

УДК 621.311

**Андрей Владимирович Охлопков**ПАО «Мосэнерго», начальник службы экспертизы и технического развития, Россия, Москва,  
e-mail: OhlopkovAV@mosenergo.ru**Владислав Дмитриевич Битней**

ПАО «Мосэнерго», эксперт службы экспертизы и технического развития, Россия, Москва, e-mail: BitneyVD@Mosenergo.ru

## Подтверждение необходимости и целесообразности применения различных методик интерпретации результатов газохроматографического анализа силовых трансформаторов

### Авторское резюме

**Состояние вопроса.** Метод анализа растворенных в масле газов относится к одному из наиболее информативных методов раннего обнаружения дефектов в силовых маслонаполненных трансформаторах. На текущий момент заключение о состоянии трансформаторов составляется на основе методик интерпретации результатов газохроматографического анализа по РД 153-34.0-46.302-00. При этом существуют ситуации, когда данный документ не дает точных результатов анализа. В связи с этим предлагается использовать несколько методик интерпретации результатов газохроматографического анализа для получения уточненных выводов. Цель исследования состоит в обосновании необходимости применения различных методик интерпретации результатов газохроматографического анализа масла силовых трансформаторов.

**Материалы и методы.** Для анализа газовых включений использованы методики соотношения Роджерса, соотношения Дорненбурга, треугольника Дюваля, методика стандарта МЭК 60599, методика ETRA, а также методика РД 153-34.0-46.302-00, принятая в РФ. Данные методики применяются в энергетических компаниях РФ, таких как ПАО «Россети МР», ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Мосэнерго».

**Результаты.** Выявлена необходимость учета совокупности всех доступных методик на основании РД 153-34.0-46.302-00 и формирования обучающих выборок. Подтверждена необходимость использования именно совокупности методик интерпретации результатов газохроматографического анализа. Сформирован алгоритм комплексного применения описанных методик интерпретации результатов газохроматографического анализа и формирования обучающих выборок.

**Выводы.** Полученные результаты позволяют рассмотреть возможность создания программного обеспечения по комплексному применению описанных методик интерпретации результатов газохроматографического анализа и формирования обучающих выборок на основе сформированного алгоритма.

**Ключевые слова:** газохроматографический анализ, силовой маслонаполненный трансформатор, трансформаторное масло, методики интерпретации результатов газохроматографического анализа, методы формирования обучающих выборок

**Andrey Vladimirovich Okhlopkov**PJSC "Mosenergo", Head of Expertise and Technical Development Service, Russia, Moscow,  
e-mail: OhlopkovAV@mosenergo.ru**Vladislav Dmitrievich Bitney**PJSC "Mosenergo", Expert, Expertise and Technical Development Services, Russia, Moscow,  
e-mail: BitneyVD@Mosenergo.ru

## Confirmation of necessity and applicability of using various methods of interpretation of results of gas chromatographic analysis of power transformers

### Abstract

**Background.** The method of analysis of gases dissolved in oil is one of the most informative methods of early detection of defects in power oil-filled transformers. Now, the decision on the state of the transformers is based on the method of interpretation of the results of the gas chromatographic (GC) according to the guideline document RD 153-34.0-46.302-00. At the same time, there are situations when this document does not provide accurate analysis results. Thus, it is proposed to use several methods of interpreting the results of the GC to obtain refined conclusions. The purpose of the study is to substantiate the need to use various methods of interpretation of the results of gas chromatographic analysis of the oil of power transformers.

**Materials and methods.** The following methods for dissolved gas analysis have been reviewed: Rogers Ratio Method, IEC 60599 Standard Method, Doernenburg Ratio Method, Duval Triangle Method, ETRA method, as well as the guideline document RD 153-34.0-46.302-00 method adopted in the Russian Federation. These methods are implemented in various power companies of the Russian Federation, such as PJSC “Rosseti MR”, PJSC “FGC UES” and PJSC “Mosenergo”.

**Results.** The article reveals the need to consider the totality of all available methods and techniques based on RD 153-34.0-46.302-00 and development of training samples. The scientific novelty and significance of the conducted research lies in the confirmation of the need to use a set of methods for interpreting the results of the GC. An algorithm for the complex application of the methods described in the article for interpreting the results of the GC and training samples has been formed.

**Conclusions.** The obtained results allow us to consider the possibility to develop software for the complex application of the methods of interpretation of the results of the GC described in the article and the formation of training samples based on the developed algorithm.

**Key words:** Gas chromatographic analysis, power oil filled transformer, transformer oil, methods of interpretation of results of gas chromatographic analysis, training samples methods

**DOI:** 10.17588/2072-2672.2023.4.018-027

**Введение.** Маслонаполненное оборудование составляет значительную долю парка коммутирующего и трансформаторного оборудования. На текущий момент доля маслонаполненных трансформаторов (ТР) в энергосистеме РФ превышает 70 % [1], что по-прежнему справедливо и для масляных выключателей [2].

Одним из способов диагностики состояния оборудования является анализ газовых включений в масле, или газохроматографический анализ (ГХА) [3]. Газы, преимущественно углеводородные соединения, такие как метан, этан, этилен, ацетилен, вместе с окисью углерода и двуокисью углерода появляются в трансформаторном масле во время работы и действуют как индикаторы неисправности. Вышеуказанные газы появляются из-за повреждений в баке ТР, таких как искрение, корона (частичные разряды), перегрев токоведущих соединений и элементов конструкции остова. Изменение концентрации газов является сигналом развития серьезного (разрушительного) внутреннего дефекта в ТР, что позволяет предотвратить его аварийный отказ. Частота отбора проб масла зависит от типа и характера развития неисправности в трансформаторе. Для формирования заключения о развитии дефекта в ТР необходимо корректно интерпретировать результаты, используя различные аналитические методики, и учитывать скорость нарастания концентрации растворенных газов.

Соответственно, прогнозирование и предупреждение аварий оборудования – одна из наиболее актуальных задач [4]. Основным вопросом, на который должны ответить результаты ГХА, является возможность или невозможность дальнейшей безопасной эксплуатации оборудования. Применение вышеуказанного анализа газовых включений в масле позволит не только сократить средства на ремонт, но и избежать многих технологических инцидентов.

Хроматографический анализ газов получил широкое распространение в силу следующих достоинств [5]:

- возможность проведения анализа без вывода силового трансформатора из работы;

- низкая стоимость в связи с возможностью проведения работы одним экспертом в короткие сроки;

- универсальность метода по отношению к силовым трансформаторам и высоковольтным вводам;

- выявление широкого спектра дефектов. При этом вышеуказанный метод имеет ряд существенных недостатков:

- отсутствие возможности определения внешних причин увеличения концентрации растворенных газов (например, проведение сварочных работ на баке трансформатора);

- несовпадение заключений о дефекте ГХА при применении различных методик интерпретации результатов ГХА;

- наличие областей неопределенностей в методиках интерпретации результатов ГХА.

Анализ результатов ГХА осуществляется в два этапа:

- 1) сравнение результатов измерений с граничными значениями концентраций газов;

- 2) при выявлении превышений концентраций газов определяется предположительный тип и характер дефекта, степень опасности и скорость развития [6].

Дефекты, выявляемые ГХА, подразделяют на две группы:

- термические дефекты;
- разряды в изоляции.

Выделение продуктов деструкции, в том числе и газов, происходит вследствие аномального локального выделения энергии и повышения температуры при дефектах первой группы. При дефектах, которые сопровождаются электрическими разрядами, газы образуются в основном вследствие ионизационных процессов.

Таким образом, кроме термической и электрической природы дефектов, выявляемых ГХА, их вид зависит и от количества выделяемой при соответствующем процессе энергии (рис. 1).

В табл. 1 представлена взаимосвязь основных газов с наиболее характерными видами дефектов, в табл. 2 представлены допустимые уровни концентраций газовых включений в

масле трансформатора, основанные на статистических данных за годы эксплуатации, которые могут быть приняты только как ориентировочные усредненные значения. Значительное повышение уровня газа между отборами проб указывает на возникновение неисправности в оборудовании. По регламенту действий, необходимо провести незамедлительный повторный анализ масла, произвести постановку оборудования на учащенный контроль. Чтобы избежать внезапного отказа ТР требуется провести восстановительные мероприятия.

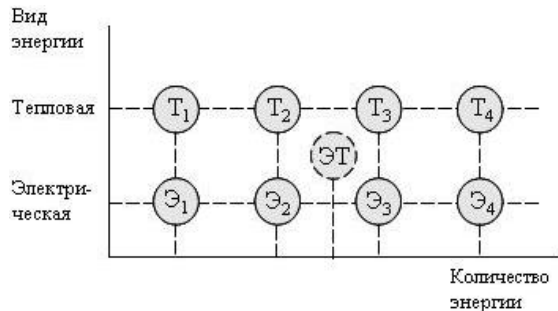


Рис. 1. Дефекты, выявляемые при проведении хроматографического анализа растворенных газов (ХАРГ): Э<sub>1</sub> – частичные разряды с низкой плотностью энергии; Э<sub>2</sub> – частичные разряды с высокой плотностью энергии; Э<sub>3</sub> – электрические разряды малой мощности; Э<sub>4</sub> – электрические разряды большой мощности; Т<sub>1</sub> – термический дефект низкой температуры (<150 °С); Т<sub>2</sub> – термический дефект в диапазоне низких температур 150–300 °С; Т<sub>3</sub> – термический дефект в диапазоне средних температур 300–700 °С; Т<sub>4</sub> – термический дефект высокой температуры (>700 °С); ЭТ – разрядный и термический дефект

Таблица 1. Взаимосвязь основных газов с видами дефектов [7]

Газ	Дефект
Водород (H <sub>2</sub> )	Дефекты электрического характера: частичные разряды, искровые и дуговые разряды
Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	Дефекты электрического характера: электрическая дуга, искрение
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур от 300 до 400 °С
Метан (CH <sub>4</sub> )	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур от 400 до 600 °С или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами
Этилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	Дефекты термического характера: нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600 °С
Угарный газ (CO)	Дефекты термического характера: старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции
Углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	Дефекты термического характера: старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции или нагрев твердой изоляции

Таблица 2. Типовые процентные содержания газов у трансформаторов, не имеющих дефектов (на основании статистических данных [8])

Газ	Допустимые процентные содержания газов в масле в зависимости от времени эксплуатации		
	менее 4 лет, %	менее 10 лет, %	более 10 лет, %
Водород (H <sub>2</sub> )	0,015	0,030	0,030
Ацетилен (C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> )	0,007	0,015	0,030
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,003	0,005	0,015
Метан (CH <sub>4</sub> )	0,015	0,020	0,040
Этилен (C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> )	0,005	0,015	0,100
Угарный газ (CO)	0,350	0,500	1,200
Углекислый газ (CO <sub>2</sub> )	0,030	0,050	0,07

Использование газохроматографического анализа значительно повысило эффективность контроля состояния обмоток, например позволило отодвинуть увлажнение твердой изоляции в разряд сравнительно редких причин поврежденных маслонаполненных трансформаторов, хотя еще два десятилетия назад оно занимало первое место [9].

Данные по трем трансформаторам, установленным на ТЭЦ-А и ТЭЦ-Б энергетической компании, были отобраны для анализа в связи с наличием весомых объемов результатов ГХА, накопленных в процессе эксплуатации.

**Методы исследования.** Проведем газохроматографический анализ трансформатора Т-91 марки ТРДЦН-80000/110, находящегося на ТЭЦ-А, и трансформаторов Т-98А марки ТДЦ-320000/500-У1 и АТ-2 «Ж» марки АОДЦТН-167000/500/220, которые работают на ТЭЦ-Б, с применением различных методик. Параметры ТР указаны в табл. 3.

Таблица 3. Параметры трансформаторов, установленных на ТЭЦ-А и ТЭЦ-Б

Трансформатор	Марка	Тип системы охлаждения	Год ввода	Нормативный срок службы
Т-98А	ТДЦ-320000/500	ДЦ	2020	25
АТ-2 «Ж»	АОДЦТН-167000/500/220	ДЦ	2016	25
Т-91	ТРДЦН-80000/110-69	ДЦ	1976	25

В табл. 4, 5, 6 приведены данные растворенных газов в маслах вышеуказанных трансформаторов. Анализ проб проводился компанией ООО «ЭЛЕГАЗЭНЕРГОСЕРВИС», в числе оборудования которой находятся хроматографы AGILENT 6890, UNICAM Series 610, «Кристалл 2000М».

Таблица 4. Данные анализов масла трансформатора Т-98А марки ТДЦ-320000/500-У1

Дата анализа	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
06.10.21	0,040	0,0031	0,010	0,13	0,0001	0,0002	0,00005
02.11.21	0,052	0,0041	0,011	0,16	0,0001	0,0003	0,00005
24.11.21	0,05	0,0048	0,012	0,16	0,0001	0,0004	0,00005
05.01.22	0,047	0,0060	0,010	0,18	0,0001	0,0005	0,00005
02.02.22	0,060	0,0068	0,010	0,18	0,0001	0,0005	0,00005
09.02.22	0,053	0,0074	0,011	0,19	0,0001	0,0006	0,00005
16.02.22	0,054	0,0074	0,010	0,19	0,0001	0,0005	0,00005
22.02.22	0,065	0,0079	0,011	0,18	0,0001	0,0006	0,00005
02.03.22	0,060	0,0079	0,01	0,19	0,0001	0,0005	0,00005
09.03.22	0,073	0,0085	0,01	0,19	0,0001	0,0006	0,00005

Таблица 5. Данные анализов масла трансформатора АТ-2 «Ж» марки АОДЦН-167000/500/220

Дата анализа	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
06.10.21	0,112	0,1541	0,035	0,21	0,2709	0,0271	0,00494
07.10.21	0,115	0,1531	0,034	0,21	0,2647	0,0264	0,00553
08.10.21	0,108	0,1475	0,033	0,20	0,2597	0,0263	0,00498
11.10.21	0,101	0,1457	0,034	0,22	0,2510	0,0252	0,00552
13.10.21	0,103	0,1528	0,034	0,20	0,2694	0,0275	0,00513
20.10.21	0,104	0,1557	0,035	0,20	0,2728	0,0276	0,00477
01.11.21	0,002	0,0041	0,002	0,02	0,0121	0,0016	0,00022
10.11.21	0,002	0,0041	0,003	0,03	0,0107	0,0013	0,00029
17.11.21	0,003	0,0054	0,004	0,03	0,0131	0,0015	0,00039
24.11.21	0,003	0,006	0,004	0,05	0,0143	0,0016	0,00041
26.01.22	0,003	0,0068	0,005	0,07	0,0150	0,0016	0,00045
09.02.22	0,002	0,0065	0,005	0,08	0,0151	0,0016	0,00037
02.03.22	0,003	0,0066	0,006	0,08	0,0150	0,0016	0,00047
30.03.22	0,003	0,0071	0,007	0,11	0,0160	0,0017	0,00042
06.04.22	0,003	0,0071	0,007	0,10	0,0159	0,0017	0,00031
13.04.22	0,003	0,0068	0,007	0,10	0,0157	0,0016	0,00038
20.04.22	0,003	0,0072	0,007	0,10	0,0159	0,0017	0,00032

Таблица 6. Данные анализов масла трансформатора Т-91 марки ТРДЦН-80000/110

Дата анализа	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
05.04.22	0,006	0,0020	0,023	0,10	0,0040	0,0002	0,00184
06.04.22	0,010	0,0026	0,032	0,12	0,0054	0,0002	0,00247
08.04.22	0,008	0,0027	0,030	0,12	0,0054	0,0002	0,00245
14.04.22	0,009	0,0026	0,033	0,13	0,0055	0,0002	0,00239

Работы проходили в лаборатории, аккредитованной на техническую компетентность в соответствии с требованиями ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009 (аттестат аккредитации испытательной лаборатории № RA.RU.21AI41 от 18.05.2016 г.). Различная точность результатов анализа масел трансформаторов обусловлена тем, что концентрация газа напрямую зависит как от характера неисправности, так и от типа вещества.

С использованием методики Роджерса [10] были получены следующие отношения концентраций газов:

1) для трансформатора Т-98А (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0,5; \quad \frac{CH_4}{H_2} = 0,078; \quad \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 0,05;$$

2) для автотрансформатора АТ-2 «Ж» (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0,018; \frac{CH_4}{H_2} = 1,376; \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 9,996;$$

3) для трансформатора Т-91 (отбор пробы масла от 05.04.2022)

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0,46; \frac{CH_4}{H_2} = 0,33; \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 20.$$

Анализ полученных данных, а также данных [5, табл. 5.5] позволяет сделать вывод, что в трансформаторе Т-98А происходят частичные разряды. Для остальных проб масла исследование проводится аналогично. Начиная с 05.01.2022 отношение концентраций  $(CH_4)/H_2$  превышает 0,1, из-за чего значение отношения концентрации газов на второй прямой переходит в зону между 0,1 и 1, что делает невозможным определение дефекта.

Для всех проведенных анализов проб отношения содержания газов в масле автотрансформатора АТ-2 «Ж» попадают в те же диапазоны значений, что и в анализе от 06.10.2021. Дефект, выявленный при помощи методики Роджерса, – термический, высокой температуры (> 700 °С) (см. [5, табл. 5.5]).

Для трансформатора Т-91 все отношения содержания газов в масле, полученные на основании вышеуказанных отборов проб масла за период с 05.04.2022 по 14.04.2022, находятся в тех же диапазонах, что и для пробы масла от 05.04.2022. Выявленный дефект – электрические разряды большой мощности (см. [5, табл. 5.5]).

В методике, разработанной МЭК 60599 [11], используются аналогичные соотношения, что и в предыдущей методике. Полученные данные отображены на рис. 2, где точки (Т-98А) попадают в разные зоны на двух проекциях  $(Э_1+Э_2)$  и  $(Т_1+Т_2)$ , следовательно, можно заключить, что с помощью этого метода определить вид дефекта не представляется возможным (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

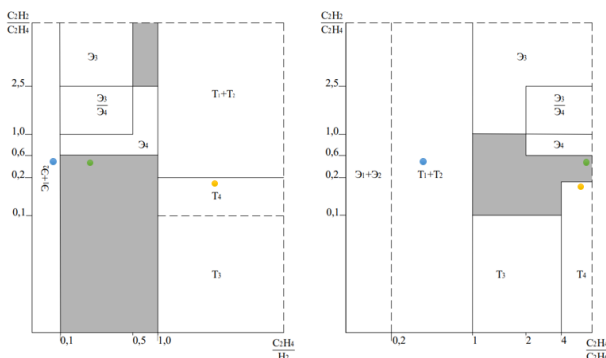


Рис. 2. Расчет концентраций газов по методике МЭК 60599

Точки в зоне Т4 соответствуют термическому дефекту высокой температуры (> 700 °С) (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Точки в закрашенной зоне означают, что с помощью данного метода определить вид дефекта не представляется возможным (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Методика Дорненбурга [12] рассматривает 4 соотношения:

1) для Т-98А (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{CH_4}{H_2} = 0,78; \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0,5; \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = 4; \frac{C_2H_2}{CH_4} = 0,016;$$

2) для АТ-2 «Ж» (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{CH_4}{H_2} = 1,376; \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0,018; \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = 5,49;$$

$$\frac{C_2H_2}{CH_4} = 0,03;$$

3) для Т-91 (отбор пробы масла от 05.04.2022)

$$\frac{CH_4}{H_2} = 0,33; \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = 0,46; \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = 0,11; \frac{C_2H_2}{CH_4} = 0,92.$$

Так же, как и в расчете с использованием методики Роджерса, в трансформаторе Т-98А происходят частичные разряды, но по результатам анализов, проведенных от 05.01.2022 и позднее, невозможно определить вид дефекта (табл. 7).

Анализ полученных данных (табл. 7) показывает, что в автотрансформаторе АТ-2 «Ж» наблюдается термический дефект. Аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла, проведенных для этого трансформатора.

Для трансформатора Т-91 определить вид дефекта с помощью данного метода не представляется возможным.

Таблица 7. Корреляция дефектов со значениями отношений концентраций газов (по методике Дорненбурга)

Вид дефекта	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$
Э1	> 0,7	0,1–1	< 0,4	> 0,3
Э4	–	< 0,1	> 0,4	< 0,3
Т	< 0,7	> 1	> 0,4	< 0,3

Чтобы определить дефект при помощи треугольника Дювала [13, 14], необходимо рассчитать процентное содержание трех газов. Рассчитаем его для Т-98А (отбор пробы масла от 06.10.2021) и для двух других ТР (аналогично):

1) для Т-98А (отбор пробы масла от 06.10.2021):

$$\begin{aligned} \%CH_4 &= \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} = \\ &= \frac{0,0021}{0,0021 + 0,0001 + 0,00005} = 93,33\%; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \%C_2H_4 &= \frac{C_2H_4}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} = \\ &= \frac{0,0001}{0,0021+0,0001+0,00005} = 4,44\%; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \%C_2H_2 &= \frac{C_2H_2}{CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2} = \\ &= \frac{0,00005}{0,0021+0,0001+0,00005} = 2,22\%; \end{aligned}$$

2) для АТ-2 «Ж» (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\%CH_4 = 35,84\%; \%C_2H_4 = 63,01\%; \%C_2H_2 = 1,15\%;$$

3) для Т-91 (отбор пробы масла от 05.04.2022)

$$\%CH_4 = 25,51\%; \%C_2H_4 = 51,02\%; \%C_2H_2 = 23,47\%.$$

По найденным процентным содержаниям газов были нанесены точки на треугольник Дюваля (рис. 3).

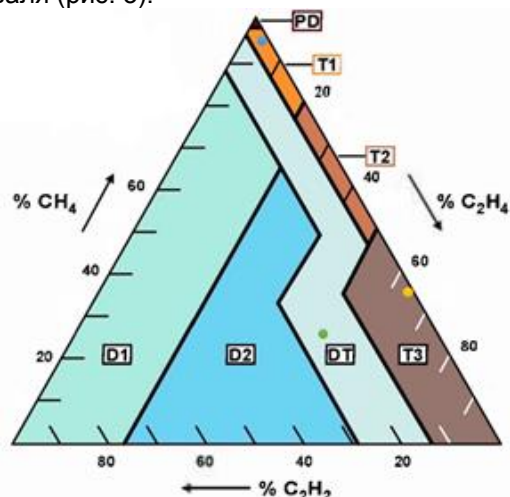


Рис. 3. Расчет с помощью метода треугольника Дюваля: PD – частичный разряд; T1 – тепловое повреждение  $t \leq 300 \text{ }^\circ\text{C}$ ; T2 – тепловое повреждение  $300 \text{ }^\circ\text{C} < t \leq 700 \text{ }^\circ\text{C}$ ; T3 – тепловое повреждение  $t > 700 \text{ }^\circ\text{C}$ ; D1 – электрические разряды малой мощности; D2 – электрические разряды большой мощности; DT – сочетание тепловых повреждений и разрядов

Точка (Т-98А) в зоне T1 показывает, что в трансформаторе имеется тепловое повреждение ( $t \leq 300 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Начиная со значений, полученных от 09.02.2022, точка попадает в зону PD, что означает, что в трансформаторе происходят частичные разряды.

Точка (АТ-2 «Ж») в зоне T3 соответствует тепловому повреждению ( $>700 \text{ }^\circ\text{C}$ ) (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Точка (Т-91) в зоне DT обозначает сочетание тепловых повреждений и разрядов (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Для определения вида повреждения по методике ETRA [5] необходимо рассчитать всего 2 отношения:

1) для Т-98А (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_6} = 0,25; \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 0,5;$$

2) для АТ-2 «Ж» (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_6} = 0,18; \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 9,996;$$

3) для Т-91 (отбор пробы масла от 05.04.2022)

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_6} = 9,2; \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = 20.$$

Полученные данные отражены на рис. 4.

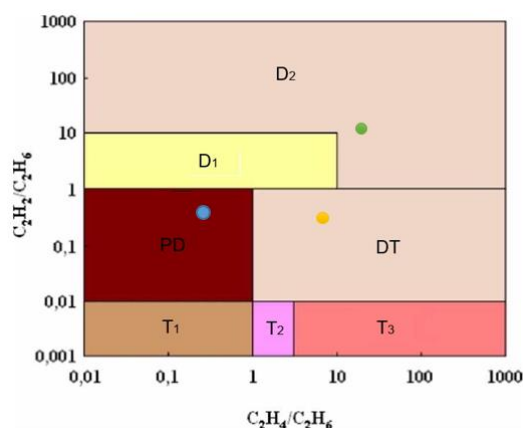


Рис. 4. Расчет по методике ETRA

Точка (Т-98А) в зоне PD показывает, что в ТР происходят частичные разряды (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Точка (АТ-2 «Ж») в зоне DT соответствует сочетанию тепловых повреждений и разрядов (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Точка (Т-91) в зоне D1 соответствует электрическим разрядам малой мощности (аналогичный результат получается при расчете для всех отборов проб масла).

Методика РД 153-34.0-46.302-00 [6], принятая в РФ, сходна с методикой Роджерса, но для уточнения результатов используется дополнительное соотношение  $\frac{CO_2}{CO}$ :

1) для Т-98А (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{CO_2}{CO} = 14,44;$$

2) для АТ-2 «Ж» (отбор пробы масла от 06.10.2021)

$$\frac{CO_2}{CO} = 6;$$

3) для Т-91 (отбор пробы масла от 05.04.2022)

$$\frac{CO_2}{CO} = 4,35.$$

Анализ полученных данных, а также данных из [6, табл. 3] позволяет сделать вывод, что в трансформаторе Т-98А происходят частичные разряды с высокой плотностью энергии, а также повреждена твердая изоляция (как и в методике Роджерса, начиная с 05.01.2022 определить вид дефекта с помощью данной методики не представляется возможным); в автотрансформаторе АТ-2 «Ж» – термический дефект высокой температуры ( $> 700$  °С), а также начиная с отбора пробы масла от 26.01.2022 выявлено повреждение твердой изоляции; в трансформаторе Т-91 происходят разряды большой мощности и повреждена твердая изоляция.

**Результаты исследования.** Сведем все полученные дефекты в таблицу (табл. 8).

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы.

1. В трансформаторе Т-98А выявлено наличие частичных разрядов, но относительная скорость роста газовой выделенной  $H_2$  – менее 10 %.

Сам по себе водород при низких концентрациях остальных газов, растворенных в трансформаторном масле, не является признаком дефекта трансформатора. Наиболее вероятной причиной увеличения содержания водорода в масле могут быть недостатки технологической обработки трансформаторного масла при монтаже трансформатора. Также нельзя исключать технологическую особенность масла ГК, имеющую химические причины последующего выделения водорода.

Опыт устранения аналогичных проблем с газообразованием в масле показывает эффективность метода так называемой «глубокой» дегазации, включающей в себя прогрев до высоких температур активной части трансформатора циркуляцией масла через подогреватели, слив масла из бака, длительное вакуумирование и

последующую вакуумную заливку масла с дегазацией. Таким образом убираются газовые включения из изоляции активной части, возможное поверхностное увлажнение и воздушные пузыри в застойных местах.

Качественно выполненная «глубокая» дегазация в большинстве случаев снимает проблему газовой выделенной, однако в начальный период эксплуатации возможен незначительный рост концентраций горючих газов относительно «нулевых» значений после выполненных работ, так как полностью убрать газовые включения из пор твердой изоляции в полевых условиях иногда не удается.

2. В ТР АТ-2 «Ж» выявлен высокотемпературный термический дефект.

Зафиксированные первоначально высокие концентрации газов можно интерпретировать следующим образом: поскольку до проведения дегазации концентрации газов были очень высокими, то после обработки масла какое-то время может наблюдаться рост горючих газов. Этот процесс обусловлен быстрым выходом остаточных газов из пор изоляции в масло в результате нагрева активной части. При отсутствии внутреннего дефекта рост газов в дальнейшем должен остановиться, концентрации газов стабилизируются.

За период отбора проб масла с 26.01.2022 по 20.04.2022 концентрация газов практически не менялась. Рост газов прекратился (концентрация газов стабилизировалась), что может свидетельствовать об отсутствии источника газообразования внутри бака. Небольшое колебание концентраций газов в большую или меньшую сторону может быть связано с температурой окружающей среды, режимом работы АТ и погрешностью измерений при выполнении анализа пробы масла.

Таблица 8. Неисправности силовых ТР, выявленные с использованием различных методик

Методика	Неисправность ТР		
	Т-98А	АТ-2 «Ж»	Т-91
Методика Роджерса	Частичные разряды/ определить невозможно	Термический дефект высокой температуры ( $>700$ °С)	Электрические разряды большой мощности
МЭК 60599	Определить невозможно	Термический дефект высокой температуры ( $>700$ °С)	Определить невозможно
Методика Дорненбурга	Частичные разряды/ определить невозможно	Термический дефект	Определить невозможно
Треугольник Дюваля	Тепловое повреждение ( $t \leq 300$ °С)/ частичные разряды	Термический дефект высокой температуры ( $>700$ °С)	Сочетание тепловых повреждений и разрядов
Методика ETRA	Частичные разряды	Сочетание тепловых повреждений и разрядов	Электрические разряды малой мощности
Методика по РД 153-34.0-46.302-00	Частичные разряды с высокой плотностью энергии и повреждение твердой изоляции/ определить невозможно	Термический дефект высокой температуры ( $>700$ °С). Повреждение твердой изоляции	Разряды большой мощности и повреждение твердой изоляции

Концентрация этилена превышала граничные значения, но при этом отсутствовала динамика роста данного газа. Это связано с тем фактом, что изначально перед дегазацией концентрация этилена была наибольшей относительно других газов и изоляция активной части была перенасыщена этиленом.

В настоящее время выход остаточных газов из изоляции в масло в результате нагрева активной части практически прекратился, что является нормальным процессом и не является признаком развивающегося дефекта.

3. Т-91 по имеющимся данным концентраций газовых включений в отборах проб масла определить дефект затруднительно.

**Алгоритм применения методик интерпретации результатов ГХА и формирования обучающих выборок.**

На рис. 5 представлен алгоритм комплексного применения описанных выше методик интерпретации результатов ГХА и формирования обучающих выборок.

Разработанный алгоритм содержит три функциональных блока. Блок I предназначен для формирования диагностической статистики в процессе эксплуатации рассматриваемого трансформаторного оборудования. Блоки II и III

служат соответственно для выполнения расчетов в целях анализа результатов ГХА с помощью вышеперечисленных методик, непосредственной идентификации параметров текущего и прогнозного состояний ТР и формирования предложений по мероприятиям для нивелирования рисков отказа оборудования.

Эффективность предлагаемого алгоритма заключается в возможности создания системы предупреждения отказов силового трансформатора, обеспечивающей повышение надежности контроля технического состояния силового маслонаполненного трансформатора за счет раннего выявления в нем зарождающихся неисправностей благодаря непрерывному контролю концентрации растворенных в масле газов.

**Выводы.** В ходе проведенного исследования выявлены следующие недостатки ГХА:

- довольно часто встречаются ситуации, которые тяжело идентифицировать даже эксперту. Следовательно, рекомендуется формировать обучающие выборки по оценке состояния силовых трансформаторов на основе прецедентной информации;

- в связи с отсутствием универсальности методов необходимо, основываясь на РД 153-34.0-46.302-00, принятом в РФ, учитывать совокупность всех доступных методик.

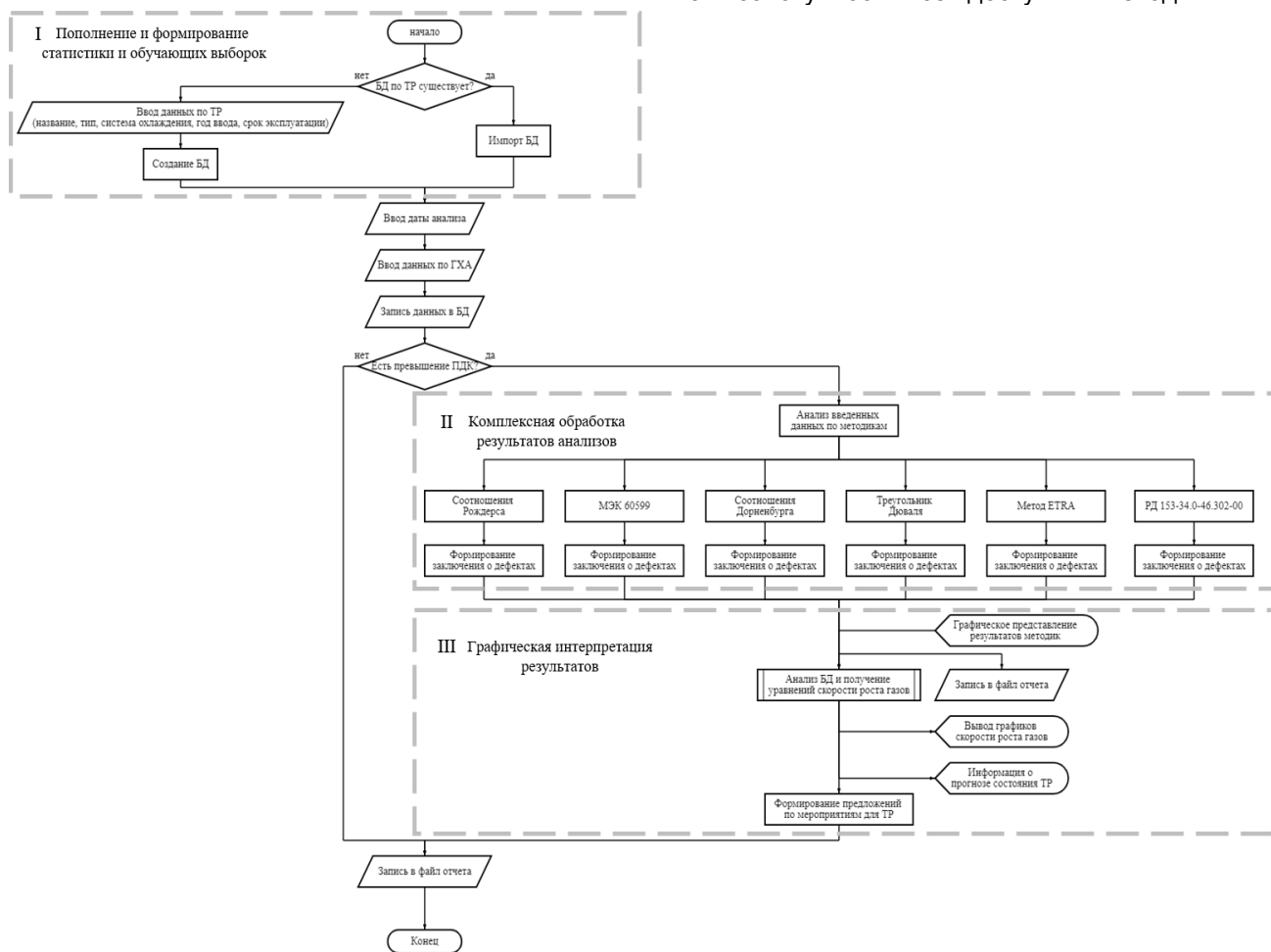


Рис. 5. Алгоритм комплексного применения методик интерпретации результатов ГХА и формирования обучающих выборок



Анализ полученных результатов (табл. 8) показывает, что каждая методология интерпретации результатов ГХА формирует только схожие заключения по характеру дефекта в ТР, соответственно, окончательное решение должно учитывать совокупность всех доступных методик. Важно также учесть тот факт, что иногда дефект, который не был обнаружен с использованием одной из методик, возможно обнаружить посредством другой методики.

Выделить наилучшую методику из рассмотренных затруднительно в связи с отсутствием прямой зависимости между концентрациями выделяющихся газов и видом/характером дефекта. К тому же на выделение газов влияет множество дополнительных сторонних факторов (например, состав трансформаторного масла, условия эксплуатации оборудования, срок службы и др. [15]). Однако в [15] отмечено, что наибольшую диагностическую ценность имеет методика МЭК (IEC 60599), которая рекомендована к применению в РД 153-34.0-46.302-00, в связи с чем одним из дальнейших направлений исследований планируется после получения результатов ХАРГ организовать вскрытие силового трансформатора.

В рамках продолжения исследования планируется создание программного обеспечения на основе сформированного алгоритма. Разработанное ПО по оценке технического состояния силовых трансформаторов обеспечит получение более надежного результата:

- за счет учета совокупности всех основных используемых методик интерпретации результатов хроматографических анализов растворенных газов в масле;
- учета конструктивных особенностей силовых трансформаторов и срока их эксплуатации;
- использования абсолютных значений скоростей роста концентраций газов вместо относительных значений в качестве критерия оценки скорости развития дефекта в ТР;
- формирования рекомендаций по проведению необходимых мероприятий для устранения выявленных дефектов.

#### Список литературы

1. **Святых А.Б.** Развитие акустических способов контроля технического состояния жидкой изоляции маслонаполненных трансформаторов // Электротехнические системы и комплексы. – 2015. – № 1(26). – С. 22–25.
2. **Елтышев Д.К.** Интеллектуальные модели комплексной оценки технического состояния высоковольтных выключателей // Информационно-управляющие системы. – 2016. – № 5(84). – С. 45–53.
3. **Романов А.С.** Анализ и классификация известных методов и средств диагностики силовых масляных трансформаторов // Молодой ученый. – 2020. – № 22(312). – С. 138–142.
4. **Алексеев Б.А.** Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов (Основное

электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта). – М.: Изд-во НЦЭНАС, 2002. – 216 с.

5. **Хроматографический анализ** растворенных газов в диагностике трансформаторов / Л.В. Виноградова, Е.Б. Игнатъев, Ю.М. Овсянников, Г.В. Попов. – Иваново, 2013. – 104 с. – EDN MNDUQS.

6. **Методические указания** по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле РД 153-34.0-46.302-00 / разработан Департаментом научно-технической политики и развития ПАО «ЕЭС России», Научно-исследовательским институтом электроэнергетики (АО ВНИИЭ), ЗАО Московский завод «Изолятор» им. А. Баркова: утв.: ПАО ЕЭС России 12 дек. 2000 г. // ПАО «ЕЭС России». – М., 2001. – 41 с.

7. **Вильданов Р.Г., Кутырев Д.Н., Вахитова А.Р.** Экспериментальные исследования взаимосвязи технического состояния силового масляного трансформатора с параметрами, полученными при хроматографическом анализе состава газов в масле // Успехи современной науки. – 2017. – Т. 5, № 4. – С. 79–83. – EDN YROQOT.

8. **Толянов А.** Исследования на основе анализа растворенных в масле газов [Электронный ресурс] // ИТЦ «Авикон». – URL: <https://itc-avikon.ru/materials/issledovaniya-neispravnostej-silovyh-transformatorov-na-osnove-analiza-rastvorenyh-v-masle-gazov/> (дата обращения: 20.07.2022).

9. **Алексеев Б.А.** Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.

10. **Rogers R.R.** IEEE Transactions on Electrical Insulation. – 1978. – Vol. 13. – P. 349.

11. **Mineral oil-impregnated electrical equipment in service—guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis.** IEC Standard 60599. 2007.

12. **Dornenburg E, Strittmatter W.** Brown Boveri Review. – 1974. – Vol. 61. – P. 238.

13. **Duval M.** IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2002. – Vol. 18. – P. 8.

14. **Duval M., Dukarm J.** IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2005. – Vol. 21. – P. 21.

15. **Алексеев В.Г., Несвижский Е.И.** Выбор оптимальных значений критериев при диагностике состояния силовых трансформаторов по результатам анализа растворенных в масле газов // Электрические станции. – 1991. – № 1. – С. 64.

#### References

1. Svyatykh, A.B. Razvitie akusticheskikh sposobov kontrolya tekhnicheskogo sostoyaniya zhidkoy izolyatsii maslonapolnennykh transformatorov [Development of acoustic methods for monitoring the oil-filled transformer liquid insulation integrity]. *Elektrotekhnicheskie sistemy i komplekсы*, 2015, vol. 1(26), pp. 22–25.
2. Eltyshv, D.K. Intellektual'nye modeli kompleksnoy otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya vysokovol'tnykh vyklyuchateley [Intelligent models for comprehensive assessment of the high-voltage circuit breaker integrity]. *Informatsionno-upravlyayushchie sistemy*, 2016, no. 5(84), pp. 45–53.
3. Romanov, A.S. Analiz i klassifikatsiya izvestnykh metodov i sredstv diagnostiki silovykh maslyanykh transformatorov [Analysis and classification of known methods and diagnostic tools for power oil

transformers]. *Molodoy uchenyy*, 2020, no. 22(312), pp. 138–142.

4. Alekseev, B.A. *Kontrol' sostoyaniya (diagnostika) krupnykh silovykh transformatorov (Osnovnoe elektrooborudovanie v energosistemakh: obzor otechestvennogo i zarubezhnogo opyta)* [Large power transformer integrity monitoring (Basic Electrical Equipment in Power Systems: Overview of Domestic and Foreign Experience)]. Moscow: Izdatel'stvo NTsENAS, 2002. 216 p.

5. Vinogradova, L.V., Ignat'ev, E.B., Ovsyannikov, Yu.M., Popov, G.V. *Khromatograficheskiy analiz rastvorenykh gazov v diagnostike transformatorov* [Chromatographic analysis of dissolved gases in transformer diagnostics]. Ivanovo, 2013. 104 p. EDN MNDUQS.

6. Metodicheskie ukazaniya po diagnostike razvivayushchikhsya defektov transformatornogo oborudovaniya po rezul'tatam khromatograficheskogo analiza gazov, rastvorenykh v masle RD 153-34.0-46.302-00 [Guidelines for diagnostics of developing faults in transformer equipment based on the results of the Dissolved Gas-in-Oil Chromatographic Analysis RD 153-34.0-46.302-00]. *RAO EES Rossii 12 dek. 2000 g.* Moscow, 2001. 41 p.

7. Vil'danov, R.G., Kutyrev, D.N., Vakhitova, A.R. Eksperimental'nye issledovaniya vzaimosvyazi tekhnicheskogo sostoyaniya silovogo maslyanogo transformatora s parametrami, poluchennymi pri khromatograficheskom analize sostava gazov v masle [Experimental studies of the relationship between the power oil transformer integrity and parameters obtained by the Dissolved Gas-in-Oil Chromatographic Analysis]. *Uspekhi sovremennoy nauki*, 2017, vol. 5, pp. 79–83. EDN YROQOT.

8. Tolyanov, A. Issledovaniya neispravnostey silovykh transformatorov na osnove analiza rastvorenykh v masle gazov [Studies of power transformer faults based on the analysis of gases dissolved in oil]. *ITTs "Avikon"*. Available at: <https://itc-avikon.ru/materials/issledovaniya-neispravnostey-silovykh-transformatorov-na-osnove-analiza-rastvorenykh-v-masle-gazov/> (access date: 20.07.2022).

9. Alekseev, B.A. *Kontrol' sostoyaniya (diagnostika) krupnykh silovykh transformatorov* [Large power transformer integrity monitoring]. Moscow: Izdatel'stvo NTs ENAS, 2002. 216 p.

10. Rogers, R.R. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, 1978, vol. 13, p. 349.

11. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service—guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. IEC Standard 60599, 2007.

12. Dornenburg, E., Strittmatter, W. *Brown Boveri Review*, 1974, vol. 61, p. 238.

13. Duval, M. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2002, vol. 18, p. 8.

14. Duval, M., Dukarm, J. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2005, vol. 21, p. 21.

15. Alekseev, V.G., Nesvizhskiy, E.I. Vybór optimal'nykh znacheniy kriteriev pri diagnostike sostoyaniya silovykh transformatorov po rezul'tatam analiza rastvorenykh v masle gazov [Selection of optimal values of criteria for the diagnosis of the state of power transformers based on the results of the analysis of gases dissolved in oil]. *Elektricheskie stantsii*, 1991, no. 1, p. 64.