

УДК 64.066.22

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Кузнецов П.Н.

К.т.н., доцент кафедры «Возобновляемые источники энергии и электрические системы и сети»,

ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»,

РФ, г. Севастополь

Хомюк А.Г.

студент, ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»,

РФ, г. Севастополь

Котельников Д.Ю.

студент, ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»,

РФ, г. Севастополь

Аннотация. Силовой трансформатор является одним из основных элементов энергетической системы, стоимость амортизации которого является важным показателем в условиях существующего рынка. В связи с этим, большую роль в планировании затрат на модернизацию играет информация об остаточном ресурсе его работы, определяющая первоочередность и необходимость его замены. В статье приведена методика оценки остаточного ресурса силового трансформатора без вывода его из работы, используя данные хроматографического анализа масла и технологию машинного зрения, основанную на работе искусственной нейронной сети, зарекомендовавшей эффективным инструментом идентификации и кластеризации графических элементов. Результаты анализа газосодержания 5 силовых трансформаторов, выполненных по предложенной в статье методике, показывают, что её использование позволяет с довольно высокой точностью выявлять дефекты различного характера в силовых трансформаторах. Точность классификации повреждений составила 97 %. Такой показатель показывает, что применение данной методики позволяет достоверно распознавать дефекты и выполнять прогнозирование их возникновения с точностью до месяца, что позволит своевременно устранить причину повреждения, а также спланировать график замены оборудования.

Ключевые слова: силовой трансформатор, диагностика, нейронные сети, методика прогнозирования, выявление дефектов, машинное обучение

METHOD FOR ESTIMATING THE RESIDUAL RESOURCE OF A POWER TRANSFORMER

Kuznetsov P.N.

Ph.D., Associate Professor, Department of Renewable Energy and Electrical Systems and Networks,

Sevastopol State University,

Russian Federation, Sevastopol

Homyuk A.G.

Student,

Sevastopol State University,

Russian Federation, Sevastopol

Kotelnikov D.Yu.

Student,

Sevastopol State University,

Russian Federation, Sevastopol

Abstract. Power transformer is one of the main elements of the energy system, the depreciation cost of which is an important indicator in the current market. In this regard, information on the residual life of its work, which determines the priority and the need for its replacement, plays a large role in planning the costs of modernization. The article presents a methodology for assessing the residual life of a power transformer without putting it out of operation, using data from a chromatographic analysis of oil and machine vision technology based on the work of an artificial neural network, which has proven an effective tool for identifying and clustering graphic elements. The results of the analysis of the gas content of 5 power transformers, performed according to the method proposed in the article, show that its use allows with fairly high accuracy to identify defects of a different nature in power transformers. The accuracy of damage classification was 97%. This indicator shows that the application of this technique allows one to reliably recognize defects and to predict their occurrence up to a month, which will allow timely elimination of the cause of damage, as well as planning a schedule for replacing equipment.

Keywords: power transformer, diagnostics, neural networks, forecasting technique, defect detection, machine learning

Одним из основных элементов энергетической системы является силовой трансформатор, стоимость амортизации которого является важным показателем в условиях существующего рынка. В связи с этим, большую роль в планировании затрат на модернизацию играет информация об остаточном ресурсе его работы, определяющая первоочередность и необходимость его замены.

В настоящее время в энергосистеме России и многих других стран,

включая развитые, множество силовых трансформаторов работают со значительным превышением срока службы - 25 лет регламентированный ГОСТом 11677-85 [1]. Это говорит о том, что, для избежания аварийных случаев, а также не запланированных значительных финансовых и временных затрат необходимо более тщательное наблюдение за таким оборудованием. Для оценивания эксплуатирующей надежности силовых трансформаторов проводят их комплексное обследование. Диагностирование и выявление дефектов на ранних стадиях позволяет своевременно устранить причину и не допустить вывод трансформатора из строя, а также спланировать график замены оборудования. При этом для оценки остаточного ресурса, диагностику трансформатора необходимо проводить без вывода его из работы, что не отразится на показателях надежности электроснабжения, а также позволит создать условия перехода на обслуживание по техническому состоянию и снизит средства на амортизационные отчисления.

Целью исследования является разработка методики оценки остаточного ресурса силового трансформатора без вывода его из работы на основании хроматографического анализа масла.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Провести анализ существующих методов диагностики силовых трансформаторов, основанных на хроматографическом анализе масла.
2. Разработать методику прогнозирования дефектов, основанную на данных, полученных по результатам хроматографического анализа масла.
3. Рассмотреть возможность практической реализации методики прогнозирования дефектов, используя технологии машинного обучения.

Надежность силового высоковольтного оборудования (в частности, силового трансформатора) в значительной мере зависит от состояния его изоляции. В качестве изоляции в маслонаполненном оборудовании выступает трансформаторное масло, которое также является охлаждающей средой

внутренних элементов. В связи с этим, регулярный контроль за состоянием масла, позволяет своевременно обнаруживать возникающие дефекты и отслеживать процессы их развития. Таким образом, масло может выступать в роли информационной среды, позволяющей по косвенным данным диагностировать маслonaполненное электрическое оборудования и, в следствие этого, выявлять большое количество повреждений на ранней стадии. Анализ существующих методик диагностики трансформаторного масла показал, что наиболее оптимальной и информативной методикой, является хроматографический анализ масла [2,3]. Данная методика позволяет, без вывода оборудования из рабочего состояния, выявлять широкий спектр дефектов на ранней стадии. В статье рассматривается возможность использования данных, полученных посредством хроматографического анализа, для прогнозирования некоторых дефектов силового трансформатора.

Методика выполнения хроматографического анализа включает в себя следующие этапы:

1. Производится отбор масла объемом около 20 мл в шприц, при этом также набирая газ-носитель (гелий или аргон) в определенных соотношениях.
2. Полученная смесь подвергается барботированию.
3. Используя хроматограф, смесь анализируется на количественный состав растворенных газов.

Для получения исходных диагностических данных, в процессе хроматографического анализа, определяют концентрации следующих растворенных в масле газов: водород (H_2), ацетилен (C_2H_2), этилен (C_2H_4), этан (C_2H_6), метан (CH_4), двуокись и окись углерода (CO_2 и CO).

Дальнейшие этапы связаны с обнаружением развивающихся дефектов. Блок-схема методики прогнозирования дефектов силового трансформатора представлена на рисунке 1.



Рис. 1. Блок схема методики диагностики силового трансформатора (рисунок составлен авторами)

В связи с тем, что у любого трансформатора, даже при отсутствии дефектов, в масле содержится некоторый «естественный фон» газов, называемый «граничная концентрация», при получении первоначальных значений концентрации газов, необходимо их сопоставить с регламентирующими значениями, представленные в таблице 1 [4].

Таблица 1. - Нормативные граничные значения по АРГ

Объемные концентрации газов, %							Скорость роста объем %/мес
CH ₂	H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	CO	CO ₂ менее / более 10 лет эксплуатации	
0,001	0,01	0,01	0,005	0,001	0,06	0,6 / 0,8	10

В случае выхода одного из исследуемых газов за пределы нормативных значений, то необходимо производить повторную процедуру ранее, чем через полгода. По полученным данным производят дальнейший анализ. При получении двух наборов данных, по формуле (1) определяется относительная скорость нарастания i -го газа
времени.

$$V_{i \text{ отн}} = \frac{100 \cdot 30 \cdot (K_{di \text{ тек}} - K_{di \text{ пред}})}{K_{di \text{ пред}} \cdot (D_{i \text{ тек}} - D_{i \text{ пред}})}, \quad (1)$$

где $K_{di \text{ тек}}$, $K_{di \text{ пред}}$ – последовательно измеренные концентрации i -го газа (текущая и предыдущая);

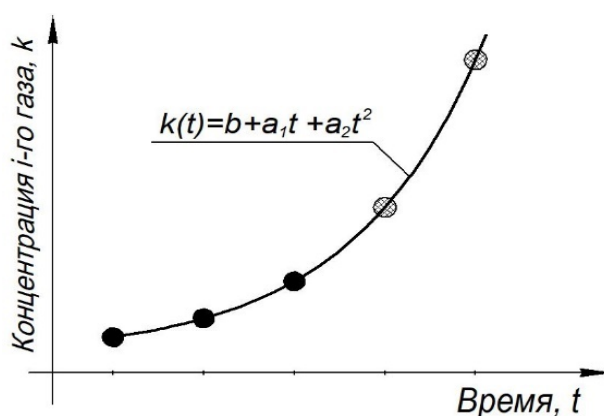
$D_{i \text{ тек}} - D_{i \text{ пред}}$ – количество дней между двумя последовательными пробами масла.

Согласно принятому международному стандарту [5], критерии допустимых значений скорости нарастания газов рекомендуется применять, только в том случае, если значение предыдущей концентрации газа было больше чувствительности хроматографа на величину превосходящую более 2-х раз. В качестве примера, в таблице 2 приведены пороги обнаружения газов хроматографа «Кристалл». При идентификации в диагностируемом трансформаторе развивающихся дефектов, следует перейти к определению его типа.

Таблица 2. - Пороги обнаружения газов хроматографов типа «Кристалл»

Концентрации газов, объемные %						
C ₂ H ₂	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CH ₄	H ₂
5·10 ⁻⁵	1·10 ⁻⁴	5·10 ⁻⁴	1·10 ⁻⁴	1·10 ⁻⁴	1·10 ⁻⁴	1·10 ⁻⁴

В случае наличия более двух наборов данных, полученных в результате проведенных хроматографических анализов, целесообразнее авторами предлагается для нахождения скорости нарастания газов, производить регрессионный анализ для каждого *i*-го газа. Данный метод, заключается в том, что необходимо подобрать функцию, которая максимально точно опишет поведение имеющихся данных и на ее основе можно будет спрогнозировать значение концентрации каждого газа. Предположительно искомой функцией будет полином второго порядка, описываемый функцией $k(t)=b+a_1t+a_2t^2$. На рисунке 2 представлен пример прогнозирования концентрации *i*-го газа. Расчет скорости концентрации газа методом регрессионного анализа следует также, как и в предыдущем случае, только лишь если значение изменения концентрации газа составляет величину большую 2-х кратной чувствительности хроматографа.

Рис. 2. Пример прогнозирования *i*-го газа

- (● — значение концентрации газа, полученного по результатам хроматографического анализа;
○ — расчетное значение концентрации газа)

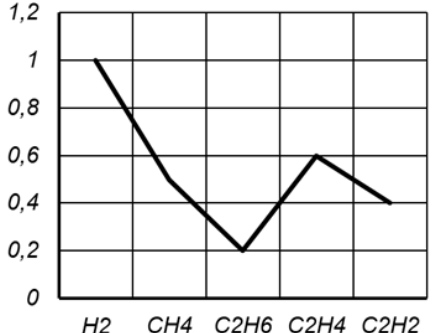
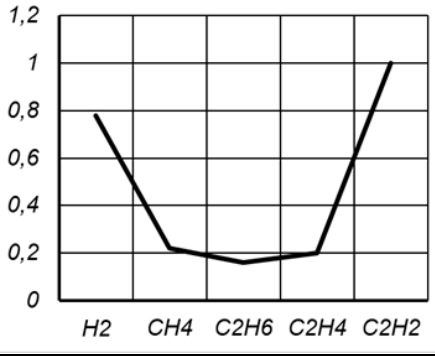
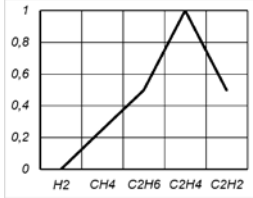
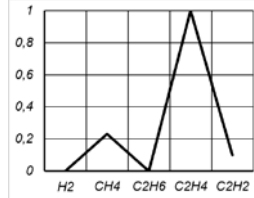
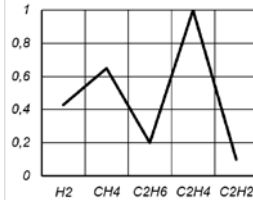
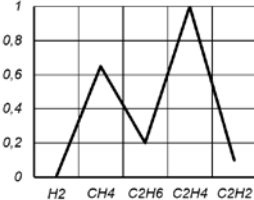
(рисунок составлен авторами)

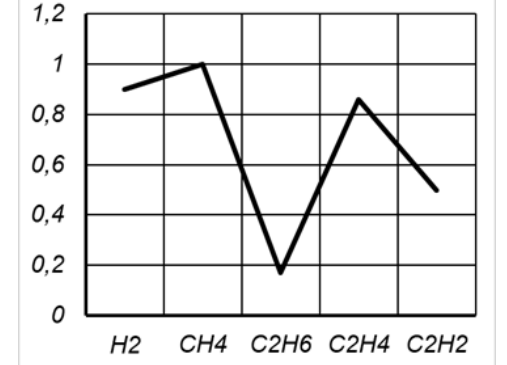
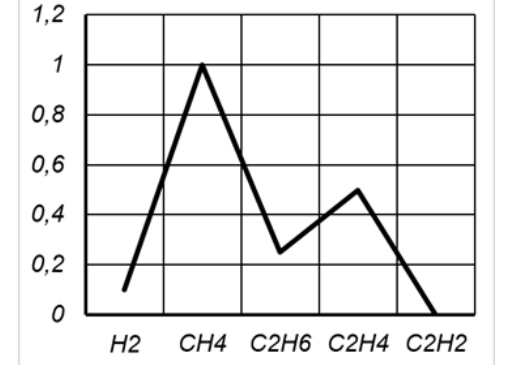
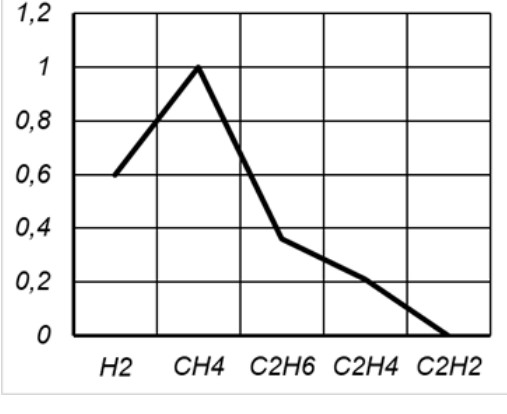
Следующий этап диагностики заключается в идентификации вида развивающегося дефекта. Для решения данной задачи предлагается использовать технологию машинного обучения, основанную на работе искусственной нейронной сети, зарекомендовавшие себя эффективным инструментом для решения задач идентификации и кластеризации графических элементов. Для обучения нейронной сети использовалась открытая программная библиотека машинного обучения – TensorFlow [6]. Данный инструмент является разработкой компании Google и имеет открытый код, что позволяет гибко встраивать его для решения различных задач. По своему функционалу TensorFlow является довольно мощным инструментом с широкими функциональными возможностями, однако эффективное взаимодействие с системой требует высокой квалификации программиста. Ввиду этого, для работы с данным инструментальным средством была применена библиотека Keras, являющейся надстройкой над библиотекой TensorFlow и позволяющей существенно упростить работу, связанную с формированием нейронной сети [7].

В качестве исходной выборки для обучения нейронной сети, были использованы данные, полученные из диаграмм типовых дефектов силового трансформатора, представленные в таблице 3. Использование таких диаграмм было предложено японскими исследователями [4,8] и достоверность их применения подтверждается, нормативными актами России [9] и других стран СНГ [10]. Данные диаграммы на основе результатов хроматографического анализа, позволяют идентифицировать 10 типовых дефектов силовых трансформаторов, используя графический метод.

Таблица 3. - Идентификация дефектов трансформаторов (рисунки, представленные в таблице, составлены авторами на основании данных из [4,8,9])

№	Наименование графического образца дефекта	Диаграмма дефекта												
1	Частичные разряды (ЧР) с небольшой величиной кажущегося заряда и средней интенсивностью, основной газ – H ₂	 <table border="1"> <caption>Relative gas concentrations for defect 1</caption> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Концентрация</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>~0.1</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>~0.05</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>~0.05</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>~0.05</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Концентрация	H ₂	1.0	CH ₄	~0.1	C ₂ H ₆	~0.05	C ₂ H ₄	~0.05	C ₂ H ₂	~0.05
Газ	Концентрация													
H ₂	1.0													
CH ₄	~0.1													
C ₂ H ₆	~0.05													
C ₂ H ₄	~0.05													
C ₂ H ₂	~0.05													
2	Дефекты, вызванные ЧР с небольшой величиной кажущегося заряда и высокой интенсивностью, основной газ – H ₂	 <table border="1"> <caption>Relative gas concentrations for defect 2</caption> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Концентрация</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>~0.4</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>~0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>~0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>~0.3</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Концентрация	H ₂	1.0	CH ₄	~0.4	C ₂ H ₆	~0.2	C ₂ H ₄	~0.2	C ₂ H ₂	~0.3
Газ	Концентрация													
H ₂	1.0													
CH ₄	~0.4													
C ₂ H ₆	~0.2													
C ₂ H ₄	~0.2													
C ₂ H ₂	~0.3													
3	Дефект теплового характера в диапазоне средних температур, основной газ — CH ₄	 <table border="1"> <caption>Relative gas concentrations for defect 3</caption> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Концентрация</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>~0.5</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>~0.4</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>~0.5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Концентрация	H ₂	~0.5	CH ₄	1.0	C ₂ H ₆	~0.4	C ₂ H ₄	~0.5	C ₂ H ₂	0
Газ	Концентрация													
H ₂	~0.5													
CH ₄	1.0													
C ₂ H ₆	~0.4													
C ₂ H ₄	~0.5													
C ₂ H ₂	0													
4	Дефекты, вызванные дугой средней интенсивности, основной газ — H ₂	 <table border="1"> <caption>Relative gas concentrations for defect 4</caption> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Концентрация</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>~0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>~0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>~0.8</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Концентрация	H ₂	1.0	CH ₄	~0.2	C ₂ H ₆	0	C ₂ H ₄	~0.2	C ₂ H ₂	~0.8
Газ	Концентрация													
H ₂	1.0													
CH ₄	~0.2													
C ₂ H ₆	0													
C ₂ H ₄	~0.2													
C ₂ H ₂	~0.8													

№	Наименование графического образца дефекта	Диаграмма дефекта																									
5	Дефекты, вызванные искрением, основной газ — H ₂	 <table border="1" data-bbox="922 309 1358 640"> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.6</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0.4</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Значение	H ₂	1.0	CH ₄	0.5	C ₂ H ₆	0.2	C ₂ H ₄	0.6	C ₂ H ₂	0.4													
Газ	Значение																										
H ₂	1.0																										
CH ₄	0.5																										
C ₂ H ₆	0.2																										
C ₂ H ₄	0.6																										
C ₂ H ₂	0.4																										
6	Дефекты, вызванные дугой с высокой интенсивностью, основной газ — C ₂ H ₂	 <table border="1" data-bbox="922 651 1358 1005"> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.8</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.15</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>1.0</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Значение	H ₂	0.8	CH ₄	0.2	C ₂ H ₆	0.15	C ₂ H ₄	0.2	C ₂ H ₂	1.0													
Газ	Значение																										
H ₂	0.8																										
CH ₄	0.2																										
C ₂ H ₆	0.15																										
C ₂ H ₄	0.2																										
C ₂ H ₂	1.0																										
7	Дефект теплового характера в диапазоне высоких температур, основной газ — C ₂ H ₄	 <table border="1" data-bbox="874 1070 1128 1267"> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0.4</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Значение	H ₂	0.0	CH ₄	0.4	C ₂ H ₆	0.5	C ₂ H ₄	0.9	C ₂ H ₂	0.5	 <table border="1" data-bbox="1150 1070 1404 1267"> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0.1</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Значение	H ₂	0.0	CH ₄	0.2	C ₂ H ₆	0.0	C ₂ H ₄	0.9	C ₂ H ₂	0.1
Газ		Значение																									
H ₂	0.0																										
CH ₄	0.4																										
C ₂ H ₆	0.5																										
C ₂ H ₄	0.9																										
C ₂ H ₂	0.5																										
Газ	Значение																										
H ₂	0.0																										
CH ₄	0.2																										
C ₂ H ₆	0.0																										
C ₂ H ₄	0.9																										
C ₂ H ₂	0.1																										
8		 <table border="1" data-bbox="874 1417 1128 1615"> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.4</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0.6</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0.1</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Значение	H ₂	0.4	CH ₄	0.6	C ₂ H ₆	0.2	C ₂ H ₄	0.9	C ₂ H ₂	0.1	 <table border="1" data-bbox="1150 1417 1404 1615"> <thead> <tr> <th>Газ</th> <th>Значение</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.0</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>0.6</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0.1</td> </tr> </tbody> </table>	Газ	Значение	H ₂	0.0	CH ₄	0.6	C ₂ H ₆	0.2	C ₂ H ₄	0.9	C ₂ H ₂	0.1
Газ	Значение																										
H ₂	0.4																										
CH ₄	0.6																										
C ₂ H ₆	0.2																										
C ₂ H ₄	0.9																										
C ₂ H ₂	0.1																										
Газ	Значение																										
H ₂	0.0																										
CH ₄	0.6																										
C ₂ H ₆	0.2																										
C ₂ H ₄	0.9																										
C ₂ H ₂	0.1																										

№	Наименование графического образца дефекта	Диаграмма дефекта												
9	Высокотемпературный нагрев, переходящий в дугу, основной газ — C2 H4	 <table border="1" data-bbox="885 309 1394 672"> <caption>Data for Defect 9</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.9</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.85</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0.5</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	Value	H ₂	0.9	CH ₄	1.0	C ₂ H ₆	0.2	C ₂ H ₄	0.85	C ₂ H ₂	0.5
Gas	Value													
H ₂	0.9													
CH ₄	1.0													
C ₂ H ₆	0.2													
C ₂ H ₄	0.85													
C ₂ H ₂	0.5													
10	Дефект теплового характера в диапазоне средних температур, основной газ — CH4	 <table border="1" data-bbox="885 689 1394 1052"> <caption>Data for Defect 10</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.25</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.5</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	Value	H ₂	0.1	CH ₄	1.0	C ₂ H ₆	0.25	C ₂ H ₄	0.5	C ₂ H ₂	0
Gas	Value													
H ₂	0.1													
CH ₄	1.0													
C ₂ H ₆	0.25													
C ₂ H ₄	0.5													
C ₂ H ₂	0													
11	Дефект теплового характера, переходящий в ЧР, основной газ — CH4	 <table border="1" data-bbox="885 1070 1394 1482"> <caption>Data for Defect 11</caption> <thead> <tr> <th>Gas</th> <th>Value</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>H₂</td> <td>0.6</td> </tr> <tr> <td>CH₄</td> <td>1.0</td> </tr> <tr> <td>C₂H₆</td> <td>0.35</td> </tr> <tr> <td>C₂H₄</td> <td>0.2</td> </tr> <tr> <td>C₂H₂</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Gas	Value	H ₂	0.6	CH ₄	1.0	C ₂ H ₆	0.35	C ₂ H ₄	0.2	C ₂ H ₂	0
Gas	Value													
H ₂	0.6													
CH ₄	1.0													
C ₂ H ₆	0.35													
C ₂ H ₄	0.2													
C ₂ H ₂	0													

Программная реализация модуля прогнозирования и диагностики дефектов трансформатора была написана на высокоуровневом языке программирования Python. Исходными данными (обучающая выборка) для выполнения классификации по видам повреждений, являются результаты газосодержания, полученные для пяти силовых трансформаторов, имеющих следующие дефекты: ЧР с низкой и высокой плотностью энергии, дуговые разряды средней интенсивности и дефекты термического характера.

Согласно вышеописанной методики, программный модуль автоматически рассчитывает значения скорости нарастания каждого газа. И на основе полученных значений производит цикличное перестроение диаграмм. Шаг цикла составляет 1 месяц, после которого производится сопоставление полученной диаграммы с диаграммами типовых дефектов, используя технологию машинного зрения определяют класс технического состояния диагностируемого объекта. Пример сопоставления приведен на рисунке 3.

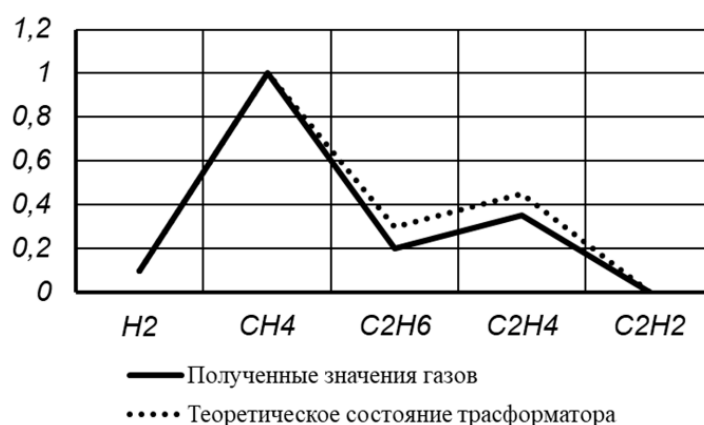


Рис. 3. Пример применения графического метода прогнозирования дефекта (рисунок составлен авторами)

Нейронная сеть анализирует полученные данные и выдает результат в виде вероятности повреждения. При этом программным модулем производится сохранение количественных значений циклов, пройденных до достижения значения повреждения. Таким образом производится прогноз остаточного ресурса до возникновения повреждения, то есть становится возможным найти значение одного из важных параметров надежности трансформатора – наработку на отказ.

С целью повышения надежности результатов, в программный модуль был включен дополнительный аналитический метод, основанный на отношении пар газов. Данный метод основан на критериальном отношении пар газов [11] и успешно используется в отечественной [12] и зарубежной практике [13].

В таблице 4 приведены отношения газов для различных повреждений трансформатора.

Таблица 4. - Определение характера дефекта трансформатора по отношениям характерных газов

Отношения характерных газов			Характер прогнозируемого дефекта
$\frac{C_2H_2}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	
<0,1	≤ 1	0,1-1	Нормальное состояние
<0,1	≤ 1	<0,1	Частичные разряды низкой плотности энергии
0,1–3	≤ 1	<0,1	Частичные разряды высокой плотности энергии
>0,1	≥ 1	0,1–1	Слабые разряды
0,1–3	≥ 3	0,1–1	Сильные разряды
<0,1	1-3	0,1–1	Термический дефект для температуры: <150 °С
<0,1	≤ 1	≥ 1	Термический дефект для температуры: 150-300 °С
<0,1	1–3	≥ 1	Термический дефект для температуры: 300–700 °С
<0,1	≥ 3	≥ 1	Термический дефект для температуры: >700 °С

Для уточнения диагностики, также дополнительно используется отношение окислов углерода CO₂/CO (Таблица 5).

CO ₂ /CO	Характер дефекта
5-13	Нормальная работа трансформатора
<5	Дефект твердой изоляции электрического характера
>13	Дефект твердой изоляции термического характера

CO₂ и CO образуются в масле трансформатора при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения изоляции.

Результаты вычислительных экспериментов, выполненных по предложенной в статье методике, используя разработанный программный модуль показывают, что её использование позволяет с довольно высокой точностью выявлять дефекты различного характера в силовых трансформаторах. Точность классификации повреждений, полученных на тестовой выборке, состоящей из 21 набора данных полученных в результате анализа газосодержания 5 силовых трансформаторов, составила 97 %. Такой показатель показывает, что применение данной методики позволяет достоверно распознавать дефекты и выполнять прогнозирование их возникновения с точностью до месяца, что позволит своевременно устранить причину повреждения, а также спланировать график замены оборудования.

Библиографический список:

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. - М.: Изд-во Стандартов, 1986.
2. ГОСТ 11677-65. Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования. - М.: Изд-во. Стандартов, 1971.
3. 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. ПАО «РОССИЙСКИЕ СЕТИ». Стандарт организации. Дата введения: 17.04.2019.
4. Давиденко, И.В. Оценка технического состояния силовых трансформаторов по результатам традиционных испытаний и измерений: учебно-методическое пособие / И. В. Давиденко. — Екатеринбург: УрФУ, 2015. — 96 с.
5. IEC 60599. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service: Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. 1999.

6. Abadi, M. TensorFlow: A system for large-scale machine learning / M. Abadi, P. Barham, J. Chen and etc. // 2016 г. — № 12th USENIX Symposium on Operating Systems Design and Implementation (OSDI 16) — С. 265-283
7. Eyre H.J., Lange D.P., Hands-On Machine Learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow: Concepts, Tools, and Techniques to Build Intelligent Systems. 2nd ed. O'Reilly, 2019. 817 p.
8. Kawamura T., Kawada N., Ando K., Yamaoka M., Maeda T., Takatsu T. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. SIGRE Session. Report 12– 05. Paris, 1986.
9. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. РД 153–34.0–46.302–00. М., 2001.
10. ГКД СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 “Методичні вказівки по підготовці та проведенню хроматографічного аналізу газів, розчинених в ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання”.
11. Rogers R. R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. IEEE Trans. Elect. Insul. EI-13 (5): 349, 1978
12. Dorenburg E., Gerber O. E. Die Analyse gelöster u. abgeschiedener Gase. Brown Boveri Mittg. 54. 1967. S. 104–111.
13. IEC 60599. Mineral oil-impregnated electrical equipment in service: Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. 1999.

Оригинальность 84%