ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «РОССЕТИ»

СТО 34.01-23-003-2019

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДЕФЕКТОВ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ГАЗОВ, РАСТВОРЕННЫХ В МИНЕРАЛЬНОМ ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ

Стандарт организации

Дата введения: 17.04.2019

ПАО «Россети»

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»; объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН

ИВЦ «Электромехтехноком» ФГАОУ ВО «УрФУ имени первого президента России Б. Н. Ельцина» (Давиденко И. В., Овчинников К. В., Мойсейченков А. Н.) при участии Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети» (Бузаев В. В.) и Департамента эксплуатации и ремонта АО «Тюменьэнерго» (Владимирова М. Н.).

2. ВНЕСЕН

АО «Тюменьэнерго»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ПАО «Россети», от 17.04.219_№ 205р.

4. ВЗАМЕН

РД 153-34.0-46.302-00 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле» в части силовых трансформаторов и герметичных маслонаполненных вводов классов напряжения 110-220 кВ.

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

в части силовых трансформаторов класса напряжения 35 кВ, маслонаполненных шунтирующих реакторов класса напряжения 110 кВ, измерительных трансформаторов тока и напряжения классов напряжения 110-220 кВ и высоковольтных негерметичных маслонаполненных вводов классов напряжения 110-220 кВ.

Замечания и предложения по НТД следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой по адресу gost.e-ecolog.ru

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему стандарту и его использование в их производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к стандарту сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 5

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ 6

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ 7

4 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 10

5 ТРЕБОВАНИЯ К ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ПРИБОРОВ 11

6 ДЕФЕКТЫ, ОБНАРУЖИВАЕМЫЕ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ И РЕАКТОРАХ С ПОМОЩЬЮ АРГ 12

7 ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДЕФЕКТОВ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ И РЕАКТОРАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АРГ 14

7.1 Критерии оценки результатов АРГ по регламентированным значениям концентраций газов 14

7.2 Критерии оценки результатов АРГ по скорости изменения концентраций газов 17

7.3 Методы идентификации вида развивающегося дефекта в силовом трансформаторе и реакторе по результатам АРГ 18

8 ПЕРИОДИЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РЕАКТОРОВ 24

9 ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДЕФЕКТОВ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АРГ ИЗ ГАЗОВОГО РЕЛЕ 27

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАЛИЧИЯ ДЕФЕКТА В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АРГ 30

10.1 Типичные дефекты высоковольтных вводов 30

10.2 Критерии оценки результатов АРГ высоковольтных вводов по регламентированным значениям концентраций газов 30

10.3 Периодичность отбора проб и необходимые действия по эксплуатации высоковольтных вводов 32

11 ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДЕФЕКТОВ В ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АРГ 35

11.1 Типичные дефекты измерительных трансформаторов 35

11.2 Критерии оценки результатов АРГ измерительных трансформаторов по регламентированным значениям концентраций газов 36

11.3 Периодичность отбора проб и необходимые действия по эксплуатации измерительных трансформаторов 38

ПРИЛОЖЕНИЕ А МЕХАНИЗМ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ И РЕАКТОРАХ (СПРАВОЧНОЕ) 41

ПРИЛОЖЕНИЕ Б КОММЕНТАРИИ К П. 6 «ДЕФЕКТЫ, ОБНАРУЖИВАЕМЫЕ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ С ПОМОЩЬЮ АРГ» (СПРАВОЧНОЕ) 43

ПРИЛОЖЕНИЕ В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА РЕЗУЛЬТАТЫ АРГ (СПРАВОЧНОЕ) 44

ПРИЛОЖЕНИЕ Г ФАКТОРЫ, ОКАЗЫВАЮЩИЕ ВЛИЯНИЕ НА ДОСТОВЕРНОСТЬ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПРИ АНАЛИЗЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АРГ (СПРАВОЧНОЕ) 47

ПРИЛОЖЕНИЕ Д ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ АРГ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ (СПРАВОЧНОЕ) 48
Пример 1. Высокотемпературный нагрев, переходящий в дугу 48
Пример 2. Высокотемпературный нагрев 49
Пример 3. Высокотемпературный нагрев 50
Пример 4. Частичные разряды 51
Пример 5. Нагрев в диапазонах средних или высоких температур 52
Пример 6. Анализ газов из газового реле 53
Пример 7. Пример определения периодичности проведения АРГ из трансформатора по величине абсолютной скорости роста концентрации газов 55
Пример 8. Оценка технического состояния высоковольтного ввода 58
Пример 9. Оценка технического состояния ТТ 58
Пример 10. Оценка технического состояния ТН 59
Пример 11. Оценка технического состояния ТН 60
ПРИЛОЖЕНИЕ Е МЕХАНИЗМ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В МАСЛЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ (СПРАВОЧНОЕ) 61
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж МЕХАНИЗМ ГАЗООБРАЗОВАНИЯ В МАСЛЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ (СПРАВОЧНОЕ) 62
БИБЛИОГРАФИЯ 63

Введение

Анализ растворённых в трансформаторном масле газов (АРГ) является наиболее широко используемым методом технического диагностирования высоковольтного маслонаполненного электрооборудования. Диагностирование на основе АРГ позволяет своевременно выявить и проследить тенденцию развития большинства видов дефектов маслонаполненного оборудования, как электрического, так и термического характера.

В настоящих Методических указаниях учтён отечественный и зарубежный опыт применения метода АРГ для оценки технического состояния высоковольтного маслонаполненного электрооборудования.

1 Назначение и область действия

Настоящие Методические указания разработаны взамен РД 153-34.0-46.302-00 «Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворённых в масле» для оборудования классов напряжения от 35 кВ до 220 кВ включительно, в качестве стандарта организации с правом применения в ДЗО ПАО «Россети», в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 28.12.2015 № 612р «Об утверждении реестра нормативно-технических документов в области технического регулирования ПАО «Россети».

Настоящие Методические указания распространяются на электрооборудование, в котором в качестве изоляции используются целлюлозные материалы и минеральное изоляционное масло: силовые трансформаторы классов напряжения 35 - 220 кВ с различными способами защиты масла от непосредственного контакта с окружающим воздухом, маслонаполненные шунтирующие реакторы (далее - реакторы) класса напряжения 110 кВ, измерительные трансформаторы тока и напряжения классов напряжения 110 - 220 кВ и высоковольтные герметичные и негерметичные маслонаполненные вводы классов напряжения 110 - 220 кВ.

Контроль оборудования по АРГ, не вошедшего в приведённый перечень (например - контакторы РПН), может выполняться по решению технического руководителя энергопредприятия.

Если заводами-изготовителями в эксплуатационной документации на конкретное оборудование установлены иные рекомендации (критерии оценки, периодичность контроля и пр.) выполнения контроля технического состояния по результатам АРГ, то необходимо руководствоваться рекомендациями заводов-изготовителей.

АРГ является чувствительным и достоверным методом определения наличия дефекта и его характера. Для определения причины возникновения дефекта, степени его опасности и локализации необходимо применять АРГ в комплексе с другими методами технического диагностирования, что позволит повысить эффективность и достоверность оценки технического состояния высоковольтного маслонаполненного электрооборудования.

Методические указания рекомендуются к применению персоналу, занятому производством, наладкой, эксплуатацией, техническим диагностированием и ремонтом высоковольтного маслонаполненного электрооборудования.

Целевая аудитория использования стандарта: подразделения эксплуатации и ремонта оборудования подстанций, службы диагностики, изоляции и защиты от перенапряжений ДЗО ПАО «Россети».

2 Нормативные ссылки

В настоящих методических указаниях использованы ссылки на следующие нормативные документы:

2.1 ГОСТ 17567-81 Хроматография газовая. Термины и определения;

2.2 ГОСТ 16110-82 Трансформаторы силовые. Термины и определения;

2.3 ГОСТ 26522-85 Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения;

2.4 ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения;

2.5 ГОСТ 1516.2-97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции;

2.6 ГОСТ 30830-2002 (МЭК 60076-1-93) Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения;

2.7 ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия;

2.8 ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов;

2.9 ГОСТ 27.002-2015 Надёжность в технике. Термины и определения;

2.10 РД 34.46.303-98 Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворённых в масле силовых трансформаторов;

2.11 РД 34.46.502 Инструкция по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газа из газового реле;

2.12 РД ЭО 0597-2004 Методические указания по контролю состояния трансформаторов тока на основе хроматографического анализа растворённых газов (ХАРГ) в масле;

2.13 СТО 56947007-29.180.010.007-2008 Методические указания по определению содержания кислорода и азота в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии;

2.14 СТО 56947007-29.180.010.094-2011 Методические указания по определению содержания газов, растворённых в трансформаторном масле.

2.15 СТО 34.01-23.1-001-2017 Объём и нормы испытаний электрооборудования;

2.16 СТ-ИА-30.2-2.1-27-02-2016 Область применения и порядок смешения трансформаторных масел.

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет. Если заменён ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого документа с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учёта данного изменения. Если ссылочный документ отменён без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

Настоящие методические указания учитывают опыт применения АРГ, изложенный в международном и национальных стандартах [1, 2, 3].

3 Термины и определения

В настоящих методических указаниях применяют термины в соответствии со стандартами: ГОСТ 1516.2; ГОСТ 17567; ГОСТ 16110; ГОСТ 26522; ГОСТ 20911; ГОСТ 27.002, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **Допустимое значение (ДЗ)** величины параметра является границей, отделяющей исправное оборудование от работоспособного оборудования, имеющего вероятность развития повреждения.

Примечание

ДЗ концентраций газов следует рассматривать как порог, выше которого повышенная скорость образования газа позволяет обнаружить развитие в оборудовании дефекта.

3.2 **Предельно допустимое значение (ПДЗ)** величины параметра является границей, отделяющей работоспособное оборудование от оборудования с высокой вероятностью отказа.

Примечание

ПДЗ концентраций газов следует рассматривать как индикатор предотказного состояния оборудования.

3.3

исправное состояние (исправность) (*perfect* (*flawless*) *state*): Состояние объекта, в котором он соответствует всем требованиям, установленным в документации на него. [ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.1]

3.4

неисправное состояние (неисправность) (*imperfect state* (*flaw*)): Состояние объекта, в котором он не соответствует хотя бы одному из требований, установленных в документации на него.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.2]

3.5

работоспособное состояние (*up state*): Состояние объекта, в котором он способен выполнять требуемые функции.

Примечания

1 Работоспособное состояние может быть определено, например, как состояние объекта, в котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям, установленным в документации на этот объект.

2 Отсутствие необходимых внешних ресурсов может препятствовать работе объекта, но это не влияет на его пребывание в работоспособном состоянии.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.3]

3.6

неработоспособное состояние (*down state*): Состояние объекта, в котором он не способен выполнять хотя бы одну требуемую функцию по причинам, зависящим от него или из-за профилактического технического обслуживания.

Примечания

1 Неработоспособное состояние может быть определено как состояние, в котором значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям документации на этот объект.

2 Объект может быть способен выполнять одни функции и одновременно не способен выполнять другие - в этом случае он находится в частично работоспособном состоянии - это примечание относится также и к термину 3.2.3.

3 Исправный объект всегда работоспособен, неисправный объект может быть и работоспособным, и неработоспособным. Работоспособный объект может быть исправен и неисправен, неработоспособный объект всегда неисправен. Это примечание относится к пп.3.2.1-3.2.4.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.4]

3.7

рабочее состояние (*operating state*): Состояние объекта, в котором он выполняет какую-либо требуемую функцию.

Примечание - Рабочее состояние отличается от работоспособного отсутствием упоминания о способности (возможности) выполнить функцию, т.е. в рабочем состоянии объект уже выполняет какую-либо требуемую функцию, а в работоспособном состоянии объект потенциально способен ее выполнить, но не обязательно выполняет в данный момент.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.5]

3.8

нерабочее состояние (*non-operating state*): Состояние объекта, в котором он не выполняет ни одной из требуемых функций.

Примечание - Отличие нерабочего состояния от неработоспособного такое же, как и отличие рабочего состояния от работоспособного (см. Примечание к термину в п.3.2.5).

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.6]

3.9

предотказное состояние (*prefault state*): Состояние объекта, характеризуемое повышенным риском его отказа.

Примечание - Предотказное состояние может возникнуть как в результате внутренних процессов/причин, так и внешних воздействий на объект в процессе его функционирования.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.2.11]

3.10

дефект (*defect*): Каждое отдельное несоответствие объекта требованиям, установленным документацией.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.4.2]

4 Обозначения и сокращения

Δt – интервал между отборами проб, сутки;

Δt_d – регламентированная периодичность отбора пробы масла, месяцы;

Δt_X – расчетный интервал отбора проб, месяцы;

A^i_0 – начальные концентрации растворенных газов, % об.;

A^i_r – концентрация i-го газа в газе из газового реле, % об.;

A^i_t – значение концентрации i-го газа, измеренное на дату t, % об.;

$A^i_{(t-\Delta t)}$ – значение концентрации i-го газа, измеренное в предыдущий раз (на дату t-Δt), % об.;

$A^i_{\text{дз}}$ – допустимая концентрация i-го газа, % об.;

$A^i_{\text{пдз}}$ – предельно-допустимая концентрация i-го газа, % об.;

$A^i_{\text{пр}}$ – концентрация i-го газа в равновесии с газовой фазой, % об.;

a^i – относительная концентрация i-го газа;

a^i_{max} – максимальная относительная концентрация i-го газа;

B^i_T – коэффициент растворимости i-го газа в масле при температуре T °С;

C – углерод;

CO – оксид углерода;

CO_2 – диоксид углерода;

CH_4 – метан;

C_2H_2 – ацетилен;

C_2H_4 – этилен;

C_2H_6 – этан;

H_2 – водород;

k^i – коэффициент линейной аппроксимации зависимости растворимости i-го газа в масле от температуры B^i_T, найденный для значений температуры 20 °С и 45 °С;

M^{Ai} – предел обнаружения в масле i-го газа, % об.;

N_2 - азот;

O_2 – кислород;

ppm – единица концентрации в миллионных долях по объему:
1 % об. = 10^4 мкл (газа) /л (масла) = 10^4 *ppm*;

T – температура масла при отборе пробы, °С;

t – дата отбора пробы;

$tg\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь;

$V^i_{\text{абс}}$ – абсолютная скорость нарастания i-го газа, % об./сутки;

АРГ – анализ растворенных в трансформаторном масле газов;

ВН – высшего напряжения;

ГР – газовое реле;

ДЗ – допустимое значение (величины контролируемого параметра);

ИТ – измерительный трансформатор;

НН – низшего напряжения;

ПДЗ – предельно-допустимое значение (величины контролируемого параметра).
РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой;
СРГ – сумма концентраций растворённых углеводородных газов и водорода;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
ЧР – частичный разряд;

5 Требования к чувствительности приборов

Оценка технического состояния маслонаполненного электрооборудования в процессе его эксплуатации проводится с учётом результатов измерений концентраций газов, растворенных в трансформаторном масле, полученных согласно стандартам РД 34.46.303-98, СТО 56947007-29.180.010.007-2008, СТО 56947007-29.180.010.094-2011.

Согласно перечисленным стандартам, предел обнаружения определяемых в масле газов (M^{Ai}) должен быть не выше:

- для водорода - 0,0005 % об.
- для метана, этилена, этана - 0,0001 % об.
- для ацетилена - 0,00005 % об.
- для оксида и диоксида углерода - 0,002 % об.
- для кислорода и азота - 0,05 % об.

Применяемые аппаратура и методики анализа должны обеспечивать погрешность измерения концентраций газов, растворённых в трансформаторном масле, не хуже указанной в таблице 1.

Таблица 1 – Суммарная погрешность выполнения измерений содержания газов в масле

Область измеряемых концентраций, % об.	Суммарная погрешность измерения, % отн.
H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6, CO, CO_2	
менее 0,001	более 50
0,001 - 0,005	не более 50
0,005 - 0,05	не более 20
более 0,05	не более 10
N_2, O_2	
менее 0,1	более 50
0,1-10,0	не более 10

Появлением газов в масле трансформатора считается значение концентрации, превышающее предел обнаружения M^{Ai} в 3 раза.

6 Дефекты, обнаруживаемые в силовых трансформаторах и реакторах с помощью АРГ

Сведения о механизме газообразования приведены в приложении А.

6.1 Определение основного и характерных газов по результатам АРГ производится следующим образом:

6.1.1 Рассчитываются относительные концентрации газов по формуле:

$$a^i = A^i_t / A^i_{ДЗ}, \quad (1)$$

6.1.2 Для углеводородных газов и H_2 в зависимости от величины рассчитанной относительной концентрации a^i определяются:

- основной газ при a^i_{max};
- характерный газ с высоким содержанием при $a^i > 1$;
- характерный газ с низким содержанием при $0,1 < a^i < 1$;
- нехарактерный газ при $a^i < 0,1$.

6.1.3 Оценка газов CO и CO_2 проводится независимо от оценки углеводородных газов и водорода:

- значение a^i_{max} соответствует основному газу;
- значение $a^i > 1$ соответствует характерному газу.

В таблице 2 приведены примеры типичных дефектов в силовых трансформаторах и реакторах.

Таблица 2 – Типичные дефекты в силовых трансформаторах и реакторах

№	Состав газов	Вид дефекта	Причины появления газов
1	H_2 - основной газ; CH_4 - характерный газ	ЧР	Разряды в заполненных газом полостях, возникающие из-за: - неполной пропитки изоляции; - высокой влажности целлюлозной изоляции; - перенасыщения масла газом, в том числе в результате кавитации.
2	H_2 или C_2H_2 - основные газы; CH_4 - характерный газ с низким содержанием	Разряды низкой энергии	Искрение или дуговые разряды в плохих контактных соединениях элементов конструкции с различным или плавающим потенциалом в местах: - крепления электростатического экрана; - смыкания параллельных и элементарных проводников обмотки; - нарушений паяных соединений токоведущих цепей; - прохождения цепей заземления; - расположения пластин магнитной системы с нарушенной изоляцией при циркуляции вихревых токов. Разряды между конструктивными элементами остова трансформатора, отводами обмотки ВН и баком, обмоткой ВН и заземлением. Разряды в масле при переключениях контактов.

№	Состав газов	Вид дефекта	Причины появления газов
3	C_2H_2 или H_2 - основные газы; CH_4, C_2H_4, CO - характерные газы с высоким содержанием	Разряды высокой энергии, дуга	Замыкания: - обмотки НН на землю; - между обмотками; - высоковольтными вводами и баком; - отводом и баком; - обмотками и остовом трансформатора; - межвитковые.
4	C_2H_6 - основной газ; CH_4, CO - характерные газы с высоким содержанием	Термический дефект, $T < 300$ °С	Перегрузка трансформатора. Нарушение потока масла в охлаждающих каналах обмоток и магнитной системы. Недостаточная эффективность системы охлаждения, вызванная: - загрязнением наружной поверхности радиаторов; - нарушением потока масла внутри радиаторов; - снижением эффективности работы вентиляторов, маслонасосов; - недостаточной эффективностью работы системы охлаждения, допущенной при проектировании/производстве. Нагрев металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния в начальной стадии развития дефекта.
5	CH_4 - основной газ; C_2H_4, C_2H_6 - характерные газы	Термический дефект, 300 °С≤ T ≤700 °С	Нарушение контактных соединений, в том числе неудовлетворительное состояние контактных соединений РПН, ПБВ. Токи, циркулирующие по: - ярмовым прессующим балкам и стяжным шпилькам при нарушении изоляции стяжных шпилек; - прессующим элементам и пластинам электротехнической стали; - заземляющим проводам. Нарушение изоляции между соседними параллельными проводниками в обмотке. Нагрев средней интенсивности металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния.
6	C_2H_4 - основной газ; C_2H_2, CH_4 - характерные газы с высоким содержанием	Термический дефект, $T > 700$ °С	Нарушение контактных соединений. Нарушение изоляции пластин магнитной системы с образованием короткозамкнутых контуров. Перегрев металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния.
7	CO_2 - основной газ; CO - характерный газ	Деструкция целлюлозной изоляции	Перегрузка трансформатора. Высокая влажность масла. Снижение эффективности системы охлаждения.

6.2 При перегревах токоведущих соединений и элементов конструкции остова основными газами являются: C_2H_4 - в случае нагрева выше 700 °С или C_2H_2 - в случае нагрева, вызванного дуговым разрядом, или нагрева без дугового разряда, но с температурами выше 1000 °С.

6.3 Превышение ПДЗ и/или ДЗ концентраций СО и CO_2 может свидетельствовать об ускоренном старении и/или увлажнении целлюлозной изоляции. При перегревах твердой изоляции основным газом является CO_2.

Дополнительные сведения о причинах дефектов силовых трансформаторов и реакторов, обнаруживаемых с помощью АРГ, приведены в приложении Б.

7 Диагностирование развивающихся дефектов в силовых трансформаторах и реакторах по результатам АРГ

7.1 Критерии оценки результатов АРГ по регламентированным значениям концентраций газов

7.1.1 Интенсивность газообразования в масле трансформатора связана с конструктивными особенностями трансформатора (классом напряжения, мощностью, типом системы охлаждения), которые определяют напряженность электрического поля, величину магнитной индукции, плотности тока, теплоотдачу. Уровень концентрации газов, которые образуются в масле трансформаторов, находящихся в эксплуатации, зависят от многих факторов, в том числе, от способа защиты и марки масла, от срока эксплуатации трансформатора, режимов его работы, других эксплуатационных факторов, указанных в Приложении «В».

Значительное влияние на результат АРГ оказывают процессы отбора, транспортировки проб и, непосредственно, процедура измерения.

7.1.2 В таблице 3 приведены рекомендуемые ДЗ и ПДЗ концентраций газов, сгруппированные по основным признакам, влияющим на их значения:

- класс напряжения,
- способ защиты масла,
- срок эксплуатации,
- мощность трансформатора,
- марка масла.

ДЗ и ПДЗ концентраций газов (таблица 3) определены по интегральной функции распределения концентраций газов работоспособных трансформаторов по методике [4]: ДЗ - для уровня 0,92, а ПДЗ - для уровня 0,98.

7.1.3 ДЗ концентраций газов следует рассматривать как порог, выше которого повышенная скорость образования газа позволяет обнаружить развитие дефекта в оборудовании, при условии исключения влияния эксплуатационных факторов, перечисленных в Приложении В.

Таблица 3 – Рекомендуемые ДЗ и ПДЗ концентрации растворённых газов в масле силовых трансформаторов 35 - 220 кВ и реакторов 110 кВ

Уро-вень	Срок эксплу-атации, лет	Концентрации газов, % об.								
		СРГ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	Срок эксплу-атации, лет	CO	CO_2
Трансформаторы 35 кВ										
ДЗ	0-5	0,020	0,005	0,0030	0,0010	0,003	0,0010	0-30	0,015	0,17
	>5	0,008	0,002	0,0007				>30	0,018	0,26
ПДЗ	0-5	0,074	0,020	0,0100	0,0035	0,009	0,0025	0-30	0,030	0,30
	>5	0,024	0,010	0,0030				>30	0,035	0,40
Трансформаторы 110 кВ (с плёночной защитой)										
ДЗ	0-5	0,012	0,006	0,003	0,0013	0,005	0,0003	весь	0,045	0,30
	>5	0,013	0,005	0,004						
ПДЗ	0-5	0,025	0,010	0,009	0,0040	0,010	0,0008	весь	0,070	0,50
	>5	0,035	0,009	0,010						
Трансформаторы 110 кВ (со свободным дыханием) **, ***										
ДЗ	0-5	0,020 / 0,011*	0,009 / 0,004*	0,002 / 0,001*	0,0020	0,008	0,0008 / 0,0020	0-30	0,020 / 0,031	0,22 / 0,34
	>5	0,013	0,002	0,001				>30	0,029 / 0,039	0,31 / 0,43
ПДЗ	0-5	0,055 / 0,040*	0,034 / 0,013*	0,008 / 0,004*	0,0040	0,025	0,0030 / 0,0060	0-30	0,040 / 0,050	0,41 / 0,55
	>5	0,038	0,008	0,005				>30	0,050 / 0,061	0,51 / 0,65
Трансформаторы 220 кВ (с плёночной или азотной защитой)										
ДЗ	0-5	0,056 / 0,032*	0,007 / 0,004*	0,009	0,0080	0,015	0,0007	0-30	0,050	0,37
	>5	0,046	0,005	0,012				>30	0,065	0,63
ПДЗ	0-5	0,100 / 0,055*	0,030 / 0,013*	0,024	0,0180	0,050	0,0020	0-30	0,075	0,60
	>5	0,090	0,012	0,026				>30	0,080	0,77
Трансформаторы 220 кВ (со свободным дыханием)										
ДЗ	весь	0,030	0,005	0,008	0,0060	0,015	0,0008	весь	0,053	0,52
ПДЗ	весь	0,060	0,017	0,020	0,0180	0,050	0,0020	весь	0,070	0,70
Реакторы 110 кВ										
ДЗ	весь	0,016	0,006	0,002	0,0007	0,005	0,0002	весь	0,047	0,35
ПДЗ	весь	0,036	0,015	0,008	0,0030	0,012	0,0008	весь	0,067	0,68

* для H_2, CH_4 и СРГ (суммы концентраций растворенных углеводородных газов и H_2) в масле трансформаторов ДЗ и ПДЗ в числителе даны значения для трансформаторов, заполненных маслами марок ГК, *Nytro*, а в знаменателе – для остальных марок масел или смеси масел.

** для C_2H_2 в числителе приведены ДЗ и ПДЗ трансформаторов со всеми типами устройств РПН, кроме *RS*-3 и *RS*-4, а в знаменателе – с устройствами РПН типа *RS*-3, *RS*-4.

*** для CO и CO_2 в числителе указаны ДЗ и ПДЗ трансформаторов 110 кВ мощностью до 16 МВА включительно, а в знаменателе – более 16 МВА.

7.1.4 ПДЗ концентраций газов следует рассматривать как индикатор предотказного состояния оборудования, при условии исключения влияния эксплуатационных факторов, перечисленных в Приложении В.

7.1.5 Регламентированные значения (ДЗ, ПДЗ) концентраций газов рекомендуется определять по методике [4] каждой энергосистеме для работоспособных трансформаторов, сгруппированных по основным признакам, влияющим на ДЗ, ПДЗ и указанным в п.7.1.2, не чаще, чем один раз в 5 лет. Расчет ДЗ и ПДЗ концентраций газов может быть выполнен для групп, сформированных по признакам, влияние которых на концентрации газов подтверждено результатами дисперсионного анализа.

7.1.6 При отсутствии достаточных статистических данных для определения по интегральной функции распределения ДЗ и ПДЗ концентраций газов, растворённых в масле трансформаторов, рекомендуется использовать значения, приведённые в таблицах 3,4.

7.1.7 Уровни концентраций газов после заводских испытаний.

7.1.7.1 При приемо-сдаточных испытаниях трансформатора на заводе-изготовителе в трансформаторном масле генерируется некоторое количество газов. Уровень ДЗ концентраций газов, рассчитанных в результате статистической обработки АРГ из трансформаторов после заводских испытаний, приведён в таблице 4.

Таблица 4 – Рекомендуемые ДЗ концентрации растворённых газов в масле трансформаторов 35 - 220 кВ при вводе в эксплуатацию и после приемо-сдаточных испытаний на заводе

Класс напряжения трансформаторов, кВ	ДЗ концентрации газов, % об.						
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
35	0,001	**	**	**	**	0,004	0,056
110	0,003					0,009	0,070
220	0,003					0,007	0,065

** - уровень концентраций на границе предела обнаружения.

7.1.7.2 Пробу масла на АРГ из бака трансформатора (реактора) на заводе-изготовителе рекомендуется отбирать через 4 – 6 часов после окончания испытаний. Если полученные результаты АРГ хотя бы по одному из газов превышают значение таблицы 4, то рекомендуется отобрать пробу на АРГ повторно. При подтверждении превышения ДЗ концентраций газов следует определить и устранить причину повышенного газообразования.

7.1.7.3 Так как повышенные концентрации газов могут быть следствием изменений конструкции трансформатора, технологии его изготовления, а также характеристик материалов, используемых при изготовлении трансформаторов, то ДЗ концентраций газов, приведённые в таблице 4, носят справочный характер.

7.1.8 Перед включением в работу новых или прошедших ремонт трансформаторов необходимо определить начальные концентрации растворённых газов (A_0^i). Если A_0^i превышают уровни ДЗ, указанные

в таблице 4, то рекомендуется провести дегазацию масла. Если такой возможности нет, то измеренные перед включением значения концентраций следует принять за исходные.

7.2 Критерии оценки результатов АРГ по скорости изменения концентраций газов

7.2.1 Один и тот же объём газа может образовываться в течение достаточно длительного промежутка времени, как результат относительно незначительного дефекта, или за очень короткий период в случае серьезного дефекта. Поэтому по результатам лишь одного измерения невозможно объективно оценить серьёзность повреждения и скорость его развития.

7.2.2 Критерий скорости нарастания газов в масле определяет степень опасности развивающегося дефекта для работающих трансформаторов.

7.2.2.1 Изменение во времени концентраций газов в масле исправных трансформаторов может происходить под воздействием различных эксплуатационных факторов, вследствие естественного старения изоляции, или быть индикатором развития повреждений.

7.2.2.2 Наличие развивающегося дефекта в трансформаторе приводит как правило к заметному росту концентрации одного или нескольких газов.

7.2.3 **Значения абсолютной скорости роста концентраций газов и СРГ** необходимо определять для силовых трансформаторов (реакторов) при каждом АРГ при выполнении условия п.7.2.5. Для определения скорости нарастания СРГ нужно рассчитать сумму концентраций CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2, H_2 в % об. на рассматриваемую дату t и предыдущую дату (t-Δt).

7.2.4 Значения абсолютной скорости роста концентраций i-го газа и СРГ определяется по формуле:

$$V^{i}_{\text{абс}} = \frac{A^{i}_{t} - A^{i}_{(t-\Delta t)}}{\Delta t} \text{ (\% об./сутки)}, \qquad (2)$$

где $A^{i}_{t}, A^{i}_{(t-\Delta t)}$ - два последовательных измерения концентрации i-го газа, % об.;

Δt - время между отборами проб, сутки.

7.2.5 Значения абсолютной скорости роста концентрации рассчитывается для каждого из газов АРГ при условии, что концентрации, определенные на рассматриваемую дату A^{i}_{t} и предыдущую дату $A^{i}_{(t-\Delta t)}$, превышают по крайней мере в 3 раза предел обнаружения M^{Ai} соответствующего газа.

Для расчета абсолютной скорости СРГ по формуле 2 (i = СРГ) необходимо, чтобы концентрация хотя бы одного из газов, входящих в СРГ (на даты A^{i}_{t}, $A^{i}_{(t-\Delta t)}$), превышала свой предел обнаружения M^{Ai} в 3 раза.

7.2.6 Оценку полученных значений абсолютных скоростей роста необходимо проводить с учетом влияния на их достоверность факторов, указанных в приложениях В и Г.

7.2.7 ДЗ и ПДЗ абсолютной скорости роста концентраций газов $V^{i}_{\text{абс}}$, % об./сутки приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Рекомендуемые ДЗ и ПДЗ абсолютной скорости роста концентраций растворённых газов в масле силовых трансформаторов и реакторов $V^i_{абс}$

Уровень	Абсолютная скорость роста концентраций газов $V^i_{абс}$, % об./сутки				
	CH_4, C_2H_6, C_2H_4, H_2	C_2H_2	СРГ	CO	CO_2
ДЗ	0,00005	0,00005	0,0001	-	-
ПДЗ		0,00015	0,0003	0,0005	0,0015

«-» - значение не регламентировано.

7.2.8 Значения абсолютной скорости роста концентраций всех углеводородных газов, H_2 и СРГ ниже ДЗ, а для CO и CO_2 - ниже ПДЗ, соответствуют исправному трансформатору, при условии, что концентрации газов A^i_t ниже соответствующих $A^i_{дз}$, а расчетный интервал отбора проб Δt_X не меньше регламентированной периодичности Δt_d.

7.2.9 Значения абсолютной скорости роста концентрации любого из углеводородных газов, H_2 или СРГ выше ДЗ, но ниже ПДЗ, свидетельствуют о развитии дефекта в трансформаторе, при условии, что исключено влияние на концентрации газов A^i_t эксплуатационных факторов и концентрации A^i_t находятся ниже соответствующих $A^i_{пдз}$.

7.2.10 Значение абсолютной скорости роста концентраций C_2H_2 или СРГ выше ПДЗ свидетельствуют о быстром развитии дефекта в трансформаторе, при условии, что исключено влияние на концентрации газов A^i_t эксплуатационных факторов (Приложение В).

7.2.11 Рекомендации по определению периодичности отбора проб масла и принятию решения о дальнейшей эксплуатации или выводе трансформатора из работы приведены в разделе 8 настоящих методических указаний.

7.3 Методы идентификации вида развивающегося дефекта в силовом трансформаторе и реакторе по результатам АРГ

7.3.1 Определение вида и характера дефекта по отношениям концентраций пар газов

7.3.1.1 Вид и характер развивающихся в трансформаторе дефектов определяется по отношению концентраций следующих газов: H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4 и C_2H_6.

При этом следует использовать отношения пар газов при выполнении обоих условий:

- концентрация хотя бы одного газа (из пяти перечисленных) была больше соответствующего допустимого значения $A^i_t > A^i_{дз}$;
- концентрации газов A^i_t, входящих в отношение пар газов, были в 3 раза выше предела обнаружения $A^i_t > 3 \cdot M^{Ai}$.

7.3.1.2 Вид и характер (термический или электрический) развивающихся в трансформаторах дефектов можно предварительно определить по отношению концентраций пар из четырех газов: H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4.

Условия прогнозирования "электрического разряда":

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0{,}1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} \leq 0{,}5$$

Условия прогнозирования "перегрева":

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0{,}1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} > 0{,}5$$

Условия прогнозирования "перегрева" и "разряда":

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \geq 0{,}1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} > 0{,}5$$

или

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} < 0{,}1 \quad \text{и} \quad \frac{CH_4}{H_2} \leq 0{,}5$$

7.3.1.3 Вид развивающихся в трансформаторах дефектов определяется согласно таблице 6 по отношению концентраций пар из пяти газов: H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4 и C_2H_6 или графически (п.7.3.2).

Таблица 6 - Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентраций пар газов [1].

№ п/п	Вид прогнозируемого дефекта	Отношение концентраций характерных газов		
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
1	Частичные разряды	*	< 0,1	<0,2
2	Искровые разряды низкой энергии	> 1	0,1 – 0,5	> 1
3	Искровые разряды высокой энергии, дуга	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
4	Термический дефект в диапазоне низких температур (до 300 °С)	*	> 1*	< 1
5	Термический дефект в диапазоне средних температур (от 300 до 700 °С)	< 0,1	> 1	1 – 4
6	Термический дефект высокой температуры (свыше 700 °С)	< 0,2**	> 1	> 4

* - значение не существенно для данного вида дефекта.

** - повышение концентрации C_2H_2 может означать, что температура в горячих точках выше 1000 °С.

7.3.1.4 Отношение концентраций газов CO_2/CO дополнительно уточняет характер дефектов, приведённых в таблице 6:

- если повреждением не затронута целлюлозная изоляция, то

$$3 \leq CO_2/CO \leq 10;$$

- если отношение концентраций газов $CO_2/CO < 3$, то повреждением затронута целлюлозная изоляция и вероятно наличие искрения или горячей точки с температурой более 200 - 250 °С [3];

- если отношение концентраций газов $CO_2/CO > 10$, то повреждением затронута целлюлозная изоляция и вероятен низкотемпературный дефект с температурой менее 160 °С [1].

Использование данного соотношения рекомендуется при превышении концентрациями CO и CO_2 своих пределов обнаружения M^{Ai} в 3 раза.

При интерпретации полученных значений отношения концентраций газов CO_2/CO следует учитывать влияние эксплуатационных факторов (приложение В), а также иметь в виду, что CO_2 и CO образуются в масле трансформаторов при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения изоляции.

7.3.2 Определение вида дефекта по диаграммам состава газов

7.3.2.1 Диаграммы состава газов строятся по концентрациям пяти газов: H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2. Образы дефектов в виде диаграмм состава газов отображают общие зависимости в соотношениях между отдельными газами при нагревах разной температуры или электрических разрядах.

7.3.2.2 Диаграммы состава газов строятся для оборудования, в котором концентрация хотя бы одного из углеводородных газов или H_2 превышает ДЗ, приведённые в таблице 3.

7.3.2.3 Порядок построения диаграммы состава газов.

7.3.2.3.1 Определить среди газов (H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2) газ, имеющий максимальную абсолютную концентрацию (% об.).

7.3.2.3.2 Определить величину отношения концентрации каждого газа к концентрации газа, имеющего максимальную концентрацию. Для газа с максимальной концентрацией это отношение будет равняться 1.

7.3.2.3.3 Построить диаграмму состава газов, на которой по оси абсцисс равномерно расположить газы в такой последовательности: H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2, а по оси ординат отложить вычисленные отношения для каждого из этих газов. Полученные точки соединить прямыми линиями.

7.3.2.4 Определение вида дефекта по диаграммам состава газов заключается в нахождении диаграммы образа дефекта (рис.1 - рис.12), наиболее похожей на диаграмму состава газов анализируемого измерения АРГ.

Дефекты, вызванные разрядами, основной газ – водород (H_2)

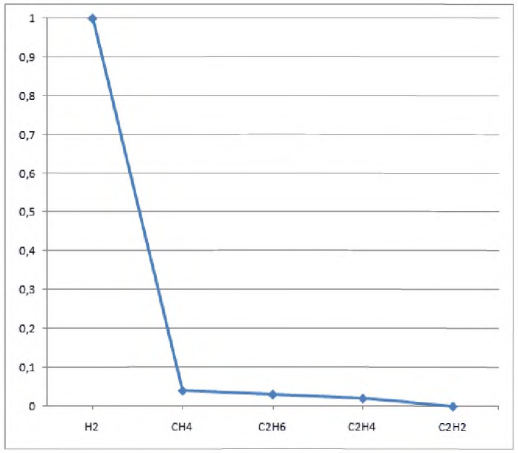


Рис. 1. ЧР

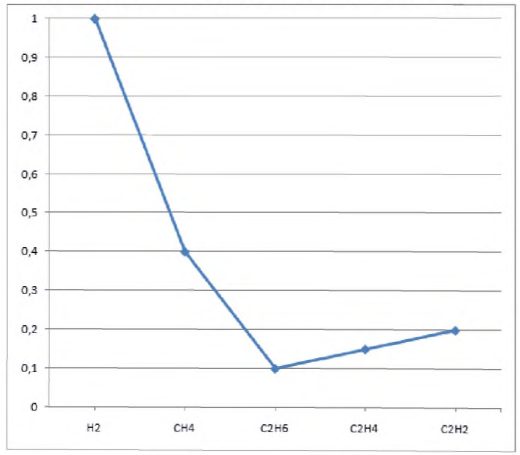


Рис. 2. ЧР большой мощности

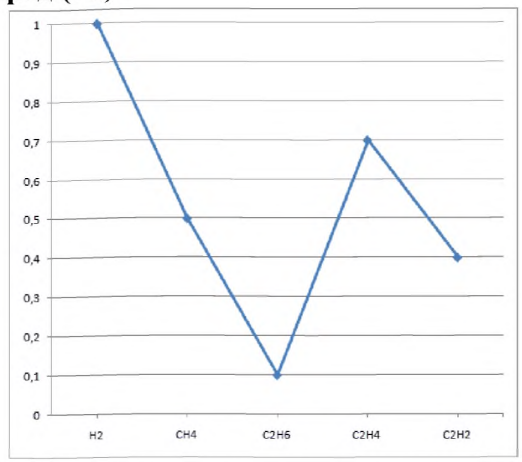


Рис. 3. Искровые разряды, ползущий разряд

Дефекты, вызванные разрядами, основной газ – водород (H_2)

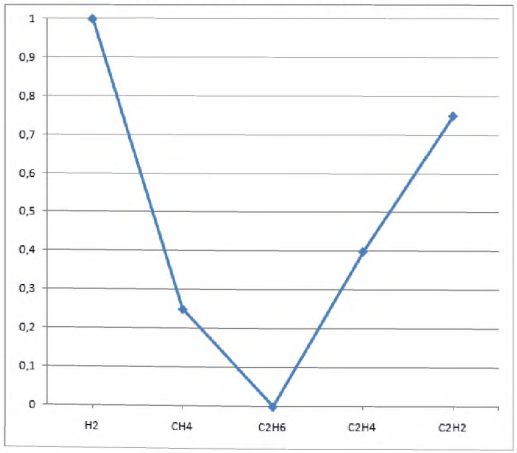


Рис. 4. Дуга

Дуга, основной газ – ацетилен (C_2H_2)

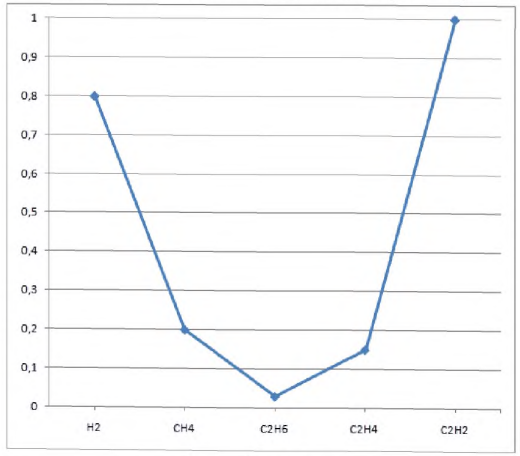


Рис. 5. Дуга

Дефекты термического характера в диапазоне средних температур, основной газ – метан (CH_4)

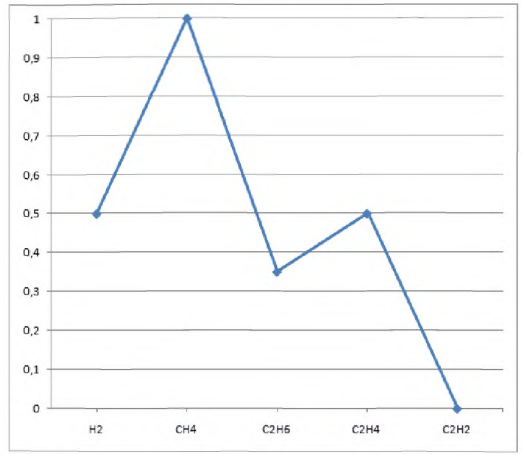


Рис. 6. Нагрев в диапазоне средних температур

Дефекты термического характера в диапазоне средних температур, основной газ – метан (CH_4)

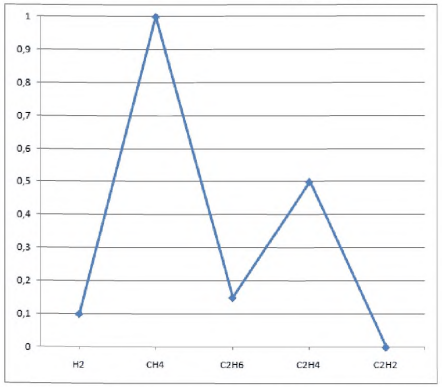


Рис. 7. Нагрев в диапазоне средних температур

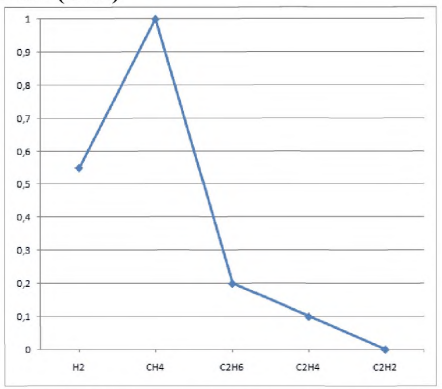


Рис. 8. Нагрев, сопровождающийся ЧР

Дефекты термического характера в диапазоне высоких температур, основной газ – этилен (C_2H_4)

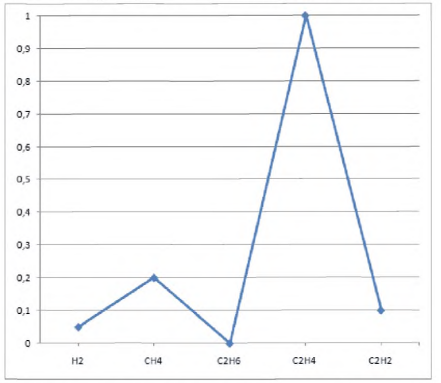


Рис. 9. Высокотемпературный нагрев

Дефекты термического характера в диапазоне высоких температур, основной газ – этилен (C_2H_4)

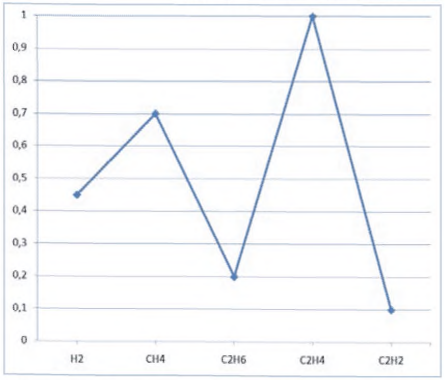


Рис. 10. Высокотемпературный нагрев

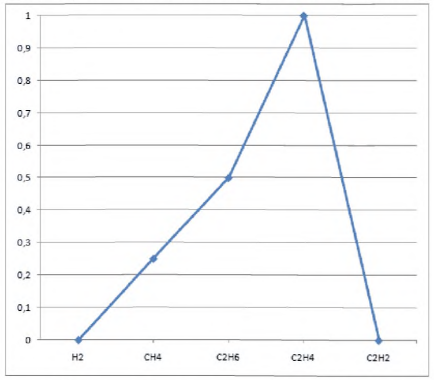


Рис. 11. Высокотемпературный нагрев, сопровождающийся разрядами

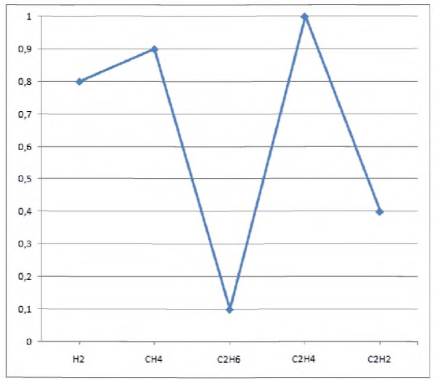


Рис. 12. Дуга и высокотемпературный нагрев

7.3.3 Определение вида дефекта методом Давиденко-Овчинникова

7.3.3.1 Состав растворённых в масле газов зависит от вида и характера развивающегося дефекта. Для идентификации дефекта необходимо рассчитать относительные концентрации газов a^i по формуле 1, используя ДЗ концентраций газов $A^i_{дз}$, и выполнить кодирование полученных значений a^i в соответствии со следующими условиями:

А – основной газ для данного дефекта, при максимальной относительной концентрации a^i_{max} углеводородных газов и H_2 и условии $a^i_{max} \geq 1$;

Б – газ с высоким содержанием, его относительная концентрация a^i вторая по величине среди рассматриваемых газов и $a^i \geq 1$;

В – газ при относительной концентрации a^i третьей по величине или второй по величине, но $a^i < 1$;

Г – все остальные газы.

По полученному пятизначному коду (набору букв), описывающему относительные концентрации газов анализируемой пробы АРГ, можно определить вид дефекта с помощью таблицы 7.

Таблица 7 - Определение вида дефекта по характерному составу газов

№	Вид прогнозируемого дефекта	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
1	Термический дефект (до 300 °С)	В, Г	Б	А	Г,В	Г
2	Термический дефект (от 300 до 700 °С)	Г	А	В	Б	Г
3	Термический дефект (более 700 °С)	Г	Б	В	А	Г
4	ЧР	А	В	Г	Г	Г
5	Искровые разряды малой энергии	А	В	Г	Г	Б
6	Дуга, искровые разряды большой энергии	Б	В	Г	Г	А
		Г	В	Г	Б	А
7	Композиция дефектов с преобладанием дефекта электрического характера	Г	Б	Г	В	А
8	Композиция дефектов с преобладанием дефекта термического характера	В, Г	А	Б	Г	В, Г

7.3.3.2 В случае, если получившийся пятизначный буквенный код не совпадает ни с одним из приведённых в таблице 7, следует найти наиболее похожий из кодов дефектов. Для этого сначала отбираются коды дефектов по совпадению газа, отмеченного буквой «А». Если таких кодов более одного, то из них выбирается код по совпадению газа, отмеченного буквой «Б» (или «В» при отсутствии в коде буквы «Б»).

7.3.3.3 Отношение концентраций газов CO_2/CO, применение которого описано в п. 7.3.1.4, дополнительно уточняет локализацию дефектов, приведённых в таблице 7.

7.3.3.4 Метод Давиденко-Овчинникова может применяться для интерпретации АРГ не только из трансформаторов, но и из высоковольтных вводов, трансформаторов тока и напряжения (при использовании граничных значений для данного вида оборудования).

7.3.4 Примеры применения методов идентификации вида дефекта по результатам АРГ приведены в Приложении Д.

8 Периодичность контроля силовых трансформаторов и реакторов

8.1 Периодичность АРГ силовых трансформаторов и реакторов (далее трансформаторов) при вводе в эксплуатацию и во время эксплуатации (Δt_d) регламентирована СТО 34.01-23.1-001-2017.

8.2 **Периодичность контроля при вводе в эксплуатацию**.

8.2.1 АРГ для трансформаторов класса напряжения 35 кВ и выше производится:

- перед вводом в работу,
- перед началом и после завершения капитального и восстановительного ремонта трансформатора и/или работ с маслом,
- после длительного нахождения в отключенном состоянии.

8.2.2 Периодичность АРГ:

- все трансформаторы 35 кВ, независимо от нагрузки, после включения их в работу следует контролировать в течение первых 3 суток;
- трансформаторы 35 кВ (блочные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и трансформаторы, имеющие среднегодовую нагрузку не менее 50 % от номинальной) после включения их в работу – в течение первых 3 суток, через 1 и 6 месяцев;
- трансформаторы класса напряжения 110-220 кВ после включения их в работу - в течение первых 3 суток, через 10 дней, 1, 3 и 6 месяцев.

8.3 **Периодичность контроля во время эксплуатации.**

8.3.1 Во время эксплуатации АРГ должен осуществляться в следующие сроки:

- трансформаторы 35 кВ (блочные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и трансформаторы, имеющие среднегодовую нагрузку не менее 50 % от номинальной) не реже 1 раза в 6 месяцев;
- трансформаторы класса напряжения 110 кВ и выше не реже 1 раза в 6 месяцев.

По решению технического руководителя энергопредприятия может быть определён дополнительный перечень трансформаторов 35 кВ, подлежащих контролю и диагностированию по результатам АРГ в масле и назначена периодичность их контроля.

8.3.2 Проведение внепланового АРГ силовых трансформаторов и реакторов рекомендуется после внешних коротких замыканий.

8.3.3 Проведение АРГ обязательно после технологической обработки масла.

8.3.4 Уровень концентраций отдельных газов и СРГ для исправного трансформатора не должен превышать уровень ДЗ, согласно таблице 3 (с учетом конструктивных особенностей и срока эксплуатации

трансформатора) и скорость нарастания СРГ не должна превышать ДЗ, согласно таблице 5.

Периодичность контроля исправного трансформатора регламентирована СТО 34.01-23.1-001-2017.

8.3.5 Периодичность отбора проб масла и решение о дальнейшей эксплуатации или выводе трансформатора из работы должно приниматься с учетом следующих факторов:

- превышение концентраций газов A^i_t соответствующих регламентированных значений $A^i_{\text{дз}}$ или $A^i_{\text{пдз}}$ (см. таблицу 3);
- превышение абсолютных скоростей роста концентрации газов соответствующих регламентированных значений (см. таблицу 5);
- характер предполагаемого дефекта (электрический или термический) и степень его развития (см. п.7.3).

8.3.6 Для работоспособных трансформаторов с предполагаемым развитием дефекта периодичность отбора проб масла устанавливается в каждом конкретном случае, исходя из состава и концентрации газов, превысивших соответствующие ДЗ и ПДЗ, скорости их нарастания в соответствии с рекомендациями таблицы 8 и п.8.3.8-8.3.9.

8.3.7 В таблице 8 приведены рекомендуемые условия выбора периодичности АРГ, основанные на проверке превышения концентраций углеводородных газов, H_2 и СРГ своих регламентированных значений, а также значений абсолютной скорости роста концентраций для СРГ и C_2H_2.

8.3.7.1 Если измеренные значения концентрации углеводородных газов, H_2 и СРГ не превышают ДЗ ($A^i_t \le A^i_{\text{дз}}$), то интервал времени до следующего измерения Δt_X нужно рассчитать по формуле:

$$\Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (\mathrm{A}^{\text{СРГ}}_{\text{ДЗ}} - A^{\text{СРГ}}_t)}{30 \cdot (A^{\text{СРГ}}_t - A^{CPГ}_{(t-\Delta t)})} \quad \text{(мес.)}, \tag{3}$$

где Δt – интервал между отборами проб, сутки;

$\mathrm{A}^{\text{СРГ}}_{\text{ДЗ}}$ – ДЗ СРГ;

$\mathrm{A}^{\text{СРГ}}_t$, $A^{\text{СРГ}}_{(t-\Delta t)}$ – текущее и предыдущее значение СРГ.

8.3.7.2 Если измеренные значения концентрации углеводородных газов, H_2 и СРГ выше ДЗ, но ниже ПДЗ ($A^i_{\text{пдз}} > A^i_t \ge A^i_{\text{дз}}$), то интервал времени до следующего измерения Δt_X нужно рассчитать для углеводородных газов, H_2 и СРГ по формуле:

$$\Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (\mathrm{A}^{i}_{\text{пдз}} - A^{i}_t)}{30 \cdot (A^{i}_t - A^{i}_{(t-\Delta t)})} \quad \text{(мес.)}, \tag{4}$$

где $\mathrm{A}^{i}_{\text{пдз}}$ – ПДЗ концентрации газа или СРГ.

8.3.7.3 Если наименьшее из рассчитанных по формулам 3 или 4 значений $\Delta t_X < \Delta t_d$, то следующее измерение проводят через Δt_X месяцев, иначе – через Δt_d месяцев.

Таблица 8 – Рекомендуемая периодичность АРГ для силовых трансформаторов и реакторов и необходимые эксплуатационные мероприятия

№	Уровни концентраций газов	Значения параметров $V^{СРГ}_{абс}$, $V^{C2H2}_{абс}$, % об. /сутки Δt_X, Δt_d, месяцев	Планируемый интервал отбора проб АРГ	Состояние оборудования и необходимые эксплуатационные мероприятия
1	$A^i_t < A^i_{дз}$ или $A^{СРГ} < A^{СРГ}_{дз}$	$V^{СРГ}_{абс} > 0{,}00010$ $\Delta t_X \geq \Delta t_d$	Δt_d месяцев	Работоспособное состояние. Дополнительные меры не требуются.
2		$V^{СРГ}_{абс} > 0{,}00010$ $\Delta t_X < \Delta t_d$	Δt_X месяцев	Работоспособное состояние. Изменить периодичность контроля
3	$A^i_{пдз} > A^i_t \geq A^i_{дз}$ или $A^{СРГ}_{пдз} > A^{СРГ} \geq A^{СРГ}_{дз}$	$\Delta t_X \geq \Delta t_d$	3 месяца	Работоспособное состояние. Проанализировать (по возможности исключить) влияние эксплуатационных факторов на уровень концентраций.
4		$\Delta t_d > \Delta t_X \geq 3$ и $V^{СРГ}_{абс} \leq 0{,}00010$ и $V^{C2H2}_{абс} \leq 0{,}00005$	3 месяца	Рабочее состояние. Прогнозируется развитие дефекта. Уточнить характер дефекта дополнительными видами контроля. При сохранении (подтверждении) скорости роста рекомендуется провести внеочередные испытания в объёме п.9 СТО 34.01-23.1-001-2017
5		$\Delta t_X < 3$ и $V^{СРГ}_{абс} \leq 0{,}00010$ и $V^{C2H2}_{абс} \leq 0{,}00005$	Δt_X месяцев	
6		$\Delta t_X \geq 1$ и ($V^{СРГ}_{абс} > 0{,}00010$ или $V^{C2H2}_{абс} > 0{,}00005$)	1 месяц	Рабочее состояние. Прогнозируется быстрое развитие дефекта. Уточнить характер дефекта дополнительными видами контроля. При сохранении (подтверждении) скорости роста принять решение о выводе трансформатора (реактора) в ремонт или проведении комплексного обследования.
7		$\Delta t_X < 1$ и ($V^{СРГ}_{абс} > 0{,}00010$ или $V^{C2H2}_{абс} > 0{,}00005$)	Δt_X месяцев	
8	$A^i_t \geq A^i_{пдз}$ или $A^{СРГ} \geq A^{СРГ}_{пдз}$	$V^{СРГ}_{абс} < 0{,}00010$ и $V^{C2H2}_{абс} < 0{,}00005$	не более 1 месяца	Предотказное состояние. Уточнить характер дефекта дополнительными видами контроля. Повторить АРГ. При подтверждении роста концентраций газов принять решение о выводе трансформатора (реактора) в ремонт или проведении комплексного обследования.
9		$V^{СРГ}_{абс} \geq 0{,}00010$ или $V^{C2H2}_{абс} \geq 0{,}00005$	ежедневно	Предотказное состояние. Повторить АРГ. При подтверждении роста концентраций газов - отключить трансформатор (реактор).

8.3.8 Если концентрации углеводородных газов, H_2 и СРГ, а также скорости их роста не превышают ДЗ, а концентрация CO или CO_2 выше соответствующего ДЗ, но ниже ПДЗ ($A^i_{\text{ПДЗ}} > A^i_t \geq A^i_{\text{ДЗ}}$) и скорость роста концентраций CO или CO_2 выше ПДЗ, то срок следующего контроля рассчитать по формуле 4.

Если расчетный период меньше регламентированного ($\Delta t_X < \Delta t_d$), то следующий АРГ провести через Δt_X месяцев, иначе – с регламентированной периодичностью отбора Δt_d.

8.3.9 При принятии решения о постановке трансформатора на контроль по п.8.3.8 необходимо выполнить мероприятия для определения причин увеличения концентраций CO и CO_2: устранить возможное влияние эксплуатационных факторов; проверить состояние систем охлаждения и защиты масла на герметичность. При выяснении причины роста оксидов углерода трансформатор можно снять с контроля, запланировав соответствующие эксплуатационные мероприятия. Если причина не найдена, концентрации CO или CO_2 выше соответствующего ПДЗ, а скорость роста концентраций CO или CO_2 остается выше ПДЗ, то прогнозируется активное разрушение целлюлозной изоляции и рекомендуется планировать вывод трансформатора из работы для дальнейшего обследования с целью обнаружения и последующего устранения дефекта.

8.3.10 Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации трансформатора с признаками развивающегося дефекта необходимо:

- проанализировать и (при наличии возможности) устранить (или учесть) влияние на АРГ факторов, перечисленных в Приложении В и Г;
- определить вид развивающегося дефекта по результатам АРГ методами п.7.3;
- определить периодичность отбора проб и необходимые действия персонала согласно таблице 8;
- уточнить техническое состояние трансформатора методами технического диагностирования (в первую очередь, не требующими вывода оборудования из работы).

9 Диагностирование развивающихся дефектов в силовых трансформаторах по результатам АРГ из газового реле

9.1 При термическом дефекте в зоне высоких температур или разрядах высокой энергии выделяющиеся газы не успевают полностью раствориться в масле силового трансформатора. Образующиеся пузырьки газа поднимаются на поверхность, накапливаются в верхней части бака, что в итоге приводит к срабатыванию газового реле (ГР) на сигнал или на отключение трансформатора.

9.2 Так как пузырьки быстро достигают ГР, между газом ГР и газами в масле сначала нет равновесного состояния. Затем легкорастворимые (согласно таблице 9) газы переходят в масло, искажая состав исходных газов

ГР, характеризующий вид дефекта. Следовательно, отбор свободных газов из ГР нужно выполнить как можно быстрее после его срабатывания.

9.3 ГР может сработать и в случаях, не связанных с развитием дефекта: в результате попадания воздуха в бак снаружи, при выделении газов из масла при резком снижении температуры или выделении (технологических) газов, адсорбированных бумагой, при вводе трансформатора в работу.

В этих случаях состав газов из ГР будет соответствовать качественно и количественно составу газов воздуха – возможно, с малыми концентрациями других газов, характеризующих деструкцию изоляционных материалов. В случае "подсоса" воздуха в бак из атмосферы доля O_2 составляет примерно 21 %, а N_2 - 78 % (для сухого воздуха). С повышением влажности воздуха доля O_2 и N_2 в нем может уменьшаться суммарно на 2,5-4%.

9.4 При срабатывании ГР на сигнал или на отключение следует отобрать пробу газа из газового реле (свободный газ) и одновременно пробу масла из бака трансформатора. Если не удалось быстро сделать отбор свободных газов из ГР, рекомендуется дополнительно отобрать пробу масла из ГР.

9.5 Нужно оценить концентрации O_2 и N_2 в пробе газа из ГР на предмет попадания газов снаружи. Если состав газов из ГР соответствует составу воздуха, то после осмотра и выявления причин попадания воздуха в бак, трансформатор может быть введён в работу.

9.6 Далее необходимо концентрации газов A^i_r из газового реле привести к эквивалентной концентрации газов, растворённых в масле:

$$A^i_{\text{пр}} = A^i_r \cdot B^i_T \qquad (5)$$

где $A^i_{\text{пр}}$ - приведённая концентрация газов в масле (% об.);

A^i_r - концентрация i-го газа в газе ГР (% об.);

B^i_T - коэффициент Оствальда при T °С отбора пробы.

Растворимость газов в трансформаторном масле характеризуется коэффициентом Оствальда B^i_T, который определяется как отношение концентрации газа в масле к равновесной концентрации того же газа в пространстве над маслом при одних и тех же парциальном давлении газа и температуре.

Значение коэффициентов Оствальда для отдельных газов при 20 °С и давлении 760 мм.рт.ст. B^i_{20} приведено в таблице 9 согласно СТО 56947007-29.180.010.094-2011. Значение B^i_{45} при 45 °С - на основе данных источника [5].

Значение коэффициентов для других положительных температур рекомендуется определять методом линейной аппроксимации по формуле:

$$B^i_T = B^i_{20} + k^i \cdot (T - 20) \qquad (6)$$

где T – температура масла при отборе пробы, °С;

B^i_{20} – коэффициент растворимости i-го газа в масле при 20 °С;

k^i – коэффициент линейной аппроксимации зависимости растворимости i-го газа в масле от температуры B_T^i, найденный для значений температуры 20 °С и 45 °С.

Таблица 9 – Значения коэффициентов растворимости газов (коэффициентов Оствальда) и коэффициентов линейной аппроксимации температурной зависимости

Газ	B_{20}^i при 20 °С	B_{45}^i при 45 °С	k^i
H_2	0,05	0,05	0
O_2	0,15	0,16	0,0004
N_2	0,09	0,095	0,0002
CO	0,12	0,11	-0,0004
CO_2	1,08	0,73	-0,014
CH_4	0,40	0,35	-0,002
C_2H_2	1,20	1,03	-0,0068
C_2H_4	1,75	1,35	-0,016
C_2H_6	2,78	1,98	-0,032

Коэффициенты B_T^i необходимы при интерпретации результатов анализа газов из газового реле. Кроме того, растворимость газов необходимо учитывать при идентификации вида дефекта, расчета скоростей изменения концентраций.

9.7 Далее необходимо сравнить приведённые концентрации газов $A^i_{\text{пр}}$ со значениями концентраций газов из бака трансформатора A^i_t. Если результаты имеют близкие значения, то это свидетельствует о том, что газ в реле накапливался медленно, в равновесном состоянии. В этом случае интерпретация АРГ из бака трансформатора и газового реле будет давать одинаковый вид дефекта. Своевременно ли отобран газ из ГР, можно подтвердить сравнением диаграмм состава газов: приведённых значений свободных газов $A^i_{\text{пр}}$, АРГ масла из газового реле и АРГ из бака трансформатора. При своевременном отборе диаграммы состава газов (п. 7.3.2.) в масле бака трансформатора и масле ГР будут похожи.

9.8 Если в масле трансформатора наблюдается низкая концентрация газов, а также состав газов A^i_t из бака трансформатора отличается от состава газов $A^i_{\text{пр}}$ газового реле, то дефект развивался быстро в неравновесных условиях. В этом случае идентификация дефекта по значениям $A^i_{\text{пр}}$ из ГР даст более достоверный результат, чем из бака, при условии, что проба отобрана из ГР достаточно быстро.

9.9 При несвоевременном отборе газа из ГР или отсутствии отбора, оценка вида дефекта может проводиться по диаграмме состава газов, растворённых в масле, отобранном из ГР.

9.10 Определение вида дефекта проводится на основании приведённых значений газов $A^i_{\text{пр}}$ методами интерпретации результатов АРГ п.п. 7.3.1-7.3.3.

9.11 Если состав газов из ГР указывает на дефект термического или электрического характера, то трансформатор обследуется (при необходимости

с внутренним осмотром) для установления причины выделения газов и выполнения действий по её устранению.

Примеры диагностики эксплуатационного состояния трансформатора по результатам АРГ приведены в приложении Д.

10 Определение наличия дефекта в высоковольтных вводах по результатам АРГ

10.1 Типичные дефекты высоковольтных вводов

Примеры типичных дефектов маслонаполненных высоковольтных вводов силовых трансформаторов и масляных выключателей в приведены в таблице 10.

Особенности механизма газообразования в маслонаполненных высоковольтных вводах силовых трансформаторов и масляных выключателей приведены в Приложении Е.

10.2 Критерии оценки результатов АРГ высоковольтных вводов по регламентированным значениям концентраций газов

10.2.1 Концентрации газов, которые образуются в масле высоковольтных вводов, находящихся в эксплуатации, зависят от конструктивных особенностей (герметичности конструкции, класса напряжения), используемой марки масла, срока и условий эксплуатации.

В таблице 11 приведены рекомендуемые ДЗ и ПДЗ концентраций газов, сгруппированные по основным признакам, влияющим на эти уровни.

ДЗ и ПДЗ концентраций газов (таблица 11) определены по интегральной функции распределения концентраций газов работоспособных высоковольтных вводов по методике [4]: ДЗ - для уровня 0,94; ПДЗ - для уровня 0,98.

10.2.2 Для исправного высоковольтного ввода концентрации отдельных газов, СРГ и скорости нарастания C_2H_2 и СРГ не должны превышать соответствующие ДЗ, указанные в таблице 11.

Таблица 10 – Типичные дефекты маслонаполненных высоковольтных вводов

№	Вид дефекта	Причины появления дефекта
1	ЧР	Неравномерность распределения электрического поля в радиальном и аксиальном направлениях, связанная с наличием мест с локальным повышением напряжённости электрического поля. Например: - острые края деталей проводящих уравнительных обкладок; - заполненные газом полости, образованные в результате неполной пропитки или высокой влажности электроизоляционной бумаги; - перенасыщение масла газом; - загрязнение масла; - смятие, смещение кабельной электроизоляционной бумаги и проводящих уравнительных обкладок; - нарушения технологии изготовления, не выявленные выходным контролем, и др.
2	Искровой разряд низкой энергии	Искровой разряд между элементами конструкции различного потенциала, в местах повышенной напряжённости электрического поля. Например: - искровой разряд в месте нарушения электрического присоединения измерительного вывода к уравнительной обкладке ввода; - нарушение электрической связи между центральной трубой и первой уравнительной обкладкой остова; - перекрытие по полупроводящему налету на поверхности фарфоровой покрышки.
3	Искровой разряд высокой энергии, дуга	Непрерывное искрение или дуга в масле между плохо соединёнными элементами разных потенциалов.
4	Тепловой пробой	Пробой бумажно-масляной изоляции в результате старения бумаги, увлажнения и загрязнения слоёв бумаги продуктами разложения масла, ЧР между конденсаторными обкладками в результате термического или электрического разрушения изоляции.
5	ЧР с нагревом в диапазоне низких температур	ЧР по отложениям воскообразного вещества во вводах, которое образуется в результате процесса старения масла с низким содержанием ароматических углеводородов.
6	Термический дефект	Нарушение контактных соединений. Образование короткозамкнутых контуров в компенсаторе давления или в расширителе ввода. Ухудшение охлаждения. Высокие потери в диэлектрике, связанные с загрязнением.
7	Деструкция целлюлозной изоляции	Перегрев токоведущих частей, контактирующих с бумагой. Перегрев из-за высоких диэлектрических потерь в изоляции.

Таблица 11 – Рекомендуемые ДЗ и ПДЗ концентрации и ПДЗ абсолютной скорости роста концентрации растворённых в масле газов высоковольтных вводов силовых трансформаторов и масляных выключателей 110 - 220 кВ

Уровень	Срок эксплуатации, лет	Концентрации газов, % об.							
		СРГ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO**	CO_2**
Негерметичные высоковольтные вводы 110 кВ									
ДЗ	весь	0,019	0,018	0,009	0,0040	0,0016	0,00015	0,065 (0,037)	0,47 (0,25)
ПДЗ	весь	0,075	0,065	0,040	0,0140	0,0040	0,00040	0,090 (0,055)	0,65 (0,35)
Герметичные высоковольтные вводы 110 кВ*									
ДЗ	0-20	0,072 / 0,040	0,067 / 0,035	0,0060	0,0025	0,0020	0,00018	0,090 (0,072)	0,43 (0,27)
	>20	0,038 / 0,025	0,033 / 0,020	0,0047				0,095 (0,077)	0,50 (0,35)
ПДЗ	0-20	0,170 / 0,090	0,140 / 0,100	0,0200	0,0060	0,0055	0,00080	0,120 (0,105)	0,59 (0,47)
	> 20	0,090 / 0,047	0,085 / 0,038	0,0160				0,130 (0,110)	0,67 (0,59)
Негерметичные высоковольтные вводы 220кВ									
ДЗ	весь	0,005	0,0020	0,0020	0,0007	0,0010	0,00015	0,027 (0,025)	0,24 (0,17)
ПДЗ	весь	0,014	0,0065	0,0040	0,0017	0,0030	0,00065	0,035 (0,033)	0,31 (0.24)
Герметичные высоковольтные вводы 220 кВ									
ДЗ	весь	0,080	0,061	0,0130	0,0040	0,0030	0,00015	0,075 (0,025)	0,34 (0,18)
ПДЗ	весь	0,195	0,124	0,0270	0,0070	0,0070	0,00060	0,095 (0,036)	0,51 (0.25)
Абсолютная скорость роста концентрации газов для вводов 110 и 220 кВ, % об./мес.									
ДЗ	весь	0,0015	-	-	-	-	0,00008	-	-
ПДЗ	весь	0,0030	-	-	-	-	0,00015	-	-

«-» - значение не регламентировано;

* для H_2 и СРГ (суммы концентраций растворенных углеводородных газов и H_2) в числителе приведены значения для марки масла ГК, а в знаменателе – для остальных марок масла;

** без скобок приведены значения для вводов трансформаторов, в скобках - для вводов масляных выключателей.

10.3 Периодичность отбора проб и необходимые действия по эксплуатации высоковольтных вводов

10.3.1 Необходимость проведения АРГ высоковольтных вводов определяется СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объём и нормы испытаний электрооборудования» и инструкциями завода-изготовителя [9].

10.3.2 Для высоковольтных вводов рекомендуется выполнять АРГ при неудовлетворительных результатах контроля изоляции, масла, при повышении давления в герметичном вводе, по совокупности результатов испытаний ввода.

10.3.3 Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации ввода с признаками развивающегося дефекта необходимо:

- проанализировать и, при наличии возможности, устранить (или учесть) влияние на АРГ эксплуатационных факторов (Приложение В) в части, касающейся вводов и других факторов (Приложение Г), а также особенностей механизма газообразования в масле высоковольтных вводов (Приложение Е);
- определить вид развивающегося дефекта по результатам АРГ методом Давиденко-Овчинникова п.7.3.3 с использованием ДЗ концентраций газов, приведённых в таблице 11;
- определить периодичность отбора проб и необходимые действия персонала согласно разделу 10;
- уточнить техническое состояние ввода методами технического диагностирования (в первую очередь, не требующими вывода оборудования из работы).

10.3.4 Решения по срокам и объёмам проведения дальнейших операций технического обслуживания, ремонта или вывода оборудования из работы необходимо принимать с учетом результатов всех видов измерений, в том числе оценки технического состояния на основе АРГ.

10.3.5 **Ввод подлежит отбраковке** при выполнении одного из следующих условий:

10.3.5.1 Концентрации C_2H_2 и СРГ одновременно превышают или равны соответствующим ДЗ, приведённым в таблице 11:

$$A^{C2H2}{}_t \geq A^{C2H2}{}_{\text{дз}} \text{ и } A^{\text{СРГ}}{}_t \geq A^{\text{СРГ}}{}_{\text{дз}}.$$

10.3.5.2 Концентрация C_2H_2 или концентрация СРГ превышает или равна соответствующему ПДЗ:

$$A^{C2H2}{}_t \geq A^{C2H2}{}_{\text{ПДЗ}} \text{ или } A^{\text{СРГ}}{}_t \geq A^{\text{СРГ}}{}_{\text{ПДЗ}}.$$

10.3.5.3 Величина абсолютной скорости нарастания $V^{i}_{\text{абс}}$ для концентраций C_2H_2, или СРГ достигла или превысила ПДЗ.

Значение абсолютной скорости нарастания концентрации i-го газа определяется по формуле:

$$V^{i}_{\text{абс}} = 30 \cdot \frac{A^{i}_{t} - A^{i}_{(t-\Delta t)}}{\Delta t} \text{ (\% об./месяц)}, \qquad (7)$$

где $A^{i}_{t}, A^{i}_{(t-\Delta t)}$ - два последовательных измерения концентрации i-го газа, % об.;

Δt - интервал между отборами проб, сутки.

10.3.6. При выполнении одного из перечисленных в п.10.3.5. условий перед выводом оборудования из работы необходимо выполнить повторный

АРГ, исключив влияние на результат АРГ эксплуатационных факторов, нарушения инструкции по отбору пробы масла и методики проведения АРГ.

10.3.7 **Ввод подлежит учащённому контролю** по АРГ в следующих случаях:

10.3.7.1 Концентрации всех газов (кроме CO, CO_2) и СРГ меньше своего ДЗ ($A^i_t < A^i_{дз}$) и величина абсолютной скорости $V^i_{абс}$ роста концентрации C_2H_2 или СРГ больше соответствующего ДЗ.

В этом случае выбирается минимальный интервал до следующего АРГ из рассчитанных для C_2H_2 и СРГ по формуле:

$$\Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^i_{дз} - A^i_t)}{30 \cdot \left(A^i_t - A^i_{(t-\Delta t)}\right)} \text{ (мес.)} \quad (8)$$

где Δt – фактический интервал между АРГ, (сутки).

10.3.7.2 Концентрация любого из газов (кроме CO, CO_2) или СРГ превышает ДЗ, но не превышает ПДЗ:

$$A^i_{дз} \le A^i_t < A^i_{пдз}.$$

В этом случае для следующего измерения выбирается минимальный интервал Δt_x, из рассчитанных для СРГ и каждого газа (кроме CO, CO_2), превышающего ДЗ, по формуле:

$$\Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^i_{пдз} - A^i_t)}{30 \cdot \left(A^i_t - A^i_{(t-\Delta t)}\right)}, \text{ (мес.)} \quad (9)$$

10.3.8 Если рассчитанный по п.10.3.7 интервал проведения следующего АРГ меньше, чем регламентированная на предприятии периодичность для высоковольтных вводов ($\Delta t_X < \Delta t_d$), то следующее измерение проводят через рассчитанный интервал (Δt_X месяцев), иначе – с принятой на предприятии периодичностью (Δt_d).

Пример применения методов идентификации вида дефекта высоковольтных вводов по результатам АРГ приведён в Приложении Д (пример 8).

11 Диагностирование развивающихся дефектов в измерительных трансформаторах по результатам АРГ

11.1 Типичные дефекты измерительных трансформаторов

Примеры типичных дефектов, выявляемых с помощью АРГ в трансформаторах тока и напряжения, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Типичные дефекты измерительных трансформаторов

№	Вид дефекта	Причины появления газов
		Трансформаторы тока
1	ЧР	Неровные края металлических деталей. Недопропитка целлюлозной изоляции маслом в результате неправильного хранения или изготовления. Начальная стадия увлажнения масла. Неоднородность, неровность (морщины, складки бумаги) изоляции.
2	Разряды низкой энергии	Недостаточная пропитка изоляции, увлажнение масла и бумаги. Наличие в масле механических примесей, волокон бумаги. Неровные края металлических деталей. Плохой контакт во вторичных обмотках. Нарушения в цепи выравнивания потенциала. Искрение между плохо соединёнными элементами разных потенциалов. Коммутационные воздействия.
3	Разряды высокой энергии, дуга	Заметное увлажнение целлюлозной изоляции и масла. Наличие в масле загрязнений (возможно, пузырьков газа). Нарушение, обрыв токоведущих цепей, нарушение цепи, выравнивающей потенциалы. Короткое замыкание в статических экранирующих соединениях. Нарушение контакта и целостности изоляции цепи первичной обмотки, между ступенями, заземления, обмотки с выводом, заземления "0" обкладки. Нарушение изоляции линейных выводов. Оголение изоляции вследствие снижения уровня масла ниже предельно допустимого уровня. Попадание воздуха.
4	ЧР и низкотемпе-ратурный нагрев	Образование воскообразного вещества между слоями изоляции в результате: старения масла с низким содержанием ароматических углеводородов, низкой температуры масла, перенапряжений, неоднородности изоляции (в том числе гофрированной бумаги). Это ведёт к образованию ползущих разрядов между слоями бумаги и повышению потерь в диэлектрике.
5	Термический дефект	Повышенные потери в диэлектрике из-за неправильного выбора изоляционных материалов, приводящего к диэлектрическому нагреву. Плохой контакт в болтовых и сварных соединениях, приводящий к их перегреву.

№	Вид дефекта	Причины появления газов
6	Тепловой или ионизационный пробой изоляции	Повышенная локальная напряжённость электрического поля из-за недостатков изготовления: - наличие полостей, - недопропитка изоляции маслом, её неоднородность. Высокое влаго- и газосодержание масла и целлюлозной изоляции. Значительное старение изоляционных материалов вследствие диэлектрического перегрева изоляции или её нагрева при номинальном токе с наложением внешнего нагрева (летний период, солнечная радиация). Образование подверженного увлажнению осадка на поверхности изоляции в результате её старения. Высокочастотные перенапряжения. Электродинамические воздействия сквозных токов близких коротких замыканий в сети.
Трансформаторы напряжения		
7	ЧР	Неровные края металлических деталей. Недопропитка целлюлозной изоляции маслом в результате неправильного хранения или изготовления. Увлажнение масла.
8	Разряд, сопровождающийся высокотемпературным нагревом	Короткое замыкание в цепи первичной обмотки или в цепях вторичных обмоток. Перегорание выравнивающей обмотки. Нарушение контакта или обрыв в цепях обмотки ВН, измерительного вывода, экрана.
9	Высокотемпературный нагрев, приводящий к ускоренному старению изоляционных материалов	Длительное повышение напряжения, перегрузка обмотки ВН. Феррорезонансные явления в сети. Дефект магнитопровода. Плохой контакт в токоведущих цепях.

Особенности механизма газообразования в ИТ приведены в Приложении Ж.

11.2 Критерии оценки результатов АРГ измерительных трансформаторов по регламентированным значениям концентраций газов

11.2.1 Концентрации газов, которые образуются в масле измерительных трансформаторов, находящихся в эксплуатации, зависят от особенностей конструкции ИТ (типа изоляции, герметичности исполнения, класса напряжения), используемой марки масла, срока эксплуатации и других факторов.

В таблицах 13 и 14 приведены рекомендуемые уровни ДЗ и ПДЗ концентраций газов ТТ и ТН негерметичного исполнения, сгруппированные по основным признакам, влияющим на эти уровни.

Регламентированные значения концентраций газов (таблицы 13 и 14) определены по интегральной функции распределения концентраций газов работоспособных ТТ и ТН по методике [4]: ДЗ - для уровня 0,94; ПДЗ - для уровня 0,98.

11.2.2 Для исправных ТТ и ТН концентрации отдельных газов, СРГ и скорости нарастания СРГ и C_2H_2 не должны превышать соответствующих ДЗ, приведённых в таблицах 13 и 14 соответственно.

Таблица 13 – Рекомендуемые ДЗ и ПДЗ концентрации и абсолютной скорости роста концентрации растворённых газов в масле трансформаторов тока 110 - 220 кВ

Уро-вень	Срок эксплу-атации, лет	Концентрации газов, % об.								
		СРГ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	Срок эксплу-атации, лет	CO	CO_2
Трансформаторы тока ТФЗМ 110 кВ										
ДЗ	0-4	0,260 0,190*	0,160 0,070*	0,103 0,070*	0,040	0,0006	0,00015	0-15	0,011	0,113
	>4	0,260	0,170	0,110				>15	0,014	0,119
ПДЗ	0-4	0,350 0,290*	0,220 0,120*	0,130 0,110*	0,045	0,0016	0,00070	0-15	0,020	0,170
	>4	0,370	0,270	0,170				>15	0,024	0,174
Трансформаторы тока 110 кВ кроме ТФЗМ										
ДЗ	0-4	0,008	0,006	0,001	0,004	0,0011	0,00030	весь	0,019	0,126
	>4	0,010	0,007	0,003						
ПДЗ	0-4	0,012	0,011	0,003	0,013	0,0029	0,00120	весь	0,027	0,180
	>4	0,030	0,028	0,010						
Трансформаторы тока 220 кВ										
ДЗ	весь	0,003	0,0025	0,001	0,001	0,0007	0,00010	весь	0,014	0,100
ПДЗ	весь	0,012	0,0100	0,004	0,004	0,0013	0,00040	весь	0,026	0,260
Абсолютная скорость роста концентрации газов для ТТ 110-220 кВ, % об./мес.										
ТТ (кроме ТФЗМ 110 кВ)										
ДЗ	весь	0,0008	-	-	-	-	0,00005		-	-
ПДЗ	весь	0,0015	-	-	-	-	0,00010		-	-
ТФЗМ 110 кВ										
ДЗ	весь	0,0075	-	-	-	-	0,00005		-	-
ПДЗ	весь	0,0150	-	-	-	-	0,00010		-	-

* для H_2, CH_4 и СРГ в масле трансформаторов ДЗ и ПДЗ в числителе – для марок масла ГК и *Nytro*, а в знаменателе – для остальных марок масла;

«-» - значение не регламентировано.

Таблица 14 – Рекомендуемые ДЗ и ПДЗ значения концентрации и абсолютной скорости роста концентрации растворённых газов в масле трансформаторов напряжения 110 - 220 кВ

Уро-вень	Срок эксплу-атации, лет	Концентрации газов, % об.								
		СРГ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	Срок эксплу-атации, лет	CO	CO_2
Трансформаторы напряжения 110 - 220 кВ кроме НАМИ 110 - 220 кВ										
ДЗ	0-5	0,0080	0,0020	0,0008	0,0005	0,0010	0,00015	0-15	0,012	0,127
	>5	0,0023	0,0009	0,0005				>15	0,014	0,133
ПДЗ	0-5	0,0230	0,0055	0,0016	0,0013	0,0025	0,00020	0-15	0,023	0,200
	>5	0,0050	0,0025	0,0011				>15	0,025	0,220
Трансформаторы напряжения НАМИ 110 - 220 кВ										
ДЗ	0-5	0,011	0,008	0,0013	0,0008	0,0011	0,00100	весь	0,025	0,115
	>5	0,013	0,009							
ПДЗ	0-5	0,020	0,012	0,0056	0,0030	0,0040	0,00350	весь	0,042	0,153
	>5	0,025	0,018							
Абсолютная скорость роста концентрации газов для ТН 110 - 220 кВ, % об./мес.										
ДЗ	весь	0,0008	-	-	-	-	0,00005		-	-
ПДЗ	весь	0,0015	-	-	-	-	0,00010		-	-

* для Н2, СН4 и СРГ в масле трансформаторов ДЗ и ПДЗ в числителе – для марок масла ГК и *Nytro*, а в знаменателе – для остальных марок масла;

«-» - значение не регламентировано.

11.3 Периодичность отбора проб и необходимые действия по эксплуатации измерительных трансформаторов

11.3.1 В соответствии с СТО 34.01-23.1-001-2017 необходимость проведения АРГ для ИТ класса напряжения 110 кВ и выше определяется техническим руководителем энергопредприятия.

11.3.2 Контроль содержания растворённых газов в масле ИТ рекомендуется проводить:

- после введения в работу (в пределах гарантийного срока) по согласованию с заводом-изготовителем;
- в постгарантийный период по решению технического руководителя энергопредприятия);
- после длительного (более 3 лет) хранения с целью оценки проникновения воздуха;
- для идентификации дефекта при росте тангенса угла диэлектрических потерь изоляции остова или масла выше установленных норм;
- при снижении сопротивления изоляции ИТ ниже установленных норм;

- при обнаружении относительного повышения температуры при тепловизионном обследовании;

- при комплексном обследовании оборудования, а также при решении вопроса о продлении эксплуатации по истечении установленного срока службы.

11.3.3 Для принятия решения о дальнейшей эксплуатации ИТ с признаками развивающегося дефекта необходимо:

- проанализировать и, по возможности, устранить (или учесть) влияние на АРГ эксплуатационных факторов (Приложение В) в части, касающейся ИТ и других факторов (Приложение Г), а также особенностей механизма газообразования в ИТ (Приложение Ж);

- определить вид развивающегося дефекта по результатам АРГ методом Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3) с использованием ДЗ концентраций газов, приведенных в таблицах 13, 14;

- определить периодичность отбора проб и необходимые действия персонала согласно разделу 11;

- уточнить техническое состояние ИТ методами технического диагностирования (в первую очередь, не требующими вывода оборудования из работы).

11.3.4 Решения по срокам и объёмам проведения дальнейших операций технического обслуживания, ремонта или вывода ИТ из работы необходимо принимать с учётом результатов всех видов измерений, в том числе оценки технического состояния на основе АРГ.

11.3.5 **ИТ подлежит отбраковке** при выполнении одного из следующих условий:

11.3.5.1 Концентрации C_2H_2 и СРГ одновременно превышают или равны соответствующим ДЗ, приведенным в таблицах 13,14:

$$A^{C2H2}{}_t \geq A^{C2H2}{}_{\text{дз}} \textbf{ и } A^{\text{СРГ}}{}_t \geq A^{\text{СРГ}}{}_{\text{дз}}.$$

11.3.5.2 Концентрация C_2H_2 или концентрация СРГ достигла или превысила соответствующее ПДЗ (таблицы 13,14):

$$A^{C2H2}{}_t \geq A^{C2H2}{}_{\text{пдз}} \textbf{ или } A^{\text{СРГ}}{}_t \geq A^{\text{СРГ}}{}_{\text{пдз}}.$$

11.3.5.3 Величина абсолютной скорости нарастания $V^i_{\text{абс}}$ концентрации C_2H_2 или СРГ достигла или превысила соответствующее ПДЗ (таблицы 13,14).

Значение абсолютной скорости нарастания концентрации i-го газа и СРГ определяется по формуле:

$$V^i_{\text{абс}} = 30 \cdot \frac{A^i_t - A^i_{(t-\Delta t)}}{\Delta t} \text{ (\% об./месяц)}, \qquad (10)$$

где $A_t^i, A_{(t-\Delta t)}^i$ - два последовательных измерения концентрации i-го газа, % об.;

Δt - фактическое время между отборами проб, сутки.

11.3.6. При выполнении одного из перечисленных в п.11.3.5. условий перед выводом ИТ из работы необходимо выполнить повторный АРГ, исключив влияние на результат АРГ эксплуатационных факторов, нарушения инструкции по отбору пробы масла и методики проведения АРГ.

11.3.7 **ИТ подлежит учащённому контролю** по АРГ в следующих случаях:

11.3.7.1 Концентрации всех газов (кроме CO, CO_2) и СРГ меньше соответствующего ДЗ ($A^i_t < A^i_{дз}$) **и** величина абсолютной скорости роста $V^i_{абс}$ концентрации C_2H_2 или СРГ больше соответствующего ДЗ.

В этом случае выбирается минимальный интервал до следующего АРГ из рассчитанных для C_2H_2 и СРГ по формуле:

$$\Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^i_{дз} - A^i_t)}{30 \cdot \left(A^i_t - A^i_{(t-\Delta t)}\right)}, \text{ (мес.)} \qquad (11)$$

где Δt – фактический интервал между АРГ (суток);

11.3.7.2 Концентрация любого из газов (кроме CO, CO_2) или СРГ превышает ДЗ, но не превышает ПДЗ:

$$A^i_{дз} \le A^i_t < A^i_{пдз}.$$

В этом случае для следующего измерения выбирается минимальный интервал Δt_X, из рассчитанных для СРГ и каждого газа (кроме CO, CO_2), превышающего ДЗ, по формуле:

$$\Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^i_{пдз} - A^i_t)}{30 \cdot \left(A^i_t - A^i_{(t-\Delta t)}\right)}, \text{ (мес.)} \qquad (12)$$

11.3.8 Если рассчитанный по п.11.3.7 интервал проведения следующего АРГ меньше, чем регламентированная на предприятии периодичность для ТТ и ТН ($\Delta t_X < \Delta t_d$), то следующее измерение проводят через рассчитанный интервал (Δt_X месяцев), иначе – с принятой на предприятии периодичностью (Δt_d).

11.3.9 Примеры применения методов идентификации вида дефекта трансформаторов тока и напряжения по результатам АРГ приведены в Приложении Д (примеры 9-11).

Приложение А
Механизм газообразования в силовых трансформаторах и реакторах (справочное)

А.1 В трансформаторном масле всегда присутствуют растворённые газы. В изоляции трансформаторного оборудования газы образуются: в режиме работы исправного трансформатора в условиях работы, установленных в действующих стандартах ГОСТ 30830-2002, ГОСТ Р 52719-2007; при нагрузке трансформатора свыше его номинальной мощности; при появлении дефектов; в аварийных режимах работы.

А.2 При отсутствии дефектов трансформатора уровень концентраций растворённых в масле газов не превышает уровень ДЗ.

А.3 В начальный период эксплуатации (до 5 лет) масла марок ГК, *Nytro* 10*X*, *Nytro* 11*GX* могут образовывать достаточно значительное количество H_2 и CH_4 при рабочих температурах по причине наличия в них нестабильных молекул. Эти процессы в масле связаны с технологией его производства и исходным сырьём. Они характеризуют свойства масла и не свидетельствуют о наличии дефектов в трансформаторе. Концентрация и скорость образования H_2 и CH_4 постепенно снижаются, что может быть выявлено АРГ.

А.4 Окислительное старение масла при нагреве.

А.4.1 При нагреве больших объёмов масла до сравнительно невысоких значений температуры 100 - 150 °С характерным механизмом разрушения масла является окислительное старение в присутствии достаточного количества растворённого O_2, поступающего в масло вследствие отсутствия или нарушения герметичности оборудования.

А.4.2 Окислительное старение масла усиливают:

А.4.2.1 конструктивные особенности трансформаторного оборудования (тип системы защиты масла и системы охлаждения), приводящие к повышенному нагреву элементов конструкции,

А.4.2.2 длительная работа с перегрузкой,

А.4.2.3 неудовлетворительная работа системы охлаждения,

А.4.2.4 продукты старения масла.

Перечисленные в п.А.4.2 факторы преимущественно сопровождаются образованием CO, CO_2 и поглощением растворённого O_2.

А.5 Деградация масла под воздействием высокой температуры и электрических разрядов.

А.5.1 В результате аномального локального выделения энергии в оборудовании происходит ускоренное разрушение изоляционных материалов. По характеру выделения энергии дефекты разделяют на две группы: термические и электрические разряды.

А.5.1.1 При появлении термических дефектов газы образуются в результате воздействия на изоляцию высокой температуры.

А.5.1.2 При появлении электрических разрядов газы образуются в результате ионизационных процессов, которые приводят к диссоциации молекул масла и целлюлозы. Разряды сопровождаются выделением тепла: незначительным - в случае частичных разрядов; более существенным - при дуговом разряде.

А.5.2 Минеральные изоляционные масла представляют собой смесь различных углеводородных молекул, в состав которых входят химические группы CH_3, CH_2, CH, соединенные связями углерод - углерод. Действие высокой температуры и электрических разрядов приводит к разрыву химических связей между отдельными атомами этих молекул.

А.5.2.1 Разрыв связей углерод - углерод (С-С) и углерод - водород (С-Н) приводит к образованию ионов и радикалов, таких как $H^{\bullet}$, $CH^{\bullet}$, $CH_2^{\bullet}$, $CH_3^{\bullet}$, $C^{\bullet}$ и др., которые в результате быстрых рекомбинаций образуют многочисленные газы, в том числе и газы, используемые для определения технического состояния трансформаторного оборудования: H_2, CH_4, C_2H_2, C_2H_4, C_2H_6, CO, CO_2.

А.5.2.2 Изменение состава газов зависит от вида аномального влияния энергии, выделяемой в зоне дефекта. Для разрыва связи С-Н нужна наименьшая энергия, которая может выделяться, например, при появлении частичных разрядов, что приводит преимущественно к образованию H_2. Насыщенные углеводородные газы: CH_4, C_2H_6 начнут активно образовываться когда температура и/или энергия, выделяющаяся в зоне дефекта, возрастёт до величины, достаточной для разрыва и образования связи С-С.

А.5.2.3 Последующий рост температуры выше 300 °С приведёт к образованию, наряду с насыщенными углеводородными газами, газа C_2H_4, который имеет двойную связь С=С. Газ C_2H_2 с тройной связью между атомами углерода будет образовываться при искровых разрядах высокой энергии или температуре 700 - 800 °С и выше.

А.5.2.4 Разложение масла под действием аномальных нагревов и искровых разрядов приводит к образованию не только H_2 и газов углеводородной группы, но и газов CO и CO_2. Важным фактором, кроме температуры, влияющим на количество образующихся газов CO и CO_2, будет концентрация O_2 в масле вследствие отсутствия или нарушения герметичности оборудования.

А.5.2.5 При разложении масла кроме газов, образуются разнообразные жидкие и твердые продукты деградации. Например, при температуре 500 - 700 °С и выше образуется углерод С, количество которого заметно растёт при дуговом разряде.

А.5.2.6 Разложение (пиролиз) масла под действием высокой температуры происходит как в случае местного нагрева, так и в случае общего нагрева масла.

Для местных нагревов характерны высокие температуры и небольшие площади нагрева. С повышением температуры при местном нагреве заметно растёт скорость выделения газов, особенно при превышении температуры 300 °С. Чем больше размеры зоны нагрева, тем больше нагрев отражается на общем старении масла, которое может быть подтверждено физико-химическими методами анализа.

А.6 Разрушение целлюлозных материалов при нагреве.

А.6.1 Отдельные фрагменты макромолекулы целлюлозы связаны С-О связью, которая является более слабой, чем связь С-Н в углеводородной молекуле масла. При температуре целлюлозы свыше 105 °С [1] начинается интенсивное разрушение макромолекул целлюлозы.

При температуре 250 - 300 °С и выше процесс разрушения целлюлозных материалов заканчивается их окислением и науглероживанием с полной потерей механических и изоляционных свойств.

А.6.2 Основные газы, которые образуются в результате разрушения целлюлозы - CO и CO_2. В незначительном количестве также образуются H_2 и углеводородные газы, кроме C_2H_2. Скорость роста концентрации перечисленных газов экспоненциально зависит от температуры и непосредственно от объёма нагреваемого при этой температуре материала.

А.6.3 При температуре ниже 110 °С доминирующим процессом разрушения целлюлозы является гидролиз, который протекает при наличии воды и каталитическом действии кислот. При гидролизе CO и CO_2 образуются в значительно меньших количествах, чем при пиролизе.

А.6.4 Скорость образования CO и CO_2 в результате термического разрушения целлюлозы (при пиролизе) резко увеличивается при достижении температуры 110 °С и выше.

При температуре 250 - 300 °С и выше процесс разрушения целлюлозных материалов заканчивается их окислением и науглероживанием с полной потерей механических и изоляционных свойств.

А.6.5 Оба процесса: пиролиз и гидролиз - приводят к образованию фурановых соединений и снижению степени полимеризации целлюлозных материалов.

А.7 Газы O_2 и N_2 могут попадать в масло либо в результате прямого контакта с воздухом в оборудовании негерметичного исполнения, либо при потере герметичности плёночной или азотной защиты трансформатора. При условии достижения равновесной растворимости O_2 и N_2, отношение концентраций газов O_2/N_2 приблизительно равняется 0,5.

Для оборудования с азотной защитой показателем потери герметичности служит только концентрация O_2.

Интенсивные окислительные процессы в масле протекают с расходованием O_2. Если скорость расходования O_2 выше скорости его диффузии в масло из воздуха, то отношение концентраций газов O_2/N_2 уменьшается. Когда отношение концентраций газов O_2/N_2 достигает величины 0,2 и меньше - можно диагностировать окислительные процессы аномально высокой интенсивности.

Приложение Б
Комментарии к п. 6 «Дефекты, обнаруживаемые в силовых трансформаторах с помощью АРГ» (справочное)

Б.1 **Причины дефектов, обнаруживаемых в трансформаторах**

Б.1.1 Неудовлетворительное состояние контактных соединений переключающих устройств (РПН, ПБВ) могут приводить к их перегревам и выгораниям.

Б.1.2 Перегрев токоведущих соединений может быть следствием: ослабления и нагрева места крепления электростатического экрана; обрыва электростатического экрана; ослабления винтов компенсаторов отводов НН; ослабления и нагрева контактных соединений отвода НН и шпильки проходного изолятора; нарушения паяных соединений элементов обмотки; замыкания параллельных и элементарных проводников обмотки и др.

Б.1.3 Перегрев металлических элементов конструкции остова может быть следствием: неудовлетворительной изоляции листов электротехнической стали; нарушения изоляции стяжных шпилек или накладок, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общего нагрева и недопустимых местных нагревов от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах и винтах; нарушения заземления магнитопровода; нарушения изоляции амортизаторов и шипов поддона реактора, домкратов и прессующих колец при распрессовке и др.

Б.2 **Причины дефектов, обнаруживаемых в реакторах**

Особенности режимов работы маслонаполненных реакторов — это частые их включения и отключения, а также перенапряжения, возникающие при внешних коротких замыканиях.

Режим работы и конструктивные особенности реакторов приводят к повышенным, по сравнению с трансформаторами, вибрациям активной части и бака реактора; образованию мест локальных перегревов; появлению низкоэнергетических искровых разрядов.

Например:

- электрические разряды на электромагнитных экранах с перегревом последних;
- электрические разряды в зоне амортизаторов активной части и электростатических экранов;
- электрические разряды по поверхности обмоток;
- перегревы в месте замыкания магнитных шунтов на опорные плиты для прессовки обмотки;
- разряды и местные перегревы в местах замыкания в пакетах магнитных шунтов.

Недоработки конструкции реакторов могут проявляться в эксплуатации повышенной вибрацией, выпадением дистанционных распорок, болтов крепления амортизаторов, обрывом выводов экранов или самих экранов, обрывом токоведущих цепей внешних присоединений и др.

Приложение В
Эксплуатационные факторы, влияющие на результаты АРГ (справочное)

Перед оценкой результатов АРГ необходимо проанализировать режимы работы и условия эксплуатации трансформатора за предыдущий период с целью выявления факторов, способных повлиять на состав и концентрации растворённых в масле газов, изменение концентрации которых не связано с развитием дефекта в силовом трансформаторе.

В.1 Эксплуатационные факторы, вызывающее увеличение концентраций растворенных газов:

- увеличение нагрузки трансформатора;
- сезонные изменения температуры;
- воздействия внешних коротких замыканий и др.;
- перегрев масла теплоэлектронагревателями при его обработке в дегазационных и других установках;
- проведение сварочных работ на баке;
- перегрев из-за дефектов системы охлаждения;
- повреждения масляных насосов с неэкранированным статором;
- нарушение герметичности уплотнения между основным баком и баком контактора устройства РПН;
- насыщение масла в баке трансформатора газами из бака расширителя контактора устройства РПН, в результате перетока газов, вследствие того, что перегородка в расширителе выполнена не до самого верха (наиболее часто встречалось при установке РПН типов *RS*-3 и *RS*-4);
- доливка недегазированным маслом, бывшим в эксплуатации, содержащим повышенные концентрации газов;
- остаточные концентрации газов от устранённого дефекта, если масло плохо дегазировано или была диффузия газов из целлюлозной изоляции.

В.2 Эксплуатационные факторы, вызывающее уменьшение концентраций растворенных газов:

- уменьшение нагрузки трансформатора;
- длительное отключение;
- дегазация масла;
- доливка дегазированным маслом;
- частичная или полная замена масла в баке трансформатора;
- замена силикагеля.

В.3 Влияние эксплуатационных факторов на концентрацию растворенных газов.

В.3.1 Изменение нагрузки трансформатора оказывает влияние на температуру изоляции, а значит, на интенсивность газообразования. Особенно заметно образование газов при повышении нагрузки до номинальной и выше номинальной. В исправном трансформаторе интенсивность образования газов увеличивается лишь при работе в режиме перегрузки и снижается к начальному низкому уровню со снижением нагрузки. В трансформаторе с развивающимся дефектом генерация газов сильнее зависит от нагрузки и становится заметной при нагрузках ниже номинальной (характерно для термических дефектов, связанных с потоками рассеяния и дефектами токопроводящей цепи).

В.3.2 Сезонное повышение температуры летом, как и температурные перепады в результате резкого потепления, приводят к усилению процессов старения изоляционных материалов, а значит, к увеличению газообразования.

В.3.3 Внешние короткие замыкания являются причиной образования газов. Интенсивность образования газов зависит как от характеристик влияния короткого замыкания на трансформатор, его длительности, так и от состояния самого трансформатора.

Внешние влияния могут возникнуть вследствие грозовых и коммутационных перенапряжений, перекоса фаз, короткого замыкания в электрически связанной сети, отказа или неправильной работы разрядников, выключателей, и т.д. В перечисленных в п.В.3.3 случаях повышенные концентрации газов через 1-3 мес. возвращаются к исходным значениям. Если снижения концентраций не происходит, то необходимо проверить наличие развивающегося дефекта.

В.3.4 Нарушение температурного режима при технологической обработке масла (сушке, дегазации, регенерации) является причиной появления газов, характерных для термического дефекта. Повреждение ленточного нагревателя маслоочистительной установки, которое сопровождается сильным нагревом и искрением в масле, также приводит к появлению газов, не связанных с дефектом трансформатора. Поэтому после технологической обработки масла необходимо проведение АРГ.

В.3.5 При сварочных работах на баке трансформатора, залитого маслом, нагрев стенки бака может привести к образованию газов, характерных для высокотемпературного нагрева.

В.3.6 В случае снижения эффективности или отказа системы охлаждения происходит повышенное выделение газов, характерных для термического дефекта, с резким ростом содержания оксидов углерода. Повреждение электрического двигателя маслонасоса может привести к быстрому росту концентрации газов в баке трансформатора (реактора), соответствующих нагреву в диапазоне средних и высоких температур (вплоть до образования ацетилена). Косвенным подтверждением этого дефекта может быть последующее быстрое снижение концентраций газов (в случае трансформаторов со свободным дыханием) или стабилизация концентраций газов у трансформаторов с азотной и пленочной защитами масла.

В.3.7 Доливка трансформатора маслом, имеющим концентрации газов, отличающиеся от его концентраций, приведет к искажению концентраций газов, характерных для диагностируемого трансформатора. Например, доливка маслом, содержащим повышенный уровень концентраций газов другого оборудования, или доливка дегазированным маслом.

В.3.8 Доливка масла без соблюдения требований стандарта СТ-ИА-30.2-2.1-27-02-2016 «Область применения и порядок смешения трансформаторных масел» может привести к интенсификации газообразования.

В.3.9 Остаточные концентрации газов от устранённого дефекта трансформатора, если не проводилась дегазация его масла, будут маскировать время возникновения нового дефекта и его характер. При дегазации масла газы с высокой растворимостью (C_2H_6, C_2H_4) редко удается удалить полностью, поэтому дегазированное масло может содержать некоторый уровень этих газов.

В.3.10 При включении трансформатора в работу после длительного охлаждения - например, после проведения ремонтных работ (в том числе связанных с заменой масла) наблюдается десорбция газов из целлюлозной изоляции. Может наблюдаться десорбция газов из силикагеля адсорбционных или термосифонных фильтров, если при ремонте силикагель не был в них заменён. Температурная миграция оксидов углерода, по причине адсорбции газов целлюлозой, заметна при температурах до 80 °С. Обычно рост концентраций CO, CO_2, выделяющихся из целлюлозы при включении трансформатора в работу, спустя несколько дней заканчивается.

В.3.11 Если масло после аварии долго находилось в трансформаторе, то целлюлозная изоляция могла адсорбировать значительное количество газов разложения. При включении в работу такого трансформатора после ремонта с заменой масла из целлюлозной изоляции в масло будут выделяться ранее поглощённые газы, состав которых будет соответствовать устранённому повреждению. Время выделения таких газов до стабилизации обратно

пропорционально нагрузке трансформатора. При малой нагрузке выделение газов может начаться не сразу после включения, и стабилизация может продолжаться 2-3 месяца.

В.3.12 В масле бака контактора устройства РПН при нормальной его работе (переключениях) образуется большое количество газов, характерных для дефектов электрического характера. Эти газы могут попадать в основной бак трансформатора следующими путями:

- в результате нарушения герметичности уплотнения между основным баком и баком контактора (при этом возможно загрязнение масла бака частицами углерода, которые образуются при работе контактора);
- в результате диффузии газов из масла бака контактора устройств РПН через общий воздушный объем в масло бака трансформатора (наиболее часто встречалось при установке РПН типов *RS*-3 и *RS*-4);
- в результате перетока масла между частями расширителя (из части расширителя, сообщающейся с РПН, в часть расширителя, сообщающуюся с баком трансформатора), в случае, если перегородка в расширителе выполнена не до самого верха (наиболее часто встречалось при установке РПН типов *RS*-3 *и RS*-4).

Если отношение концентраций газов C_2H_2/H_2 в баке трансформатора превышает 2, то вероятно попадание газа из бака контактора в бак трансформатора. Для проверки этого утверждения необходимо отобрать пробы масла из бака контактора РПН и бака трансформатора. Высокое сходство двух графических образов (п.7.3.2) результатов АРГ является дополнительным признаком, подтверждающим этот вывод.

Газы, попадающие в бак трансформатора из бака контактора, создают ошибочную картину дефекта, не позволяют своевременно выявить дефект самого трансформатора и правильно его идентифицировать. После устранения нарушения герметичности масло в баке трансформатора должно быть дегазировано.

В.4 Во всех случаях, перечисленных в п.В.3, требуется учащённый контроль, чтобы, с одной стороны, не вывести из работы исправный трансформатор, а с другой стороны, не упустить развитие дефекта. Только отсутствие роста концентраций газов позволяет считать причиной их появления доливку маслом, фон устранённого дефекта или десорбцию газов целлюлозой и т.д.

В.5 Если есть основание считать, что причина появления в масле газов разложения вызвана эксплуатационными факторами, то самым эффективным способом подтверждения этого является дегазация масла. Если генерации газов после дегазации не будет, то причина была определена верно, и трансформатор можно считать работоспособным.

В.6 Результаты АРГ масла, отобранного из отключенного длительный период оборудования, особенно в зимний период, не отображают истинное техническое состояние этого оборудования.

Приложение Г
Факторы, оказывающие влияние на достоверность принятия решения при анализе результатов АРГ (справочное)

Г.1 Тип дефекта, определяемого по отношению концентраций газов, может отличаться для оборудования с разными способами защиты масла. Для оборудования со "свободным дыханием" нужно учитывать уменьшение концентрации газов за счет диффузии при температурных колебаниях уровня масла.

Г.2 Значительное влияние на достоверность результатов по методам идентификации вида дефекта оказывает нарушение методики проведения АРГ (РД 34.46.303-98). Одним из признаков некачественного анализа являются резкие колебания концентраций отдельных газов при последовательно выполняемых АРГ за относительно короткие промежутки времени (дни, недели) из одного и того же оборудования. Кроме погрешностей при проведении анализа, это может свидетельствовать о нарушении процедур отбора, транспортировки, хранения проб масла (см. РД 34.46.303-98). Такие выводы правомерны при условии, что оборудование за время между отборами проб работало в относительно стабильных температурном режиме и режиме нагрузки. Использование недостоверных результатов АРГ для выявления вида дефекта по отношениям газов может привести к ошибочным выводам о состоянии оборудования.

Г.3 При наличии в оборудовании нескольких дефектов спектр образовавшихся дефектных газов будет являться результатом воздействия всех имеющихся дефектов. Если по сравнению с результатами предыдущих анализов наблюдается изменение отношений концентраций газов текущего анализа, то это может указывать на наложение концентраций газов нового дефекта. В этом случае, чтобы получить только газовые отношения нового дефекта, нужно отнять предыдущие результаты АРГ из результатов текущего анализа и определить отношение для полученной разницы. Если нет данных АРГ за предыдущий период эксплуатации, определение типа дефектов по отношению концентраций газов при наличии нескольких дефектов будет затруднено и недостоверно.

Г.4 Для повышения достоверности оценки значений скорости роста концентраций, необходимо учитывать следующее:

Г.4.1 Для газов с низкой растворимостью в масле (таблица 9) погрешность при определении скорости нарастания может быть достаточно значительной в связи с потерями при отборе пробы и проведении анализа, особенно из негерметичного оборудования;

Г.4.2 Изменения нагрузки и температуры масла трансформатора в интервале между взятием проб, а также другие эксплуатационные факторы, влияющие на результаты АРГ, могут привести к ошибочным выводам о действительной скорости изменения концентраций газов;

Г.4.3 При существенном изменении нагрузки и температуры масла трансформатора изменение концентраций газов до установившихся значений произойдёт не менее чем за 2 суток.

Г.4.4 Скорость роста концентраций газов в масле трансформатора зависит от кинетики и механизма образования газа, конструктивных особенностей трансформатора (объёма изоляции и соотношения бумага/масло, способа защиты масла и др.) и срока эксплуатации трансформатора.

Приложение Д
Примеры применения методов интерпретации результатов АРГ для оценки технического состояния трансформаторов (справочное)

В данном разделе рассмотрены примеры, охватывающие основные типы дефектов трансформаторов, подтвержденных при проведении ремонтов. В каждом случае приведены характеристики трансформаторов и описание дефекта.

Напомним, что в *графическом методе* при построении графика используются *абсолютные концентрации газов*. При использовании *метода Давиденко-Овчинникова*, применяются *относительные концентрации газов*.

Пример 1. Высокотемпературный нагрев, переходящий в дугу

Трансформатор – ТДН-10000/110 У1

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Свободное дыхание	Смесь масел	11

Концентрации газов, растворённых в масле бака трансформатора после аварийного отключения

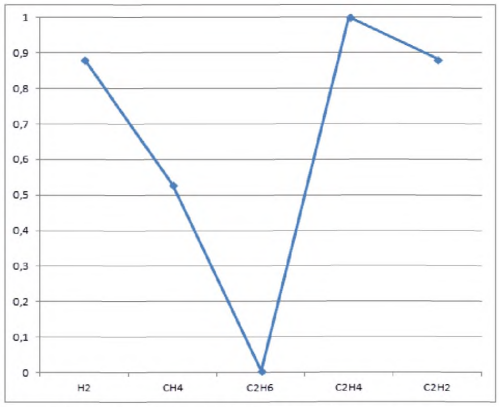
Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, % об.	0,0152	0,0075	0,0001	0,017	0,015	0,048	0,14
Превышение ДЗ, раз	7,6	7,5	0,05	2,13	18,8		

Соотношения концентраций пар газов:

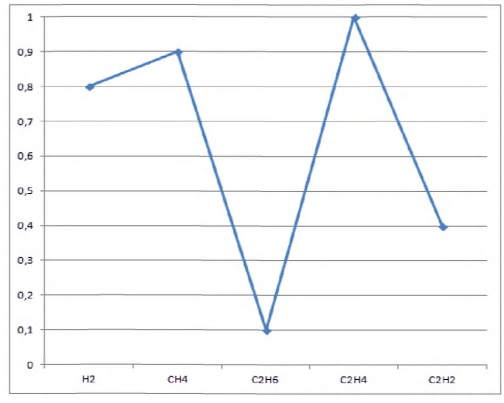
$$C_2H_2/C_2H_4 = 0{,}015/0{,}017 = 0{,}88; \qquad CH_4/H_2 = 0{,}0075/0{,}015 = 0{,}49;$$

$$C_2H_4/C_2H_6 = 0{,}017/0{,}0001 = 170.$$

Заключение по соотношению концентраций пар газов (п.7.3.1.3): «Искровые разряды высокой энергии».



а) Диаграмма АРГ трансформатора



б) Образ дефекта - высокотемпературный нагрев, дуга

Рисунок Д.1 - Интерпретация АРГ по образу дефекта (п.7.3.2)

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	Б	В	Г	Г	А
Вид дефекта – дуга	Б	В	Г	Г	А

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,14}/_{0,048} = 2,9$.

Такое соотношение говорит о наличии искрения или горячей точки с температурой выше 200 °С, задевающей целлюлозно-бумажную изоляцию (п.7.3.1.4).

Описание дефекта: Межвитковое замыкание с выгоранием обмотки РО при близком коротком замыкании ввиду динамической неустойчивости обмотки. Данный дефект интересен тем, что имеет смешанный характер – дуга и сильный нагрев.

Пример 2. Высокотемпературный нагрев

Трансформатор – ТДТН-25000/110 У1

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Свободное дыхание	Смесь масел	25

Концентрации газов, растворённых в масле бака трансформатора после аварийного отключения

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, % об.	0,0086	0,0395	0,0108	0,0742	0,00048	0,0322	0,2036
Превышение ДЗ, раз	4,3	39,5	5,4	9,3	0,6		

Соотношения концентраций пар газов:

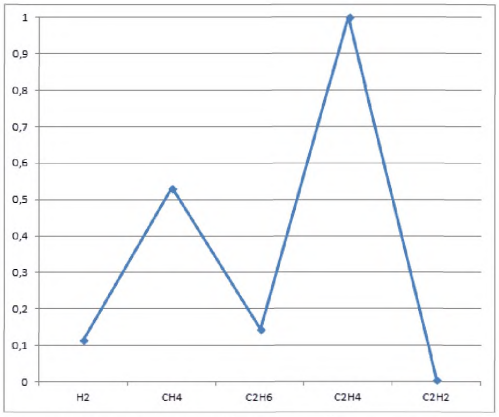
$$^{C_2H_2}/_{C_2H_4} = {}^{0,00048}/_{0,0742} = 0,0065; \qquad ^{CH_4}/_{H_2} = {}^{0,0395}/_{0,0086} = 4,59;$$

$$^{C_2H_4}/_{C_2H_6} = {}^{0,0742}/_{0,0108} = 6,87.$$

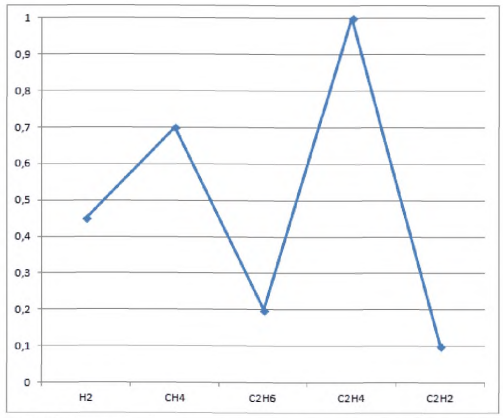
Заключение по соотношению концентраций пар газов (п.7.3.1.3): «Термический дефект высокой температуры (более 700 °С)»

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	Г	А	В	Б	Г
Вид дефекта – термический дефект (от 300 до 700 °С)	Г	А	В	Б	Г



а) Диаграмма АРГ трансформатора



б) Образ дефекта - высокотемпературный нагрев

Рисунок Д.2 - Интерпретация АРГ по образу дефекта (п.7.3.2)

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,2036}/_{0,0332} = 6,32$.

Целлюлозно-бумажная изоляция не задета.

Описание дефекта: Нагрев стяжной шпильки верхнего ярма

Пример 3. Высокотемпературный нагрев

Трансформатор – ТМН-2500/35 У1

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Свободное дыхание	Смесь масел	18

Концентрации газов, растворённых в масле бака трансформатора после аварийного отключения

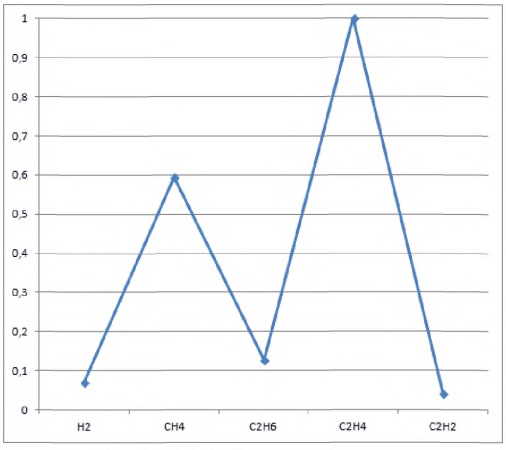
Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, % об.	0,00755	0,06362	0,01362	0,10693	0,00446	0,03756	0,09114
Превышение ДЗ, раз	3,8	90,9	13,6	35,6	4,5		

Соотношения концентраций пар газов:

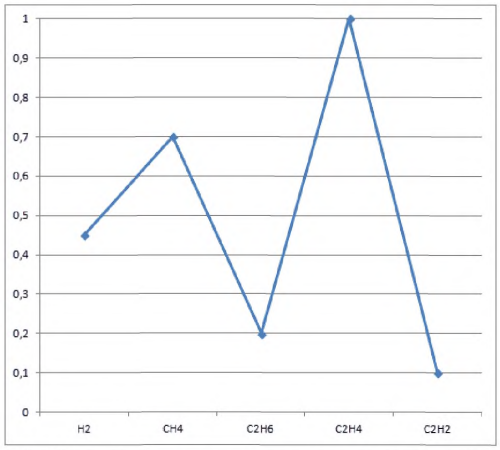
$$^{C_2H_2}/_{C_2H_4} = {}^{0,00446}/_{0,10693} = 0,042; \qquad ^{CH_4}/_{H_2} = {}^{0,06362}/_{0,00755} = 8,43;$$

$$^{C_2H_4}/_{C_2H_6} = {}^{0,10693}/_{0,01362} = 7,85.$$

Заключение по соотношению концентраций пар газов (п.7.3.1.3): «Термический дефект высокой температуры (более 700 °С)».



а) Диаграмма АРГ трансформатора



б) Образ дефекта - высокотемпературный нагрев

Рисунок Д.3 - Интерпретация АРГ по образу дефекта (п.7.3.2)

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	Г	А	В	Б	Г
Вид дефекта – термический дефект (от 300 до 700 °С)	Г	А	В	Б	Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,09114}/_{0,03756} = 2,43$.

Такое соотношение говорит о наличии искрения или горячей точки с температурой выше 200 °С, задевающей целлюлозно-бумажную изоляцию (п.7.3.1.4). Поскольку объём изоляции, задетый дефектом, был мал, концентрации CO и CO_2 не превысили допустимых значений.

Описание дефекта: Трансформатор выведен из работы по результатам АРГ и ТВК. Нагрев шпильки ввода фазы «В» стороны ВН. Произошло выгорание контактного соединения вывода обмотки ВН со шпилькой ввода.

Пример 4. Частичные разряды

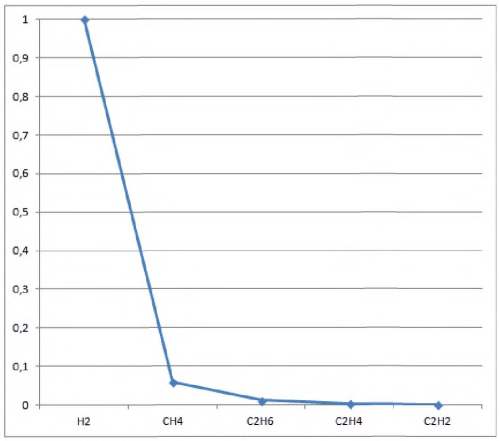
Трансформатор – ТРДН-25000/220 ВМ УХЛ1

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Плёночная	ГК	6

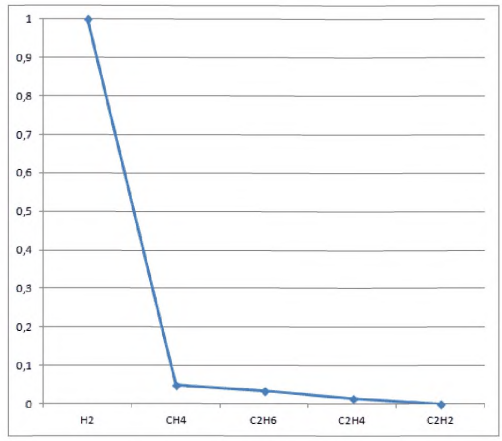
Концентрации газов, растворённых в масле бака.

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, % об.	0,05617	0,00337	0,00064	0,00016	-	0,00406	0,0510
Превышение ДЗ, раз	11,2	0,28	0,08	0,01	-		

Согласно п. 7.3.1.1 мы не можем применить отношения концентраций пар газов для определения вида дефекта ($A^{C2H2}{}_t < 3 \cdot M^{A_{C2H2}}$).



а) Диаграмма АРГ трансформатора



б) Образ дефекта - ЧР

Рисунок Д.4 - Интерпретация АРГ по образу дефекта (п.7.3.2)

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	А	В	Г	Г	Г
Вид дефекта – ЧР	А	В	Г	Г	Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,0510}/_{0,00406} = 12,6$.

Целлюлозно-бумажная изоляция дефектом затронута (п.7.3.1.4). Вероятен низкотемпературный дефект до 160 °С.

Описание дефекта: Дополнительное исследование показало наличие в баке трансформатора ЧР. Было проведено вскрытие. На поверхности изоляционных цилиндров обнаружены характерные для ЧР следы. Также установлено, что цилиндры увлажнены.

Пример 5. Нагрев в диапазонах средних или высоких температур

Трансформатор – ТМ-10000/35

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Свободное дыхание	Смесь масел	Не известен

Концентрации газов, растворённых в масле бака.

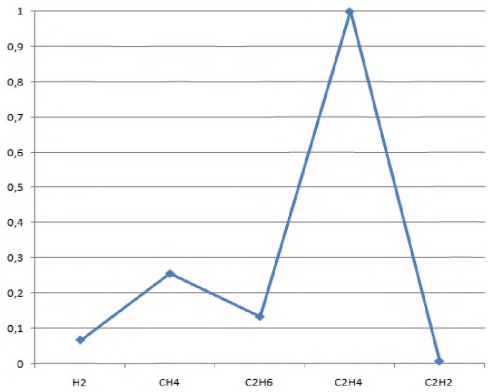
Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, % об.	0,029	0,1108	0,0576	0,4338	0,0027	0,0151	0,3647
Превышение ДЗ, раз	14,5	158	57,6	144,6	2,7		

Соотношения концентраций пар газов:

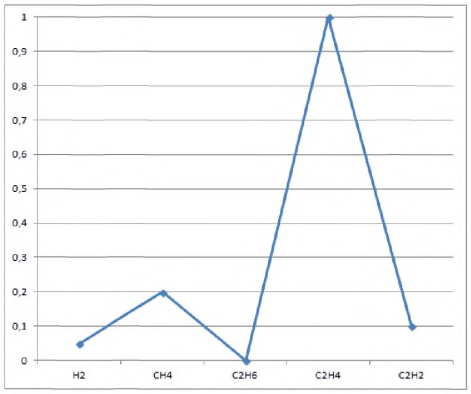
$$C_2H_2/C_2H_4 = 0{,}0027/0{,}4338 = 0{,}006; \quad CH_4/H_2 = 0{,}1108/0{,}029 = 3{,}82;$$

$$C_2H_4/C_2H_6 = 0{,}4338/0{,}0576 = 7{,}53.$$

Заключение по соотношению концентраций пар газов (п.7.3.1.3): «Термический дефект высокой температуры (свыше 700 °С)».



а) Диаграмма АРГ трансформатора



б) Образ дефекта - нагрев в диапазоне средних температур

Рисунок Д.5 - Интерпретация АРГ по образу дефекта (п.7.3.2)

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	Г	А	В	Б	Г
Термический дефект (от 300 до 700 °С)	Г	А	В	Б	Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $CO_2/CO = 0{,}3647/0{,}0151 = 24{,}2$.

Согласно п.7.3.1.4 предполагается, что целлюлозно-бумажная изоляция затронута дефектом (вероятно с температурой ниже 160 °С).

Описание дефекта: При тепловизионном обследовании обнаружена горячая точка – контактная группа ПБВ. Вскрытие трансформатора подтвердило данный дефект.

Пример 6. Анализ газов из газового реле

Трансформатор ТДН-25000/110. Сработала газовая защита.

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Свободное дыхание	Смесь масел	10

Концентрации газов в пробах из бака трансформатора и из газового реле приведены в таблице ниже.

Характеристика пробы	Концентрации газов, % об.						
	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Масло из бака (A_t^i)	0,01	0,007	0,0006	0,016	0,035	0,03	0,079
Газ из реле A_r^i	27,36	2,01	0,02	0,83	2,56	5,6	0,09
Приведенные значения газа из реле, (A_{np}^i)	1,368	0,704	0,0396	1,121	2,637	0,616	0,066

По концентрациям газов, полученных из газового реле, рассчитаем концентрации этих же газов, соответствующие равновесному состоянию в жидкой фазе (A_{np}^i), и результаты расчета занесем в третью строку таблицы:

$$A_{np}^i = A_r^i \cdot B^i{}_T$$

Значения коэффициентов Оствальда $B^i{}_T$ для отдельных газов берем из таблицы 9 для температуры верхних слоев масла 45 °С.

При сравнении концентраций A_{np}^i и A_t^i по каждому газу (строки 3 и 1 таблицы примера 6) получаем неравенство: $A_t^i < A_{np}^i$, т.е. можно сделать вывод, что газ в реле выделился в неравновесных условиях в результате быстро развивающегося дефекта.

Соотношения концентраций пар газов для АРГ из ГР:

$$^{C_2H_2}/_{C_2H_4} = {}^{2,637}/_{1,121} = 2,35; \qquad ^{CH_4}/_{H_2} = {}^{0,704}/_{1,368} = 0,51;$$

$$^{C_2H_4}/_{C_2H_6} = {}^{1,121}/_{0,0396} = 28,3.$$

Заключение по соотношению концентраций пар газов (п.7.3.1.3): «Искровые разряды высокой энергии, дуга».

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,066}/_{0,616} = 0,11$

Такое соотношение говорит о том, что повреждением затронута целлюлозная изоляция и вероятно наличие искрения (п.7.3.1.4).

Интерпретация АРГ по диаграмме состава газов:

На диаграмме состава газов показаны результат АРГ масла из бака A_t^i, приведённые значения анализа газов из ГР A_{np}^i и наиболее подходящий эталонный образ дефекта «дуга» (п.7.3.2).

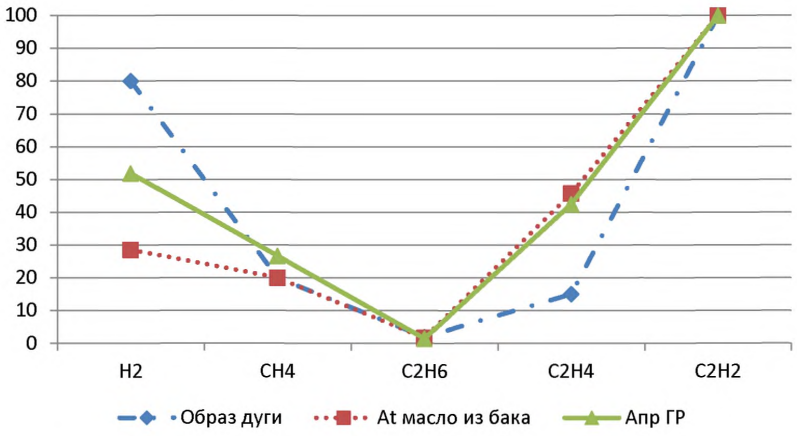


Рисунок Д.6 - Интерпретация АРГ по диаграмме состава газов

Описание дефекта: Было дано заключение о выводе трансформатора из работы. При осмотре было обнаружено витковое замыкание, выгорание изоляции и оплавление медных проводников в результате дуги.

Пример 7. Пример определения периодичности проведения АРГ из трансформатора по величине абсолютной скорости роста концентрации газов

Трансформатор ТДН-16000/110

Параметр	Способ защиты масла	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Плёночная защита	ГК	3

Рассмотрим трансформатор ТДН-16000/110 У1 с плёночной защитой. На второй год работы трансформатора концентрации некоторых углеводородных газов превысили регламентируемые значения (ДЗ/ПДЗ). Причина роста концентраций газов была устранена. Через год эксплуатации концентрации некоторых газов опять начали расти – сказалось неполное устранение дефекта в июле 2016 года. Результаты АРГ за период с января 2015 по июль 2016 приведены в таблице Д.7.1 (пример предоставлен одним из заводов-изготовителей).

Данный пример демонстрирует расчёт периодичности отбора проб, поэтому вопрос определения характера дефекта здесь не рассматривается.

В таблице Д.7.1 курсивом выделены концентрации газов, которые превышают ДЗ, но не превышают ПДЗ, а жирным шрифтом – те, что превышают ПДЗ.

Вычислим периодичность отбора проб для данного трансформатора в соответствии с методикой, приведённой в разделе 8. Видно, что уже в анализе от **27.01.2015** года концентрация СРГ превышает ДЗ. Таким образом, следовало бы воспользоваться формулой 4 раздела 8 для определения даты следующего анализа, но результат предыдущего АРГ неизвестен.

Анализ от **22.06.2015.** В этом анализе концентрации СРГ, C_2H_6 и C_2H_4 превышают ПДЗ, поэтому следует воспользоваться таблицей 8 раздела 8. Так как концентрации сразу трёх газов выше ПДЗ, то следует выбирать периодичность в строках 8 или 9 таблицы 8. Для того чтобы понять, какая из строк подходит, необходимо вычислить скорость нарастания концентрации СРГ в период с 27.01.2015 по 22.06.2015 по формуле 2 данного МУ:

$V^{СРГ}_{абс}$ =(0,1141 – 0,0168) / 146 = 0,00067 % об./сутки.

Таблица Д.7.1 – Результаты АРГ трансформатора ТДН-16000/110.

Дата отбора пробы	Концентрация газа, % об.								Комментарий
	СРГ	**H2**	**CH4**	**C2H6**	**C2H4**	**C2H2**	**CO**	**CO2**	
ДЗ	0,012	0,010	0,003	0,002	0,008	0,0006	0,05	0,3	ДЗ и ПДЗ для силовых трансформаторов 110 кВ со сроком эксплуатации менее пяти лет и плёночной защитой масла
ПДЗ	0,060	0,040	0,018	0,010	0,030	0,0030	0,10	0,5	
27.01.2015	*0,0168*	*0,0056*	*0,0018*	*0,0016*	*0,0077*	*0,0001*	*0,0067*	*0,0439*	
22.06.2015	**0,1141**	0,0013	*0,0159*	**0,0148**	**0,082**	0,0001	0,0149	0,1335	Постановка трансформатора на учащённый контроль из-за повышенных концентраций СРГ, CH4, C2H6, C2H4
22.07.2015	**0,1016**	0,0012	*0,0133*	**0,013**	**0,074**	0,0001	0,0127	0,1097	Причина роста концентраций газов устранена, периодичность контроля установлена 1 раз в 3 месяца. После АРГ проведена дегазация.
22.07.2015	Значения концентраций ниже границ чувствительности хроматографа								После дегазации
12.10.2015	0,0105	0,0007	0,0024	*0,002*	0,0073	0,0001	0,001	0,01	Поскольку концентрации газов изменились незначительно, было принято решение установить периодичность контроля 1 раз в 6 месяцев.
11.04.2016	*0,0344*	0,002	*0,0069*	*0,005*	*0,0203*	0,0002	0,001	0,01	Повторная постановка трансформатора на учащённый контроль из-за ускоренного роста концентраций некоторых газов
11.05.2016	*0,0375*	0,0029	*0,0108*	*0,0045*	*0,019*	0,0003	0,0011	0,0139	Контроль АРГ через 1 месяц
14.06.2016	*0,0379*	0,0032	*0,0121*	*0,0044*	*0,018*	0,0002	0,00110	0,0138	Контроль АРГ через 1 месяц
13.07.2016	**0,0701**	0,0068	*0,0159*	*0,0074*	**0,0397**	0,0003	0,0011	0,01539	Окончательное устранение дефекта

Если $V^{СРГ}_{абс} > 0{,}0001$, то согласно строке 9 таблицы 8 следует установить ежедневную периодичность отбора проб. Отметим, что в данном случае экспертная оценка не совпала с результатом расчёта и следующую пробу отобрали через месяц.

Анализ от **22.07.2015**. Перед проведением данного анализа в результате дополнительных проверок была установлена и устранена причина роста концентраций, что привело к снижению концентраций растворённых в масле газов без его дегазации. При устранении дефекта и снижении концентраций газов дата следующего АРГ должна быть назначена на январь 2016, однако было принято решение отобрать пробу через 3 месяца (то есть в октябре 2015) – для подстраховки.

Если бы в тот момент персонал руководствовался предлагаемыми в данном МУ инструкциями, то дефект в трансформаторе был бы устранён на 1 месяц раньше.

Анализ от **12.10.2015.** Абсолютная скорость роста СРГ в период времени от 22.07.2015 до 12.10.2015 выше своего ДЗ (концентрация СРГ после дегазации 22.07.2015 равна нулю, так как концентрации газов были ниже границ чувствительности хроматографа):

$V^{СРГ}_{абс}$ = (0,0105 – 0,0) / 82 = 0,00013 % об./сутки.

Таким образом, следует воспользоваться формулой 4 для определения периодичности отбора проб:

$$СРГ: \quad \Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^{СРГ}_{дз} - A^{СРГ}_t)}{30 \cdot (A^{СРГ}_t - A^{СРГ}_{t-\Delta t})} = \frac{82 \cdot (0{,}012 - 0{,}0105)}{30 \cdot (0{,}0105 - 0)} = 0{,}39 \text{ месяца}$$

Условия совпадают со строкой 2 таблицы 8. Видно, что следующую пробу следовало бы отобрать менее, чем через 2 недели (через 12 дней). Однако, руководствуясь действующим на тот момент РД, отбор пробы произвели только через полгода.

Наиболее вероятной причиной роста концентраций газов в тот момент является переход газов из целлюлозной изоляции в масло, которое было дегазировано, что мы увидим при анализе следующей пробы, затем скорость концентраций газов снизилась.

Анализ от **11.04.2016.** Концентрации СРГ, метана, этана и этилена находятся в интервале значений от ДЗ до ПДЗ. Для вычисления интервала для следующего измерения следует воспользоваться формулой 4 и таблицей 8 и АРГ за 12.10.2015 и 11.04.2016.

$$СРГ: \quad \Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^{СРГ}_{пдз} - A^{СРГ}_t)}{30 \cdot (A^{СРГ}_t - A^{СРГ}_{t-\Delta t})} = \frac{182(0{,}06 - 0{,}0344)}{30 \cdot (0{,}0344 - 0{,}0105)} = 6{,}49 \text{ месяцев};$$

$$CH_4: \quad \Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^{CH_4}_{пдз} - A^{CH_4}_t)}{30 \cdot (A^{CH_4}_t - A^{CH_4}_{t-\Delta t})} = \frac{182(0{,}018 - 0{,}0069)}{30 \cdot (0{,}0069 - 0{,}0024)} = 15 \text{ месяцев};$$

$$C_2H_6: \quad \Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^{C_2H_6}_{пдз} - A^{C_2H_6}_t)}{30 \cdot (A^{C_2H_6}_t - A^{C_2H_6}_{t-\Delta t})} = \frac{182(0{,}01 - 0{,}005)}{30 \cdot (0{,}005 - 0{,}002)} = 10{,}1 \text{ месяцев};$$

$$C_2H_4: \quad \Delta t_X = \frac{\Delta t \cdot (A^{C_2H_4}_{пдз} - A^{C_2H_4}_t)}{30 \cdot (A^{C_2H_4}_t - A^{C_2H_4}_{t-\Delta t})} = \frac{182(0{,}03 - 0{,}0203)}{30 \cdot (0{,}0203 - 0{,}0073)} = 4{,}5 \text{ месяца.}$$

Минимальный период в данном случае получился равным 4,5 месяца. Таким образом, текущее состояние трансформатора подходит под условия строки 4 таблицы 8. Следующую пробу следует отобрать через 3 месяца (в июле 2016 года).

Экспертно же была установлена периодичность отбора проб равная 1 месяцу. Таким образом, было отобрано 2 «лишние» пробы (**11.05.2016 и 14.06.2016**), а, следовательно, понесены излишние финансовые затраты.

После пробы от **13.07.2016** было проведено дополнительно исследование причины роста газов и уставлено, что дефект год назад был устранён некачественно, поэтому концентрации газов возобновили свой рост через полгода после ремонта.

После отбора пробы **13.07.2016** скорость роста составила:

$V^{СРГ}_{абс}$ = (0,1717 – 0,1360) / 93 = 0,000384 > 0,0001).

Согласно строке 9 таблицы 8, данное состояние соответствует предотказному состоянию, рекомендуется отключить трансформатор. На предприятии было проведено дополнительное исследование причины роста газов и уставлено, что дефект год назад был устранён некачественно, поэтому концентрации газов возобновили свой рост через полгода после ремонта.

Пример 8. Оценка технического состояния высоковольтного ввода

Высоковольтный ввод масляного выключателя БМВП/15-110/1000-У

Параметр	Герметичность	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	Негерметичный	смесь	22

Концентрации газов, растворённых в масле ввода

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, %об.	0,266449	0,339393	0,08017	0,002049	0,000294	0,01263	0,1733
Отношение концентраций к ДЗ	14,8	37,7	20,0	1,28	1,96		

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	В	А	Б	Г	Г
Вид дефекта - композиция дефектов электрического и термического характера	В, Г	А	Б	Г	В, Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,17332}/_{0,012619} = 13,7$.

Целлюлозно-бумажная изоляция затронута дефектом (п.7.3.1.4).

Описание дефекта: При вскрытии обнаружены: следы пробоя в слоях бумажной изоляции, воскообразное вещество.

Пример 9. Оценка технического состояния ТТ

Трансформатор – ТТ ТФЗМ 110 кВ

Параметр	Герметичность	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	негерметичный	ГК	18

Концентрации газов, растворённых в масле ТТ.

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, %об.	0,15866	0,17248	0,0428	0,00014	0,00002	0,0071	0,0703
Отношение концентраций к ДЗ	0,9	1,6	1,1	0,2	0,1		

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	Г	А	Б	Г	Г
Вид дефекта - композиция дефектов электрического и термического характера	В, Г	А	Б	Г	В, Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,0703}/_{0,0071} = 9,9$.

Целлюлозно-бумажная изоляция не затронута дефектом (п.7.3.1.4).

Описание дефекта: После вскрытия удалена выступающая часть проводника, выравнивающего потенциал от болта крепления масломерного стекла, вызывавшая пробой изоляционного промежутка.

Пример 10. Оценка технического состояния ТН

Трансформатор – ТН НАМИ 110 кВ

Параметр	Герметичность	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	негерметичный	ГК	10

Концентрации газов, растворённых в масле ТН

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
Концентрация, % об.	0,0156	0,0002	0,00005	0,00005	0,00005	0,0036	0,1475
Отношение концентраций к ДЗ	1,7	0,15	0,063	0,045	0,050		

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	А	В	Г	Г	Г
Вид дефекта - ЧР	А	В	Г	Г	Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,1475}/_{0,0036} = 41$.

Целлюлозно-бумажная изоляция затронута дефектом (п.7.3.1.4).

Описание дефекта: Причина повреждения - внутренний электрический разряд с места крепления ко вводу на корпус. Разряд возник из-за неравномерного электрического поля в зоне отвода обмотки «ВН – корпус» (конфигурация электрического поля между электродами «игла-игла»).

Пример 11. Оценка технического состояния ТН

Трансформатор – ТН НАМИ 110 кВ

Параметр	Герметичность	Марка масла	Срок эксплуатации, лет
Значение	негерметичный	ГК	6

Концентрации газов, растворённых в масле ТН.

Дата отбора	Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	CO	CO_2
11.03.2014	Концентрация, % об.	0,11	0,006	0,0006	0,0004	0,00101	0,0051	0,058
11.03.2014	Отношение концентраций к ДЗ	12,2	4,6	0,8	0,4	1,0		

Интерпретация дефектов по методу Давиденко-Овчинникова (п.7.3.3)

Газ	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Степень присутствия	А	Б	Г	Г	В
Наиболее близкий вид дефекта - ЧР	А	В	Г	Г	Г

Соотношение концентраций CO_2/CO

Соотношение концентраций $^{CO_2}/_{CO} = {}^{0,581}/_{0,0051} = 11,4$.

Целлюлозно-бумажная изоляция затронута дефектом (п.7.3.1.4).

Описание дефекта: В марте 2014 ТН был поставлен на учащенный контроль. В феврале 2015 ТН был выведен из работы из-за роста концентраций H_2, CH_4, C_2H_6. При вскрытии ТН обнаружены: наличие окалины (от сварки) на днище бака ТН и на бумажной изоляции высоковольтного вывода; следы подгара верхних слоёв изоляционной бумаги в районе пружинного экрана обмотки высокого напряжения.

Приложение Е
Механизм газообразования в масле высоковольтных вводов (справочное)

Е.1 В малом объёме масла во вводах аномальные процессы, приводящие к разрушению изоляционных материалов, влияют на концентрации растворённых газов в большей степени, чем в силовых трансформаторах. Если дефект находится в остове, то газы в масле могут появляться позднее вследствие медленной диффузии из целлюлозной изоляции.

При оценке результатов АРГ следует иметь в виду, что доливка масла в высоковольтный ввод может заметно влиять на концентрации растворённых газов.

Е.2 Высокая, слабо изменяющаяся во времени концентрация H_2 в масле марки ГК может быть связана:

- с изначальным наличием повышенного содержания H_2 в партии масла, которое было залито во ввод;
- с образованием H_2 в результате проведения электрических испытаний повышенным напряжением.

Таким образом, рост концентрации H_2 не является достаточным основанием для браковки ввода в случае отсутствия других симптомов дефектов.

Концентрация H_2 может повыситься после замены во вводе масла одной марки на другую без промывки и вакуумирования изоляции ввода или при смешении масел с нарушением правил стандарта СТ-ИА-30.2-2.1-27-02-2016.

Е.3 Появление в масле растворённых углеводородных газов может быть следствием образования короткозамкнутых контуров в верхней части ввода, находящихся в магнитном поле рабочего тока вводов. Длительная работа электрооборудования с таким дефектом может приводить к отложению продуктов разложения масла на изоляционных поверхностях и снижению электрической прочности изоляции ввода. Появление растворённых в масле газов из-за протекания токов по короткозамкнутым контурам может затруднить выявление других дефектов.

Е.4 Повреждения вводов негерметичного исполнения связаны с деструкцией и увлажнением масла, пробоем масляного промежутка в нижней части остова на фланец. Старение и увлажнение бумажно-масляной изоляции ввода вызывают повышенные диэлектрические потери в изоляции, которые со временем приводят к развитию теплового пробоя остова.

Е.5 Для негерметичных вводов масляных выключателей, залитых маслом ГК или смесью масел ГК и Т-750, распространённым дефектом является образование воскообразного вещества вследствие ионизационных процессов в бумажно-масляной изоляции ввода. Признаком этого процесса является рост концентраций H_2, CH_4, C_2H_6. Появление C_2H_2 говорит об опасном развитии процесса, ведущего к пробою остова ввода.

Е.6 Термический дефект с температурой 120 - 150 °С может привести к отказу ввода.

Приложение Ж
Механизм газообразования в масле измерительных трансформаторов (справочное)

Ж.1 Механизм газообразования, описанный в п.п. Е.1, Е.2, Е.5, Е.6, применим и к измерительным трансформаторам.

Ж.2 Различают два механизма пробоя изоляции измерительных трансформаторов (ИТ): термический и ионизационный.

Ж.3 Тепловой пробой возникает в зоне повышенных диэлектрических потерь изоляции, обусловленных её увлажнением, а также образованием полярных продуктов старения. Повреждение может развиваться годами, но резко ускориться после изменения условий (например, повышения температуры) и затем развиться до пробоя в течение сотен (десятков) часов.

Ж.4 Ионизационный пробой возникает в месте снижения электрической прочности изоляционной системы, которое обусловлено чаще всего наличием пузырьков воздуха. При наличии достаточно большой энергии происходит разрушение материалов, выделение газов. Пробой развивается в течение десятков (иногда нескольких сотен) часов.

Эффективными диагностическими методами в обоих случаях являются измерение ЧР, АРГ, а также для ТТ контроль прироста тангенса угла диэлектрических потерь изоляции $tg\delta$ под рабочим напряжением или измерение $tg\delta$ при повышенном напряжении.

Оба процесса повреждения изоляции в начальной стадии своего развития проявляются повышенным содержанием газов, характерных для ЧР (H_2, CH_4). Появление C_2H_2 сигнализирует о переходе процесса в опасную стадию. Деструкция изоляции приводит к росту концентраций CO, CO_2.

Ж.5 Старение и увлажнение бумажно-масляной изоляции ИТ вызывают повышенные диэлектрические потери в изоляции, которые со временем приводят к развитию теплового пробоя.

Ж.6 Согласно [6,7] ИТ должны храниться в вертикальном положении. Хранение в горизонтальном положении может приводить к возникновению неравномерности в пропитке части бумажной изоляции и способствовать проникновению влаги и воздуха через уплотнения у герметичных ИТ, так как часть изоляции находится под небольшим вакуумом. Изоляция ИТ, находящихся на хранении, подвержена ухудшению в большей мере, чем у работающих, так как она не нагревается рабочим током. Поэтому техническое состояние ИТ, находящихся на хранении, контролируется согласно инструкциям заводов-изготовителей. В соответствии с [8] после длительного (более 3 лет) хранения герметичных ТТ проводится АРГ с целью оценки проникновения воздуха.

Библиография

1. *IEC* 60599:2015 *Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis* (Электрооборудование с заполнением минеральным маслом при эксплуатации – руководство по интерпретации результатов анализа растворенных и свободных газов);

2. *IEEE Std* C57.104™-2008 *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers* (Руководящий документ института инженеров по электротехнике и электронике по интерпретации газов, которые образуются в маслонаполненных трансформаторах).

3. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки (Диагностика маслонаполненного трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа свободных газов, отобранных из газового реле, и газов, растворенных в изоляционном масле).

4.Давиденко И.В. Методика получения допустимых и предельно-допустимых значений контролируемых параметров маслонаполненного оборудования на основе массива наблюдаемых данных на примере анализа растворенных в масле газов / Журнал «Электричество», 2009. № 6. С. 10-21.

5. Дарьян Л.А., Бузаев В.В., Сапожников Ю.М. Растворимость газов в трансформаторных маслах // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность, 2006. № 6. С. 21-26.

6. Циркуляр Ц-03 2001(Э). Об испытаниях трансформаторов тока 330-750 кВ перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения. 23.10.2001 г.

7. Типовая инструкция по эксплуатации измерительных трансформаторов тока и напряжения 110 кВ и выше «РАО ЕЭС России». - М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2008 г.

8. РД ЭО 0597-2004 Методические указания по контролю состояния трансформаторов тока на основе хроматографического анализа растворенных газов (ХАРГ) в масле. Концерн «РОСЭНЕРГОАТОМ». Дата введения 01.06.2006.

9. Методические указания по диагностике состояния изоляции высоковольтных вводов 110-750 кВ. СКТБ АО «Мосизолятор», ООО «Масса». Дата введения 01.01.2016.

gost.e-ecolog.ru