

УДК 621.315.615.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ ИЗОЛЯЦИОННЫХ МАСЕЛ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потапиц Я.В., Коваль А.А.

Научный руководитель – ДЕРЮГИНА Е.А.

В энергосистемах происходит постоянный рост количества трансформаторов с пленочной защитой дегазированного изоляционного масла (ДИМ), одним из основных контролируемых показателей которого является величина общего газосодержания.

Заводом-изготовителем для определения общего газосодержания изначально был рекомендован абсорбционный метод [1]. Контроль газосодержания при монтаже и капитальных ремонтах трансформаторов производится с помощью абсорбциометров, которыми укомплектованы передвижные установки вакуумной обработки и азотирования изоляционного масла. При текущей эксплуатации оценка газосодержания делается с применением лабораторных абсорбциометров в химических лабораториях предприятий электрических сетей и электростанций.

Абсорбционным методом нельзя определить компонентный состав растворенных газов, в том числе количество кислорода, от которого зависит интенсивность окислительных процессов в масле. Процентное соотношение кислорода и азота в ДИМ отличается от соотношения в воздухе. Следует отметить также сложность получения необходимого вакуума в абсорбциометрах.

В последнее время получил широкое развитие хроматографический метод контроля маслonaполненного трансформаторного оборудования [2] на базе общедоступных лабораторных хроматографов, которыми оснащены все пункты хроматографического контроля (ПХК). Хроматографы во многих энергосистемах прошли метрологическую поверку и поэтому представляется целесообразным определять общее газосодержание на хроматографах. Это позволяет без дополнительных затрат, используя уже приобретенный опыт персонала ПХК, наладить в эксплуатации массовый достоверный контроль не только газосодержания, но и количественный состав компонентов растворенного газа, в том числе и кислорода.

Уже в 1981 г. разработана и внедрена методика определения газосодержания на хроматографах с вакуумной приставкой (ВП) [3], которая по технологии практически не отличается от проведения анализа спектра растворенных в масле углеводородных газов. Особые требования предъявляются только к глубине вакуума в сосуде ВП, где остаточное давление должно быть на порядок ниже, чем в ДИМ, и к тщательности отбора проб масла. В рабочих условиях вакуумные насосы обеспечивают необходимое разрежение, достигающее 0,05 мм рт. ст. При этом краны ВП работают в жестком режиме. Следовательно, необходимо строго выдерживать требования к материалам последних. В целях избежания ошибок, которые могут быть вызваны случайными подсосами воздуха, отбор масла должен осуществляться одновременно в 3–4 шприца, проверенных на герметичность, а анализ должен делаться в течение суток.

Следует отметить, что условия выделения газов в абсорбциометре и ВП практически одинаковы как по величине остаточного вакуума, так и по обеспечению разбрызгивания вводимой пробы.

Количественное определение воздуха возможно на колонке с полисорбом. При этом воздуху соответствует один пик на хроматограмме. Разделение воздуха на кислород и азот производится на колонке с молекулярными ситами. Первый из двух пиков на хроматограмме определяет содержание кислорода, второй – азота. Условия проведения анализа приведены далее [3].

Газ-носитель	Гелий, аргон
Температура колонок и детектора, °С	20–25
Длина колонки, м:	
полисорб	3
молекулярные сита	2–3
Расход газа-носителя, л/ч	2–2,2
Ток детектора, мА:	
гелий	170
аргон	75
Скорость диаграммной ленты, мм/ч	60
Объем анализируемой пробы, мл	0,5
Температура сосуда извлечения ¹ вакуумной приставки, °С	100

В таблице 1 для сравнения приведены результаты определения газосодержания абсорбционным и хроматографическим методами [3]. Опыты проводились в различных лабораториях энергосистем. Результаты показывают хорошую сходимость. Существенные расхождения в величинах общего газосодержания, полученных на абсорбиометрах и хроматографах, отмеченные в [4], связаны с разгерметизацией проб трансформаторного масла, поступавших на хроматографический анализ. Следует отметить, что в условиях вакуумной обработки и азотирования изоляционного масла из-за их частой транспортировки в пределах энергосистемы могли создаваться значительно худшие условия для функционирования абсорбиометров и работы обслуживающего персонала, чем в приспособленных для этой цели лабораториях.

**Таблица 1. Результаты определения
общего газосодержания различными методами**

№ опыта	Общее газосодержание, % объема	
	Хроматографический метод	Абсорбционный метод
1	0,15	0,1
2	0,23	0,21
3	0,22	0,22
4	0,25	0,21
5	0,3	0,3
6	0,35	0,31
7	0,44	0,38
8	0,6	0,58
9	0,7	0,84
10	0,9	1,0
11	1,0	1,0
12	1,14	1,34
13	1,49	1,55
14	2,3	2,0

По данным энергосистем общее газосодержание трансформаторных масел почти половины контролируемого оборудования превышало установленную в эксплуатации предельно допустимую норму – 1 % объема. Старение масла связано в основном с окислительными процессами при участии кислорода воздуха [2].

Значительное содержание кислорода в пробах масла объясняется следующим:

– более высокой извлекаемостью азота из масла на дегазационных установках по сравнению с кислородом из-за большей растворимости последнего;

– недостаточным количеством антиокислительных присадок в исследуемых маслах.

Опыт работы ПХК свидетельствует о том, что определение газосодержания изоляционных масел трансформаторов на хроматографах имеет преимущества по сравнению с абсорбционным методом. Этот метод позволяет существенно сократить объем работ по дегазации масел.

Литература

1. Методика определения объемного содержания воздуха в масле. Инструкция ОВБ 463.252-66.
2. Степанчук, К.Ф. Контроль и диагностика изоляции машин и аппаратов: Учебно-метод. пособие для студ. спец. 10.01 и 10.04. – Минск: БГПА, 1995.
3. Зузак, М.Т., Шинкаренко, Г.В. Определение газосодержания изоляционных масел трансформаторов с пленочной защитой на хроматографах // Электрические станции. – 1989. – № 2.
4. Петриченко, А.Д. Оценка существующей системы контроля состояния трансформаторного масла // Электрические станции. – 1987. – № 10.

УДК 621.316.5

ВИДЫ И МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАЗВИВАЮЩИХСЯ ДЕФЕКТОВ В ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Кулик Н.Н., Басыгин К.А.

Научный руководитель – канд. техн. наук, доцент КРАСЬКО А.С.

Высоковольтные маслонаполненные трансформаторы являются одним из наиболее надежных элементов системы электроснабжения. В то же время они являются и наиболее ответственными элементами этой системы. По этой причине принимаются меры к дальнейшему повышению надежности трансформаторов и разрабатываются профилактические мероприятия, направленные на своевременное обнаружение опасных ухудшений изоляции с целью не допустить аварийное отключение.

Так как аварийному отключению трансформаторов предшествуют более или менее длительные процессы в изоляции, то все дефекты можно разделить:

1. Развивающиеся.
2. Развившиеся.

В зависимости от причины повреждения изоляции дефекты разделяют:

1. Повреждения электрической дугой или дуговые повреждения. Воздействующая электрическая дуга может быть как легкой (между пластинами контактов или пластинами магнитопровода) так и мощной (возникает при перекрытии или пробое изоляции).

2. Повреждения частичными разрядами. Эти повреждения наблюдаются при частичных разрядах на короне с концов проводников, краев металлических экранов в масле или маслоцеллюлозной системе.

3. Повреждения, вызванные местным перегревом изоляции. Локальный перегрев участков изоляции может быть связан с дефектами в соединениях, креплениях, с высокой плотностью тока на металлических поверхностях, с перегрузкой обмоток или сверхтоками в изолированных болтах магнитопровода. Перегревы могут захватывать системы «металл – масло» или «металл – масло – твердая изоляция».

Частота встречающихся дефектов зависит от типов трансформаторов и режимов их работы. По имеющимся данным, из 24 трансформаторов мощностью 40 МВА и более, в 16 случаях наблюдалось повреждение в магнитопроводе, в 3-х случаях эти повреждения привели к выгоранию баколитовых цилиндров и гетинаксовых плит, в 2-х