять же при условии указания соответствующих условий. В подразделе представлены результаты всестороннего исследования, проведенного авторами настоящего документа, для определения наиболее подходящих условий для более точного измерения шума трансформатора с использованием метода интенсивности звука. Эти условия предлагаются для использования как стандартами IEEE, так и стандартами IEC. Кроме того, стандарты IEC, позволяют использовать коррекцию Sound Wall - Reflections, которая будет использоваться вместе с методом Sound Pressure. Недавно SCV AS IEEE Transformers Committee одобрил исправление для Sound Wall - Reflections в C57.12.90. В подразделе представлено предложение об исправлении, которое будет использоваться стандартами IEC и IEEE для использования вместе с методом звукового давления для надлежащего учета отражений на звуковой стене при проведении измерений шума в помещении трансформатора. Наконец, стандарты IEC позволяют измерять шум нагрузки при некоторых условиях. Стандарты также позволяют измерять шум нагрузки при нагрузке ниже полной и корректировать для полной нагрузки. В разделе продемонстрирована важность измерения шумов нагрузки в дополнение к шуму без нагрузки, поскольку суммарный шум трансформатора, включая шум нагрузки, может быть $dB > 0$ - шум нагрузки, особенно в низкошумных трансформаторах. Опять же, ASV SC Комитета по стандартам IEEE по трансформаторам недавно одобрил проведение измерений нагрузки шума в C57.12.90.

Разработка условий для изучения измерений шума, используя метод интенсивности звука.

IEC позволяет использовать метод «интенсивность звука», разность между измеренными значениями общего звука $dB (A)$, используя методы

звукового давления и звуковой интенсивности, составляет <8 дБ. Выбор этого условия был основан на ограниченных данных, собранных и представленных в документе CIGRE. Однако с годами стало ясно, что это условие недостаточно. В результате, все меньше и меньше клиентов IEC теперь одобряют метод Sound Intensity. Данные показали, что этот предел должен находиться в диапазоне 4-5 дБ, а не 8 дБ. Соответствующие условия испытаний, предлагаемые для отраслевых стандартов измерения уровня шума трансформатора. Для целей настоящего исследования были проведены обширные измерения уровня шума внутри помещений на 36 силовых трансформаторах с номинальной мощностью 12-336 МВА с использованием методов измерения звукового давления и интенсивности звука. Теперь, чтобы прийти к наиболее подходящим условиям для точных измерений уровня шума с использованием метода интенсивности звука, были измерены различия между измеренными уровнями интенсивности звука $[I_m]$ и соответствующими теоретическими оценками точных уровней интенсивности звука $[I_c]$ в сравнении между измеренным звуковым давлением $[P_m]$ и уровнями интенсивности звука $[I_m]$. Величина $[I_m - I_c]$ представляет собой погрешность измерения в измерении интенсивности звука. Оцененные уровни интенсивности звука $[I_c]$ были рассчитаны с использованием измеренных уровней звукового давления $[P_m]$ с поправкой на фактический уровень окружающего шума в соответствующем частотном компоненте, фактор звуковой стенки IEC (Environmental) и эффект Ближнего поля. Для среднего коэффициента акустической абсорбции, при расчете фактора окружающей среды K , в условиях заводских испытаний использовалось значение 0,2. Для измерений в звукоизолирующих комнатах не производилась коррекция отражения звука. Наконец, среднее значение 1,5 дБ использовалось для корректировки эффектов ближнего поля.

Выводы по первой главе

По итогам первой главы определили дефекты, присутствующие в трансформаторе и подразделили их по:

1. по периоду установления: непредсказуемые, слабовыраженные и т.д.;
2. по месту дислокации: на обмотке НН (торцевые катушки), на нижней ярмовой балке магнитопровода;
3. по функциональным признакам: увеличение полей рассеивания, высокие циркулирующие токи в обмотках и т.п.;
4. по отклонениям материалов и их характеристик от нормальных значений, и нарушений процессов технологии: повреждение отдельных листов электротехнической стали, нарушение размеров геометрии каналов охлаждения обмоток, неверное транспозиционирование обмоток и др.

2. Анализ экспериментальных данных обследования силовых масляных трансформаторов систем электроснабжения для выявления дефектов, приводящих к повышенному газообразованию

В процессе эксплуатации силовых масляных трансформаторов и автотрансформаторов возникают различные аномальные явления, такие как газообразование, разница фазных токов в обмотках, соединенных в треугольник, несоответствие положения РПН уровню подведенного напряжения, частичные разряды, перегревы отдельных частей разъема бака и т.д.

Возможными причинами таких аномальных явлений могут быть как конструктивные и эксплуатационные особенности, так и дефекты, возникшие в процессе эксплуатации, под воздействием которых происходит разложение трансформаторного масла и бумажно-масляной изоляции с выделением углеводородных газов, оксида и диоксида углерода.

Наиболее распространенным и достоверным методом обнаружения дефекта силового трансформатора является хроматографический анализ газов, растворенных в масле, при этом превышение или возрастание концентрации отдельных газов в большинстве случаев не позволяют локализовать и установить причину возникновения дефекта, а также установить влияние этого дефекта на эксплуатационную надежность.

Трансформаторное масло ГК по технологической обработке относится к нафтеновым маслам с положительной газостойкостью. Для повышения стабильности против окисления трансформаторное масло ГК подвергается интенсивной обработке (гидроочистке) водородом при высоком давлении и высокой температуре с применением катализаторов. Все химические реакции в процессе гидроочистки находятся в состоянии равновесия и, вполне возможно, что они теоретически могут идти в обратную сторону при условиях, отличных от тех, при которых проходил процесс гидроочистки.

На практике это означает, что новое равновесие устанавливается, когда новое трансформаторное масло вводится в эксплуатацию и изменяется среда, в которой существовало масло. Равновесие может изменяться вследствие изменения температуры, давления, вибрации, загрязнений, вызывая при этом незначительное газообразование. При отсутствии каких-либо внешних факторов, приводящих к газообразованию, газообразование в трансформаторе в течении 6-8, а иногда и более, месяцев, прекращается. Основным газом таких газообразований является водород.

Под воздействием дефектов электрического характера (электрическая дуга в масле, частичные разряды и дуга в маслобарьерной изоляции и т.д.) и дефектов термического характера (тепловое разложение масла и маслобарьерной изоляции, перегревы твердой изоляции, старение твердой изоляции и масла и т.д.) происходит разложение трансформаторного масла и твердой изоляции с выделением углеводородных газов, оксида и диоксида углерода.

Дефекты, вызывающие газообразование и выявленные по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле, следует подразделить условно на несколько групп, а именно:

Дефекты первой группы – дефекты, вызывающие газообразование, связаны с конструктивными и эксплуатационными особенностями, а именно, дефекты с наличием циркулирующих токов в обмотках и короткозамкнутых контурах, индуцируемые потоками рассеяния, созданные обмотками в процессе эксплуатации и испытаний.

К конструктивным особенностям таких трансформаторов относятся обмотки с несимметричным и неравномерным распределением линейной нагрузки относительно середины обмоток и других обмоток (входные катушки с торца обмоток, регулировочные катушки и т.д.) несимметричное расположение обмоток относительно окна магнитной системы, несимметричное расположение шунтов относительно торцов обмоток и т.д.

Эксплуатационными особенностями трансформаторов являются неравномерная нагрузка расщепленных обмоток (более 20%) трансформаторов с расщепленными обмотками, замыкания параллельных проводников, разноразность обмоток, деформация обмоток, витковые замыкания, т.е. режимы и дефекты, приводящие к неравномерному и несимметричному распределению нагрузок по высоте обмоток.

Электромагнитное рассеяние – это неполнота электромагнитной связи в трансформаторе, обусловленная наличием магнитных потоков, не являющимися общими для обеих обмоток, т.е. замыкающимися вне магнитной системы, называется потоком рассеяния. Степень неполноты электромагнитной связи оказывает большое влияние на многие технические параметры, в том числе на параметры короткого замыкания.

Известно, что поле (поток) рассеяния, в реальном трансформаторе может быть представлено в виде трех полей: продольного поля, созданного полным числом витков обмоток с током; поперечного поля, вызванного конечным соотношением высоты и ширины обмоток и второго поперечного поля, вызванного наличием неравномерного распределения линейной нагрузки по высоте обмоток.

Поле рассеяния трансформатора индуцирует ЭДС в проводах и контурах, находящихся в зоне поля, под воздействием которых протекают токи. Эти токи замыкаются внутри проводов и между параллельными ветвями обмоток и короткозамкнутых контурах, в том числе и в магнитной системе, и в отличие от токов нагрузки, не выходят за пределы обмоток и контуров, и могут проявляться в процессе испытаний. В свою очередь, циркулирующие токи в обмотках создают дополнительные потоки, которые, суммируясь с основными потоками рассеяния, увеличивают потоки в ядрах магнитной системы и баке, вызывая их нагрев. А циркулирующие токи в стыках короткозамкнутых контуров, в том числе в стыках пластин магнитной системы, создают разрядные явления.

Результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле, и результаты осмотра трансформаторов, подверженных газообразованию, подтверждают наличие продуктов разложения масла (сажи) в стыках пластин магнитной системы и стыках короткозамкнутых контуров элементов конструкции, вызванных электрическими разрядами и температурными воздействиями на эти участки.

Таким образом, дефекты первой группы, вызывающие газообразование, сопровождаются выделением газов электрического и термического характера, а источником газовой выделения являются магнитная система и элементы конструкции, а также обмотки с замыканиями параллельных проводников и витковыми замыканиями.

Дефекты второй группы – дефекты, вызывающие газообразование, связаны с завышением переходных сопротивлений узлов заземлений элементов конструкции, наличием элементов конструкции, находящихся под плавающим потенциалом, и повышенными потенциалами в элементах конструкции и отводах.

Индуктируемые ЭДС, полями рассеяния, в короткозамкнутых контурах, находящихся в зоне поля, вызывают в них токи. Циркулирующие токи вызывают нагрев и разрядные явления в стыках контактных соединений элементов заземления. Кроме того, разрядные явления возникают между элементами конструкции, находящимися под плавающим потенциалом и заземленными элементами конструкции.

Дефекты с нарушением контактных сопротивлений элементов заземления и наличием элементов под плавающим потенциалом, сопровождаются выделением газов электрического характера. При этом дефекты первой группы усиливают разрядные явления в элементах заземления.

Дефекты третьей группы – дефекты, вызывающие газообразование, связаны с частичными разрядами масляных промежутков и по поверхности твердой изоляции под воздействием приложенного напряжения,

испытательного напряжения, грозовых и коммутационных перенапряжений, а также промежутков с повышенными напряженностями электрического поля.

Дефекты третьей группы сопровождаются выделением газов электрического характера. При этом дефекты первой группы усиливают разрядные явления.

Дефекты четвертой группы – дефекты, вызывающие газообразование, связаны с нарушением контактных соединений токопроводящих цепей.

Наиболее распространенными дефектами с нарушением контактных соединений токопроводящих цепей являются болтовые и паяные соединения, т.е. контактные соединения вводов, РПН, ПБВ и отводов.

Дефекты токопроводящих цепей сопровождаются выделением газов термического характера. При этом дефекты первой, второй и третьей групп не отражаются на дефектах четвертой группы.

Дефекты пятой группы – дефекты, вызывающие газообразование, связаны с перегревом и старением твердой изоляции и трансформаторного масла.

Известно, что термокаталитическая деградация твердой изоляции сопровождается обычно деградацией (выход воды) с повышением концентрации диоксида (CO_2) и оксида (CO) углерода, а также повышенным их соотношением и повышением влагосодержания трансформаторного масла.

Дефекты старения твердой изоляции сопровождаются снижением степени полимеризации, повышением влагосодержания масла и возрастанием оксида и диоксида углерода. При этом дефекты первой и третьей групп усиливают процессы старения изоляции и трансформаторного масла.

Анализ групп дефектов трансформатора и их взаимосвязи показывают, что дефекты, приводящие к газообразованию, кроме дефекта токопроводящих цепей, связаны с состоянием обмоток, т.е. с изменением и возрастанием полей рассеяния.

Одним из параметров, на которые влияют потоки рассеяния, являются сопротивление (напряжение) короткого замыкания. При этом известно, что

при одинаковых геометрических размерах и одинаковых расположениях катушек, их индуктивности и индуктивные сопротивления пропорциональны квадратам чисел витков, то между индуктивными сопротивлениями высшего и низшего напряжения существует соотношение:

$$Z_{\text{КВ}} = K_{\text{T}}^2 \cdot Z_{\text{КН}},$$

где $Z_{\text{КВ}}$ – сопротивление короткого замыкания, измеренное со стороны высшего напряжения, Ом.

$Z_{\text{КН}}$ – сопротивление короткого замыкания, измеренное со стороны низшего напряжения, Ом.

K_{T} – коэффициент трансформации, ступени регулирования.

В реальном трансформаторе, при наличии каких-либо дефектов, сопротивления короткого замыкания, измеренных со стороны высшего и низшего напряжений, приведенных в одной из сторон трансформатора, не равны между собой.

Таким образом, при отличии геометрических размеров (деформация, разновысотность, замыкание параллелей и т.д.) и отличии расположения катушек или наличия других дефектов, возникает разница сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений.

Разница сопротивлений короткого замыкания, приведенных к стороне высшего напряжения, определяется из выражения:

$$\Delta Z_k = \frac{Z_{\text{КВ}} - K_{\text{T}}^2 \cdot Z_{\text{КН}}}{Z_{\text{КВ}}} \cdot 100\%$$

Известно, что разница сопротивлений короткого замыкания более 2,0% свидетельствует о наличии дефекта в обмотках, а менее 2,0% связано с дефектами контактных соединений токопроводящих цепей и цепей заземления элементов конструкции, а также частичными разрядами под воздействием рабочего напряжения и грозových коммутационных перенапряжений.

Взаимосвязь причин газообразования, возникших в процессе эксплуатации: вследствие дефекта конструктивного характера (несимметричное и неравномерное расширение линейной нагрузки

относительно середины обмоток и разновысотности обмоток) приведена на примере трансформатора ТМН-4000/35 зав.№23107; вследствие дефекта производственного и эксплуатационного характера (разновысотность обмоток и отличие нагрузок на обмотках НН1 и НН2 более 20%) приведены на примере 2 трансформатора ТРДНМ-63000/1000/110 зав. № 18566.

2.1. Экспериментальные данные обследования силовых масляных трансформаторов

Рассмотрим данные экспериментального обследования силового масляного трансформатора марки ТМН-4000/35 с заводским №23107, который эксплуатируется в системе ОАО «Когалым-нефтегаз».

Трансформатор ТМН-4000/35, находясь в эксплуатации в течение пяти лет, нагрузка составляла не более 50%, наблюдалось сильное газовыделение (срабатывание газовой защиты на сигнал). Состав газов: водород и незначительное количество углеводородных газов. В процессе разборки, на поверхностях активной части, обнаружен налет серого цвета толщиной до 0,5 мм. Этот налет (шлам), вероятно, является продуктом окисления масла при большом количестве выделения водорода. Других видимых дефектов, кроме разновысотности и несимметричного распределения витков обмоток по их высоте и повышенных напряженностей электрического поля между слоями обмоток, не обнаружено.

Для выявления наличия несимметрии, поля рассеяния были намотаны, поверх обмоток РО, контрольные витки в виде двух катушек. Витки были расположены симметрично относительно середины обмоток и соединены параллельно. При проведении опыта короткого замыкания измерялись токи в параллельно соединенных вервах контрольных витков. Ток в параллельно соединенных витках может возникнуть только при наличии несимметрии поперечного поля рассеяния.

Результаты измерений сопротивлений короткого замыкания и циркулирующего тока в контрольных витках приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты измерений сопротивлений короткого замыкания и циркулирующих токов в контрольных витках трансформатора ТМН – 4000/35 зав.№23107

Положение РПН	Режим КЗ	Сопротивле- ние КЗ ($Z_{кв}$, $Z_{кн}$), Ом	Циркулирую- щий ток в контрольных витках, А	Разница сопротивлений КЗ (ΔZ_k), %	Количество нескомпенсиро- ванных витков с током, A_w
1	2	3	4	5	6
1	ВН-НН	30,54	5,2	5,87	3250
	НН-ВН	2,307	4,8		
5	ВН-НН	23,91	3,6	5,62	3100
	НН-ВН	2,19	3,15		
9	ВН-НН	18,15	2,5	2,3	1200
	НН-ВН	2,11	2,25		

Из значений, приведенных в таблице 2.1, следует:

1. Технические характеристики трансформатора соответствуют объему норм испытаний электрооборудования и комплекту эксплуатационной документации завода-изготовителя.

2. Наличие тока в параллельно соединенных ветвях контрольной обмотки, свидетельствует о разности ЭДС в ветвях, наведенных несимметричными поперечными полями рассеяния, т.е. созданные неравномерным и несимметричным распределением тока нагрузки по высоте обмоток.

3. Разность сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений, приведенных к одной из сторон трансформатора, находится в прямой зависимости от величины

циркулирующего тока, а выраженная в процентах, есть процент количества нескомпенсированных витков обмоток с током.

Количество нескомпенсированных витков обмоток с током (суммарный циркулирующий ток) в зависимости от разницы сопротивлений короткого замыкания может быть определено из выражения:

$$I_w = I_{ц} \approx \frac{1,35 \Delta Z_k \cdot S_n}{D^2 \cdot 100},$$

где I_w – количество нескомпенсированных ампер-витков;

$I_{ц}$ – суммарный циркулирующий ток в короткозамкнутых контурах, в том числе в магнитной системе, А;

D – диаметр стержня магнитной системы, м;

ΔZ_k – разность сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений, приведенных к одной из сторон трансформатора, %;

S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА.

4. Минимальное значение разницы сопротивлений короткого замыкания на минимальной отпайке ступени регулирования, а наибольшее значение разности сопротивлений короткого замыкания на максимальной отпайке ступени регулирования свидетельствуют о несимметричном и разновысотном расположении витков регулировочной обмотки относительно обмоток низшего и высшего напряжений.

5. Нескомпенсированные витки обмоток с котом (3250 Аw в пол. макс, 3100 Аw в пол.ном, 1200 Аw в пол. мин) компенсируются циркулирующими токами в короткозамкнутых контурах, в том числе в магнитной системе, вызывая электрические разряды в стыках пластин и их нагрев вследствие несимметричного расположения регулировочных витков обмотки (конструктивные особенности), что и является причиной газообразования с выделением водорода (H₂) и незначительного количества углеводородных газов.

Рассмотрим данные экспериментальные данные для силового трансформатора марки ТРДНМ-63000/100000/110 с заводским №18566, который эксплуатируется в ОАО «Архэнерго», г. Северодвинск.

Трансформатор снабжает электроэнергией машиностроительный завод, при этом обмотка НН1 несет печную нагрузку 10-12 МВА в вечернее и ночное время в течение 5-8 часов, а обмотка НН2 общепромышленную нагрузку 22-25 МВА, постоянно.

В процессе эксплуатации зафиксировано сильное газовыделение. Все газы превышают предельно-допустимые значения в десятки раз. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, прогнозирует дефект термического и электрического характера – нагрев меди и циркулирующие токи в магнитной системе и баке.

В процессе осмотра и испытаний активной части с демонтажем обмоток и испытаниями магнитной системы с временной обмоткой, выявлено:

1. Технические характеристики трансформатора соответствуют объему норм испытаний электрооборудования и комплекту эксплуатационной документации завода-изготовителя;
2. Разновысотность обмоток ВН1 и НН1 составляет 7-10 мм. (НН1 выше ВН1);
3. Витки обмоток ВН1 и ВН2 несимметрично и неравномерно распределены по высоте обмоток, из-за наличия входных катушек с емкостными кольцами и градуированными каналами (конструктивные особенности).
4. Следы электрических разрядов и продуктов разложения масла (сажи) в зазорах элементов конструкции активной части;
5. Следы разрядов и продукты разложения масла (сажи) в стыках пластин магнитной системы;
6. Следы нагрева крайних пакетов ярма магнитной системы;

7. Тепловизионное обследование остова трансформатора с временной обмоткой, при номинальной индукции в стержне и ярмах магнитной системы, не выявили какого-либо локального нагрева.

Результаты измерений и расчета сопротивлений короткого замыкания и циркулирующих токов трансформатора ТРДНМ-63000/100000/40 зав. №18566 приведены в таблице 2.2 и таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Значения сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений и некомпенсированные витки с током в обмотках и элементах конструкций трансформатора ТРДНМ-63000/100000/110 заводской № 18566

№ п/п	Базовые значения			Измеренные значения			Циркулирующие токи в элементах конструкции
	Режим КЗ	Uк, %	ZкБ, Ом	ZKB, ZKH, Ом	ΔZK, %	Количество некомпенсированных витков с током (циркулирующих), Aw	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ВН-НН НН-ВН	10,42	21,87 0,547	21,0 0,502	4,38	8760	В обмотках ВН, НН, НН2, короткозамкнутых контурах
2	ВН-НН1 НН1-ВН	19,34	40,6 1,015	40,0 1,12	12,0	24000	В обмотках ВН, НН и короткозамкнутых контурах
3	ВН-НН2 НН2-ВН	20,3	42,62 1,065	42,0 1,12	6,67	13300	В обмотках ВН, НН2 и короткозамкнутых контурах

Продолжение таблицы 2.2

4	ВН1- НН1 НН1- ВН1	-	-	40,2 1,085	7,96	15900	В обмотках НН и короткозамкнутых контурах
5	ВН2- НН2 НН2- ВН2	-	-	42,0 1,075	2,38	4700	В обмотках НН2 и короткозамкнутых контурах

Таблица 2.3 – Распределение (нескомпенсированных витков с током) по элементам конструкции трансформатора ТРДНМ-63000/100000/110 заводской №18566

№ № п/ п	Режим КЗ	Количество нескомпенсированных витков с током, циркулирующий ток						Примечание
		обмотка ВН		Обмотка НН		КЗ контура, магнитная система		
		А w	ц, А	А w	ц, А	А w	ц, А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВН-НН	1480	1,15	4740	47,4	2580	2580	Разновысотность 7-10 мм
2	ВН-НН1	4070	3,19	13000	130	6900	6900	
3	ВН-НН2	2260	1,77	7400	74,0	3650	3650	Разновысотность
4	ВН-НН*	490	0,7	1490	14,9	1020	1020	отсутствует

Примечания:

1.* Распределение циркулирующих токов, при условии, что в трансформаторе отсутствует разновысотность обмоток и нагрузка по обмоткам НН1 и НН2 распределена равномерно.

2. Количество нескомпенсированных витков с током приведено к номинальной мощности обмоток НН1 и НН2.

Анализ результатов измерений и расчетов, сравнения сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений и причины их отклонений приведенные в табл. 2,3 показывают:

1. Разница сопротивлений короткого замыкания $\Delta Z_{\text{к}} = 4,38\%$ (режим ВН-НН) обусловлена разновысотностью обмоток, возникающая в процессе изготовления.

2. Разность сопротивлений короткого замыкания $\Delta Z_{\text{к}} = 12,0\%$ (режим ВН-НН1) обусловлена разновысотностью обмоток ВН1 – НН1, неравномерным распределением витков по высоте обмоток ВН1 (наличие входных катушек с градуированными каналами, конструктивная особенность) и неравномерным распределением тока по высоте обмоток ВН (эксплуатационная особенность).

3. Разница сопротивлений короткого замыкания $\Delta Z_{\text{к}} = 6,67\%$ (режим ВН-НН2) обусловлена неравномерным и несимметричным распределением тока по высоте обмоток ВН (работа в «косом» режиме) и неравномерным и несимметричным распределением витков в обмотке ВН2 (наличие катушек с градуированными каналами).

4. Разница сопротивлений короткого замыкания $\Delta Z_{\text{к}} = 7,96\%$ (режим ВН1-НН1) обусловлена разновысотностью обмоток (7-10 мм) и неравномерным и несимметричным распределением витков по высоте обмоток ВН1 (наличие катушек с градуированными каналами).

5. Разница сопротивлений короткого замыкания $\Delta Z_{\text{к}} = 2,38\%$ (режим ВН2-НН2) обусловлена неравномерным и несимметричным распределением витков по высоте обмоток ВН2 (наличие входных катушек с градуированными каналами).

6. Распределение циркулирующих токов по элементам конструкции показывает, что наибольшие токи сконцентрированы в металлоконструкциях, в том числе и в ярах магнитной системы.

7. Увеличение разрядных явлений и количества сажи в стыках пластин магнитной системы, меньшей ширины пластин, обусловлено увеличением плотности тока в этих пластинах, индуцированными ЭДС, поперечными полями рассеяния.

8. Причинами газообразования трансформатора ТРДН-63000/100000/110 зав.№18566 явились: конструктивные особенности обмотки и активной части (наличие входных катушек с градуированными каналами, разновысотность, несимметричное расположение шунтов и т.д.) и эксплуатационные особенности (неравномерная нагрузка обмоток НН1 и НН2).

Подразделив дефекты, вызывающие газообразование, по хроматографическому анализу газов, растворенных в масле, и дефекты, приведенные в таблице 2.1, 2.2, 2.3, то результатом измерений и сравнения сопротивлений короткого замыкания, позволяют не только выявить дефект, но и его локализовать и определить влияние этого дефекта на эксплуатационную надежность.

Характер дефекта, источник газообразования и признак обнаружения дефекта в зависимости от состава газов, растворенных в масле, и результатов сравнения сопротивлений короткого замыкания, приведены в таблице 2.4.

Приведенные в таблице 2.5 дефекты, относящиеся к дефектам первой группы, и результаты сравнения сопротивлений короткого замыкания, между собой и базовыми значениями, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений трансформаторов, выведенных в ремонт по причине газообразования, подтверждают возможность определения причин газообразования, а также влияние этого дефекта на эксплуатационную надежность. При этом необходимо отметить, что измеренные сопротивления (напряжения) короткого замыкания, со стороны высшего напряжения (см. п.п. 1-6), не подтверждают наличия дефекта в обмотках, т.к. сопротивление короткого замыкания соответствуют объему норм испытаний электрооборудования.

Таблица 2.4. Дефекты силового масляного трансформатора и признаки их проявления

Сравнение значений сопротивлений короткого замыкания	Соответствие параметров нормативным требованиям		Дефекты	
	Соответствие параметров паспортным значениям	Хроматографический анализ газов	Характер дефекта	Признаки проявления дефекта
1	2	3	4	5
$Z_k < \mp 2,0\%$ $Z_{кв} = Z_{кв\delta}$	соответствуют	Концентрация газов не превышает нормативные значения	Дефекты отсутствуют	Дефекты отсутствуют

Продолжение таблицы 2.4

		<p>Газы электрического характера</p>	<p>Завышены переходные контактные сопротивления элементов конструкции.</p> <p>Наличие элементов конструкции под плавающим потенциалом; частичные разряды под воздействием приложенного напряжения, грозовых и коммутационных перенапряжений.</p> <p>Завышены потенциалы между элементами обмоток под рабочим напряжением.</p>	<p>Следы разрядов и продуктов разложения масла в контактных соединениях узлов заземления элементов конструкции и в элементах конструкции, находящихся под плавающим потенциалом</p>
		<p>Оксид и диоксид углерода превышают предельные значения</p>	<p>Потемнение твердой изоляции, местные перегревы, старение твердой изоляции</p>	<p>Хрупкость твердой изоляции, при изгибе на 90° ломается. Влагосодержание трансформаторного масла превышает предельные значения</p>

Продолжение таблицы 2.4

$Z_k > \pm 2,0\%$ $Z_{кв} = Z_{кв\delta}$		<p>Газы термического и электрического характера</p>	<p>Неравномерное распределение тока нагрузки по высоте обмоток Циркулирующие токи в параллельных проводниках, ветвях обмоток и короткозамкнутых контурах</p>	<p>Следы локального нагрева элементов конструкции, в том числе в магнитной системе. Продукты разложения масла в элементах конструкции, в том числе магнитной системы. Следы разрядов в стыках короткозамкнутых контуров, в том числе в стыках пластин магнитной системы</p>
$Z_k < \pm 2,0\%$ $Z_{кв} = Z_{кв\delta}$	<p>не соответствует</p>	<p>Газы термического характера</p>	<p>Завышены переходные контактные соединения токопроводящих цепей. Повторные заземление с образованием короткозамкнутых контуров</p>	<p>Локальный нагрев контактных соединений токопроводящих цепей. Локальный нагрев элементов конструкции, короткозамкнутых контуров. Продукты разложения масла в контактных соединениях токопроводящих цепей и короткозамкнутых контурах</p>

Продолжение таблицы 2.4

$Z_k > \pm 2,0\%$ $Z_{кв} \neq Z_{кв\delta}$ $Z_{кн} = Z_{кн\delta}$ или $Z_{кв} = Z_{кв\delta}$ $Z_{кн} \neq Z_{кн\delta}$			Деформация обмоток без замыкания параллельных проводников	Локальный нагрев элементов конструкции Нагрев обмоток
$\Delta Z_k > \pm 2,0\%$ $Z_{кв} \neq Z_{кв\delta}$		Газы термического характера. Рост оксида и диоксида углерода. Соотношения диоксида и оксида не соответствует допустимым значениям	Витковые замыкания Замыкания параллельных проводников	Локальный нагрев разъема бака Наличие циркулирующих токов в разъеме бака. Повышенная напряженность в разъеме бака.

Таблица 2.5 – Зависимость результатов измерений сопротивлений короткого замыкания на характер дефекта и на газовыделение

№ п/п	Тип трансформатора зав.№ место установки	Режим измерения	Измерения со сторон						ΔZ_K	Наличие и состав газов	Причина и характер дефекта
			ВН			НН					
			$Z_{KB\Delta}$, Ом	Измеренное Z_{KB} , Ом	AZ_{KB} , %	$Z_{KB\Delta}$, Ом	Измерен- ное Z_{KH} , Ом	ΔZ_{KH} , %			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	ТМН-4000/35 зав.№23107 «Когалымнефтегаз»	ВН-НН	24,1	23,91	0,8	2,34	2,22	5,4	4,29	Водород Небольшое количество углеводородных газов. Срабатывание газовой защиты	Разновысотность, несимметричное распределение витков по высоте обмоток
2	ТМН-4000/35 зав.№ 24291 «Воронежская АЭС»	ВН-НН	24,2	24,55	1,44	7,08	7,353	3,85	2,77		
3	ТМН-6300/35 зав.№ 1690 «Бол. Черниговка»	ВН-НН	13,68	13,58	0,7	1,28	1,36	6,25	6,2		

Продолжение таблицы 2.5

4	АТДЦТН- 250000/220/110 «Саратовская»	ВН-СН	22,97	22,67	1,32	5,72	6,3	10,1	2,11	Метан, превышение концентрации	
		СН-НН	12,64	12,58	0,48	3,55	3,35	5,9	3,11		
		ВН-НН	74,24	72,77	0,34	6,25	6,22	0,48	4,73		
5	ТРДНС-25000/35 зав.№ 102235 «Смоленская ГРЭС»	ВН-НН1	5,7	5,52	3,26					Метан, превышение концентрации	Деформация обмоток
		ВН-НН2	5,66	5,51	2,12	-	-	-	-		
		НН1-НН2	1,705	1,633	4,4	1,705	1,705	0	4,4		
6	ТРДНМ- 63000/100000/110 зав.№ 18655 г.Северодвинск	ВН-НН	21,87	21,0	4,14	0,547	0,562	2,74	4,38	Все газы превышают граничные концентрации	Неравномерное распределение нагрузок по обмоткам НН1 и НН2, неравномерность 50%
		ВН-НН1	40,6	40,0	1,5	1,015	1,12	10,34	12,0		
		ВН-НН2	42,62	42,0	1,48	1,065	1,12	5,16	6,67		

Выводы по второй главе

1. Способ выявления и локализации дефекта путем измерений сопротивлений короткого замыкания со сторон высшего и низшего напряжений позволяет выявить дефекты, влияющие на газообразование, возникшее в процессе: проектирования, изготовления, эксплуатации и ремонта, а также определить влияние дефекта на эксплуатационную надежность.

2. Разность сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений, приведенных к одной из сторон трансформатора, находится в прямой зависимости от величины циркулирующих токов, созданных полями рассеяния, а выраженной в процентах, есть процент количества нескомпенсированных витков (циркулирующий ток) обмоток с током.

3. Нескомпенсированные витки обмоток с током более 2,0% и неравномерность нагрузки обмоток НН1 и НН2 трансформаторов с расщепленными обмотками более 20% приводят к локальным нагревам элементов конструкции, в том числе ярм магнитной системы и возникновению разрядов в контактных стыках короткозамкнутых контуров, в том числе в стыках пластин магнитной системы.

4. При наличии газообразования и отсутствия дефекта в обмотках ($\Delta Z_k < 2,0\%$), дефекты в трансформаторе связаны с нарушением контактных соединений токопроводящих цепей и цепей заземления, возникновением повторных заземлений с образованием короткозамкнутых контуров и наличием элементов конструкции, находящихся под плавающим потенциалом.

5. В соответствии с рекомендациями МЭК-6099 и РД 153.340-46.302-00 на трансформаторы с расщепленными обмотками и трансформаторы, у которых $\Delta Z_k > \pm 2,0\%$, должны быть установлены повышенные граничные концентрации газов, растворенных в масле, как по отдельным газам, так и по объему газосодержания.

3. Разработка методики выявления дефектов, приводящих к повышенному газообразованию в силовых масляных трансформаторах систем электроснабжения

3.1. Механизм газообразования и деструкция масла

В изоляции трансформаторного оборудования, которое работает, даже при расчетных условиях его работы всегда образуются газы. При отсутствии дефектов уровень газов не превышает определенного предела, соответствует состоянию бездефектного трансформатора. Вследствие аномального локального выделения энергии в оборудовании происходит ускоренная деструкция изоляционных материалов, которая сопровождается образованием продуктов деструкции, в том числе и газов, определяются методом ХАРГ. Все дефекты по характеру выделения энергии составляют две группы: термические и разрядные.

В дефектах первой группы, газы образуются в результате воздействия на изоляцию высокой температуры, а в дефектах, сопровождающихся электрическими разрядами, газы образуются, в основном, в результате ионизационных процессов, приводящих к распаду молекул масла и целлюлозы. При этом разряды сопровождаются выделением тепла, которое может быть очень незначительным при частичных разрядах или более существенным при дуговом разряде.

Минеральные изоляционные масла представляют собой смесь различных углеводородных молекул, в состав которых входят химические группы CH_3 , CH_2 , CH , соединенных связями углерод - углерод. Влияние высокой температуры и разрядов приводит к разрыву химических связей между отдельными атомами этих молекул. Разрыв связей углерод - углерод (C-C) и углерод - водород (CH) приводит к образованию активных радикалов, таких как H^* , CH^* , CH_2^* , CH_3^* , C^* . Эти радикалы в результате быстрых рекомбинаций образуют многочисленные углеводородные газы, в том числе и

те, что используются для определения состояния трансформаторного оборудования. Изменения в составе газов, в зависимости от вида аномального воздействия, определяются той энергией, выделяющейся в зоне дефекта. Для разрыва связи С-Н нужна наименьшая энергия, которая может выделяться, например, такого вида дефекта, как частичные разряды, что приводит преимущественно к образованию H_2 . Когда энергия, выделяющаяся в зоне дефекта, возрастет до величины, будет достаточной для разрыва и образования связи С-С, будут образовываться преимущественно насыщенные углеводородные газы: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 . Дальнейший рост температуры выше $300^\circ C$ приведет к образованию, наряду с насыщенными углеводородными газами, также C_2H_4 - ненасыщенного газа, имеющему двойную связь $C=C$. C_2H_2 , газ с тройной связью между атомами углерода, будет образовываться при разрядов высокой энергии или при температуре от $750^\circ C$ до $800^\circ C$ и выше. Деструкция масла под действием аномальных нагревов и разрядов, кроме H_2 и газов углеводородного группы, приводит к образованию CO и CO_2 , Важным фактором, кроме температуры, который влияет на количество CO и CO_2 , является концентрация O_2 в масле, то есть наличие системы герметизации оборудования от проникновения O_2 воздуха и ее фактического состояния. Кроме газов, при деструкции масла образуются также различные жидкие и твердые продукты. Так, например, при температуре от $500^\circ C$ до $700^\circ C$ и выше образуется углерод, количество которого заметно возрастает в случае дугового разряда. Деструкция масла под воздействием высокой температуры возможна при местном и общем нагрева масла.

Как правило, для местного нагрева характерны высокие температуры и небольшие площади нагрева. Характерной реакцией этого высокотемпературного нагрева является пиролиз. Скорость выделения газов при местном нагреве резко возрастает при повышении температуры, и для такой химической реакции углеводородов, как пиролиз, зависит от температуры экспоненциально. Увеличение скорости выделения газов

наблюдается при достижении температур около 300°C и 500°C . Характерными дефектами, которые приводят к местному нагреву, являются ухудшение состояния контактных соединений и дефекты, связанные с магнитными потоками. Чем меньше размеры зоны нагрева, тем меньше оно сказывается на общем старении масла, которое определяется физико-химическими методами.

При нагревании больших объемов масла до сравнительно невысоких температур (от 100°C до 150°C) характерным механизмом деструкции масла является окислительное старение. Более интенсивно такая реакция может протекать при наличии достаточного количества растворенного O_2 в масле, наблюдается в негерметичном оборудовании. Характерными дефектами, которые приводят к старению, является неудовлетворительная работа системы охлаждения, некоторые конструктивные особенности трансформаторного оборудования, длительная работа с перегрузкой. Такие дефекты преимущественно сопровождаются образованием CO , CO_2 и поглощением растворенного O_2 . Иногда достаточно существенные количества CO и CO_2 могут образовываться даже при нормальных рабочих температурах, при отсутствии дефектов, связанных с природой трансформаторного масла и индивидуальными особенностями некоторых его марок.

В начальный период эксплуатации, новые масла некоторых марок могут образовывать довольно значительное количество газов, даже при рабочих температурах, за счет наличия в них нестабильных молекул. Такое поведение масел связано с технологией их производства и исходным сырьем, и не свидетельствует о наличии дефектов, а характеризуют лишь масло. Это может быть установлено специальными лабораторными исследованиями. В большинстве случаев основным газом является H_2 , но в некоторых маслах могут образовываться CH_4 , C_2H_6 , CO и CO_2 . Характерным для начальных газов, является постепенное снижение со временем, скорости их образования.

Деструкция целлюлозных материалов:

Отдельные фрагменты макромолекулы целлюлозы, связанные С-О связью, которая является более слабой, чем связь в углеводной молекуле масла. Уже при температуре целлюлозы от 100° С до 105° С начинается интенсивная деструкция ее молекул, а при температуре 250° С до 300° С и выше процесс деструкции целлюлозных материалов заканчивается их карбонизацией, с полной потерей механических и изоляционных свойств. Основными газами, образующимися в результате деструкции целлюлозы, являются СО и СО₂. В незначительном количестве также образуются углеводородные газы и Н₂, кроме С₂Н₂. Поскольку окиси углерода образуются как в результате деструкции целлюлозных материалов, так и масла, более точным методом установления того, что разрушаются именно целлюлозные материалы, является определение жидких продуктов их распада - фурановых компонентов. Скорость образования СО и СО₂ как результат термической деструкции целлюлозы, то есть во время пиролиза, резко увеличивается при достижении температуры 110° С и выше. При температуре ниже 110° С доминирующим процессом деструкции целлюлозы является гидролиз, протекающий при наличии воды и каталитического действия кислот. Во время гидролиза окиси углерода образуются в значительно меньших количествах, чем при пиролизе. Оба процесса, и пиролиз, и гидролиз, приводят к образованию соединений ряда фурана и снижению степени полимеризации целлюлозных материалов. чем во время пиролиза. Оба процесса, и пиролиз, и гидролиз, приводят к образованию соединений ряда фурана и снижению степени полимеризации целлюлозных материалов.

3.2. Методика выявления термических дефектов силового трансформатора

Термический дефект в диапазоне температур от 150° С до 300° С. Код дефекта Т1:

Преимущественно образуются насыщенные углеводородные газы, требующие минимальной энергии для образования. Для пиролиза масла при таких температурах ключевыми газами являются H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_3H_6 и $1\text{-C}_4\text{H}_8$. С повышением температуры увеличивается относительное количество C_2H_4 . Нагрев целлюлозных материалов до температуры 150°C приводит к образованию газов CO и CO_2 , которые являются ключевыми, и при температуре 300°C заканчивается полной карбонизацией. При этом необходимо учитывать, что скорость образования газов вследствие деструкции целлюлозы может снижаться до полной остановки после того, как деструкция целлюлозы в зоне дефекта закончится. В то же время скорость образования газов вследствие деструкции масла, при условии, что дефект развивается, будет все время увеличиваться благодаря конвективным переносам новых порций масла в зону дефекта. При повышенных температурах образования CO и CO_2 происходит также и в результате окислительного старения масла. Особенно это заметно в негерметичном оборудовании, где концентрация O_2 свободно проникает в масло из воздуха, не ограничивает образования этих газов. Такой вид дефекта характерен для трансформаторного оборудования. Для вводов или трансформаторов тока термический дефект с температурой от 120°C до 150°C может быть критическим.

Термический дефект в диапазоне температур от 300°C до 700°C . Код дефекта T2:

Скорость образования газов увеличивается. Концентрация C_2H_4 относительно насыщенных углеводородных газов - CH_4 , C_2H_6 и H_2 - с повышением температуры растет быстрее и примерно при температурах от 300°C до 400°C концентрации C_2H_6 и C_2H_4 уравниваются. При температурах 500°C и выше C_2H_4 является ключевым. При температуре 500°C энергия активации пиролиза резко возрастает, что приводит к увеличению скорости образования газов. При температуре выше 500°C возможно

образование в масле частиц углерода, на металлических поверхностях появляются цвета побежалости.

Термический дефект в диапазоне температур выше 700° С. Код дефекта ТС:

Скорость образования C₂H₄ растет. Энергии при температурах выше 750° С достаточно для образования незначительного количества C₂H₂. Концентрация C₂H₅ относительно C₂H₄ значительно снижается. Пиролиз масла при таких температурах проходит с интенсивным образованием частиц углерода и оплавлением алюминия. Появляются цвета побежалости на металлических деталях в зоне нагрева. Такое нагревание может сопровождаться выделением пузырьков газа и как следствие износом газового реле.

3.3. Методика выявления дефектов силового трансформатора, сопровождающихся электрическими разрядами

Частичные разряды. Код дефекта ЧР:

Частичные разряды сопровождаются выделением H₂, который является ключевым газом, и в значительно меньшем количестве - CH₄. Газы C₂H₆ и C₂H₄ присутствуют в очень малых количествах на уровне аналитического предела их определения. Рост мощности частичных разрядов сопровождается увеличением относительной концентрации C₂H₆ и C₂H₄ и образованием C₂H₂. В маслах с высоким содержанием парафиновых углеводородов возможно образование х-восков - желеобразных продуктов деструкции масла. Частичные разряды в целлюлозной изоляции приводят к образованию отверстий, загрязненных углеродом, по которым может идти их дальнейшее развитие до полного пробоя изоляционных промежутков.

Разряды в масле малой энергии. Код дефекта P1:

В случае интенсивного искрения ключевым газом является H_2 из-за заметного увеличения, в первую очередь, концентрации C_2H_2 и в меньшей степени - CH_4 , C_2H_6 и C_2H_4 .

Разряды в масле большой энергии. Код дефекта P2:

Устойчивый дуговой разряд сопровождается выделением большого количества энергии за короткий промежуток времени. Газы, при этом образуются, как правило, не успевают растворяться в масле и выделяются в виде пузырьков. Это может приводить к выделению свободных газов в газовом реле и отключение трансформатора. Характерными газами во время дугового разряда является H_2 и C_2H_2 , кроме того, образуется незначительное количество C_2H_4 , CH_4 и C_2H_6 . Для дугового разряда в масле, характерно достаточно устойчивое соотношение между газами, а именно: $H_2 = 60 \dots 65\%$, $C_2H_2 = 25 \dots 28\%$, $C_2H_4 = 5 \dots 6\%$, $CH_4 = 3 \dots 4 \%$, $C_2H_6 = 0,5\%$.

Разряды по поверхности и в толще бумажной изоляции (ползучий разряд). Код дефекта PЖД:

Ползучий разряд характеризуется заметно большим выделением энергии, по сравнению с частичными и искровыми разрядами в масле. Ключевыми газами по этому виду дефекта является H_2 , C_2H_4 и CH_4 с меньшим количеством C_2H_2 .

3.4. Методика определения типа дефекта по отношению характерных газов

Каждый из видов дефектов приводит к образованию характерного состава газов. Отношение концентраций отдельных пар этих газов имеют определенные значения для различных видов дефектов, что позволяет, используя эти отношения, определять тип основных дефектов. Все схемы определения типа дефекта с отношениями отдельных газов могут быть применены ко всем видам оборудования. Использовать диагностические схемы, которые строятся на отношениях газов (табличные и графические), с

приемлемой достоверностью результата рекомендуется, если концентрации отдельных газов, входящих в эти отношений, или хотя бы один из них в мкл/л превышают следующие: $H_2 = 50$, $CH_4 = 15$, $C_2H_4 = 15$, $C_2H_6 = 15$, $C_2H_2 = 3$, $CO = 200$, $CO_2 = 1000$.

Табличный метод:

Определение типа дефекта с помощью трех основных отношений газов - C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 и C_2H_4/C_2H_6 - в табличной форме приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Определение типа дефекта по трем основным отношениям газов

Тип дефекта	код дефекта	C_2H_2 / C_2H_4	CH_4 / H_2	C_2H_4 / C_2H_6
Нормальное старение масла	Не является дефектом	Нх	0,1-1	<0,2
Частичные разряды	ЧР	Нх	<0,1	<0,2
Разряды низкой энергии	P1	> 1	0,1-0,5	> 1
Разряды высокой энергии	P2	> 1	0,1-1	> 2
Разряды на поверхности и в толще изоляции (ползучий разряд)	РЖД	<1	0,3 -0,5	> 5
Термический дефект, температура 150 ... 300 ° С	T1	Нх	> 1	<1
Термический дефект, температура 300 ... 700 ° С	T2	Нх	> 1	1-4
Термический дефект, температура > 700 ° С	ТС	<0,2	> 1	> 4
Примечание. Нх - нехарактерное отношения. Для данного типа дефекта не рассматривается.				

Графические образы дефектов:

Вид дефекта может быть определен с помощью его графического образа. Графические схемы определения вида дефекта более наглядны в отличие от табличного метода отношений газов. Некоторые различия в

определении дефектов с помощью различных схем связаны с тем, что различные схемы разрабатывались для оборудования различных производителей, для разных условий эксплуатации, на основе различных статистических данных и тому подобное.

Наиболее вероятные и проверенные графические схемы определения дефекта приведены в приложении А.

Скорость нарастания газов:

Таблица 3.2 - Уровни состояния силовых трансформаторов и реакторов с концентрациями газов

Оборудование	Уровень	Концентрации газов, мкл / л							
		H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	СРУГ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трансформаторы и реакторы классом напряжения до 330 кВ включительно	1	<100	<50	<150 (200)	<1500(2000)	<15	<50	<0,5	<100
	2	100-150	50-120	150-350 (200-600)	1500-3500 (2000-7000)	15-100	50-100	0,5-10	100-315
	3	>150	> 120	> 350 (600)	> 3500 (7000)	> 100	> 100	> 10	> 315
Трансформаторы класса напряжения 400-750 кВ	1	<50	<50	<200	<1000	<15	<20	<0,5	<75
	2	50-100	50-100	200-600	1000-3000	15-100	20-50	0,5-10	75-245
	3	> 100	> 100	> 600	> 3000	> 100	> 50	> 10	> 245
Шунтирующие реакторы класса напряжения 500-750 кВ	1	< 50	< 100	< 200	< 1000	< 15	< 50	< 0,5	< 150
	2	50-100	100- 200	200-600	1000-6000	15-100	50-100	0,5-10	150-400
	3	> 100	> 200	> 600	> 6000	> 100	> 100	> 10	> 400

Для таблицы 3.2 в скобках приведены концентрации CO и CO₂ для трансформаторов и реакторов классом напряжения до 330 кВ включительно для негерметичного оборудования, а без скобок - для оборудования с пленочной и азотной защитой.

Концентрации газов приведены в микролитре газа на литр масла, 1 мкл / л = 0,0001% об. Значение концентраций приведены для общего случая при условии, что нет никакой информации о предварительной эксплуатации трансформатора и возможных внешних источников газов.

Один и тот же объем газа, может образовываться в течение достаточно длительного промежутка времени как результат относительно незначительного дефекта или за очень короткий период, в случае существенного дефекта. Поэтому по результатам только одного измерения нельзя объективно оценить существенность повреждения и скорость его развития. Скорость нарастания газов необходимо определять для силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, в которых концентрации газов согласно таблице 3.2 соответствуют уровням 2 и 3. Оценка скорости нарастания газов за изменением объема газа, образовавшегося за определенный промежуток времени (в мл.), по сравнению с изменением концентрации (в мкл/л или % объемных) за тот же период, зависит от объема масла в оборудовании и более точно отражает размер и опасность дефекта.

Скорость нарастания газов рассчитывается для каждого из газов, анализируются, или для суммы углеводородных газов. Для определения скорости нарастания суммы углеводородных газов надо рассчитать сумму концентраций (CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 и C_2H_2 в мкл/л) с первой и отобранной через некоторое время второй пробы. Скорость нарастания объема газов в силовых трансформаторах и шунтирующих реакторах рассчитывают по формуле:

$$R = \frac{S_2 - S_1 \cdot V}{T} \cdot 10^{-3},$$

где R - скорость нарастания газов, мл/сут;

S_1 - концентрация газа или сумма концентраций углеводородных газов первой пробы, мкл/л;

S_2 - концентрация газа или сумма концентраций углеводородных газов второй пробы, мкл/л;

V - объем масла в баке трансформатора, л;

T - время между отбором проб, сут.

Можно рассчитывать скорость нарастания отдельно для каждого из газов, которые определяются. При этом надо иметь в виду, что для газов с низкой растворимостью в масле, например, H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , погрешность при определении скорости нарастания может быть весьма значительной в связи с температурными колебаниями их концентраций, особенно в негерметичном устройстве, а также потерями во время отбора пробы и проведения анализа.

Повторный отбор проб с целью определения скорости нарастания газов, рекомендуется выполнять через 7-10 дней, когда будет установлено, что концентрации отдельных газов превышают уровень нормального состояния. В зависимости от суммы концентраций углеводородных газов и рассчитанной скорости их нарастания, в дальнейшем скорости нарастания газов, следует определять с периодичностью отбора проб.

Учитывая влияние рабочего и температурного режимов оборудования на результат ХАРГ, расчет скорости нарастания газов надо выполнять при условии, что обе пробы отобраны по возможности более близко к электрической и тепловой нагрузки. Важно, чтобы оборудование в таком режиме находилось не менее двух дней до момента отбора пробы. Значительные отклонения в режиме работы из-за влияния нагрузки и температурных миграций газов, могут привести к ошибочным выводам относительно действительной скорости развития дефекта.

Предельный уровень концентрации газов:

Превышение определенного уровня концентрации газов связано с высокой вероятностью возникновения дефекта, который может привести к отказу оборудования и сопровождаться необратимыми повреждениями. Этот уровень может быть определен как результат статистической обработки результатов ХАРГ большого количества оборудования, которое сохраняет работоспособность и не выведено из эксплуатации. Предельный уровень

необходимо определять для оборудования, которое сгруппировано по признакам, влияющим на уровень газов (класс напряжения, вид защиты и т.п.). Учитывая многочисленность причин, влияющих на результаты измерения концентрации газов, для получения статистически значимого результата, обработка количества единиц оборудования, для которого определяется предельный уровень, должна быть не менее 100. Предельный уровень концентрации газа соответствует дефектному уровню, может быть определен с помощью интегральной функции распределения результатов измерения для оборудования определенной группы. Порядок определения предельного уровня приведены в приложении Б.

Кроме статистической обработки при определении предельного уровня концентрации газов, должны быть учтены и некоторые другие факторы. Так, опасность дефектов развивающихся кроме внезапного отказа оборудования, заключается в необратимом разрушении изоляционных материалов. Это приводит к снижению остаточного ресурса материалов и всего оборудования в целом. Обнаружение в оборудовании C_2H_2 означает наличие термического дефекта с температурой, большей чем $750^{\circ}C$, или мощных разрядов. Такие дефекты характеризуются высокой скоростью развития и интенсивной деструкцией в первую очередь изоляционных материалов. Поэтому нормирование предельного значения концентрации C_2H_2 условно, а в случае его обнаружения должны быть приняты все меры для уточнения и определения дефекта.

3.5. Условия достоверности определения типа дефекта

Отбор проб и процедура ХАРГ должны выполняться квалифицированным персоналом. Для отбора проб масла надо использовать шприцы, которые обеспечивают надежную герметичность. Недопустимо использование одноразовых пластмассовых шприцев. В шприцах с резиновым уплотнением поршня и канюли, потеря такого наиболее летучего газа, как H_2 ,

по двое - трое суток может составлять 50% и более. Приемлемыми для отбора проб масла на ХАРГ должны быть медицинские шприцы с притертым металлическим или стеклянным поршнем или специальные пробоотборные шприцы с трехходовым краном. Неквалифицированный отбор проб и использование негерметичных шприцев могут кардинально изменить отношение газов и вообще сделать невозможным диагностику состояния трансформаторного оборудования.

Значительное влияние на достоверность результатов диагностики по отношению газов имеет погрешность проведения самого анализа. Одним из признаков погрешностей анализа является чередование резких колебаний концентраций отдельных газов, при последовательно выполняемых анализах ХАРГ за относительно короткие промежутки времени (дни, недели) по одному и тому же оборудованию. Кроме недостатков при проведении анализа это может свидетельствовать и о неквалифицированном отборе проб. Такие выводы правомерны при условии, что оборудование за время между отбором проб работало в относительно стабильном температурном режиме и режиме нагрузки. Как правило, снижение концентрации газов с последующим ростом, в случае удовлетворительного качества измерений, для оборудования, которое стабильно работает, не превышает 10-15%. Использование нестабильных результатов ХАРГ для выявления вида дефекта с отношениями газов может привести к ошибочным выводам о состоянии оборудования.

При наличии в оборудовании нескольких дефектов, спектр образующихся дефектных газов, является результатом действия всех имеющихся дефектов. Если нет данных ХАРГ за предыдущий период эксплуатации, определение типа дефектов с отношениями газов невозможно. Если по сравнению с результатами предыдущих анализов наблюдается изменение отношений газов текущего анализа, это может свидетельствовать о наложении газов нового дефекта. В этом случае, чтобы получить только газовые отношения нового дефекта, надо предварительные результаты ХАРГ

вычесть из результатов текущего анализа и определить отношение для полученной разницы.

При использовании отношений газов необходимо учитывать влияние на концентрации газов технологических операций, выполняемых на оборудовании во время ремонта или обслуживания. Так, например, во время проведения дегазации масла, газы с низким коэффициентом растворимости удаляются легко, а газы, имеющие высокую растворимость в масле (C_2H_6 , C_2H_4), редко удается изъять полностью. Поэтому газы, оставшиеся будут добавляться к газам, которые будут образовываться, и будут искажать состав газов, характерный для определенного вида дефекта. На состав образующихся газов, могут иметь значительное влияние температурные миграции газов из целлюлозной изоляции. Колебания за счет поглощения газов целлюлозой, крупнейшие в CO и CO_2 и могут достигать 100%.

Тип дефекта определяется отношениями газов, может отличаться для оборудования с различным видом защиты. Для оборудования с открытым «дыханием» нужно учитывать уменьшение концентрации газов за счет диффузии и из за температурных колебаний уровня масла. При этом скорость диффузии будет отличаться для разных газов в соответствии с их коэффициентами растворимости (Оствальда). Количественно такое влияние зависит от многих факторов, поэтому в каждом конкретном случае его необходимо учитывать индивидуально.

Вероятность определения типа дефекта с отношениями газов зависит от точности проведения ХАРГ. При определении концентраций газов на уровне границы определения, погрешность анализа резко возрастает. Так, по концентрации углеводородных газов, на уровне около 10 мкл/л, суммарная погрешность анализа может достигать 50%. Учитывая неопределенность отношений газов по причинам, изложенным выше, и погрешности ХАРГ, рекомендуется использовать отношения газов для определения дефектов, если

концентрация отдельных газов превышает значения, приведенные в таблице 3.2.

3.6. Интерпретация результатов хроматографического анализа растворенных газов в масле и свободных газов, отобранных из газового реле силовых трансформаторов

Классификация парка:

С учетом конструктивных особенностей, рабочего напряжения, назначения, диагностические подходы могут отличаться для таких категорий оборудования:

— группа А - блочные трансформаторы классов напряжения 220-750 кВ и автотрансформаторы классов напряжения 220-750 кВ мощностью выше 100 МВА;

— группа Б - трансформаторы собственных нужд энергоблоков;

— группа В - распределительные трансформаторы классов напряжения 110 - 150 кВ мощностью 80 МВА и ниже;

— группа Г - шунтирующие реакторы классов напряжения 500- 750 кВ.

Далее в тексте раздела для оборудования определенных групп применяется термин «трансформаторы».

Характеристика групп оборудования:

Группа А. С ростом класса напряжения и мощности растут основной магнитный поток и поток рассеяния. Это увеличивает удельный вес дефектов, причиной которых является нагрев металлических деталей от циркулирующих токов в потоке рассеяния и нагрев в основном потоке. Высокая напряженность электрического поля, особенно в трансформаторах классов напряжения 330-750 кВ, создает предпосылки для возникновения частичных разрядов, а также разрядов на поверхности и в толще целлюлозной изоляции. В среднем типичная нагрузка блочных трансформаторов выше, чем

автотрансформаторов, чем объясняется несколько выше среднего уровня газов в них и большее количество дефектов, связанных с общим перегревом масла.

Группы Б, В. Важность и ответственность трансформаторов собственных нужд энергоблоков не менее, чем генераторных трансформаторов. Трансформаторы характеризуются нестабильным режимом работы. В связи с низкой напряженностью поля и потоком рассеяния, в трансформаторах этой группы является маловероятным развитие нагревов от циркулирующих токов в потоке рассеяния и разрядных явлений. Есть возможным перетекание газов из бака контактора в основной бак трансформатора. Наиболее вероятными дефектами являются перегрев контактных соединений отводов и устройства РПН, особенно в деталях РПН, установленных в обмотках, соединенных в треугольник.

Группа Г. Шунтирующие реакторы характеризуются повышенной вибрацией, в конструкции много потенциальных дефектов, некоторые из них:

- разряды и перегрев электромагнитных экранов;
- разряды в зоне амортизаторов активной части и электростатических экранов;
- разряды на поверхности обмоток;
- перегрев в месте замыкания магнитных шунтов на опорные плиты, прессующие обмотку;
- разряды и местные перегревания в местах замыкания пакетов шунтов.

Классификация состояния:

Состояние оборудования с точки зрения наличия в нем дефектов, их опасности и возможности отказа и повреждения этого оборудования определяется с обязательным учетом следующих трех параметров:

- текущие концентрации газов;
- скорость нарастания газов;

— характер и расположение дефектов в оборудовании.

Высокая абсолютная концентрация газов неоднозначно свидетельствует о наличии и опасность дефекта в оборудовании. Во многих случаях при относительно невысоких концентрациях газов состояние оборудования может быть признано не пригодным к дальнейшей эксплуатации, в то время как при более высоких концентрациях газов оборудование может работать без каких-либо ограничений. При этом в общем случае более высокая концентрация газов свидетельствует о росте вероятности возникновения дефекта и его опасность. В зависимости от состояния оборудования определяют периодичность отбора проб и действия, которые необходимо выполнить.

Бездефектное состояние:

Бездефектное состояние характеризуется отсутствием дефектов в оборудовании. Состав газов соответствует нормальному окислительному старению масла. Нет симптомов ускоренного старения целлюлозной изоляции. Оборудование может работать без ограничений и каких-либо дополнительных действий. Дополнительно к перечисленным признакам различают признаки бездефектного состояния для оборудования в гарантийный и послегарантийный периоды эксплуатации.

Гарантийный период:

Уровень концентраций отдельных газов и СРУГ в течение гарантийного периода не превышает пределы уровня 1 согласно таблице 3.2, для соответствующего оборудования и класса напряжения, соответствующей скорости нарастания СРУГ - от 3 мл до 5 мл в сутки.

Завод-производитель может изменять значения концентраций газов уровня 1 (таблица 3.2) в пределах срока действия гарантийного периода для конкретных образцов оборудования, что должно быть отражено в эксплуатационной документации.

Послегарантийный период:

Уровень концентраций отдельных газов и СРУГ в течение гарантийного срока, кроме C_2H_2 , не превышает предела уровня 2 согласно таблице 3.2 для соответствующего оборудования и класса напряжения. При этом обязательным является выполнение следующих условий:

- концентрация C_2H_2 ниже, чем предел его определения;
- скорость нарастания СРУГ не превышает 5 мл в сутки.

Нормальное рабочее состояние:

Уровень концентраций отдельных газов и СРУГ в нормальном рабочем состоянии, кроме C_2H_2 , не превышает предела уровня 2 согласно таблице 3.2. Концентрация C_2H_2 ниже, чем предел его определения. Скорость нарастания СРУГ не превышает 30 мл в сутки. Нет симптомов ускоренного старения целлюлозной изоляции. Оборудование может работать без ограничений и каких-либо дополнительных действий. В оборудовании отсутствуют дефекты, связанные с ухудшением состояния токопроводящей цепи, то есть дефекты, которые непосредственно влияют на функциональную работоспособность оборудования.

В зависимости от вида, местонахождения и последствий развития, при одинаковом уровне газов и скорости нарастания, дефекты могут составлять две группы, принципиально отличающиеся между собой:

- дефекты, не влияющие на функциональную работоспособность оборудования;
- дефекты, которые могут привести к потере функциональной работоспособности.

Оборудование с дефектами первой группы может продолжать работу, как правило, без ограничений. При наличии в оборудовании дефектов второй группы продолжение его работы возможно при определенных условиях, например, в случае ограничения нагрузки и усиленного контроля. Нужно определить характер дефекта, его местонахождение и скорость развития, в том числе с привлечением других диагностических методов. Анализ только

результата ХАРГ не позволяет точно установить, влияет ли дефект на функциональную работоспособность оборудования или нет.

Плохое состояние:

Уровень концентрации хотя бы одного из газов или СРУГ в дефектном состоянии превышает предел уровня 2 согласно таблице 3.2. Концентрация C_2H_2 выше, чем предел определения этого газа независимо от уровня концентраций других газов или СРУГ. Скорость нарастания СРУГ превышает 30 мл в сутки независимо от уровня концентраций отдельных газов или СРУГ. Наблюдается ускоренное старение целлюлозной изоляции. С привлечением других, дополнительно к ХАРГ, диагностических методов в оборудовании установлено наличие дефектов токопроводящей цепи.

За уровень газов дефектного состояния принимается уровень, который, как правило, превышает тот уровень, который наблюдается в 90% оборудования, которое работает. При этом возможны случаи, когда при концентрации газов, превышающих 90% уровень, оборудование может работать без ограничений. После точного установления причины образования газов и если будет определено, что дефект не грозит потерей функциональной работоспособности, такое оборудование может быть оставлено в работе при усиленном контроле.

Бездефектный трансформатор:

Понятие бездефектного трансформатора определяется техническими требованиями к оборудованию относительно предельно допустимых термических и электрических воздействий. В бездефектном трансформаторе состав газов соответствует нормальному старению масла, при этом концентрация C_2H_2 не превышает предела его определения, а скорость образования газов СРУГ - меньше 5 мл в сутки. Присутствие в масле C_2H_2 означает наличие в оборудовании зоны с температурой, выше $750^{\circ}C - 800^{\circ}C$, или разрядов высокой энергии, является дефектом независимо от концентрации этого газа. Для бездефектного состояния силовых

трансформаторов в соответствии с требованиями ГОСТ 11677, при максимальной нагрузке и расчетных условий работы характерно превышение температурой обмотки температуры охлаждающей среды (воздуха или воды) не более чем на 65° С - для систем охлаждения с естественной или принудительной циркуляцией с ненаправленным потоком масла, и на 70° С - для систем охлаждения с принудительной циркуляцией с направленным потоком масла; превышение температурой поверхности магнитной системы и элементов металлоконструкций температур охлаждающей среды для бездефектного трансформатора - не выше 75° С, а в отдельных точках магнитной системы и металлоконструкций - не выше 85° С. Определение интенсивности частичных разрядов выполняется в соответствии с ГОСТ 1516.3 в условиях отсутствия электрических помех.

В трансформаторе или реакторе в гарантийный период эксплуатации концентрации газов должны соответствовать понятию бездефектного оборудования. В случае превышения уровня газов соответствующему бездефектному состоянию в гарантийный период эксплуатации, нужно обращаться к заводу-производителю оборудования.

3.7. Уровни концентраций газов после заводских испытаний. Периодичность контроля. Характерные дефекты

Тепловые и электрические испытания трансформатора выполняются в процессе его изготовления, могут сопровождаться образованием некоторого количества дефектных газов. Значительные концентрации газов могут быть следствием определенных конструкторских решений, отклонений от технологических требований, которые могли иметь место при изготовлении, характеристик использованных материалов, других причин. Уровень допустимых концентраций газов, как результат статистической обработки результатов ХАРГ значительного количества трансформаторов после заводских испытаний приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Предельные концентрации дефектных газов после заводских испытаний новых трансформаторов.

Газ	Концентрации газов, мкл /л
CO ₂	200 *
CO	80*
H ₂	15
CH ₄	5
C ₂ H ₆	5
C ₂ H ₄	2
C ₂ H ₂	Ниже границы определения
* Только для трансформаторов и реакторов с пленочной защитой.	

Для определения концентраций газов в масле трансформатора или реактора на заводе-изготовителе надо отобрать пробу на ХАРГ из бака через 4-6 часов после окончания испытания. Если полученные результаты ХАРГ по одному из газов или более превышают значения таблицы 3.3, надо повторно отобрать пробу на ХАРГ. В случае подтверждения превышения концентраций газов необходимо определить и устранить причину повышенного газовыделения. Определение растворенных газов может быть выполнено заводом-изготовителем или сторонней организацией по договоренности между заказчиком и поставщиком. Результаты ХАРГ в масле, полученные на заводе-изготовителе трансформаторов, нельзя использовать как базовые для сравнения с результатами ХАРГ, полученными у потребителя при проведении монтажных работ.

Периодичность контроля:

Контроль растворенных в масле газов в начальный (гарантийный) период эксплуатации новых трансформаторов и реакторов 110 кВ и выше следует производить в соответствии с требованиями технической документации завода-изготовителя. После окончания гарантийного периода

пробы масла на ХАРГ отбирают с периодичностью не реже одного раза в шесть месяцев.

Для трансформаторов, прошедших ремонт с полным или частичным сливом масла, и на активной части которых проводились работы, следует придерживаться такой периодичности отбора проб на ХАРГ:

— трансформаторы напряжением 110-150 кВ мощностью, меньшей 60 МВА, и трансформаторы собственных нужд блоков - через три дня с момента включения под нагрузку и далее - не реже одного раза в шесть месяцев;

— трансформаторы напряжением 110-150 кВ мощностью 60 МВА и более - в течение первых суток, через трое суток, через один, три, шесть месяцев после включения под нагрузку и далее - не реже одного раза в шесть месяцев;

— трансформаторы напряжением 220-750 кВ мощностью 60 МВА и более - в течение первых суток, через трое суток, неделю, две недели, один, три, шесть месяцев после включения под нагрузку и далее - не реже одного раза в шесть месяцев.

Для трансформаторов 35 кВ в начальный (гарантийный) период эксплуатации, после ремонта со сливом масла и в процессе эксплуатации периодичность отбора проб масла на ХАРГ берут, как для трансформаторов 110 кВ мощностью, меньшей чем 60 МВА.

Из всех вышеупомянутых трансформаторов, вводимых в работу впервые, или после ремонта со сливом масла, или после длительного нахождения в выключенном состоянии, необходимо перед включением отбирать пробы масла на ХАРГ.

Характерные дефекты силовых трансформаторов и реакторов:

Характерные дефекты трансформаторов и реакторов и их хроматографические характеристики приведены в таблице 3.4. Отдельным

дефектам в таблице соответствуют несколько кодов хромотографических характеристик.

Таблица 3.4 - Характерные дефекты силовых трансформаторов и реакторов, которые оказываются ХАРГ

Функциональная система трансформатора (Реактора)	Дефект	Коды хромотографических характеристик указанных дефектов, которые могут их сопровождать (согласно таблице 6)
1	2	3
Изоляционная: главная изоляция, продольная изоляция, изоляция отводов, электростатические экраны.	Избыточное увлажнение. Загрязнение масла механическими примесями. Поверхностное загрязнения целлюлозной изоляции. Старение масла. Старение целлюлозы. Замыкания экранов. Плавающий потенциал.	ЧР, Р1, Р2, Р3, Т1 ЧР, Р1, Р2 ЧР, Р1, Р2, Р3, Т1 ЧР, Р1, Т1 Т1 ЧР, Р1 ЧР, Р1, Р2
Электромагнитная: остов структурная изоляция обмоток элементы крепления магнитные шунты и экраны цепь заземления	Перевозбуждения магнитопровода. Обрыв в цепи схемы заземления. Витковые замыкания, замыкания между параллелями. Плавающий потенциал	Т1 ЧР, Р1, Р2, Т1, Т2, Т3 Р1, Р2, Т1, Т2, Т3 Р1, Р2, Т2
Токопроводящая: отводы обмоток	Нарушение неразборных паяных соединений.	Т1, Т2, Т3

Продолжение таблицы 3.4

	<p>Ослабление силы прижима разборных неподвижных контактов.</p> <p>Ослабление силы прижима разборных подвижных контактов.</p> <p>Загрязнение разборных подвижных контактов продуктами старения масла.</p>	<p>T1, T2, T3, P1, P2 TE, T2, T3, P1, P2</p> <p>TE, T2</p>
--	---	--

3.8. Влияние различных факторов на уровень концентрации и состав газов

Срок службы:

Накопление газов, образующихся в оборудовании, в основном вследствие окислительного старения, в числе других причин определяет рост их концентрации в течение срока эксплуатации. Поскольку газы в незначительном количестве могут образовываться в трансформаторном оборудовании, которое нормально работает, относительно высокие концентрации газов, характерных для окислительного старения, в нем могут считаться нормальными. В то же время, если в таком же оборудовании сроком эксплуатации, например, менее года зафиксирован тот же уровень газов, это должно вызывать беспокойство. Особенно это необходимо учитывать для негерметичного оборудования, в котором, в отличие от герметичного, наблюдается снижение концентрации газов, образующихся вследствие их диффузии в атмосферу.

Оборудование старых конструкций имеет больше потенциальных дефектов благодаря определенным конструктивным решениям, например, шпилечная конструкция магнитопровода, наличие контуров в магнитной системе, склонность некоторых изоляционных конструкций к возникновению разрядов. Поэтому для определения возможных дефектов в трансформаторах

сроком эксплуатации более 30 лет является особенно необходимым анализ их конструкции.

Нагрузка трансформатора определяет потери, которые рассеиваются в виде тепла, а потому непосредственно влияет на количество образующихся газов. Особенно заметно образование газов при повышении нагрузки до номинального и выше номинального. В бездефектном трансформаторе интенсивность образования газов увеличивается только во время работы в режиме перегрузки и снижается к исходно низкому уровню со снижением нагрузки. В таком трансформаторе колебания нагрузки до номинальной, приводит к существенному образованию газов. В дефектном трансформаторе зависимость образования газов от нагрузки может наблюдаться даже в случае его уменьшения значительно ниже номинального. Влияние нагрузки на интенсивность образования газов характерно для термических дефектов, связанных с потоками рассеивания, и дефектов токопроводящей цепи (увеличение переходного сопротивления подвижных контактов и нарушения неподвижных соединений).

Режим работы и температурный режим:

Текущая концентрация газов является результатом действия двух процессов: образование газов в зоне дефекта и уменьшение их концентрации за счет диффузии в целлюлозную изоляцию и в атмосферу в случае негерметичного оборудования. Диффузия газов в целлюлозную изоляцию из масла имеет обратную температурную зависимость, то есть с понижением температуры, концентрация газов в целлюлозе растет и уменьшается в масле. Это обстоятельство необходимо учитывать при оценке опасности и вида дефекта, а также при расчете скорости нарастания газов. Концентрации газов, колебания которых связано с температурными миграциями, могут отличаться в несколько раз. Поэтому реальное оценивание типа дефекта и его опасности может быть выполнено только для результатов ХАРГ, полученных по оборудованию, которое работает в режиме нагрузки, максимально

приближенного к типовому рабочему трансформатору, состояние которого определяется. Результаты ХАРГ с отключенного оборудования, особенно в зимний период, не отражают его состояние. Десорбция дефектных газов из целлюлозной изоляции наблюдается после проведения ремонтных работ, связанных с заменой масла. При этом увеличение концентрации газов, выделяемых из целлюлозы, через некоторое время заканчивается, и если причину образования газов при ремонте была устранена, стабилизируется на определенном уровне. Этот уровень надо принять в качестве исходного при дальнейшем контроле состояния оборудования. Кроме десорбции из целлюлозы, десорбция газов может наблюдаться с силикагеля адсорбных или термосифонных фильтров, в случае, если после ремонтных работ силикагель в указанных фильтрах не был заменен.

Внешние короткие замыкания:

Короткие замыкания, возникающие снаружи трансформаторного оборудования, несинхронные включения в сеть, а также кратковременные перегрузки во время включений, приводят к резкому росту механических усилий на отдельные элементы конструкции (обмотки, шунты, экраны и т.д.) и напряженности электромагнитного поля, что часто может иметь необратимое влияние на изоляцию. В зависимости от состояния оборудования, места возникновения короткого замыкания, его продолжительности, такое влияние может быть причиной образования газов. Как правило, повышенная концентрация газов через некоторое время снижается почти до исходного значения. Но иногда такие аномальные режимы могут вызвать необратимые изменения, которые могут быть причиной образования газов и во время работы оборудования в нормальном режиме. После внешних коротких замыканий рекомендуется выполнять внеплановый отбор проб на ХАРГ.

Внешние источники повышенных концентраций газов в масле:

Иногда причины образования дефектных газов никак не связаны с состоянием основных систем трансформатора, хотя результат ХАРГ отобраны из бака. Проникновение газов из бака контактора РПН в бак трансформатора:

В масле бака контактора РПН и его работы в нормальном режиме образуется большое количество не дефектных газов. Но эти газы могут попадать в основной бак трансформатора и создавать в нем ложную картину дефекта. Возможны два пути проникновения газов из бака контактора в бак трансформатора:

- вследствие нарушения герметичности уплотнения между основным баком и баком контактора. При этом кроме газов возможно перетекание с маслом в основной бак частиц углерода, которые образуются во время работы контактора;

- вследствие диффузии газов через расширительный бак контактора, который имеет общий воздушный объем с баком-расширителем основного бака.

Газы, перетекают в основной бак, скрывают дефекты, которые образуются в нем, и не позволяют своевременно их диагностировать. После устранения не герметичности, масло в основном баке надо дегазировать.

Повреждения насоса перекачки масла системы охлаждения:

Повреждения электрического двигателя маслоснасоса может создавать значительные концентрации газов в масле трансформатора или реактора. Основными газами является C_2H_4 , CH_4 , C_2H_6 и H_2 . Состав газов соответствует нагреву в диапазоне средних и высоких температур. В некоторых случаях повреждения насоса сопровождается образованием C_2H_2 . Источник такого нагрева действует непродолжительное время, и характерным при таком виде дефекта является относительно быстрая стабилизация скорости нарастания газов.

Технологические обработки:

Перегрев масла при его технологической обработке - сушка, дегазация или нагрев - является причиной образования газов. Типичной причиной

интенсивного образования газов и последующего загрязнения масла в основном баке является повреждения ленточного нагревателя маслоочистительной установки, которое сопровождается сильным нагревом и искрением в масле.

Сварочные работы:

Во время сварочных работ на баке трансформатора, залитого маслом, нагрев стенки может привести к образованию газов. Характер газов в этом случае соответствует нагреву в диапазоне высоких температур.

3.9. Последовательность интерпретации результатов хроматографического анализа растворенных газов

После получения результата ХАРГ оценивают его вероятность. Учитывают время с момента отбора пробы к выполнению анализа, с учетом состояния пробоотборных шприцев, которые могут критически исказить диагностические выводы. Если вероятность результата ХАРГ будет признана неудовлетворительной, необходимо установить причины этого, устранить их и затем выполнить повторный отбор и анализ пробы.

Далее сравнивают концентрации отдельных газов с концентрациями, приведенными в таблице 3.2. Можно пользоваться предельно допустимыми концентрациями, которые определены для отдельной энергосистемы согласно приложению В. Если ни один из отдельных газов не превышает концентрации уровня 1, в трансформаторе диагностируется отсутствие дефектов. При этом должны быть учтены все факторы, которые могут влиять на концентрацию газов. Трансформатор или реактор на момент отбора пробы в течение не менее двух суток должен находиться в типичном для него режиме нагрузки.

Если хотя бы один из газов или СРУГ превышает концентрацию уровня 1 в соответствии с таблицей 3.2, то есть состояние трансформатора или реактора соответствует уровню 2 или 3, определяют состояние оборудования с учетом текущих концентраций газов, скорости их нарастания и источники

возникновения. В гарантийный период работы необходимо обращаться к заводу- производителю оборудования. После выполняют повторный анализ для подтверждения полученного результата. Повторный отбор на ХАРГ, по возможности, выполняют в том же температурном режиме и режиме нагрузки, что и предыдущий.

Определяют тип дефекта с наиболее важными диагностическими отношениями характерных газов по таблице 3.1 (с учетом значений концентраций газов), а также графическими методами. Более вероятным методом, которым рекомендовано пользоваться для определения возможной деструкции целлюлозной изоляции, является определение фурановых производных в масле. Определяют фурановые производные по процедуре, изложенной в стандарте МЭК 61198, на жидком хроматографе.

Проверяют возможное влияние всех факторов на полученный результат ХАРГ, в том числе внешних источников образования. Определяют вероятность установленного типа дефекта. Если будет установлено, что причиной высокого уровня газов являются внешние источники, таблицей 3.2 при определении состояния трансформатора или реактора не пользуются. После устранения внешних источников газовой выделенной выполняют дегазацию масла и целлюлозной изоляции с целью извлечения газов до уровня концентраций по отдельным газам и сумме углеводородных газов не выше уровня 1 (таблица 3.2). К проведению дегазации, уровень газов, причиной образования которых были внешние источники, берут за исходный, в отношении которого контролируют изменение концентрации газов.

Для трансформаторов с устройством РПН проверяют возможность попадания газов в основной бак из бака контактора РПН, масло в котором не связано с маслом основного бака. Для этого необходимо во время отбора пробы масла на ХАРГ из бака трансформатора отбирать также пробу масла из бака контактора РПН. Попадание газов из бака контактора РПН в бак трансформатора прогнозируется в случае, если отношение C_{2H_2} / H_2 в баке

трансформатора превышает 2. Дополнительным признаком, подтверждающим такой вывод, достаточно высокая схожесть графических образов дефектов по результатам ХАРГ из бака трансформатора и бака контактора РПН. Путь попадания газов из бака контактора РПН в бак трансформатора, если такой дефект будет обнаружен, определяют с учетом особенностей конструкции конкретного трансформатора, а именно: для РПН встроенного типа - наличие общего расширителя основного бака и бака контактора РПН, уплотнения между основным баком и баком контактора РПН; для РПН навесного типа - наличие уплотнения между баком контактора и баком выборщика РПН совместного расширителя основного бака и бака выборщика РПН, а также наличие переходной плиты между основным баком и баком выборщика РПН. При определении этого полезными могут быть результаты ХАРГ проб масла из расширителя, газового или струйного реле. Анализируют условия эксплуатации с учетом работы с перегрузкой, перенапряжений, в том числе атмосферных, коммутационных, аварийных, состояние защитного оборудования (разрядников, ограничителей перенапряжения). Оценивают возможное влияние этих факторов на полученный результат ХАРГ.

Сравнивают полученные результаты с данными измерений на однотипных трансформаторах или реакторах. Если для определенного вида оборудования некоторые дефекты встречаются чаще, то в первую очередь проверяют возможность возникновения именно этих дефектов.

Если имеется результат предыдущего предварительного анализа, то рассчитывают скорость нарастания СРУГ по формуле (1). Если предыдущего результата ХАРГ нет, либо он был выполнен из пробы, отобранной из трансформатора или реактора, которые не работают, выполняют повторный анализ через 10-15 суток. Согласно определенным уровнем по таблице 3.2 и рассчитанной скоростью нарастания СРУГ определяют периодичность отбора проб и выполняют рекомендуемые действия по таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Периодичность отбора проб и необходимые действия для трансформаторов и реакторов различных уровней

Уровни концентраций газов (таблица 7)	скорость нарастания СРУГ, мл / сутки	Периодичность отбора проб на ХАРГ	Состояние оборудования и действия, которые необходимо выполнить
1	2	3	4
уровень 1	НЕ определяется	6 месяцев	Бездефектное состояние в гарантийный период. Дополнительные действия не нужны
уровень 2	<30	6 месяцев	Нормальное рабочее состояние после гарантийного периода. Дополнительные действия не нужны
	30-60	3 месяца	Прогнозируется плохое состояние. Определить характер дефекта. Определить влияние нагрузки. Провести комплексную диагностику для идентификации дефекта
	> 60	1 месяц	
уровень 3	<30	3 мес	Прогнозируется плохое состояние. Определить характер дефекта. Определить влияние нагрузки. Провести комплексную диагностику для идентификации дефекта
	30-60	1 месяц	Прогнозируется плохое состояние. Определить характер дефекта. Определить влияние нагрузки. Провести комплексную диагностику для определения дефекта. Обратиться в специализированную сервисную организацию. В случае превышения скорости нарастания C ₂ H ₂ или C ₂ H ₄ 60 мл / сутки выключить трансформатор (реактор)
	> 60	1 неделя	

Если за отношениями газов, которые использованы для определения отношения, или графическими методами был обнаружен дефект нагревательного характера, который часто может сопровождаться разрядами, необходимо определить, не связан ли он с нарушением токопроводящего цепи. Дефекты, вызванных ухудшением состояния электрических контактов,

угрожают потерей функциональной работоспособности. Такие дефекты являются более опасными, чем нагревательные дефекты, вызванные, например, циркулирующими токами в металлоконструкциях. Если дефект токопроводящей цепи будет обнаружен, вопрос об отключении оборудования решает техническое руководство.

Для трансформаторов уровней 2 и 3, которые имеют повышенную скорость нарастания газов (более 30 мл / сут СРУГ), проводят комплексную диагностику. Такая диагностика строится на результатах испытаний, которые, кроме ХАРГ, предусматривают расширенные физико-химические анализы масла, электрические испытания, тепловизионные сканирования, вибрационные измерения, локацию частичных разрядов акустическими и электрическими методами и тому подобное. Выполняемые испытания и диагностика должны обеспечивать выявление возможных дефектов по меньшей мере двумя различными методами. При этом, с целью повышения эффективности вышеупомянутых испытаний, они выполняются не в статическом состоянии трансформатора, а фиксируется характер зависимости контролируемых параметров от изменения режима его работы (нагрузка, температура). Кроме расширенных испытаний во время комплексной диагностики обязательно надо учитывать историю предыдущей эксплуатации.

Для трансформаторов и реакторов, оборудованных пленочной защитой, определяют общее газосодержание как сумму всех газов. Общее газосодержание выражают в процентных объемах. Полученное значение содержания сравнивают со значениями, приведенными в таблице 3.6, и в случае превышения уровня нормальной эксплуатации выполняют указанные действия.

Таблица 3.6 - Уровни общего газосодержания в оборудовании с пленочной защитой.

Общее газосодержание, % об.	состояние оборудования	Действия, которые необходимо выполнить
<2	нормальная эксплуатация	Дополнительные действия не нужны
2-4	повышенное внимание	Возможна потеря герметичности бака. Проверить герметичность бака и состояние защитной пленки
> 4	дефектное состояние	Проверить герметичность бака и состояние защитной пленки. Установить причину повышенного общего газосодержания. По возможности в ближайшие сроки устранить выявленные не плотности и выполнить дегазацию масла в баке до уровня, не более 1% об.

Общее газосодержание в масле, залитом в трансформатор или реактор с пленочной защитой после ремонта, не должен превышать 1% об. Общее газосодержание в новом оборудовании с пленочной защитой контролируют и оценивают в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.

В трансформаторах с азотной защитой показателем негерметичности является концентрация растворенного в масле O₂, которая не должна превышать 0,2% об. В случае превышения этой величины проверяют качество азота в баллонах азотной системы на содержание O₂, концентрация которого должна быть ниже 1% об. В случае удовлетворительной концентрации O₂ в азоте, отобранном из баллонов, проверяют герметичность бака и определяют причину возможной негерметичности.

Выводы по третьей главе

1. В начале третьей главы была рассмотрена методика выявления термических дефектов силового трансформатора. Термические дефекты в диапазоне температур от 150° С до 700° С.

2. Далее рассмотрели методику выявления дефектов силового трансформатора, сопровождающихся электрическими разрядами. Частичные разряды. Код дефекта ЧР, основным газом выделяющимся при частичных разрядах является водород. Разряды в масле малой энергии. Код дефекта Р1, увеличивается концентрация ацетилена. Разряды в масле большой энергии. Код дефекта Р2, увеличение до больших значений водорода и ацетилена.

3. Определение типа дефекта по отношению характерных газов. Табличный метод: Определение типа дефекта с помощью трех основных отношений газов - C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 и C_2H_4/C_2H_6 . Графические образы дефектов: вид дефекта может быть определен с помощью его графического образа. Графические схемы определения вида дефекта более наглядны в отличие от табличного метода отношений газов.

4. Интерпретация результатов хроматографического анализа растворенных газов в масле и свободных газов, отобранных из газового реле силовых трансформаторов в зависимости от вида, местонахождения и последствий развития, при одинаковом уровне газов и скорости нарастания, дефекты могут составлять две группы, принципиально отличающиеся между собой:

— дефекты, не влияющие на функциональную работоспособность оборудования;

— дефекты, которые могут привести к потере функциональной работоспособности.

5. Были рассмотрены уровни концентраций газов после заводских испытаний. Периодичность контроля. Характерные дефекты, также влияние различных факторов на уровень концентрации и состав газов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В научной работе были описаны: способы выявления и локализации дефектов силовых трансформаторов в системе электроснабжения путем измерений сопротивлений короткого замыкания со сторон высшего и низшего напряжений, которые позволяют выявить дефекты, влияющие на газообразование, а также определить влияние дефекта на эксплуатационную надежность.

Эмпирическим путем было выявлено, что разность сопротивлений короткого замыкания, измеренных со сторон высшего и низшего напряжений, приведенных к одной из сторон трансформатора, находится в прямой зависимости от величины циркулирующих токов.

Исходя из экспериментальных данных обследования трансформаторного парка, методом измерений сопротивлений короткого замыкания, были составлены таблицы дефектов силовых трансформаторов, и способы их нахождения.

В третьей главе рассмотрели методики выявления дефектов трансформаторов с помощью анализа масла на ХАРГ: методика выявления термических дефектов силового трансформатора, методика выявления дефектов силового трансформатора, сопровождающихся электрическими разрядами (ЧР), методика определения типа дефекта по отношению характерных газов. Были рассмотрены уровни концентраций газов после заводских испытаний. Периодичность контроля. Характерные дефекты, также влияние различных факторов на уровень концентрации и состав газов.

Резюмируя научную работу можно утвердить следующее: определены объективные причины, вызывающие в трансформаторах следы газообразования, на основе использования данных об эксплуатации трансформатора, необходимые для модернизации их конструкции, технологии производства и программы технического обслуживания и ремонта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД ЭО 0410-02. Руководящий документ. Методические указания по оценке состояния и продлению срока службы силовых трансформаторов. . – М.: Росэнергоатом, 2002г.
2. РД 16.360-87. Трансформаторы силовые. Расчет добавочных потерь в элементах конструкций. – М.:МЭТП СССР, 1987г.
3. РД 153.34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторного оборудования. – М.: АО ВНИИЭ, 2001г.
4. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. - М.: НЦ ЭНАС, 1998г.
5. Акимова Н.А., Котеленец Н.Ф., Сентюрихин Н.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования. – М.: Академия, 2012. – 304 с.
6. Алексеенко Г.В., Ашрятов Н.К., Веремей Е.В., Фрид Е.С. Испытания мощных трансформаторов и реакторов.- М.: Энергия, 1978.
7. Алпатов М.Е., Хенкин А.Л. Электрические сопротивления контуров магнитных систем. Электропромышленность. Серия Аппараты высокого напряжения, трансформаторы силовые, конденсаторы. - М.: Электротехника, 1983 г.
8. Алпатов М.Е., Хенкин А.Л. Токи в контурах магнитных систем трансформаторов.- М.: Электротехника, 1983г.
9. Боднар В. В. Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов. - М.: Энергоатомиздат, 1983.
10. Брускин Д. Э., Зорохович А. Е., Хвостов В. С. Электрические машины. Ч. I и II. - М.: Высшая школа, 1987.

11. Булгаков Н. И. Расчет трансформаторов. - М., Госэнергоиздат, 1950.
12. Васютинский С. Б. Вопросы теории и расчета трансформаторов. - Л.: Энергия, 1970.
13. Вольдек А.И., Попов В.В. Электрические машины. Введение в электромеханику. Машины постоянного тока и трансформаторы. - СПб.: Питер, 2006. – 320 с.
14. Герасимова Л. С., Майорец А. И. Обмотки и изоляция силовых масляных трансформаторов. - М., Энергия, 1969.
15. Гольдберг О. Д., Гурин Я. С., Свириденко И. С. Проектирование электрических машин. - М.: Высшая школа, 1984.
16. Дружинин В. В. Магнитные свойства электротехнической стали. - М.: Энергия, 1974.
17. Ермолин Н. П., Жерихин И. П. Надежность электрических машин. - М.: Энергия, 1976.
18. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины. - М.: Энергия, 1980.
19. Копылов И.П. Электрические машины. - М.: Высшая школа, 2006. – 608 с.
20. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов.- М.: Энергоиздат., 1986г.
21. Vines, J, Banh, B, Stiegemeier, C, Patel, P, Cheim, L.V. Transformer health in the real world [Электронный ресурс] / J. Vines, B. Banh, C. Stiegemeier, P. Patel, L.V. Cheim// ABB Power Transformers. – St. Louise, MO, United States, 2015. – PP. 12- 17 – URL: https://library.e.abb.com/public/45dbc9426c6b449f9acc71c4a7578fde/12-17%203m527_EN_72dpi.pdf (дата обращения: 20.04.2018).
22. Carlen, M, Berrogain, M. Safe and powerful [Электронный ресурс] / M. Carlen, M. Berrogain// ABB Power Products, Transformers. – Zurich,

Switzerland, 2015. – PP. 68-75 – URL:
<https://library.e.abb.com/public/da83e76cd9a64a0688312f3d043756b5/Safe%20and%20powerful.pdf> (дата обращения: 20.04.2018).

23. Roxenborg, M, Ingebrigtsen, S, Holst, S, Gajic, Z. Differential protection for shunt reactors and power transformers - similarities and differences [Электронный ресурс] / M. Roxenborg, S. Ingebrigtsen, S. Holst, Z. Gajic// Study Committee B5 Colloquium. - Belo Horizonte, Brazil, 2013. – PP. 1-8 – URL:
https://library.e.abb.com/public/fe172694a259c9c2c1257c1600311770/1MRG01432_2_en_Differential_Protection_for_Shunt_Reactors_and_Power_Transformers_-_Similarities_and_Differences.pdf (дата обращения: 20.04.2018).

24. Murillo, R, Smajic, J, Tepper, J, Nogués, A, Steinmetz T. Electromagnetic simulations supporting the development of dry-type transformers for subtransmission voltage levels [Электронный ресурс] / R. Murillo, J. Smajic, J. Tepper, A. Nogués, T. Steinmetz// CIGRE 2012. – 21, rue d'Artois, F-75008 Paris, 2012. – PP. 1-10 – URL:
https://library.e.abb.com/public/0fe325b3a16993dcc1257b1600285b2c/A2_208_Cigre2012_1LAB000506_Electromagnetic%20simulations%20supporting%20the%20development%20of%20dry-type%20transformers%20for%20subtransmission%20voltage%20levels.pdf (дата обращения: 20.04.2018).

25. Tepper, J, Carlen, M. EcoDesign of Dry Transformers [Электронный ресурс] / J. Tepper, M. Carlen// ABB Ltd. – Zurich, Switzerland, 2015. – PP. 1-8 – URL:
https://library.e.abb.com/public/92512aa4999d43bc9f4e61f8a909a90f/1LAB000594-2015_CIREC_France_EcoDesign_for_Dry_transformers-white%20paper.pdf (дата обращения: 20.04.2018).

26. Antoine, M, Nani, G, Ammann, P.A, Lorin, P, Cheim, L, Grano A. Remote Services for Power Generation Equipment [Электронный ресурс] / M. Antoine, G. Nani, P. A. Ammann, P. Lorin, L. Cheim, A. Grano// ABB Power

Products, Transformers. – Zurich, Switzerland, 2013. – PP. 1-18 – URL: https://library.e.abb.com/public/17bc58539bae06cfc1257c12002b65d3/1LAB00054_5_PGA_REWA2013_RemoteTrafos_ID12637.pdf (дата обращения: 20.04.2018);

27. Dahlund, M, Koestinger, P, Meyer, P, Khanna, P. Life extension of power transformers oil regeneration, on site drying and onsite repair [Электронный ресурс] / M. Dahlund, P. Koestinger, P. Meyer, P. Khanna// ABB Power Products. – Sao Paulo, Brazil, 2010. – PP. 1-17 – URL: https://library.e.abb.com/public/6aaaf23334be8d0ec125781d004c75ac/Transformer%20Life%20extension_PdMSA_SouthAfrica_2010.pdf (дата обращения: 1.04.2018);

28. Eklund, L, Lorin, P. Increase transformer reliability and availability: From condition assessment to On-Site Repair [Электронный ресурс] / L. Eklund, P. Lorin. // Power-Gen Middle East. – Bahrain, 2007. – PP. 1-17 – URL: https://library.e.abb.com/public/5589f0de8e5f57dfc125781d004d008a/Power%20Gen%20Middle%20East%202007_ABB%20.pdf (дата обращения: 1.04.2018);

29. Steinmetz, T, Smajic, J, Outten, S, Hartmann, T, Carlen, M. Benefits of transformers based on triangular wound core configurations [Электронный ресурс] / T. Steinmetz, J. Smajic, S.Outten, T. Hartmann, M. Carlen// CIGRE 2012. – 21, rue d’Artois, F-75008 Paris, 2012. – PP. 1-11 – URL: https://library.e.abb.com/public/03899f0fbab607e1c1257b160029b944/A2_306_Cigre2012_1LAB000507_Benefits%20of%20transformers%20based%20on%20triangular%20wound%20core%20configurations.pdf (дата обращения: 1.04.2018);

30. Girgis, R.S, Bernesjö, M. Appropriate Test Conditions Proposed for Industry Standards of Measuring Transformer Noise [Электронный ресурс] / R. S. Girgis, M. Bernesjö// ABB Power Transformers. – St. Louise, MO, United States, 2015. – PP. 1-7 – URL: <https://library.e.abb.com/public/ffccef278827aae585257c97004b89ac/Appropriate%20conditions%20for%20measuring%20Transformer%20noise%20IEEE%20Paper%20Presented%20at%20IEEE%20Conference.pdf> (дата обращения: 1.04.2018).

Приложение А

Образ дефектов

Графические образы различных дефектов были предложены для определения вида дефекта японскими исследователями. Графические образы дефектов строятся по концентрациям пяти газов: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Метод был разработан на основе практического опыта сопоставления фактически выявленных дефектов в трансформаторе при внутреннем осмотре с составом газов, которые были определены методом ХАРГ. В то же время образы дефектов отражают общие зависимости в соотношениях между отдельными газами во время нагревания различной температуры или при разрядных явлениях.

Порядок построения графического образа дефекта.

1. Графические образы дефектов строят для оборудования, в котором концентрации отдельных газов или хотя бы одного из них превышают значения, приведенные в таблице 3.2;

2. По результатам ХАРГ среди газов H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 выбирают газ имеет самую высокую абсолютную концентрацию (мкл / л).

3. Определяют величину отношения каждого газа в газе, который имеет наивысшую концентрацию. Отношение газа с высокой концентрацией будет равняться 1, отношение всех остальных газов - менее 1.

4. Строят график образа дефекта, на котором по оси абсцисс располагают газы в такой последовательности: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по оси ординат откладывают вычисленные отношения для каждого из этих газов. Полученные точки соединяют линией.

Пример построения графика образа дефекта:

В результате проведения ХАРГ были получены следующие концентрации отдельных газов, мкл / л.

$$H_2 = 12 \quad CH_4 = 458, \quad C_2H_6 = 152, \quad C_2H_4 = 571, \quad C_2H_2 = 0.$$

Газ, имеющий наибольшую концентрацию, - C_2H_4 .

Продолжение приложения А

Высчитываем отношение всех газов к C_2H_4 :

$$C_2H_2 / C_2H_4 = 571 / 571 = 1;$$

$$H_2 / C_2H_4 = 12 / 571 = 0,02;$$

$$CH_4 / C_2H_4 = 458 / 571 = 0,8;$$

$$C_2H_6 / C_2H_4 = 152 / 571 = 0,27;$$

$$C_2H_2 / C_2H_4 = 0 / 571 = 0.$$

Согласно вычисленными отношениями строим график образа дефекта:

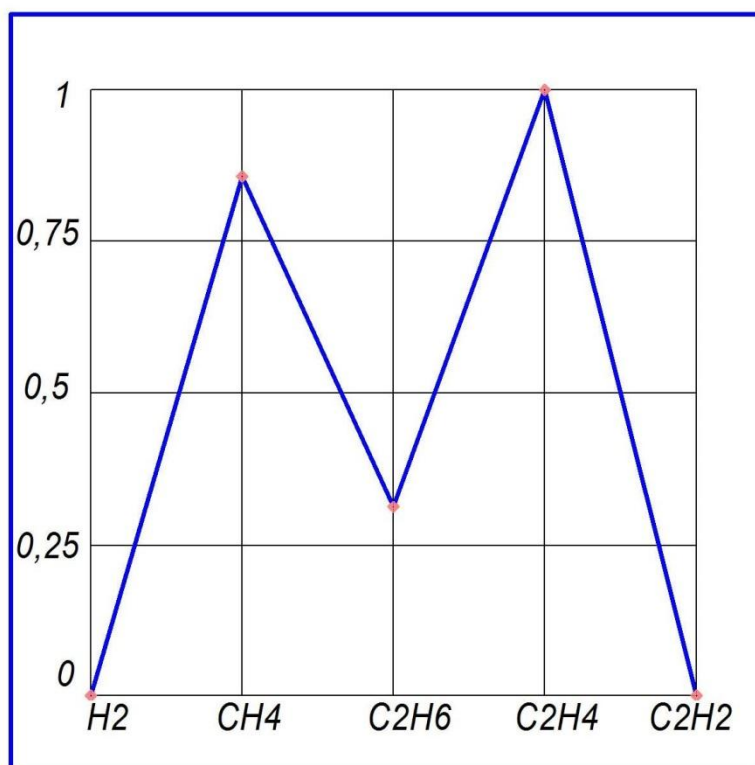
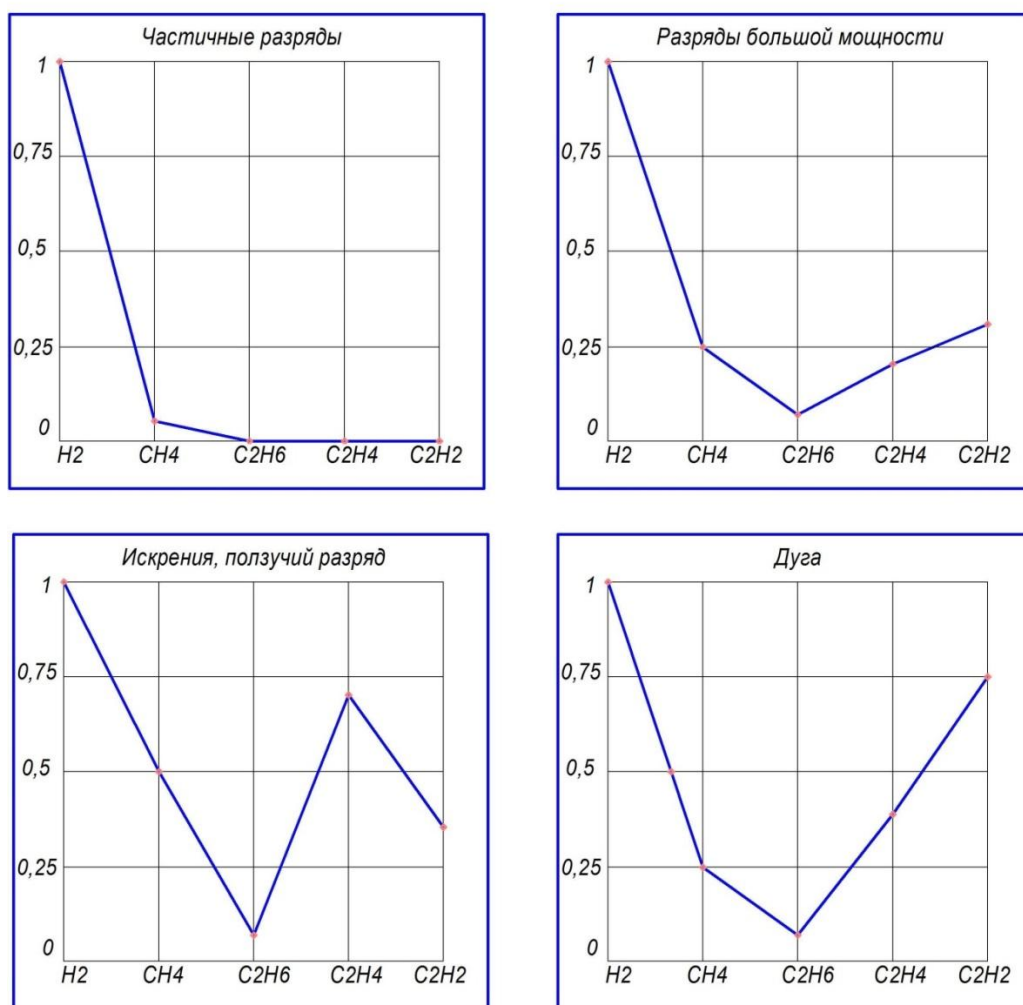


Рисунок А.1 – Пример построения графика

Сравнивая полученный образ дефекта с образами известных дефектов, относим его к тому или иному виду. При сравнении образов учитывают, какой газ имеет максимальную концентрацию и соотношение между отдельными газами.

Продолжение приложения А

Основной газ - Водород



Основной газ - Ацетилен

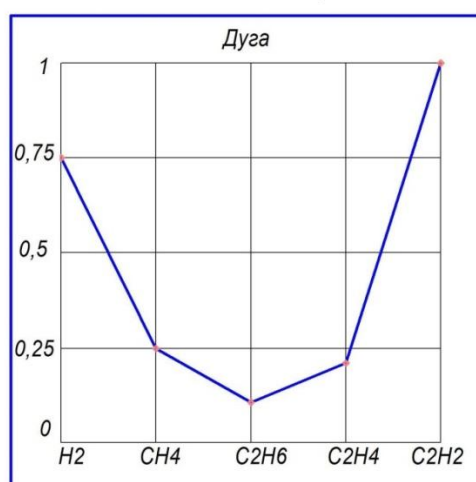


Рисунок А.2 – Графики дефектов электрического характера

Продолжение приложения А

Основной газ - Метан
(нагрев в диапазоне низких температур)

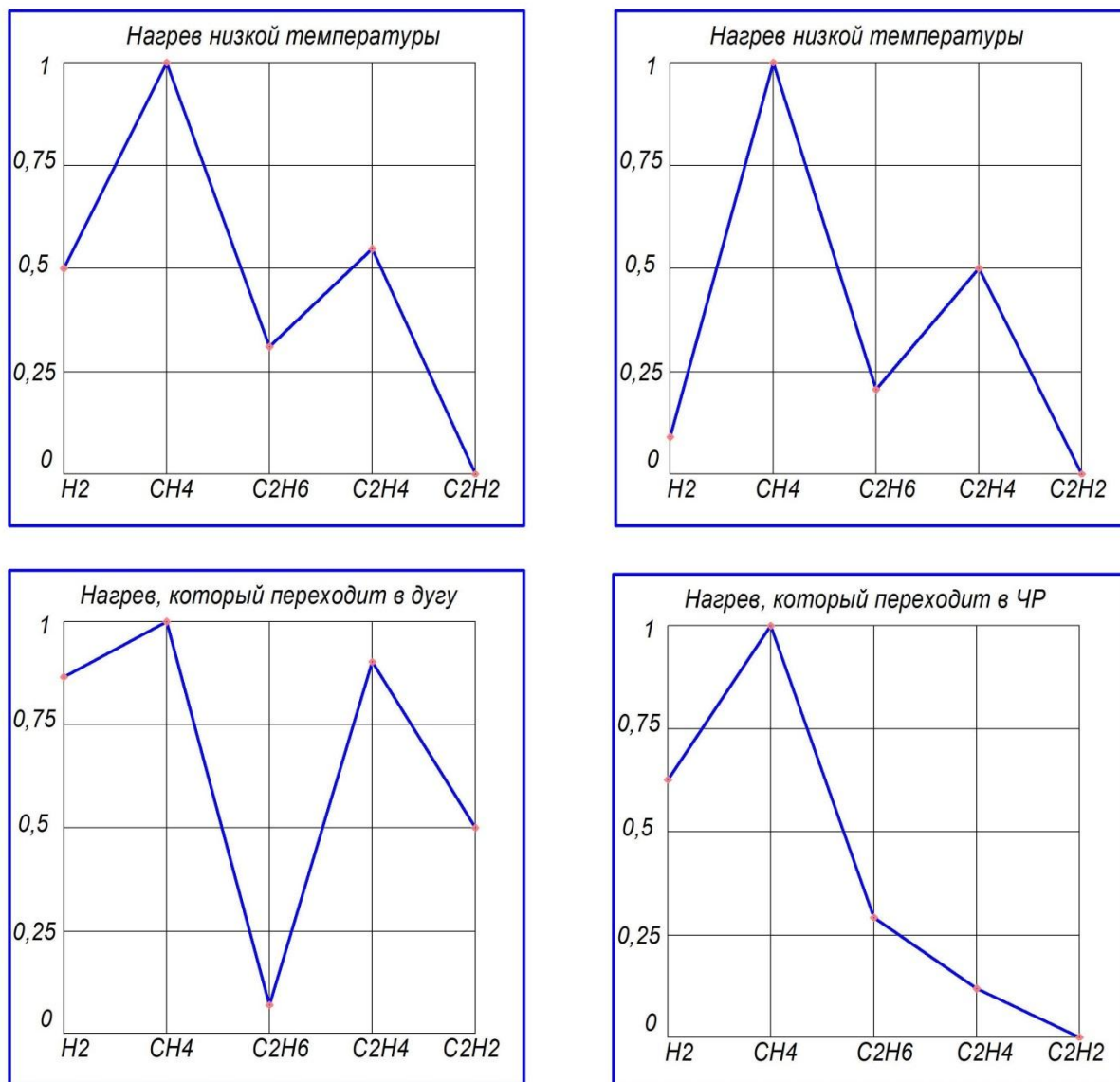


Рисунок А.3 – Графики дефектов термического характера

Продолжение приложения А

Основной газ - Этилен
(нагрев в диапазоне высоких температур)

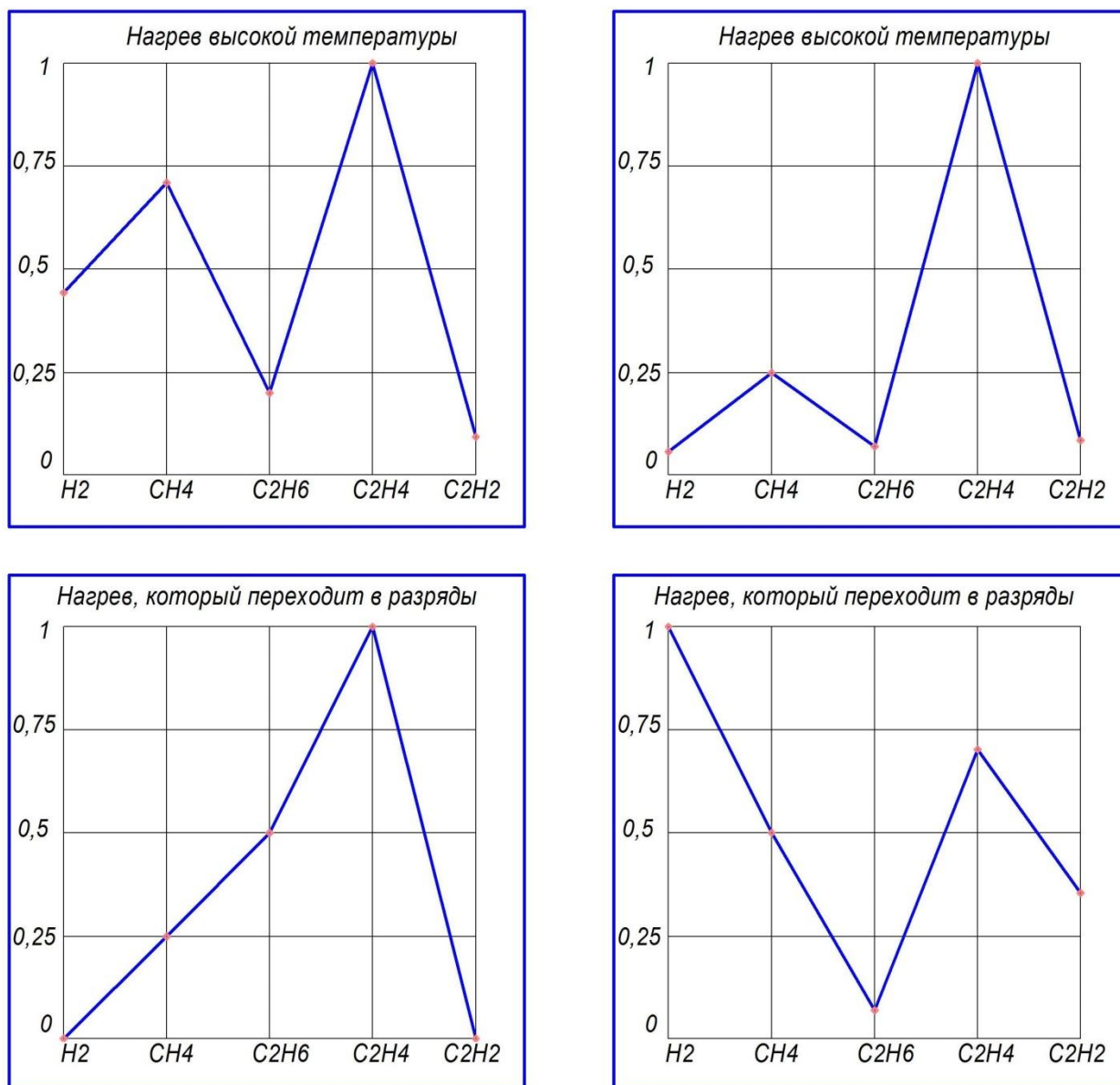


Рисунок А.4 – Графики дефектов термического характера

Приложение Б

Графический метод

Этот метод был Разработано в Electric Technology Research Association (Япония). Методом предусмотрено использование соотношения трех газов C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 как характерных и диагностического графика для выявления природы повреждений (рисунок Б.1). На графике выделены зоны, соответствующие тому или иному виду дефекта.

Порядок определения вида дефекта:

- рассчитать соотношение характерных газов C_2H_2 , C_2H_4 и C_2H_6 : C_2H_2 / C_2H_6 и C_2H_4 / C_2H_6 ;
- на диагностическом графике по оси абсцисс отложить значение отношения C_2H_4 / C_2H_6 , а по оси ординат - значение отношения C_2H_2 / C_2H_6 ;
- точка пересечения перпендикуляров из осей в точках отложенных значений рассчитанных соотношений укажет на зону, соответствующую тому или иному виду дефекта.

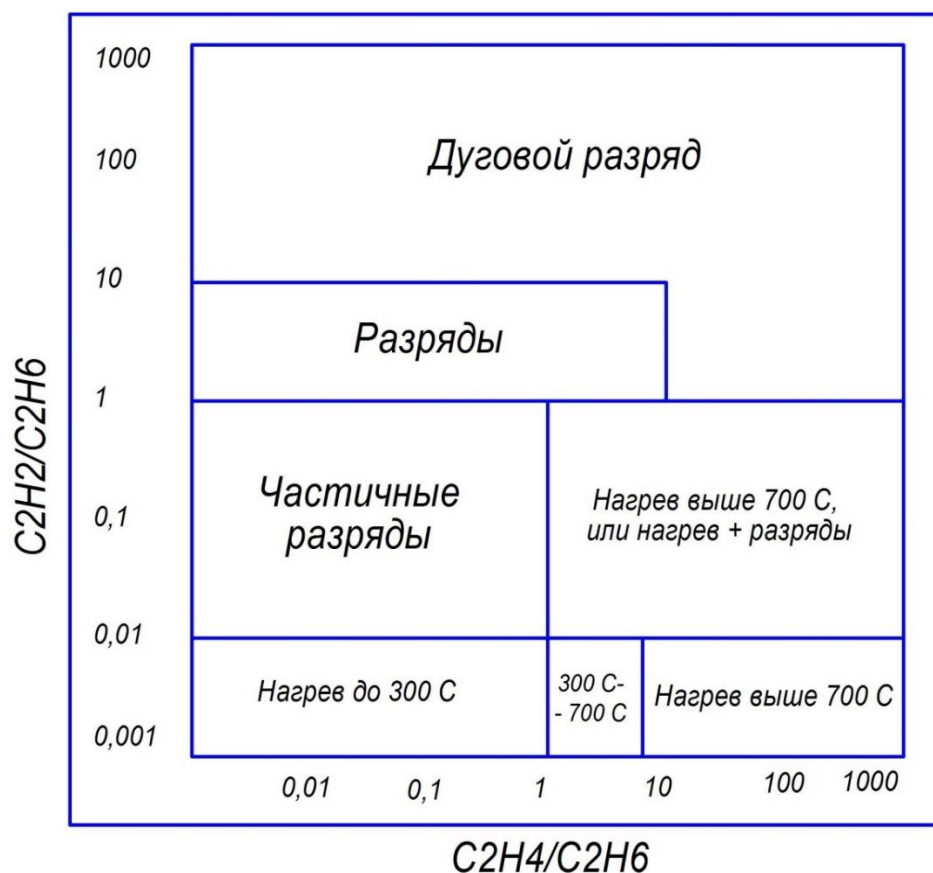


Рисунок Б.1 – Диагностический график

Продолжение приложения Б

Примечание. Если концентрация C_{2H_2} меньше, чем аналитическая, предел его определения, то есть этот газ считается отсутствующим, соотношение C_{2H_2} / C_{2H_6} не рассчитывают, а условно принимают равным 0,005. При этом в оборудовании можно диагностировать только нагревание до температуры $700\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Приложение В

Определение предельной концентрации газа с помощью интегральной функции

Предельную концентрацию газа определяют в следующем порядке.

- результаты измерения концентраций отдельно по каждому газу для выбранной группы оборудования отсортировывается по возрастанию;
- весь диапазон значений разбивают на 10-15 равных интервалов;
- для каждого интервала определяют количество единиц оборудования, для которого значения измеренных концентраций лежат ниже наибольшей концентрации избранного интервала;
- строят график зависимости количества оборудования в процентах (накопительный процент) от концентрации газов для каждого интервала;
- за опасный уровень концентрации избранного газа принимают такое значение, ниже которого концентрация этого газа наблюдается в 90% всего оборудования.

Такие статистические обработки целесообразнее выполнять с помощью компьютерных статистических программ. Пример такой обработки на рисунке В.1. На этом рисунке приведен график распределения значений концентраций C_2H_6 в баках силовых трансформаторов класса напряжения 220-330 кВ. Результаты получены обработкой данных ХАРГ с 224 трансформаторов, которые работают. Концентрация C_2H_6 в 90% оборудования составляет 94 мкл / л.

Продолжение приложения В

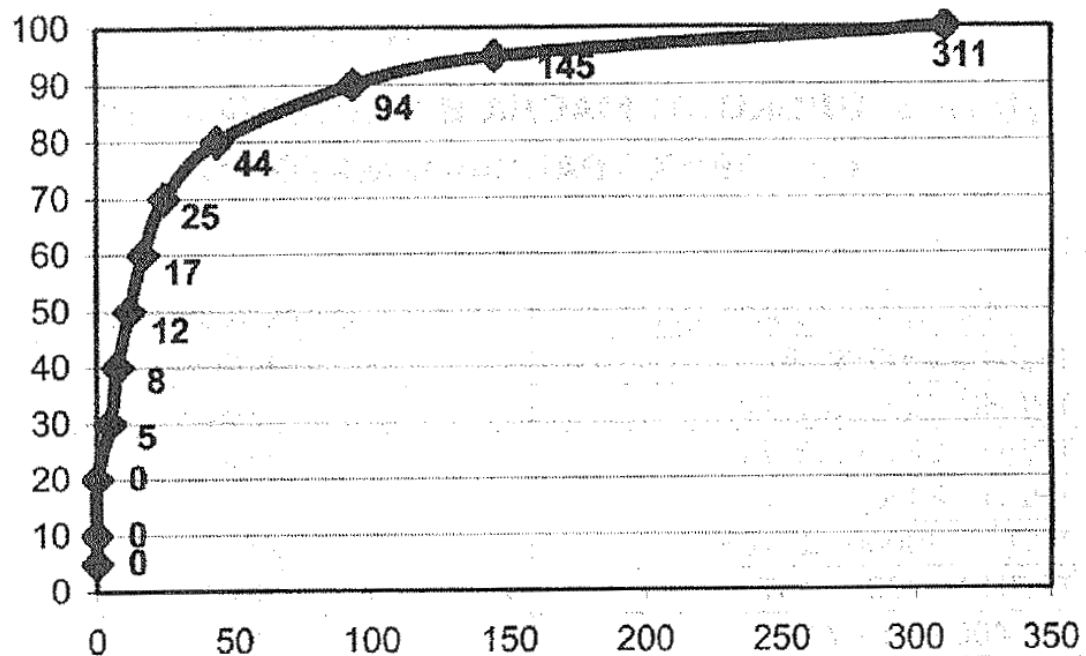


Рисунок В.1 - График распределения концентраций C_2H_6 в трансформаторах 220-330 кВ