Определение типичных концентраций газов в маслонаполненных вводах 110-500 кВ

Давиденко И.В. к.т.н., доцент
Уральский государственный технический университет - УПИ 620057 г. Екатеринбург а/я 261,
jera@r66.ru

Точность критериев диагностики является определяющим фактором достоверности оценки технического состояния оборудования. Целью данного исследование было найти факторы, влияющие на критерии оценки состояния маслонаполненных вводов по хроматографическому анализу растворенных в масле газов и рассчитать эти критерии для оборудования, разделенного на группы согласно найденным факторам влияния. Исследование стало возможным благодаря информации, накопленной в базе данных экспертно-диагностической системы "Альбатрос" (ЭДИС "Альбатрос") за 17 лет ее эксплуатации. В настоящее время, система внедрена в 24 энергокомпаниях России, в Молдавии, Украине, Латвии (75 предприятий). Даются предложения по применению рассматриваемых критериев.

Экспертно-диагностическая и информационная система оценки состояния маслонаполненного оборудования 'Альбатрос' (ЭДИС 'Альбатрос') проводит диагностику силовых трансформаторов, высоковольтных вводов, измерительных трансформаторов на основании результатов следующих измерений: хроматографического анализа растворенных в масле газов, физико-химического анализа масла, измерения изоляционных характеристик, измерений активного сопротивления обмоток и короткого замыкания, измерения удельного объемного сопротивления масла, результатов опыта холостого хода.

Процесс анализа, поступающей в систему информации, осуществляется в два этапа. На первом этапе проводится диагностика в виде теста на исправное состояние (сравнение значений диагностических параметров с их нормируемыми значениями. Если определено неисправное состояние объекта, то экспертная система переходит ко второму этапу. На этом этапе проводится глубокая многоаспектная диагностика (идентификация дефекта, скорости его развития, степени опасности, по возможности, локализация) [1].

Эффективность диагностики тестового этапа зависит от точности критериев оценки самих контролируемых параметров и динамики их изменения. Существуют следующие пути получения значений критериев оценки параметров и их динамики:

- от экспертов, исходя из представления физики происходящих в оборудовании процессов и с учетом богатого практического опыта;
- из результатов математического или натурного моделирования;
- статистическими методами.

Так как набор критериев оценки, применяемый в ЭДИС, шире, чем р егламентируемый нормативными документами, возник вопрос получения новых, объективных критериев диагностики. Для решения этой задачи в ЭДИС "Альбатрос" был добавлен модуль, позволяющий с помощью методов математической статистики проводить исследования факторов, влияющих на критерии оценки технического состояния оборудования и рассчитывать значения критериев. С учетом того, что за многолетний опыт эксплуатации ЭДИС в базе данных системы накоплен весомый объем информации, этот модуль используется как для уточнения и дифференцирования критериев диагностики, так и для получения новых знаний.

Критерии оценки контролируемых параметров и их динамики, дифференцированные по сроку службы и конструктивным особенностям оборудования позволяют сделать диагностику ЭДИС более чувствительной и точной. Кроме того, с течением времени часть

оборудования переходит в другую возрастную категорию, обновляется парк оборудования, совершенствуются методы и средства измерений, поэтому через 5-7 лет необходимо уточнять значения критериев с помощью модуля.

Расчет типичных значений концентраций газов проводился для каждой энергосистемы отдельно, так как массивы данных зачастую не однородны. Неоднородность выборок может быть вызвана:

- разными возрастным составом и конструктивными особенностями парка оборудования;
- влиянием климатической зоны, различными режимами работы;
- различий применяемых технологий, методов и средств измерений (разным уровнем организации и квалификации персонала).

Объединять выборки данных разных энергосистем можно при условии их однородности, т.е. когда систематическая и случайная погрешности, возникающие при проведении измерений и вышеперечисленные особенности энергосистем, не должны заметно отражаться на значениях измеряемых параметров.

Ниже приводятся результаты исследования, выполненные с помощью этого модуля.

Сейчас при отнесении вводов к группе с развивающимися дефектами в России используются 2 параметра (C_2H_2, C_xH_y) [2], за рубежем - 7 параметров (H_2, C_2H_2, CH_4, C_2H_4, C_2H_6, CO, CO_2) [3]. При этом они не дифференцированы по конструктивным особенностям и сроку эксплуатации вводов. В данной работе исследовалась зависимость значений типичных концентраций газов (ТКГ), описывающих работоспособное состояние маслонаполненных вводов, от следующих факторов: срок эксплуатации оборудования (группы: до 10 лет, 10-20 лет, 20-30 лет); тип защиты масла (группы: герметичного, негерметичного исполнения); марке масла (группы: ГК, Т-750); вид оборудования (группы: трансформаторы, масляные выключатели); класс напряжения (группы: 110, 220, 330, 500 кВ).

Расчеты делались отдельно по каждой из 8 энергосистем, отобранных из базы данных экспертно-диагностической системы “Альбатрос”. Общая мощность выборок: 5578 вводов, 14897 ХАРГ.

Для исследования массив данных разбивался на выборки с одинаковыми значениями факторов (одинаковым сроком службы, маркой масла, типом защиты, классом напряжения, видом оборудования).

Для объектов, находящихся на учащенном контроле, было проведено усреднение значений, измеренных за контролируемый период, чтобы получить одинаковую частоту появления в выборке результатов измерения оборудования с нормальной и учащенной периодичностью контроля.

Для каждой выборки строились гистограмма, ее огибающая и интегральная функция распределения, рассчитывались величины математического ожидания, среднеквадратического отклонения, размах доверительного интервала распределения, покрывающий среднеквадратическое отклонение с надежностью 0,95. Согласно публикации [2] рекомендуется использовать для трансформаторных вводов, в качестве ТКГ – значения 95%-ного уровня интегральной функции распределения, что значительно уменьшает количество объектов, подлежащих дополнительному контролю.

При исследовании факторов влияния на критерии оценки рассматривалась огибающая гистограммы распределения, т.к. она является более тонкой и выразительной – дифференциальной характеристикой нежели интегральная функция распределения.

Закономерности, выявленные по одной энергосистеме, сопоставлялись с результатами расчетов других энергосистем.

Было выявлено, что:

- негерметичные вводы имеют значения концентраций газов значительно ниже, чем герметичные (максимальная разница значений ТКГ у H2, минимальная - у CO, CO2, табл.1);
- вводы с маслом ГК имеют значение H2 примерно в 2 раза, а CH4 в 1,5 раза выше, чем вводы с маслом Т-750 (табл.1);
- у вводов трансформаторов по сравнению с вводами выключателей выше значения ТКГ у CO, CO2, C2H6, что видимо объясняется разными температурными условиями их эксплуатации (табл.1);
- у вводов с более низким классом напряжения значения ТКГ для CO и CO2 выше в 1.2-1.3 раза и незначительно выше C2H6, что возможно связано с более высокими требованиями по обслуживанию оборудования высоких классов напряжения (табл.2);
- при переходе вводов из младшей возрастной группы в старшую растут значения ТКГ всех газов, но в разной степени. Наиболее заметен рост значений ТКГ у CO, CO2 (табл.2).

Типичные концентрации газов высоковольтных вводов

Таблица 1

предприятие	Свердловэнерго		Тюменьэнерго		ИЦ Амурэнерго	
оборудование	Выключатели		трансформаторы		выключатели	трансформаторы
возраст, гг	10-20		10-20		10-20	
класс U	110		220		110	
марка масла	Т-750		ГК	Т-750	ГК	
герметичность	есть	нет	есть		Есть	
CH_4, ppm	13	5	68	35	15	30
H_2, ppm	390	10	370	250	440	320
C_2H_2, ppm	0.6	0.5	0.3	0.2	0.5	0.5
C_2H_6, ppm	8	3	20	10	5	30
C_2H_4, ppm	10	9	17	20	10	20
CO, ppm	500	140	800	1100	580	1100
CO_2, ppm	2800	1100	2100	2100	1800	2500
Кол-во, шт	126	95	114	87	89	130

Типичные концентрации газов высоковольтных вводов с маслом Т-750

Таблица 2

предприятие	ГАЭС Алтайэнерго			Кубаньэнерго			
характеристики	трансформаторные, герметичные			трансформаторные, герметичные			
класс U	110			110	220	330	500
возраст, гг	До 10	10-20	20-30	20-30			
CH_4, ppm	11	20	23	30	28	30	6
H_2, ppm	8	53	84	100	90	50	1
C_2H_2, ppm	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
C_2H_6, ppm	7	7	11	10	5	1	0.7
C_2H_4, ppm	3	7	10	7	4	5	1
CO, ppm	120	300	340	680	510	400	230
CO_2, ppm	460	1890	2490	5400	3100	1570	870
Кол-во, шт	61	173	79	151	253	107	97

Полученные выводы сделаны путем анализа следующих статистических показателей: величин математического ожидания, среднеквадратического отклонения и размаха доверительного интервала распределения, а так же форм гистограммы распределения, её огибающей и интегральной функции распределения.

Было замечено, что по виду распределения, газы можно разделить на две группы: первая - H2, C2H2, CH4, C2H4, C2H6; вторая - CO, CO2. Огибающая гистограммы распределения первой группы описывается формулой:

$$F=A^2 *x*Exp(-A*x)/K \qquad (1)$$

где A- коэффициент, задающий форму,

K – коэффициент масштабирования,

x - значение анализируемого газа.

Пример гистограммы распределения и сглаживающей ее зависимости приведен на рис.1.

Функция распределения углеводородов описывается формулой:

$$F=A^4 * x^2 *Exp(-A*x)/K \qquad (2)$$

где A- коэффициент, задающий форму,

K – коэффициент масштабирования,

x - значение анализируемого газа.

Если рассматривать статистические показатели, характеризующие выборки с разными сроками службы, то с увеличением срока службы растут значения математического ожидания и среднеквадратического отклонения ТКГ, уменьшается максимум вероятности распределения.

Функция распределения с возрастом становится глаже: она смещается по оси абсцисс в область более высоких значений, ее максимум становится ниже. В формуле функции распределения (2) с возрастом незначительно уменьшается коэффициент A.

Пример гистограммы распределения и сглаживающей ее функции приведен на рис.2. На рис.2 приведены функции распределения диоксида углеводорода для вводов со сроком работы до 10 лет и от 10 до 20 лет, иллюстрирующие этот вывод

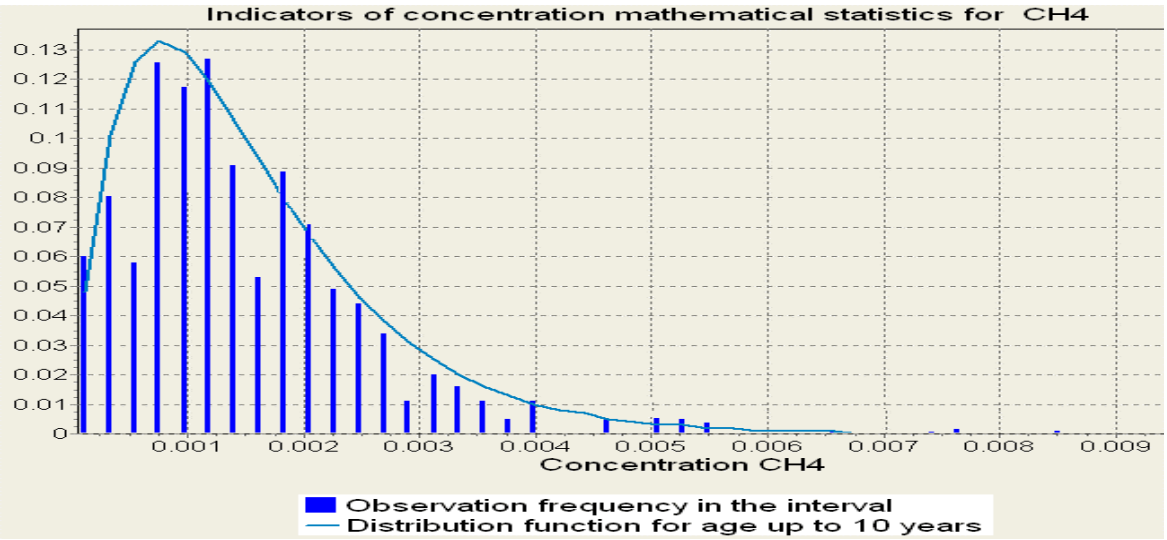

Рис.1 Огибающая распределения значений метана трансформаторного герметичного ввода 110 кВ с маслом ГК

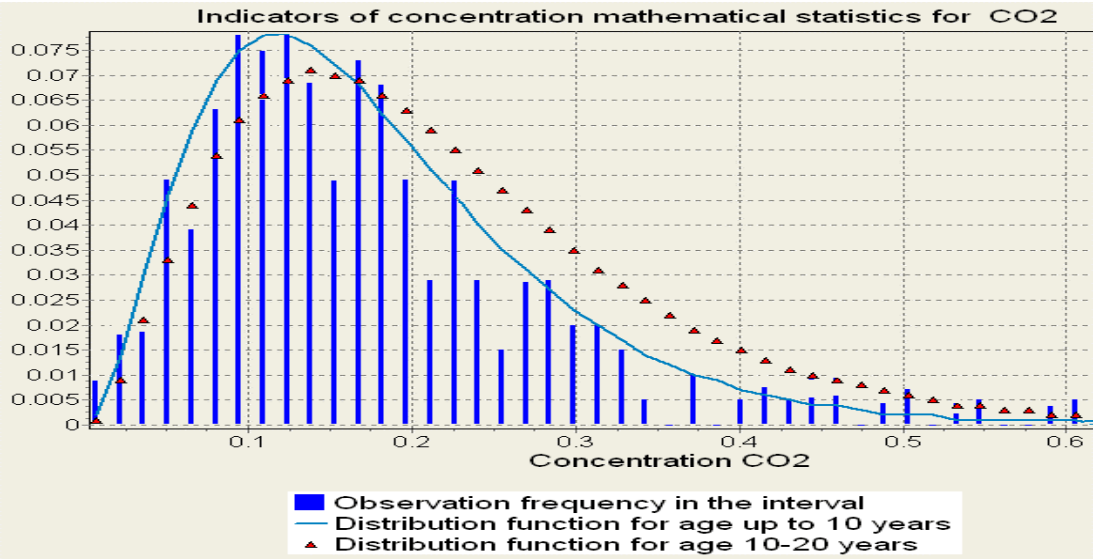

Рис.2. Функции распределения значений диоксида углеводорода трансформаторного герметичного ввода 110 кВ с маслом ГК .

При сравнении огибающих гистограмм распределения концентраций газов на рисунках видно, что размах доверительного интервала у углеводородных газов больше, чем у газов первой группы и увеличивается с возрастом оборудования.

Это свидетельствует о том, что концентрации CO и CO2 более зависимы от срока эксплуатации, чем остальные. Таким образом, по силе воздействия факторы, влияющие на значения ТКГ располагаются в следующем порядке: герметичность исполнения, срок эксплуатации, марка масла, вид оборудования, класс напряжения.

Выводы

Проведенные расчеты выявили, что для более точной диагностики вводов на основе ХАРГ желательно разделить типичные концентрации газов по:

- видам защиты на герметичные и негерметичные;
- маркам масла (выделять марку ГК);
- классам напряжения;
- сроку эксплуатации на возрастные группы: до 10 лет, 10-20 лет, свыше 20 лет.

Дифференцирование типичных значений концентраций и скоростей изменения газов по конструктивным особенностям и срокам службы призвано снизить ошибки ложного отнесения маслонаполненного оборудования в группу с развивающимися дефектами в случаях “перестраховки” и недосмотра”.

Список литературы.

[1] Davidenko I.V KNOWLEDGE ACQUISITION AND DEVELOPMENT OPTIMISATION AS BASIS OF PRECISE DIAGNOSTICS OF OIL-FILLED ELECTRICAL EQUIPMENT. IEEE PowerTech Paper # 348 June 2005 (ISBN 5-93208-034-0)

[2] РД 153-34.0-46.302-00 "Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле".

[3] Technical Report – TYPE 2. IEC 61464. Insulated bushing.