



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Институт повышения квалификации
и переподготовки

Кафедра «Электроснабжение»

Н. В. Грунтович, Н. В. Грунтович

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
по выполнению курсовой работы
для слушателей специальности переподготовки
1-43 01 78 «Диагностика и техническое обслуживание
энергооборудования организаций»
заочной формы обучения**

Гомель 2021

УДК 621.311.1(075.8)
ББК 31.16я73
Г90

*Рекомендовано кафедрой «Электроснабжение»
ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 5 от 02.12.2020 г.)*

Рецензент: доц. каф. «Электроснабжение» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *О. Г. Широков*

Грунтович, Н. В.

Г90 Диагностирование и техническое обслуживание энергооборудования : учеб.-метод. пособие по выполнению курсовой работы для слушателей специальности переподготовки 1-43 01 78 «Диагностика и техническое обслуживание энергооборудования организаций» заоч. формы обучения / Н. В. Грунтович, Н. В. Грунтович. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 55 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

В первой части курсовой работы «Выявление дефектов АД» включены следующие разделы: анализ вибрации подшипников качения асинхронного двигателя; анализ магнитной вибрации асинхронных двигателей; анализ технического состояния изоляции статорной обмотки асинхронного двигателя; составление дефектной ведомости и оценка материально-технического обеспечения для выполнения ремонта асинхронного двигателя. Во второй части курсовой работы «Выявление дефектов маслонаполненного трансформатора» рассмотрены следующие разделы: анализ результатов физико-химического испытания трансформаторного масла; анализ результатов хроматографического контроля растворенных газов в трансформаторном масле. В третьем разделе предусмотрено задание по разработке алгоритма для выявления дефектов по частоте и амплитуде вибрации асинхронного двигателя.

**УДК 621.311.1(075.8)
ББК 31.16я73**

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

	ВВЕДЕНИЕ	4
1	ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ	6
	1.1 Анализ вибрации подшипников качения асинхронного двигателя	6
	1.2 Анализ магнитной вибрации асинхронных двигателей	13
	1.3 Анализ технического состояния изоляции статорной обмотки асинхронного двигателя	18
	1.4 Составление дефектной ведомости и оценка материально-технического обеспечения для выполнения ремонта асинхронного двигателя	26
2	ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА	27
	2.1 Анализ результатов физико-химического испытания трансформаторного масла	27
	2.2 Анализ результатов хроматографического контроля растворенных газов в трансформаторном масле	35
3	РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПО ЧАСТОТЕ И АМПЛИТУДЕ ВИБРАЦИИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ	41
4	РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ И ЗАДАЧ СЛУЖБЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРЕДПРИЯТИЯ	42
	РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА	43
	Приложение 1. Исходные данные по подшипникам качения, установленных на асинхронном двигателе	46
	Приложение 2. Исходные данные результатов вибродиагностирования подшипников качения асинхронного двигателя	47
	Приложение 3. Исходные данные результатов магнитной вибрации асинхронного двигателя	48
	Приложение 4. Исходные данные результатов контроля параметров изоляции статорной обмотки асинхронных двигателей	49
	Приложение 5. Исходные данные результатов физико-химического контроля трансформаторного масла	50
	Приложение 6. Исходные данные результатов хроматографического анализа трансформаторного масла	51
	Приложение 7. Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентраций пар газов (СТП 09110.46.300□05)	54
	Приложение 8. Зоны разделения дефектов по Дорненбургу	55
	Приложение 9. Соответствие уровня вибрации в дБ ускорению в м/с ² при $a_0 = 3 \cdot 10^{-4}$, м/с ²	56

ВВЕДЕНИЕ

Целью системы технической диагностики любого оборудования, в том числе электрических машин и трансформаторов, является определение фактического технического состояния оборудования для организации его правильной эксплуатации, технического обслуживания и ремонта, а также выявление возможных неисправностей на раннем этапе их развития. Все виды затрат на функционирование системы технической диагностики должны быть минимизированы.

У 80% промышленных предприятий республики средний срок эксплуатации электрических машин достиг 30-40 лет. Замена парка электропривода идет медленно. Даже в процессе модернизации ставят частотные преобразователи на работающий (изношенный электропривод). В настоящее время отказы подшипников качения по своему количеству превышают пробой изоляции.

Проведенные исследования показали, что более 50% подшипников качения низкого качества поступают на предприятия РБ. В этом случае срок службы подшипника качения может составить менее 500 часов вместо 50000-60000 часов. Частые выходы из строя подшипников качения сопровождаются внеплановыми остановками энергетического и технологического оборудования, что приводит к значительным экономическим потерям. Как показывает опыт, диагностический мониторинг обеспечивает безотказность и долговечность оборудования. Диагностировать оборудование необходимо перед ремонтом и после ремонта, а также контролировать диагностические параметры оборудования исходя из результатов предыдущих обследований. Например, большой эффект дает диагностирование подшипников качения перед установкой на механизм.

Для этого имеются специальные стенды и компьютерные диагностические программы. Проведение комплексного диагностирования асинхронных двигателей и маслонаполненных трансформаторов позволит

отказаться от ремонта согласно регламенту, а проводить ремонт по результатам технического диагностирования.

Это обеспечит высокую надежность оборудования и позволит сэкономить значительные финансовые средства.

Целью курсового проекта является получение практических навыков диагностирования технического состояния электрических машин и трансформаторов.

В соответствии с поставленной целью в курсовом проекте решаются следующие вопросы:

- выполняется анализ диагностических параметров вибрации двух подшипников качения асинхронного двигателя;

- выполняется анализ магнитной вибрации асинхронного двигателя;

- производится оценка технического состояния изоляции статорной обмотки асинхронного двигателя;

- составляется дефектная ведомость для выполнения ремонта асинхронного двигателя;

- разрабатывается алгоритм выявления дефектов асинхронного двигателя по спектрам вибрации.

Для силового трансформатора:

- производится анализ физико-химического испытания трансформаторного масла;

- выполняется анализ и устанавливаются дефекты по хроматографическому контролю растворенных газов в трансформаторном масле по двум методикам;

- разрабатывается структура и задачи службы технической диагностики предприятия.

В качестве раздела углубленной теоретической проработки ставится задача изучения современного оборудования для диагностирования электрических машин и трансформаторов.

1 ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

1.1 Анализ вибрации подшипников качения асинхронного двигателя

Типовые дефекты подшипников качения. Дефекты различают заводские и эксплуатационные [1].

К заводским дефектам подшипников качения следует отнести:

- некруглость тел качения;
- овальность внутреннего кольца;
- неравномерность зазоров между телами качения и кольцами (разные диаметры тел качения);
- повышенная волнистость колец;
- раковины на кольцах и телах качения.

К эксплуатационным дефектам подшипников качения относятся:

- заводские дефекты, которые приводят к интенсивному износу узлов подшипников качения;
- перекос наружного кольца;
- трещины на внутреннем кольце;
- износ сепаратора;
- неоднородный радиальный натяг;
- износ тел качения;
- загрязнение смазки;
- задиры;
- бринеллирование на кольцах;
- выбоина на наружном кольце;
- микрораковины на кольцах;
- электротехническая коррозия.

Вычисление частот вибрации подшипников качения

Если принять толщину внутреннего и наружного колец подшипника равными, то радиус внутренней поверхности можно вычислить по формуле [4] :

$$R_{\text{вн}} = \frac{d + D}{4} - r_{\text{ш}},$$

где: d – диаметр внутреннего кольца, мм;

D – диаметр наружного кольца, мм.

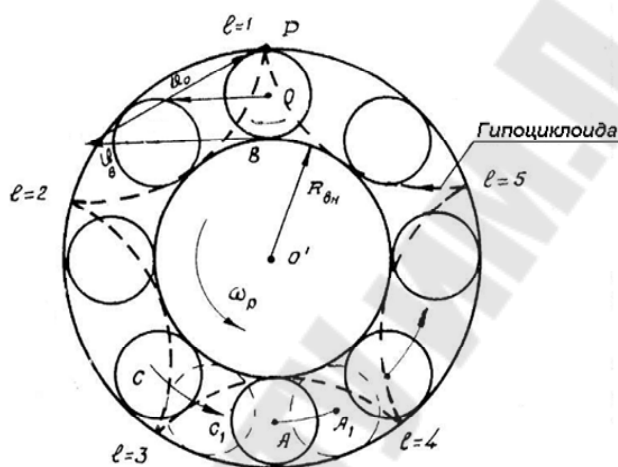


Рисунок 1.1 - К иллюстрации вычисления частот вращения сепаратора и опрокидывания вала в подшипнике в неустойчивом состоянии

Вал вращается с угловой скоростью ω_p . Так как шар одновременно катится по неподвижной наружной поверхности, то точка касания P является мгновенным центром скоростей. Используя понятие о мгновенном центре скоростей определим линейную скорость точки O :

$$v_o = \frac{1}{2} v_p = \frac{\omega_p \cdot R_{\text{вн}}}{2}$$

Следовательно, угловая скорость центра шара:

$$\Omega = \frac{v_o}{R_{\text{вн}} + r_{\text{ш}}} = \frac{\omega_p \cdot R_{\text{вн}}}{2 \cdot (R_{\text{вн}} + r_{\text{ш}})}$$

Тогда частота вращения центра шара (сепаратора) определяется по формуле:

$$f_o = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2(R_{вн} + r_{ш})}$$

Так как линейная скорость точки В равна $\omega_p \cdot R_{вн}$, то угловая скорость шара вокруг собственной оси равна:

$$\omega_{ш} = \frac{v_{в}}{2r_{ш}} = \frac{\omega_p \cdot R_{вн}}{2r_{ш}} \quad \text{или} \quad f_{ш} = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2r_{ш}}$$

С частотой шар вращается не только вокруг собственной оси, но и относительно сепаратора. Следовательно, дефекты шаров, сепаратора, а также недостаточное количество смазки проявляется на частоте.

Относительная частота перемещения тел качения к поверхности внутреннего кольца определяется выражением:

$$f_{в.к'} = f_p - f_o$$

Тогда частоты вибрации от дефектов внутреннего кольца:

$$f_{в.к} = f_{в.к'} \cdot Z_{ш} \cdot k, \quad \text{где } k=5...30.$$

Для ЭМ, которые устанавливаются на горизонтальных лапах, кроме рассмотренного частотного спектра вибрации при большом износе подшипников качения, характерна вибрация с частотой опрокидывания вала ротора. В момент, когда центр одного из опорных тел качения совпадает с линией действия веса или статической силы, вал теряет устойчивость.

В конце фазы опрокидывания происходит удар вала по следующему шару, который перекачивается под вал. Частота колебаний вала рассчитывается по формуле:

$$f_{он} = f_o \cdot Z_{ш} = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2 \cdot (R_{вн} + r_{ш})} \cdot Z_{ш} \dots$$

В том случае, если эти перемещения проходят случайным образом или имеются какие-либо другие дефекты на внешнем кольце, частотный спектр вибрации определяется выражением:

$$f_{нк} = f_o \cdot Z_{ш} \cdot k, \text{ где } k = 5...30.$$

Задание 1.1

Согласно заданному преподавателем варианту (таблицы П1 и П2) необходимо:

- определить типы подшипников, диагностическую модель дефектов (приложение П1);
- геометрические параметры подшипников (приложение П2);
- рассчитать информативные частоты вибрации подшипников;
- построить график изменения амплитуды вибрации на рассчитанных частотах и произвести сравнение с диагностической моделью подшипника;
- выявить дефекты согласно полученным расчетам и заданной диагностической модели;

Пример выполнения задания

Исходные данные по подшипнику П1 АД1 представлены в таблице 1.1

Таблица 1.1 – Исходные данные по подшипнику качения согласно варианта задания

<i>АД1</i>	<i>Тип подшипника</i>	<i>d, мм</i>	<i>D, мм</i>	<i>Z_ш</i> <i>количество</i> <i>тел</i> <i>качения</i>	<i>r_ш, мм</i>	<i>R_{вн}, мм</i>
1	210	50	99	10	6,37	28,65

В таблице 1.2 приведен расчет информативных частот вибрации.

Таблица 1.2 - Расчет информативных частот вибрации подшипника

№ n/n	Частоты, соответствующие дефектам	Расчетная формула	Информативные частоты вибрации, Гц (по варианту)
1	Частота вращения ротора	$f_p = f/60$	25
2	Частота вращения сепаратора вокруг центра вала	$f_0 = f_p \cdot R_{вн} / 2 \cdot (R_{вн} + r_{ш})$	10,2
3	Частота опрокидывания вала, обусловленная разноразмерностью тел качения	$f_{н.к} = f_0 \cdot Z_{ш}$	102,3
4	Дефект наружного кольца	$f_{н.к} = f_0 \cdot Z_{ш} \cdot k$, где $k = 5 \dots 30$	
5	Частота перемещения тел качения относительно внутреннего кольца	$f_{в.к}' = f_p - f_0$	14,8
6	Вибрация внутреннего кольца, обусловленная разноразмерностью тел качения	$f_{в.к.} = f_{в.к}' \cdot Z_{ш}$	147,7
7	Дефекты внутреннего кольца	$f_{в.к.} = f_{в.к}' \cdot Z_{ш} \cdot k$, где $k = 5 \dots 30$	
8	Частота вращения тел качения вокруг собственной оси	$f_{ш} = f_p \cdot R_{вн} / 2 \cdot r_{ш}$	56,22
9	Частота вибрации тел качения, обусловленная их разноразмерностью	$f_{ш}' = f_{ш} \cdot Z_{ш}$	562,21
10	Раковины на телах качения	$f_{ш}' = f_{ш} \cdot Z_{ш} \cdot k$, где $k = 5 \dots 30$	102,3
11	Перекося наружного кольца	$f_{н.н.к.}' = 2 \cdot f_0 \cdot Z_{ш}$	204,5

На частоте вращения ротора увеличивается вибрация при нарушении балансировки ротора. Причины дисбаланса ротора могут быть следующие:

- неравномерный нагрев обмотки ротора (якоря);
- загрязнение крыльчатки вентилятора;

-локальное ослабление крепления обмотки якоря (ротора) из-за усыхания изоляции обмотки;

-неуравновешенность муфты;

-нарушение центровки агрегата, состоящего из нескольких машин.

На частоте $2 \cdot f_p$ проявляется овальность внутреннего кольца или посадочного места на валу.

Износ сепаратора проявляется на частотах $f_c = f_{ш} \cdot Z_{ш} \pm f_0$.

На частотах $f_{в.к.}, f_{в.к'}, f_{ш}, f_{ш'}$ вибрация увеличивается при отсутствии либо загрязнении смазки, или при большом количестве микрораковин.

Далее осуществляется перевод виброскорости в виброускорение и рассчитываются предельное значение вибрации (таблица 1.3). Приложение 9.

Таблица 1.3 - Перевод виброскорости 6 мм/с (предельное значение) в виброускорение (м/с²; Дб)

Текущее (расчетное) значение виброускорения, a_r , м/с ²	$a_m = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot v \cdot 10^{-3}$	0,942
Виброускорение в Дб	$a_0 = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}^2$	3140
Предельное значение вибрации	$L = 20 \cdot \lg(a_m/a_0)$	69,9

Далее строится зависимость амплитуд вибрации на расчетных частотах согласно диагностической модели (таблица 1.4, рисунок 1.2).

На рисунке 1.2 представлены полученные дискретные частоты вибрации подшипника качения № 210 и предельное значение вибрации.

Как видно из рисунка 1.2, для заданного подшипника критическим значением является разноразмерность тел качения и отсутствие смазки.

Выводы:

1. Вибрация подшипника качения обусловлена разноразмерностью тел качения (560 Гц).

Рекомендации:

Заменить смазку в подшипнике и повторить вибродиагностирование через 3 месяца.

Таблица 1.4 - Диагностическая модель подшипника качения

Частоты, соответствующая дефектам	Ось X, вибрация, Гц	Ось Y, амплитуда вибрации, Дб
Частота вращения сепаратора вокруг центра вала	10	45
Частота опрокидывания вала, обусловленная разноразмерностью тел качения	102	58
Частота вращения тел качения вокруг собственной оси	56	70
Частота вибрации тел качения, обусловленная их разноразмерностью	560	65

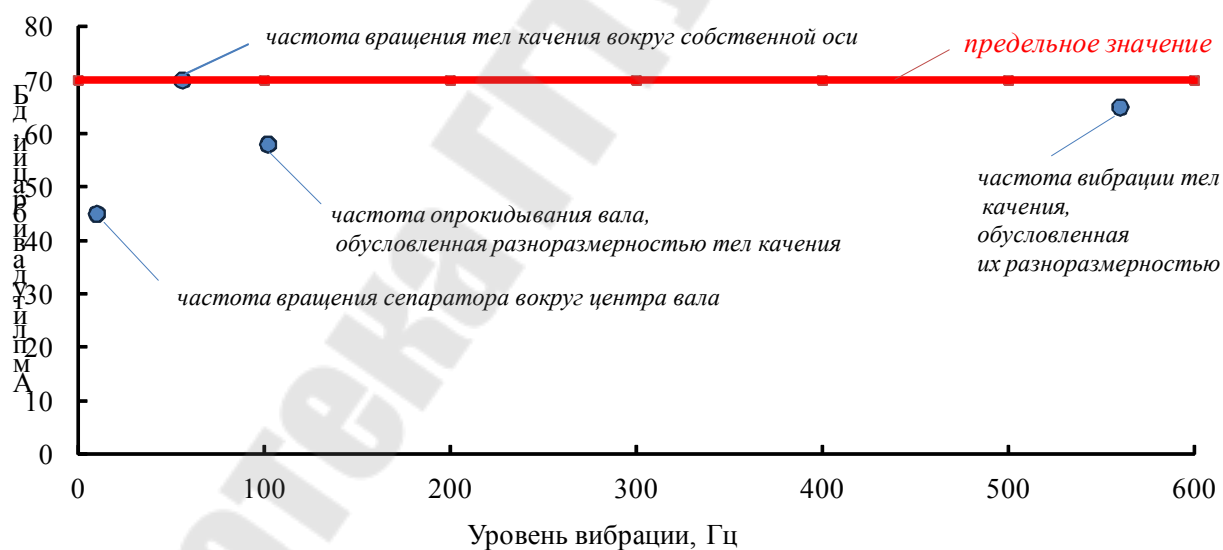


Рисунок 1.2 – Иллюстрация дискретных частот вибрации ПК при различных дефектах

1.2 Анализ магнитной вибрации асинхронных двигателей

В условиях эксплуатации магнитные вибрации могут возрасти вследствие изменения параметров асинхронной машины либо питающей сети. Изменение параметров машины может повлечь за собой расширение амплитудного и частотного спектров вибровозмущающих магнитных сил или ослабление динамической жесткости конструкции двигателя как колебательной системы, приводящие к усилению вибрации.

Эксплуатационными причинами ухудшения виброшумовых характеристик АД из-за возникновения дополнительных магнитных сил могут явиться:

1 Магнитная несимметрия вследствие:

- неподвижного эксцентриситета ротора в расточке статора, приводящего к возникновению неподвижной неравномерности воздушного зазора;
- вращающегося эксцентриситета ротора вследствие прогиба вала или эллипсности "бочки" ротора, приводящих к вращающейся неравномерности воздушного зазора;
- вращающегося эксцентриситета ротора машин с угловой частотой процессии при увеличении радиальных зазоров в подшипниках.

2 Электрическая несимметрия фаз АД вследствие:

- неравенства переходных сопротивлений подводящих контактов фаз;
- неравномерности воздушного зазора при эксцентриситетах, влияющей на величину реактивного сопротивления фаз;
- межвиткового замыкания в фазной обмотке или между фазами;
- неправильного включения фазы (вывернутая фаза);
- обрыва фаз, обрыва стержней клетки ротора;
- нелинейности сопротивления фаз при наличии последовательно включённых нелинейных элементов (диодов, тиристоров и т.п.).

3 Несимметрия трёхфазной системы напряжения вследствие:

- неисправностей в синхронном генераторе, приводящих к несимметрии фазных напряжений;
- неравномерной загрузки фаз генератора при наличии однофазных или несимметричных трёхфазных потребителей;
- неисправностей в силовой схеме статических преобразовательных устройств (разброса характеристик силовых элементов, например тиристоров) СПУ, нарушения настройки блоков управления.

4 Насыщение магнитной цепи АД при увеличении отношения $\frac{U}{f}$ вследствие неточной настройки регуляторов напряжения и частоты.

5 Ухудшение качества электроэнергии, выражающееся в искажении синусоидальной формы кривой напряжения и тока.

Задание 1.2

Согласно заданному преподавателем варианту (таблица приложения ПЗ) необходимо:

- по заданному числу зубцов статора определить частоту вибрации корпуса асинхронного двигателя;
- построить график изменения амплитуды вибрации на рассчитанных частотах и произвести сравнение с диагностической моделью магнитной вибрации;
- выявить дефекты согласно полученным расчетам и заданной диагностической модели.

Пример выполнения задания 1.2

Исходные данные магнитно (таблица 1.5).

Таблица 1.5 - Исходные данные согласно варианту задания для оценки магнитной вибрации асинхронного двигателя

Вариант	Частота вращения АД, об/мин	Число зубцов статора, Z1	Число зубцов ротора, Z2	Уровень вибрации, Дб				
				на частоте 50 Гц	Вертикальная вибрация на частоте 100 Гц	Осевая вибрация на частоте 100 Гц	Амплитуда вибрации на зубцовой частоте статора	Амплитуда вибрации на удвоенной зубцовой частоте статора
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АД18	3000	24	36	54	52	48	54	53

Определим частоты вибрации на зубцовой и удвоенной зубцовой частоте статора: $f_z = f_p \cdot Z1$; $2 \cdot f_z$.

По заданному значению виброскорости вычисляем предельное значение виброускорения: $a_m = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot v \cdot 10^{-3}$. В таблице 1.6 приведены результаты расчетов.

Таблица 1.6 - Частоты магнитной вибрации асинхронного двигателя

№ п/п	Дефекты асинхронного двигателя	Расчетные формулы	Значения
1	Текущее (расчетное) значение виброускорения, a_m , m/c^2	$a_m = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot v \cdot 10^{-3}$, при $f = 25$ Гц, $v = 6$ мм/с	0,942
2	Предельное значение вибрации, дБ	$L = 20 \cdot \lg(a_m/a_0)$	69,9
3	Вибрация на зубцовой частоте статора, Гц	$f_z = f_p \cdot Z1$	1200
4	Вибрация на удвоенной зубцовой частоте статора, Гц	$L2 = 2 \cdot Z1 \cdot f_p$	2400

Далее по сформированной таблице диагностической модели ПЗ строятся зависимости амплитуды значения вибрации асинхронного двигателя от частоты

(таблица 1.7) и строится поле, где по оси X откладываются значения вибрации, Гц, по оси Y - амплитуды вибрации, Дб.

Таблица 1.7 - Диагностическая модель магнитной вибрации асинхронного двигателя

Ось X, вибрация, Гц	Ось Y, амплитуда вибрации, Дб
50	54
100 вертикальная	52
100 осевая	48
1200	54
2400	53

На рисунке 1.3 представлены уровни вибрации в дБ и соответствующие им частоты по диагностической модели с указанием заданного предельного значения вибрации:

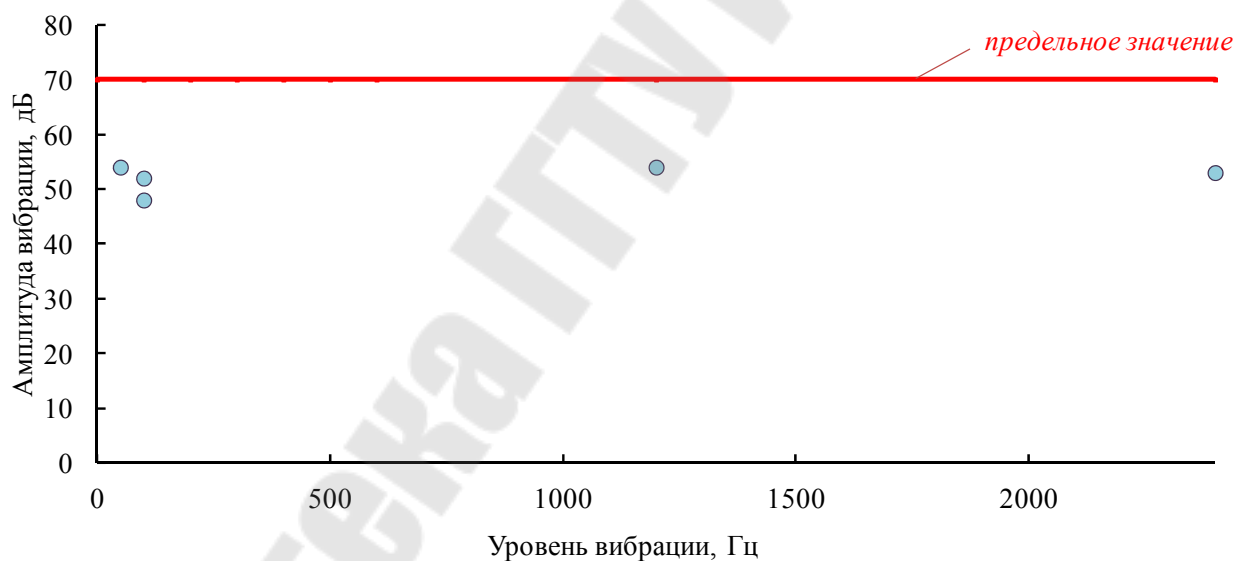


Рисунок 1.3 - Уровни вибрации (дБ) и соответствующие им частоты для исследуемого АД

В асинхронном ЭД с рабочим механизмом может возникать осевая вибрация. Причиной осевой вибрации может быть магнитная вибрация в электродвигателе и механическая вибрация агрегата. Причиной осевой магнитной вибрации АД является несимметрия осей магнитного поля статора и

ротора: сдвиг ротора относительно статора; разная длина лобовых частей обмотки статора.

Механическими причинами вибрации являются износ муфты и неравномерная осадка фундамента.

Анализ спектров магнитной вибрации АД1:

Магнитная вибрация АД1 находится в пределах нормы.

1.3 Анализ технического состояния изоляции статорной обмотки асинхронного двигателя

Около 80% аварий электрических машин связано с повреждением обмотки статора. Высокая повреждаемость обмотки объясняется тяжелыми условиями работы и недостаточной стабильностью электрических свойств изоляционных материалов. В результате повреждения изоляции может произойти замыкание между обмоткой и магнитопроводом, замыкание между витками катушек или между фазными обмотками.

Основной причиной повреждения изоляции является резкое снижение электрической прочности под влиянием увлажнения обмотки, загрязнения поверхности обмотки, попадания в электродвигатель металлической стружки, металлической и другой проводящей пыли, наличия в охлаждающем воздухе паров различных жидкостей, продолжительной работы электродвигателя при повышенной температуре обмотки, усыхания изоляции.

Увлажнение обмотки может произойти вследствие продолжительного хранения электродвигателя в сыром неотапливаемом помещении. В установленном электродвигателе увлажнение может произойти при длительном неподвижном состоянии, особенно при повышенной влажности окружающего воздуха или при попадании воды непосредственно в электродвигатель.

Для предупреждения увлажнения обмотки во время хранения электродвигателя необходимы хорошая вентиляция складского помещения и умеренное отопление в холодное время года. В периоды длительных остановок электродвигателя при сырой и туманной погоде следует закрывать задвижки воздушных каналов поступающего и выходящего воздуха. При теплой сухой погоде все задвижки должны быть открыты.

Загрязнение обмотки электродвигателя происходит главным образом вследствие использования для охлаждения недостаточно чистого воздуха. Вместе с охлаждающим воздухом в электродвигатель могут попадать угольная

и металлическая пыль, сажа, пары и капли различных жидкостей. Вследствие износа щеток и контактных колец образуется проводящая пыль, которая при встроенных контактных кольцах оседает на обмотках электродвигателя.

Предотвращение загрязнения может быть достигнуто внимательным уходом за электродвигателем и тщательной очисткой охлаждающего воздуха. Необходимо периодически осматривать электродвигатель, очищать его от пыли и грязи и в случае необходимости производить сушку изоляции. При повышенном нагревании, а также в результате естественного старения изоляция в значительной мере утрачивает механическую прочность, становится хрупкой и гигроскопичной.

При длительной работе машины крепления пазовых и лобовых частей обмотки ослабляются и вследствие вибрации их изоляция разрушается. Изоляция обмотки может быть повреждена: из-за небрежной сборки и транспортировки электродвигателя, вследствие разрыва вентилятора или бандажа ротора, в результате задевания ротора за статор.

Сопротивление изоляции обмотки статора асинхронных электродвигателей

Применяемый на практике способ оценки технического состояния изоляции электрических машин и кабелей на основе высоковольтных испытаний является разрушающим и пагубным. Как показывает практика, неоднократные высоковольтные испытания локально уменьшают диэлектрическую прочность изоляции, что приводит к сокращению ресурса, аварийным остановам и к необоснованным затратам на ремонт. В настоящее время, ученые разработали неразрушающие методы контроля степени износа изоляции обмоток .

Эти методы основаны на измерении следующих параметров:

- коэффициент абсорбции и поляризации;
- тангенс угла диэлектрических потерь – $\text{tg}\delta$ (%);

- частичные разряды (пКл);
- температурное поле;
- коэффициент разряда диэлектрика K_{DD} ;
- коэффициент микропористости K_m .

На рисунке 1.4 приведены характеристики $tg\delta$ в зависимости от испытательного напряжения (мост P5026) различных объектов. Принято считать, что $tg\delta$ изоляции не зависит от габаритов ЭМ. Проведенные исследования показали, что $tg\delta$ изоляции зависит не только от технического состояния изоляции, но и от ее объема.

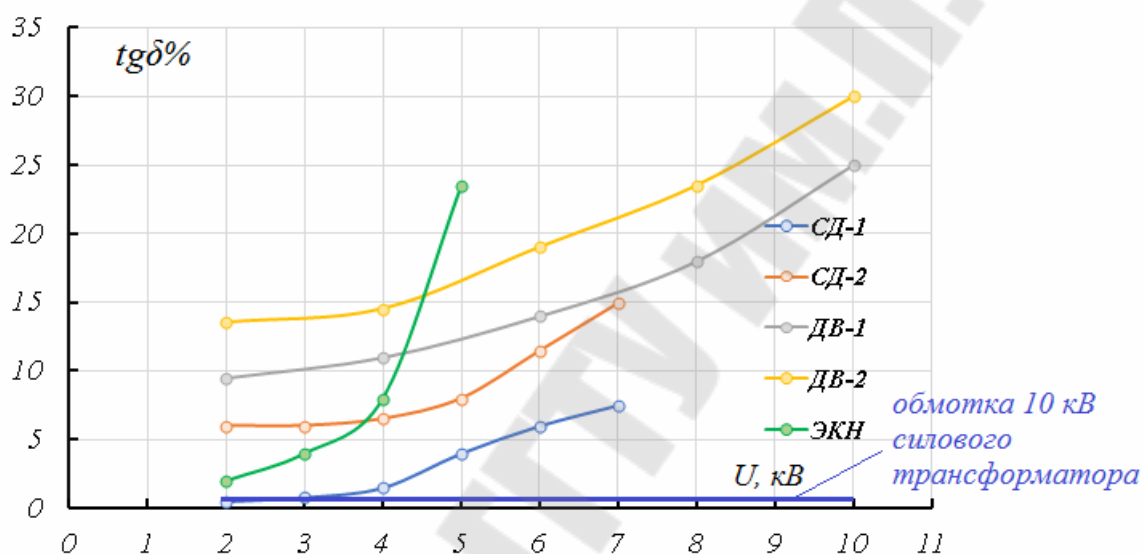


Рисунок 1.4 - приведены характеристики $tg\delta$ в зависимости от испытательного напряжения (мост P5026) различных объектов

Как следует из рисунка 1.4, самая плохая изоляция в электродвигателе конденсатного насоса. При напряжении 5 кВ в изоляции ЭД были зарегистрированы частичные разряды величиной 400 пКл. Самая хорошая изоляция в обмотке 10 кВ силового маслонаполненного трансформатора.

Определение коэффициентов абсорбции и поляризации основано на регистрации значений сопротивления изоляции электродвигателя через определенные промежутки времени с целью вычисления данных коэффициентов, по значению которых можно судить о степени увлажнения

изоляции (коэффициент абсорбции) и способности заряженных частиц и диполей в диэлектрике перемещаться под действием электрического поля (коэффициент поляризации).

Емкость изоляции может быть представлена геометрической емкостью, определяемой геометрическими размерами изоляции, и емкостью абсорбционной, то есть емкостью, образуемой в толще изоляции неоднородностями изоляционного материала, а также различными включениями в виде воздушных промежутков, влаги, загрязнений и др.

При приложении напряжения через изоляцию в первый момент проходит ток заряда геометрической емкости, быстро прекращающийся в связи с процессом зарядки этой емкости.

Абсорбционная емкость проявляется не сразу после приложения к изоляции напряжения, а спустя некоторое время после заряда геометрической емкости в результате последующего перераспределения зарядов в толще изоляции и накопления их на границах отдельных слоев, образующих из-за неоднородностей как бы цепочку последовательно включенных емкостей. Следствием заряда соответствующих отдельных емкостей (поляризации) является ток абсорбции в изоляции.

После прекращения поляризации, то есть заряда абсорбционной емкости, ток абсорбции становится равным нулю, но через изоляцию продолжает проходить ток сквозной проводимости (ток утечки), значение которого определяется сопротивлением изоляции постоянному току.

Определение влажности по коэффициенту абсорбции основано на сравнении показаний мегомметра, снятых через разные промежутки времени после приложения напряжения.

$$K_{аб} = R_{60} / R_{15},$$

где R_{60} и R_{15} - сопротивление изоляции, измеренное соответственно через 60 и 15 с после приложения напряжения мегомметра.

Для неувлажненной обмотки при температуре 10 - 30 °С $K_{аб} = 1,3 - 2,0$, а для увлажненной обмотки коэффициент абсорбции близок к единице. Это различие объясняется разной длительностью заряда абсорбционной емкости у сухой и влажной изоляции.

Коэффициент поляризации - $K_{п}$ показывает способность заряженных частиц перемещаться в диэлектрике под воздействием электрического поля, что определяет степень старения изоляции. Метод измерения основан на сравнении величин сопротивления изоляции через 60 и 600 секунд после начала испытаний:

$$K_{п} = R_{600}/R_{60}.$$

Коэффициент поляризации не является обязательным при проведении испытаний и определяется при комплексном испытании электроустановок. Значение коэффициента показывает остаточный ресурс изоляции. Данное испытание занимает достаточно много времени и характеризует сильно замедленный поляризацией ток.

Коэффициент микропористости $K_{м}$ рассчитывается по формуле

$$K_{м} = \Delta C / C_{50},$$

где ΔC - абсорбционная емкость изоляции, мФ;

C_{50} - геометрическая емкость изоляции, мФ.

Для измерения этих показателей применяется прибор ПКВ-7.

В таблице 1.8 приведены предельные значения коэффициентов микропористости, абсорбции и поляризации и соответствующее им качество изоляции статорной обмотки асинхронных двигателей

Таблица 1.8 - Определение технического состояния изоляции по коэффициенту микропористости, поляризации и абсорбции

<i>Коэффициент микропористости,</i> K_m	<i>Коэффициент поляризации,</i> K_n	<i>Коэффициент абсорбции,</i> $K_{аб}$	<i>Качество изоляции</i>
>2	< 1	< 1,25	Опасное
>1,5	1...2		Несоответствующее
1<	2...4	1,25...1,6	Хорошее
0,5<	> 4	> 1,6	Отличное

Коэффициент диэлектрического разряда DD (Dielectric Discharge) - коэффициент микропористости используется при проверке неоднородной или многослойной изоляции, позволяя обнаружить дефектный слой среди исправных слоев с высоким сопротивлением. При помощи стандартных измерений коэффициентов $K_{аб}$ и K_n такой дефект можно не заметить. С использованием прибора MIC5005 производится измерение коэффициента разряда диэлектрика-DD:

$$K_{DD} = I_{1min} / U_n \cdot C,$$

где I_{1min} - ток измеренный через 1 минуту после начала измерений, нА;

U_n - испытательное напряжение, В

C - измеренная емкость изоляции в мФ.

Коэффициент диэлектрического разряда DD более достоверный параметр для оценки степени старения изоляции (микропористости), чем коэффициент абсорбции.

Сначала исследуемая изоляция заряжается напряжением в течение определенного времени и измеряется ее емкость. После завершения процесса зарядки и поляризации, единственным током, текущим через изоляцию будет ток утечки. Затем объект измерения разряжается и через изоляцию начинает течь суммарный ток диэлектрического разряда. Этот ток первоначально

является суммой тока разряда емкости, который очень быстро исчезает, и тока абсорбции. Ток утечки будет незначительный, так как отсутствует испытательное напряжение. Поэтому коэффициент диэлектрического разряда является величиной, характеризующей качество изоляции, независимо от испытательного напряжения.

Таблица 1.9 - Значения коэффициента разряда диэлектрика K_{DD} и соответствующее ему качество изоляции статорной обмотки асинхронных двигателей

<i>Коэффициент диэлектрического разряда</i>	<i>Качество изоляции</i>
<i>> 7</i>	<i>очень плохое</i>
<i>4...7</i>	<i>плохое</i>
<i>2...4</i>	<i>неудовлетворительное</i>
<i>< 2</i>	<i>хорошее</i>

Задание 1.3

Согласно заданному преподавателем варианту (таблица приложения 4) необходимо:

- по заданной диагностической модели изоляции статорной обмотки необходимо определить техническое состояние изоляции, разработать рекомендации и результаты технического состояния представить в виде гистограммы.

Пример выполнения задания 1.3.

Исходные данные магнитной вибрации согласно варианту задания выбираем по таблице приложения 3(таблица 1.10).

В качестве исходных данных для диагностируемого АД заданы значения $K_{аб}$ (коэффициент абсорбции), K_n (коэффициент поляризации), K_m (коэффициент микропористости), K_{DD} (коэффициент разряда диэлектрика).

Таблица 1.10 – Результаты замеров состояния изоляции статорной обмотки асинхронного двигателя

Показатель	$K_{аб}$	K_n	K_m	K_{DD}
Эталон	1,3	2	1	2
Фактическое значение	1,4	2,5	0,9	1

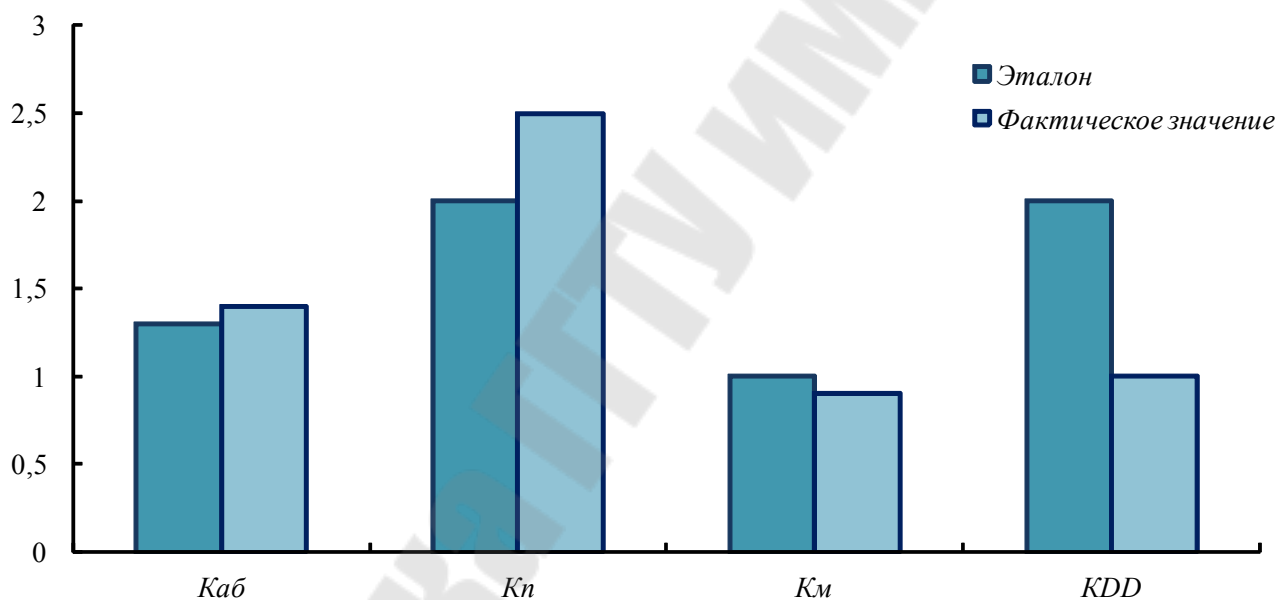


Рисунок 1.5 – Гистограмма для анализа состояния статорной обмотки асинхронных двигателей

ЗАКЛЮЧЕНИЕ: техническое состояние статорной обмотки – хорошее.

1.4. Составление дефектной ведомости и оценка материально-технического обеспечения для выполнения ремонта асинхронного двигателя.

В таблице 1.10 представлена дефектная ведомость на ремонт асинхронных двигателей по результатам технического диагностирования

Таблица 1.10 - Дефектная ведомость на ремонт асинхронного двигателя по результатам технического диагностирования

<i>Тип АД</i>	<i>Частота вращения, об/мин</i>	<i>Тип подшипника качения</i>	<i>Выявленные дефекты</i>	<i>Перечень ремонтных работ</i>
АД1	3000	Подшипник качения 305 №1	1. Вибрация подшипника качения обусловлена неравномерностью тел качения (560 Гц).	Рекомендации: подшипник 305 №1 необходимо заменить смазку, выполнить вибродиагностирование через 6 месяцев
			Магнитная вибрация АД1 находится в пределах нормы	
			Состояние статорной обмотки: техническое состояние статорной обмотки – хорошее.	

2 ВЫЯВЛЕНИЕ ДЕФЕКТОВ МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Согласно СТП 33243.20.366-16 контролируются следующие параметры силовых маслонаполненных трансформаторов во время их работы. Один раз в 6 месяцев: физико-химические параметры трансформаторного масла и хроматографический контроль горючих газов в масле. Один раз в 8 лет или перед капитальным ремонтом трансформаторов: регистрируются частичные разряды; проводится термографическое обследование; измерение вибрации бака трансформатора по общему уровню в диапазоне 5–1000 Гц (информация недостоверная).

Ежегодно контролируется $\text{tg}\delta$ вводов и обмоток 110-330 кВ при 10 кВ от моста переменного тока Р 5026 (информация недостоверная).

2.1 Анализ результатов физико-химического испытания трансформаторного масла

Многие повреждения или отклонения от нормального состояния вообще никак не проявляются при внешнем осмотре трансформаторов. Особенно это относится к начинающимся внутренним повреждениям. Значительная часть внутренних повреждений может быть определена проверкой состояния трансформаторного масла. Такие внутренние повреждения, как местные перегревы, частичные разряды (в масле или твердой изоляции), незначительное искрение в контактных соединениях и т.п., так или иначе сказываются на свойствах трансформаторного масла. Изменение его характеристик происходит также при увлажнении, загрязнении, попадании воздуха или другого газа и, наконец, в результате естественного старения как самого масла, так и твердой изоляции. Испытание и химический анализ трансформаторного масла являются наиболее распространенными способами проверки состояния трансформаторов.

Трансформаторное масло выполняет функции диэлектрика и охлаждающей среды, а для устройств РПН также дугогасящей среды. Свежее трансформаторное масло светло-желтого цвета и имеет высокие физико-химические и диэлектрические свойства. Старение масла в эксплуатации связано с его окислением. При соблюдении всех правил монтажа трансформатора и заливки масла на первом этапе процесс окисления происходит медленно. Изменения в масле обычными методами почти не обнаруживаются, но стабильность масла постепенно снижается. На втором этапе масло приобретает коричневый цвет, становится мутным, увеличивается кислотное число и зольность, появляются низкомолекулярные кислоты, которые оказывают вредное воздействие как на бумажную изоляцию, так и на металлы. Появляются осадки, которые могут ухудшить условия охлаждения обмоток.

Помимо внутренних, так сказать "естественных", причин старения масла (высокая температура, изоляционный лак, остаточная влага в масле и бумажной изоляции, медь и другие материалы, с которыми соприкасается масло), сказываются и внешние причины - недостаточная очистка трансформатора при смене масла, попадание воды, неисправность контактов, наличие короткозамкнутых контуров и других причин местных перегревов и т.д. Так, при попадании воды снижается пробивная прочность масла. В общем случае вязкость и температура вспышки масла в эксплуатации увеличиваются за счет испарения легких фракций масла. Но при наличии местных перегревов за счет разложения масла при высокой температуре без доступа воздуха температура вспышки может понизиться.

Предельно допустимые показатели физико-химических и диэлектрических свойств как вновь заливаемого, так и эксплуатируемого трансформаторного масла ограничены нормами и приведены в таблице 2.1. Естественно, требования к маслу, находящемуся в эксплуатации, ниже, чем ко вновь заливаемому. К некоторым сортам масла, а также к маслу в некоторых типах трансформаторов требования могут отличаться от

указанных в таблице 2.1, что должно быть оговорено в соответствующих технических условиях или инструкции завода-изготовителя.

Таблица 2.1- Предельные значения показателей качества трансформаторного масла по нормам

Показатель	Значение показателя масла						
	свежего			после заливки			
	ТКП	ГОСТ 10121-76	Т-750	ТКП	ГОСТ 10121-76	Т-750	эксплуатационного всех марок
1. Пробивное напряжение, кВ, при:							
U _{ном} <15 кВ	30	30	-	25	25	-	20
U _{ном} = 15-35 кВ	35	35	-	30	30	-	25
U _{ном} = 60-220 кВ	45	45	-	40	40	-	35
U _{ном} = 330-500 кВ	55(60)	55(60)	55(60)	50(55)	50(55)	50(55)	45
U _{ном} =750 кВ	-	-	65(70)	-	-	60(65)	55(60)
Для контактов РПН							
U _{ном} =10 кВ	30	30	-	25	25	-	25
U _{ном} =35 кВ	35	35	-	30	30	-	30
U _{ном} =110 кВ	45	45	-	40	40	-	35
U _{ном} =220 кВ	45	45	-	40	40	-	40
2. Механические примеси	визуально						
3. Кислотное число, мг КОН/г	0,02	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,25

Таблица 2.1- Продолжение

Показатель	Значение показателя масла						
	свежего			после заливки			
	ТКП	ГОСТ 10121-76	T-750	ТКП	ГОСТ 10121-76	T-750	эксплуатационного всех марок
4. Водорастворимые кислоты и щелочи, мг КОН/г							
для трансформаторов более 630 МВ·А и герметичных вводов до 500 кВ	отсутствие						
Для негерметичных вводов	отсутствие						0,03
5. Температура вспышки, °С	135	150	135	135	150	135	Снижение не более 5°С по сравнению с предыдущим анализом
6. tgδ, %, при 20°С для:							
U _{ном} < 220 кВ	0,2	0,2	-	0,3	0,3	-	0,7
U _{ном} = 330-500 кВ	0,2	0,2	-	0,3	0,3	-	0,5
при 70 °С для:							
U _{ном} < 220 кВ	1,5	2	0,3	2,0	2,5	0,5	7,0
U _{ном} = 330-500 кВ	1,5	2	0,3	2,0	2,5	0,5	5,0
U _{ном} = 750 кВ	1,5	2	0,3	2,0	2,5	0,5	5,0
При 90°С	2,6	2,6	0,5	-	-	0,7	-
7. Влагосодержание, % по массе, для:							
U _{ном} < 220 кВ	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	По заводским нормам
U _{ном} = 330-500 кВ	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,0025
U _{ном} = 500 кВ	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,002
8. Температура застывания, °С	-45	-45	-55	-	-	-	-
9. Газосодержание	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-

Отбор проб масла в эксплуатации из баков трансформаторов напряжением 330 кВ и выше, а также блочных трансформаторов мощностью 180 МВА и более любого напряжения производится не реже 1 раза в год. Для остальных трансформаторов масло проверяется не реже 1 раза в 3 года. Масло негерметичных вводов напряжением 500 кВ проверяется в первые 2 года эксплуатации не реже 2 раз в год, в дальнейшем - 1 раз в 2 года; при напряжении 110-330 кВ - 1 раз в год в течение первых двух лет, в дальнейшем - 1 раз в 3 года. Масло из герметичных вводов в общем случае не проверяется.

Пробы масла из контакторов устройств РПН должны отбираться не реже 1 раза в год. Однако если переключения производятся достаточно часто, то отбор проб производится через меньшие интервалы времени. Обычно число переключений между отборами проб должно составлять не более 5000, если иное не указано в инструкции завода-изготовителя. При снижении пробивного напряжения или обнаружении воды масло в контакторе подлежит замене. Для многих устройств РПН инструкции заводов-изготовителей требуют заменять масло в контакторе через 5 лет или 25 тыс. переключений независимо от его состояния.

Задание 2.1

Согласно заданному преподавателем варианту (таблица приложения П5 - Исходные данные результатов физико-химического контроля трансформаторного масла) необходимо:

- произвести сравнение фактических и эталонных значений физико-химических показателей трансформаторного масла согласно построенным гистограммам, определить состояние трансформаторного масла и целесообразность его дальнейшей эксплуатации.

Пример выполнения задания 2.1

Исходные результаты физико-химического контроля трансформаторного масла согласно варианту задания и эталонные значения представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Значения эталонных и фактических значений физико-химического испытания трансформаторного масла

Показатель	U _{пр} , кВ	Температура вспышки, t, °С	Влагосодержание, г/т	Механические примеси, о.е.	КОН, мг/т	Кислоты, мг/т
Эталон	35	125	30	13	0,25	0,014
Фактическое значение	70	150	28	7	0,06	0,001

Заключение: физико-химический анализ – загрязнение масла; химический анализ – в пределах нормы.

Рекомендации: осушить масло через цеолитовую установку или установку УВМ-2.

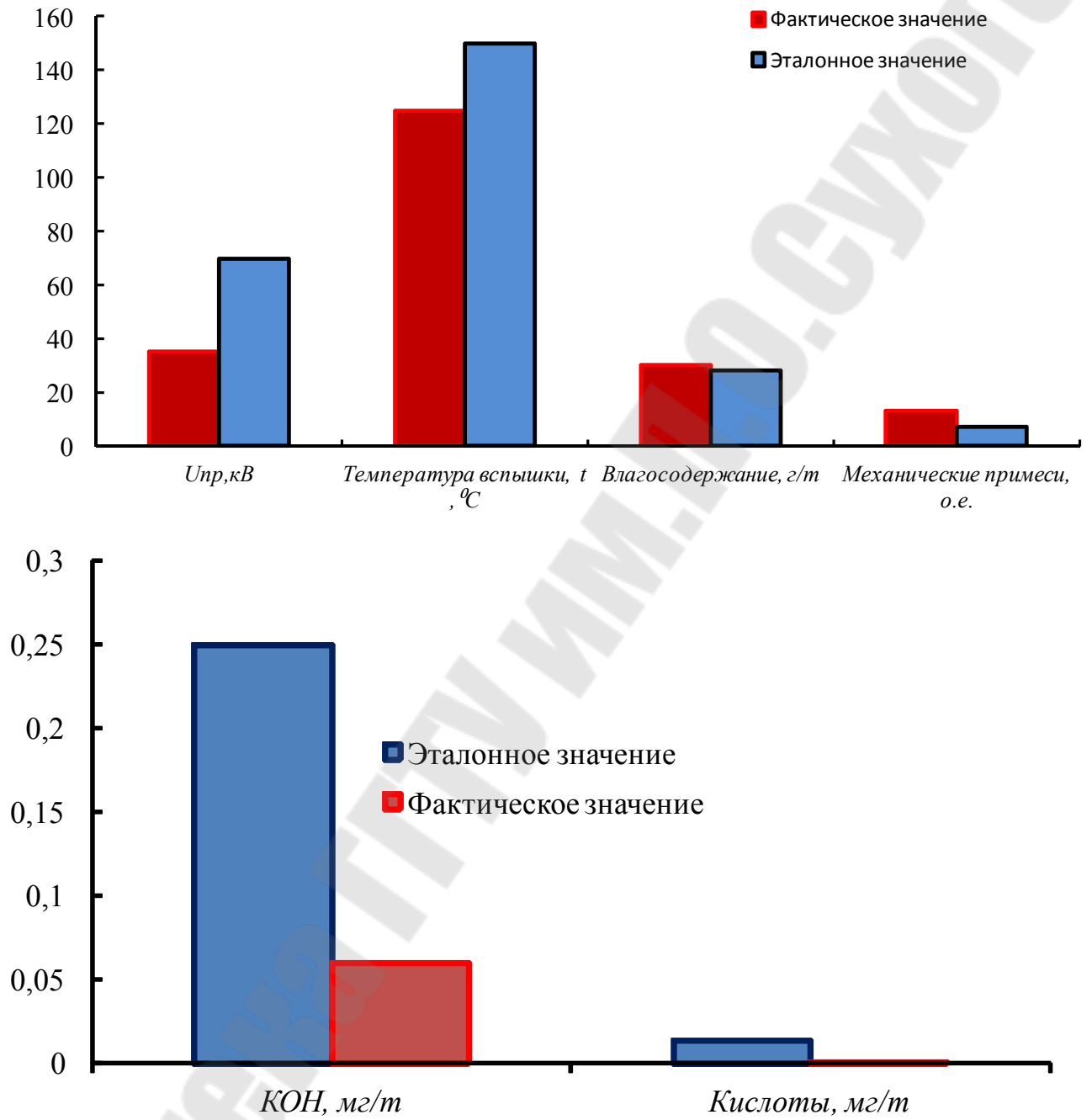


Рисунок 2.1 – Сравнение результатов физико-химического анализа трансформаторного масла с эталонными значениями

2.2 Анализ результатов хроматографического контроля растворенных газов в трансформаторном масле

Необходимость контроля за изменением состава масла в процессе эксплуатации трансформаторов ставит вопрос о выборе такого аналитического метода, который смог бы обеспечить надежное качественное и количественное определение содержащихся в трансформаторном масле соединений. В наибольшей степени этим требованиям отвечает хроматография, представляющая собой комплексный метод, объединивший стадию разделения сложных смесей на отдельные компоненты и стадию их количественного определения. По результатам этих анализов проводится оценка состояния маслonaполненного оборудования.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле. Этот анализ для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев.

Основными газами, характеризующими определенные виды дефектов в трансформаторе, являются: водород H_2 , ацетилен C_2H_2 , этан C_2H_6 , метан CH_4 , этилен C_2H_4 , окись CO и двуокись CO_2 углерода.

Водород характеризует дефекты электрического характера (частичные, искровые и дуговые разряды в масле); ацетилен - перегрев активных элементов; этан - термический нагрев масла и твердой изоляции обмоток в диапазоне температур до 300°C; этилен - высокотемпературный нагрев масла и твердой изоляции обмоток выше 300°C; окись и двуокись углерода - перегрев и разряды в твердой изоляции обмоток.

С помощью анализа количества и соотношения этих газов в трансформаторном масле можно обнаружить следующие дефекты в трансформаторе.

1. Перегревы токоведущих частей и элементов конструкции магнитопровода. Основные газы: этилен или ацетилен. Характерные газы: водород, метан и этан. Если дефектом затронута твердая изоляция, заметно возрастают концентрации окиси и двуокиси водорода.

Перегрев токоведущих частей может определяться: выгоранием контактов переключающих устройств; ослаблением крепления электростатического экрана; ослаблением и нагревом контактных соединений отводов обмотки низкого напряжения или шпильки проходного изолятора ввода; лопнувшей пайкой элементов обмотки; замыканием проводников обмотки и другими дефектами.

Перегрев элементов конструкции магнитопровода может определяться: неудовлетворительной изоляцией листов электротехнической стали; нарушением изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общим нагревом и недопустимыми местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах; неправильным заземлением магнитопровода и другими дефектами.

2. Дефекты твердой изоляции. Эти дефекты могут быть вызваны перегревом изоляции от токоведущих частей и электрическими разрядами в изоляции. При перегреве изоляции от токоведущих частей основными газами являются окись и двуокись углерода, их отношение CO_2/CO , как правило, больше 13; характерными газами с малым содержанием являются водород, метан, этилен и этан; ацетилен, как правило, отсутствует.

При разрядах в твердой изоляции основными газами являются ацетилен и водород, а характерными газами любого содержания - метан и этилен. При этом отношение CO_2/CO , как правило, меньше 5.

3. Электрические разряды в масле. Это частичные, искровые и дуговые разряды. При частичных разрядах основным газом является водород; характерными газами с малым содержанием - метан и этилен. При искровых и дуговых разрядах основными газами являются водород и ацетилен; характерными газами с любым содержанием - метан и этилен.

После выявления дефекта и его подтверждения не менее чем двумя-тремя последующими измерениями следует планировать вывод трансформатора из работы прежде всего с дефектами группы 2. Чем раньше выведен из работы трансформатор с развивающимся дефектом, тем меньше риск его аварийного повреждения и объем ремонтных работ.

Если по результатам диагностики трансформатор должен быть выведен из работы, но по каким-то объективным причинам это невозможно осуществить, его следует оставить на контроле с учащенным отбором проб масла и хроматографическим анализом газов.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявлять не только развивающиеся дефекты в трансформаторе, но и общее состояние изоляции его обмоток. Объективным показателем, позволяющим оценить степень износа изоляции обмоток трансформатора, является степень ее полимеризации, снижение которой прямо характеризует глубину физико-химического разрушения (деструкции) изоляции в процессе эксплуатации. Деструкции целлюлозной изоляции сопутствует рост содержания в трансформаторном масле окиси и двуокиси углерода и образование фурановых производных. В частности, наличие суммарной концентрации CO и CO₂ более 1% может свидетельствовать о деградации целлюлозной изоляции. Образование фурановых производных является прямым следствием старения бумажной изоляции.

Метод жидкостной хроматографии позволяет определять и контролировать требуемое содержание в трансформаторном масле антиокислительных присадок, защищающих масло и другие изоляционные материалы трансформатора от старения.

В таблице 2.3 представлены дефекты трансформаторов, выявленные по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле за 1989-2014 г. в Белорусской энергосистеме.

Таблица 2.3 - Дефекты трансформаторов, выявленные по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле за 1989–2014 г. в Белорусской энергосистеме

№	Вид дефекта	Процент отказов от общего количества %
1.	Электрические дефекты РПН	38,7 %
2.	Механические повреждения РПН	5,37 %
3.	Электрические частичные разряды	11,82 %
4.	Возгорание шинных отводов	8,6 %
5.	Дефекты термического характера	7,52 %
6.	Дефекты масляной системы охлаждения	5,38 %
7.	Повреждение стяжных шпилек	4,35 %
8.	Переток масла из бака РПН в бак трансформатора	4,3 %
9.	Обрыв и возгорание шинки заземления	3,23 %
10.	Витковое замыкание в обмотках	3,22 %
11.	Деформация обмотки	2,16 %
12.	Образование короткозамкнутых контуров	2,15 %

Как показали исследования зарубежных ученых и ГГТУ им. П. О. Сухого ни одна национальная методика по хроматографическому контролю горючих газов не обеспечивает высокую достоверность при выявлении дефектов.

Задание 2.2. Согласно заданию таблицы П.6 необходимо выявить дефекты в трансформаторе по Белорусско-Российской методике П.7 и по Дорненбургу П.8. Сравнить полученные результаты.

Пример выполнения задания 2.2

Таблица 2.4 - Исходные данные результатов хроматографического анализа трансформаторного масла

Вариант	Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	U _{вн} , кВ	Год выпуска	Тип РПН	Марка масла	Состав газов, % об						
							H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
							водород	метан	ацетилен	этилен	этан	оксид углерода	диоксид углерода
Предельные значения							0,0100	0,0100	0,0010	0,0100	0,0050	0,0060	0,4000
1	ЛТНМ	16000	10	1984	РНТ-		0,0054	0,0013	0,01471	0,0024	0,0002	0,029	0,025

Выявление дефектов в трансформаторе по Белорусско-Российской методике (приложение 7).

По полученным в результате расчетов значениям:

$$C_2H_2/C_2H_4 = 0,01471/0,0002 = 73,55$$

$$CH_4/H_2 = 0,0013/0,0054 = 0,24$$

$$C_2H_4/C_2H_6 = 0,0024/0,0002 = 12$$

определяются номера строк дефектов:

по отношению C_2H_2/C_2H_4 определены строки 3 и **5**; по отношению CH_4/H_2 определены строки 4, **5**, 6; по отношению C_2H_4/C_2H_6 это строки **5** и 9. Так как по трем признакам дефект в трансформаторном масле определяется строкой **5**, то в трансформаторе имеются дуговые разряды.

Выявление дефектов в трансформаторе по Дорненбургу (приложение 8).

В левой области эталонов отношение $73,55/0,24$ попадает в область Д1 - разряды низкой энергии. В правой области эталонов отношение $73,55/12$ попадает в область Д1 - разряды низкой энергии.

По двум методикам получено большое расхождение в определении дефектов. Для уточнения дефектов необходимо выполнить:

- повторный хроматографический контроль горючих газов;
- измерений частичных разрядов.

3 РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ДЕФЕКТОВ ПО ЧАСТОТЕ ВИБРАЦИИ И ВЕЛИЧИНЕ АМПЛИТУДЫ ВИБРАЦИИ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Пример разработки алгоритма вибродиагностирования частоты опрокидывания вала, обусловленной разноразмерностью тел качения

Примем уровень вибрации $A_{\text{мин}}=40$ дБ; $A_{\text{макс}}=80$ дБ . Тогда $\Delta (A_{\text{макс}} - A_{\text{мин}})=40$ дБ. Полученный интервал разбиваем на 5 зон износа.

Первая 40-48 дБ - начальный износ. Вторая - от 48 до 56 дБ - минимальный износ. Третья - от 56 до 64 дБ - средний износ. От 64 до 72 дБ - большой износ. И 72-80 дБ - предельный износ.

Составим алгоритм для выявления частоты f_2 - опрокидывания вала.

1. Если на частоте f_1 $40 < A_{\text{тек}} < 48$ дБ, тогда разноразмерность отсутствует.
2. Если на частоте f_1 $48 < A_{\text{тек}} < 56$ дБ, тогда разноразмерность минимальная.
3. Если на частоте f_1 $56 < A_{\text{тек}} < 64$ дБ, тогда разноразмерность средняя.
4. Если на частоте f_1 $64 < A_{\text{тек}} < 72$ дБ, тогда разноразмерность может вызвать выбоины на наружном кольце.
5. Если на частоте f_1 $72 < A_{\text{тек}} < 80$ дБ, тогда подшипник целесообразно заменить.

Задание 3.1. В соответствии с вариантом, выданным преподавателем необходимо разработать алгоритм:

- 3.1 Нарушение балансировки (дисбаланс)
- 3.2 Овальность внутреннего кольца (вала)
- 3.3 Вибрация внутреннего кольца из-за разноразмерности тел качения
- 3.4 Вибрация тел качения из-за их разноразмерности
- 3.5 Раковины на внутреннем кольце

- 3.6 Раковины на наружном кольце
- 3.7 Раковины на телах качения
- 3.8 Осевая магнитная вибрация
- 3.9 Вертикальная магнитная вибрация
- 3.10 Неравномерность зазора между ротором и статором
- 3.11 Ослабление расклиновки обмотки статора
- 3.12 Отсутствие смазки
- 3.13 Перекос наружного кольца

4 РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ И ЗАДАЧ СЛУЖБЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Разработка ведется по заданию руководителя с учетом состава энергетического и технологического оборудования.

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

Основная

1. Грунтович, Н. В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования: учеб. пособие / Н. В. Грунтович. — Минск: Новое знание ; М.: ИНФРА-М, 2013. — 271 с. : ил. — (Высшее образование: Бакалавриат).

2. СТП 33243.20.366-16. Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы. Приказом ГПО "Белэнерго" от 12.10.2016 № 268 утвержден и с 01.11.2016 введен в действие. Интернет ресурс: <https://energodoc.by/post/view?id=385>. – Дата доступа 10.12.2018.

Дополнительная

3. Ерошенко Г. П. Эксплуатация энергооборудования сельскохозяйственных предприятий : учеб. для вузов / Г. П. Ерошенко, Ю. А. Медведько, М. А. Таранов – Ростов н/Д : Терра, 2001. – 592 с.

4. Эксплуатация электрооборудования : учеб. для вузов / [Г. П. Ерошенко, А. П. Коломиец, Н. П. Кондратьева и др.]. – М. : КолосС, 2005. – 344 с. – (Учебники и учебные пособия для студентов вузов).

5. Хорольский В. Я. Задачник по эксплуатации электрооборудования / В. Я. Хорольский – Ростов- н/Д : Терра Принт, 2006 – 216 с.

6. Грунтович, Н. В., Грачек, Н. И. Комплексное техническое диагностирование электротехнического оборудования / Н. В. Грунтович, Н. И. Грачек – основа системы ремонтов «по состоянию» // Горный жур. – 2003. – № 7. – С. 67–69.

7. Над. Влад. Грунтович, Ник. Вас. Грунтович, И.В. Петров. Способы вибродиагностирования роторных механизмов. Агротехника и энергообеспечение. – 2015 – № 4 (8) – С. 40–51.

8. Грунтович, Н. В. Совершенствование системы технического обслуживания и ремонта // Энергетическая стратегия – 2013 – № 12. С. 21–26.

9. Грунтович, Н. В. Компьютерные системы технического диагностирования маслонаполненных трансформаторов / Н. В. Грунтович, П. М. Колесников, И. В. Петров. Вестник ГГТУ. – 2013 – № 6. – С.94–99.

10. Грунтович Н.В., Грунтович Н.В., Ефремов Л.Г., Федоров О.В. Совершенствование систем управления энергетической эффективностью и экономической безопасностью промышленных предприятий // Вестник Чувашского университета. 2015. № 3. С. 40-48.

11. Грунтович Н. В., Грунтович Н. В. Применение искусственного интеллекта в диагностических системах энергетического оборудования. 8-я Международная научная конференция по военно-техническим проблемам, проблемам обороны и безопасности, использованию технологий двойного применения (Минск, 16–17 мая 2019 г.) : сборник научных статей. В 5 ч. Ч. 1 / Государственный военно-промышленный комитет Республики Беларусь. – Минск : Лаборатория интеллекта, 2019. – С. 45–49.

12. Грунтович, Н. В., Жук Е. А. Повышение достоверности технического диагностирования силовых маслонаполненных трансформаторов – основа их долговечности и безотказности / Н. В. Грунтович, Е. А. Жук // Вестн. Гом. гос. техн. ин-та им. П. О. Сухого. – 2019. – № 4. – С. 60–68.

13. Н.В. Грунтович , Е.В.Воробьева, П.В. Лычев. Влияние частичных разрядов на физико-химические свойства трансформаторного масла. Вестн. Гом. гос. техн. ин-та им. П. О. Сухого. – 2019. – № 4. – С.37-45.

14. Н. В. Грунтович, Н. В. Грунтович, П. М. Колесников. Проблемные вопросы технического диагностирования силовых маслонаполненных трансформаторов // Инновационное развитие современной науки : сб. докл. Республиканской научно-практической конференции. – Андижан, Андижанский машиностроительный институт, – 2019. – С. 292-295.

15. Н. В. Грунтович, В. А. Голубева. Уменьшение микроволнистости подшипников качения с использованием инновационных технологий // Инновационное развитие современной науки : сб. докл. Республиканской научно-практической конференции. – Андижан, 2019. – С. 202–204.

16. Грунтович Н. В., Тороп А. В. Повышение долговечности подшипников качения коробки передач тракторов. Техническое и кадровое обеспечение инновационных технологий в сельском хозяйстве : материалы Международной научно-практической конференции (Минск, 24–25 октября 2019 года) : в 2 ч. Ч. 2 / редкол.: И. Н. Шило [и др.]. – Минск : БГАТУ, 2019. – 448 с. : ил., схемы.

17. Грунтович Н. В., Грунтович Н. В. Повышение безотказности подшипников качения в условиях эксплуатации. 8-я Международная научная конференция по военно-техническим проблемам, проблемам обороны и безопасности, использованию технологий двойного применения (Минск, 16–17 мая 2019 г.) : сборник научных статей. В 5 ч. Ч. 1 / Государственный военно-промышленный комитет Республики Беларусь. – Минск : Лаборатория интеллекта, 2019. – 108 с.

18. N. V. Hruntovich, N. V. Hruntovich, A. A. Kapanski, I. V. Petrov, and E. E. Kostyleva. Vibration diagnostic of electric motor roller bearings. E3S Web of Conferences 124, 02008 (2019) SES-2019 <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912402008>.

19. Mikolay Hruntovich, Deniz Moroz, Alexey Panfilov, Yegor Zhuk, and Ekaterina Mikhailova. Vibration Diagnostics Of Power Equipment Before Commissioning. E3S Web of Conferences 178, 01031 (2020) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202017801031> HSTED-2020.

Приложение 1

Таблица П.1- Исходные данные по подшипникам качения, установленных на асинхронном двигателе

<i>Тип подшипника</i>	<i>Внутренний диаметр d, мм</i>	<i>Внешний Диаметр D, мм</i>	<i>Z_ш количество тел качения</i>	<i>r_ш мм</i>	<i>R_{вн} мм</i>
210	50	99	10	6,37	28,65
304	20	52	7	4,76	13,24
305	25	62	7	5,75	16
306	30	72	8	6,15	19,35
307	35	80	7	7,145	21,6
308	40	90	8	7,54	24,96
4A176309	45	100	11	8,73	27,52
7A309	45	100	8	8,73	27,52
7A310	50	110	8	9,525	30,475
4A176310	50	110	11	9,525	30,475
A346310	50	110	11	9,525	30,475
312	60	130	8	11,165	36,33
313	65	140	8	11,905	39,345
314	70	150	8	17,7	42,3
315	75	160	8	13,495	45,25
7A320	100	215	8	18,25	60,5
8A346320	100	215	12	18,25	60,5
B366322	110	240	11	20,64	66,86
317	85	180	8	15,08	51,17
410	50	130	7	12,7	32,3
4A176412	60	150	10	14,29	38,21
4A176414	70	180	9	17,46	45,04
309	45	100	7	8,73	27,52
412	60	150	7	14,29	38,21
414	70	180	7	17,46	45,04
Роликоподшипник 8A32320П	100	215	14	14	64,75

Приложение 2

Таблица П.2 - Исходные данные результатов вибродиагностирования подшипников качения асинхронного двигателя

Вариант	Частота вращения АД, об/мин	Тип подшипника качения, №1	f1, Гц	A1, Дб	f2, Гц	A2, Дб	f3, Гц	A3, Дб	f4, Гц	A4, Дб	Тип подшипника качения, №2	f1, Гц	A1, Дб	f2, Гц	A2, Дб	f3, Гц	A3, Дб	f4, Гц	A4, Дб
АД1	1500	210	10	45	102	58	56	70	560	65	210	25	60	50	65	102	60	147	65
АД2	1500	304	25	55	50	60	64	70	232	63	304	25	55	64	68	16	55	110	65
АД3	3000	305	129	90	70	75	221	50	50	80	305	129	60	486	80	221	80	50	60
АД4	3000	306	150	40	630	60	248	40	100	60	306	150	60	630	70	248	50	100	40
АД5	3000	307	18	40	132	50	530	55	218	45	307	18	45	132	80	529	70	208	50
АД6	1500	308	50	65	25	70	77	60	123	50	308	77	50	42	60	333	65	123	50
АД7	1500	7А309	25	80	50	75	75	60	39	61	7А309	25	80	76	75	16	55	124	62
АД8	3000	7А310	150	60	152	65	639	700	245	55	7А310	50	80	152	50	80	60	639	70
АД9	3000	314	18	50	141	40	60	60	478	70	414	126	60	65	50	450	65	225	60
АД10	3000	312	152	40	81	65	650	70	31	40	412	127	50	66	40	465	60	222	60
АД11	1500	210	102	60	56	70	560	65	147	50	310	50	70	76	50	319	55	124	55
АД12	1500	7А317	50	80	76	70	15	60	124	75	414	50	80	63	85	225	65	112	60
АД13	1500	7А315	77	65	77	60	42	60	335	62	7А315	50	60	77	60	42	55	123	70
АД14	3000	309	50	60	100	75	132	65	552	55	310	50	55	109	60	79	70	880	65
АД15	3000	7А320	83	60	660	70	31	50	245	65	7А320	153	55	666	60	31	50	245	60
АД16	1500	414	63	50	32	40	225	50	112	60	414	50	80	63	66	225	70	112	75
АД17	1500	304	64	50	32	40	243	60	111	70	304	110	70	244	65	65	60	25	40
АД18	3000	305	50	65	100	67	129	60	486	59	305	50	65	128	58	70	65	486	75
АД19	3000	308	20	55	50	75	154	65	662	63	309	100	67	152	68	32	63	248	70
АД20	3000	312	153	75	81	50	654	55	247	50	312	100	70	153	69	654	55	247	65
АД21	1500	314	42	65	333	70	15	65	123	60	312	50	65	76	60	325	50	123	60
АД22	1500	7А309	75	70	39	60	315	70	124	60	310	50	71	76	68	319	70	123	50
АД23	1500	7А317	42	60	339	75	15	45	123	65	7А317	50	68	42	65	339	80	123	50
АД24	3000	7А315	50	80	154	70	670	65	246	60	7А315	100	75	84	70	670	60	246	50
АД25	3000	309	100	65	133	65	79	70	552	75	309	133	50	79	75	552	70	218	65
АД26	3000	7А320	19	60	83	60	666	75	246	65	7А320	100	65	154	70	31	55	246	70
АД27	1500	414	25	75	63	70	42	55	225	60	314	25	70	42	65	333	70	123	55
АД28	1500	7А3019	50	65	76	80	315	65	124	60	7А310	76	70	40	45	320	55	123	65
АД29	1500	314	25	70	42	70	333	75	123	60	314	25	70	76	65	15	60	123	65
АД30	3000	7А315	50	50	100	55	154	70	246	55	7А315	50	53	154	60	670	80	246	75

Приложение 3

Таблица П.3 - Исходные данные результатов магнитной вибрации асинхронного двигателя

Вариант	Частота вращения АД, об/мин	Число зубцов статора, Z1	Число зубцов ротора, Z2	Уровень вибрации, Дб				
				на частоте 50 Гц	Вертикальная вибрация на частоте 100 Гц	Осевая вибрация на частоте 100 Гц	Амплитуда вибрации на зубцовой частоте статора	Амплитуда вибрации на удвоенной зубцовой частоте статора
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АД1	1500	48	40	80	85	50	86	88
АД2	1500	48	40	60	75	45	60	56
АД3	3000	24	36	80	85	50	86	88
АД4	3000	24	36	60	75	45	60	60
АД5	3000	22	34	50	50	46	75	70
АД6	1500	50	42	45	55	47	44	44
АД7	1500	50	42	75	70	46	80	84
АД8	3000	22	34	60	50	44	75	72
АД9	3000	24	36	45	70	45	50	54
АД10	3000	22	34	60	75	48	76	78
АД11	1500	48	40	45	50	44	56	65
АД12	1500	50	42	50	55	85	65	70
АД13	1500	48	40	70	75	80	56	58
АД14	3000	26	38	50	49	45	70	72
АД15	3000	26	38	48	45	86	62	61
АД16	1500	50	42	50	52	90	82	81
АД17	1500	48	40	65	80	50	75	73
АД18	3000	24	36	54	52	48	54	53
АД19	3000	24	36	80	85	43	82	90
АД20	3000	26	38	75	76	50	56	53
АД21	1500	26	38	54	53	85	53	51
АД22	1500	24	36	75	73	40	85	83
АД23	1500	28	40	58	57	86	65	64
АД24	3000	24	36	80	85	40	75	73
АД25	3000	24	36	75	77	45	82	81
АД26	3000	28	40	35	40	87	65	60
АД27	1500	50	42	50	56	83	80	81
АД28	1500	48	40	70	72	50	81	90
АД29	1500	50	42	50	54	82	53	56
АД30	3000	24	36	72	75	87	80	87

Приложение 4

Таблица П.4 - Исходные данные результатов контроля параметров изоляции статорной обмотки асинхронных двигателей

Вариант	Коэффициент абсорбции, $K_{аб}$, о.е.	Коэффициент поляризации, K_p, о.е.	Коэффициент микропористости, K_{μ}, о.е.	Коэффициент разряда диэлектрика, K_{DD}	Вариант	Коэффициент абсорбции, $K_{аб}$, о.е.	Коэффициент поляризации, K_p, о.е.	Коэффициент микропористости, K_{μ}, о.е.	Коэффициент разряда диэлектрика, K_{DD}
1	1,8	2	0,8	1,5	16	1,3	1,8	2,1	2
2	1	1,5	1,5	4	17	0,7	1,1	3	3
3	2	3	0,4	1	18	1,4	2,5	0,9	1
4	1,6	2,5	0,8	1,5	19	1,6	2,8	1,1	1,2
5	1,8	4	0,4	0,5	20	1,8	3	0,35	0,5
6	0,9	1,2	2	2	21	1,05	2,5	1,2	0,2
7	1,1	1,3	2,5	3	22	1,3	2,1	0,5	0,6
8	1,8	1,9	1,2	1,5	23	1,2	2,3	0,8	0,5
9	1,7	2,1	0,9	1	24	1,6	2,8	0,4	0,4
10	1,6	1,9	0,5	1,2	25	1,8	2,5	0,7	0,8
11	1,2	1,3	1,5	1	26	2	1,6	0,75	1
12	0,8	1,1	3	3	27	1,5	2,8	0,8	1,2
13	1,8	5	0,3	0,5	28	1,6	2,9	0,7	1,5
14	1,7	3	0,4	0,5	29	0,9	1,2	2,5	2
15	0,9	1,5	2,5	2	30	2	5	0,35	0,5

Приложение 5

Таблица П.5 – Исходные данные результатов физико-химического контроля трансформаторного масла

Вариант	U _{пр} ,кВ	Температура вспышки, t, °С	Влагосодержание, г/г	Механические примеси, о.е.	КОН, мг/г	Кислоты, мг/г	Вариант	U _{пр} ,кВ	Температура вспышки, t, °С	Влагосодержание, г/г	Механические примеси, о.е.	КОН, мг/г	Кислоты, мг/г
Эталон	35	125	30	13	0,25	0,014	Эталон	35	125	30	13	0,25	0,014
1	78	141	12	13	0,006	0,004	16	70	140	10	8	0,04	0,006
2	78	151	8	11	0,005	0,004	17	28	131	40	13	0,02	0,008
3	79	136	8	12	0,005	0,001	18	70	150	28	7	0,06	0,001
4	81	135	9	11	0,004	0,001	19	32	135	35	11	0,15	0,014
5	79	131	5	10	0,004	0,001	20	29	126	40	13	0,05	0,008
6	79	137	5	10	0,004	0,001	21	70	140	12	13	0,3	0,14
7	72	152	9	14	0,004	0,001	22	63	135	40	11	0,4	0,02
8	30	150	35	10	0,04	0,04	23	20	110	20	12	0,15	0,001
9	25	135	40	13	0,2	0,02	24	30	115	15	10	0,11	0,002
10	39	140	32	11	0,06	0,004	25	40	130	31	13	0,4	0,1
11	33	130	12	13	0,12	0,008	26	60	135	20	10	0,01	0,2
12	34	135	40	11	0,012	0,2	27	65	140	15	5	0,1	0,005
13	60	130	8	8	0,28	0,1	28	30	110	15	13	0,6	0,25
14	65	135	40	5	0,3	0,15	29	70	130	10	6	0,03	0,006
15	30	141	32	13	0,35	0,05	30	25	140	31	13	0,9	0,9

Приложение 6

Таблица П.6 - Исходные данные результатов хроматографического анализа трансформаторного масла

Вариант	Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	U _{вн} , кВ	Год выпуска	Тип РПН	Марка масла	Состав газов, % об						
							H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
							водород	метан	ацетилен	этилен	этан	оксид углерода	диоксид углерода
Предельные значения							0,0100	0,0100	0,0010	0,0100	0,0050	0,0060	0,4000
1	ЛТНМ	16000	10	1984	РНТ-20А		0,0054	0,0013	0,01471	0,0024	0,0002	0,029	0,025
2	ТМН	2500	35	1988	РНТА	ТКп ТУ 38.101.890-81	0,0226	0,0100	0,01283	0,0074	0,0007	0,013	0,045
3	ТМН	4000	35	1982	РНТА		0,0002	0,0002	0,00110	0,0005	0,0001	0,009	0,157
4	ТМН	4000	35	1984	РС-4		0,0076	0,0016	0,00718	0,0024	0,0002	0,006	0,073
5	ТМН	6300	35	1990	РНТА		0,0007	0,0005	0,00253	0,0007	0,0002	0,006	0,137
6	ТМН	6300	35	1991	РНТА		0,4715	0,0236	0,00009	0,0002	0,0042	0,006	0,087
7	ТМН	6300	35	1991	РНТА		0,0038	0,0042	0,00670	0,0095	0,0015	0,006	0,110
8	ТДНС	16000	35	1967	РНТ-13		0,0091	0,0248	0,00095	0,0410	0,0090	0,017	0,406
9	ТМН	2500	110	1987	РНТА		0,0061	0,0108	0,00210	0,0437	0,0055	0,013	0,058
10	ТМН	2500	110	1988	РНТА	ТСп ГОСТ 10121-76	0,0550	0,0044	0,02964	0,0045	0,0002	0,004	0,058
11	ТМН	2500	110	1978	РНТА		0,8644	0,6714	2,03020	1,2168	0,1143	0,528	0,817
12	ТМН	2500	110	1987	РНТА		0,0038	0,0287	0,00389	0,1201	0,0160	0,007	0,129
13	ТМН	6300	110	1991	РС-9		0,1538	0,0198	0,13480	0,0294	0,0019	0,005	0,070
14	ТМН	6300	110	1994	РНТА	Импорт.орг. ГОСТ 10121-76	0,0040	0,0003	0,00307	0,0004	0,0001	0,006	0,051
15	ТМН	6300	110	1991	РС-9	ТКп ТУ 38.101.890-81	0,0024	0,0007	0,01077	0,0019	0,0002	0,005	0,071
16	ТМН	6300	110	2008	РС-9	ГК ТУ 38.101.1025-85	0,0009	0,0003	0,00008	0,0003	0,0002	0,009	0,058
17	ТМН	6300	110	1976	РС-4		0,0191	0,0038	0,01479	0,0071	0,0004	0,010	0,256

Таблица П.6- Продолжение

Вариант	Тип трансформатора	S _{ном.} , кВА	U _{вн.} , кВ	Год выпуска	Тип РПН	Марка масла	Состав газов, % об						
							H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Предельные значения							0,0100	0,0100	0,0010	0,0100	0,0050	0,0060	0,4000
18	ТДН	10000	110	1988	РС-9		0,0004	0,0014	0,00027	0,0075	0,0016	0,006	0,101
19	ТДН	10000	110	1987	РС-4	ГК ТУ 38.101.1025-85	0,1666	0,0517	0,15818	0,0777	0,0057	0,015	0,097
20	ТДТН	10000	110	1974	РНТ-13А		0,0034	0,0006	0,00235	0,0046	0,0001	0,014	0,195
21	ТДТН	10000	110	1978	РС-4		0,0109	0,0036	0,01346	0,0060	0,0005	0,008	0,136
22	ТДТН	10000	110	1968	РНТ	ТКп ГОСТ 982-68	0,0080	0,0003	0,00013	0,0007	0,0003	0,006	0,204
23	ТДН	10000	110	2007	VRC	Импорт.орнт .ГОСТ 10121-76	0,0291	0,0070	0,01922	0,0076	0,0004	0,011	0,055
24	ТДН	10000	110	1976	РС-4	ТКп ГОСТ 982-68	0,0021	0,0007	0,00837	0,0031	0,0004	0,023	0,199
25	ТДТНГ	15000	110	1964	РНТ-13		0,0108	0,0069	0,00412	0,0087	0,0012	0,017	0,389
26	ТДТГ	20000	110	1951	нет	ТКп ТУ 38.101.890-81	0,0133	0,0492	0,00089	0,1199	0,0164	0,027	1,061
27	ТДТНГ	20000	110	1952	РНТ-13А	ТКп ГОСТ 982-68	0,0046	0,0140	0,00146	0,0603	0,0091	0,031	0,495
28	ТРДН	25000	110	1981	РС-4	ГОСТ 10121-76	0,0016	0,0061	0,00014	0,0249	0,0045	0,002	0,218
29	ТРДН	25000	110	1976	РС-4	ТСп ГОСТ 10121-76	0,0028	0,0007	0,00511	0,0075	0,0002	0,021	0,242
30	ТРДН	25000	110	1970	РС-3	ТКп ТУ 38.101.890-81	0,0230	0,0004	0,00046	0,0036	0,0003	0,015	0,244
31	ТРДН	25000	110	1973	РС-3	Импорт.орнт.ГОСТ 10121-76	0,0015	0,0005	0,00744	0,0012	0,0001	0,005	0,162
32	ТДН	31500	110	1969	РНТ-13А		0,0243	0,0946	0,00038	0,1030	0,0198	0,026	0,326
33	ТДТНГ	31500	110	1964	РНТ-13	ТКп ГОСТ 982-56	0,0035	0,0008	0,00003	0,0031	0,0006	0,034	0,613
34	ТРДН	32000	110	1979	РС-4		0,0259	0,0086	0,03331	0,0223	0,0021	0,021	0,149
35	ТРДН	32000	110	1977	РС-4	ГОСТ1012162+ ТУ38101281-75	0,0109	0,0015	0,00658	0,0053	0,0003	0,024	0,178

Таблица П.6 - Продолжение

Вариант	Тип трансформатора	S _{ном.} , кВА	U _{вн.} , кВ	Год выпуска	Тип РПН	Марка масла	Состав газов, % об						
							H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Предельные значения							0,0100	0,0100	0,0010	0,0100	0,0050	0,0060	0,4000
36	ТРДН	40000	110	1983	РС-4	ТСп ГОСТ 10121-76	0,0013	0,0016	0,00048	0,0074	0,0012	0,020	0,260
37	ТРДН	40000	110	1971	РНТ-13		0,0004	0,0002	0,00001	0,0020	0,0002	0,052	0,380
38	ТРДН	40000	110	1985	РС-4	ГОСТ 10121-76	0,0031	0,0097	0,00114	0,0306	0,0058	0,005	0,086
39	ТРДН	40000	110	1976	РС-4	ТКп ГОСТ 982-68	0,0097	0,0008	0,00064	0,0073	0,0004	0,055	0,359
40	ТРДН	40000	110	1985	РС-4	ГОСТ10121-76ТУ38101281-80	0,0003	0,0011	0,00242	0,0115	0,0015	0,025	0,165
41	ТДТН	40000	110	1979	РС-4		0,0021	0,0087	0,00049	0,0315	0,0057	0,035	0,249
42	ТРДН	40000	110	2001	РС-9	ГК ТУ 38.101.1025-85	0,0014	0,0035	0,00100	0,0238	0,0024	0,007	0,112
43	ТРДН	40000	110	2001	РС-9	ГК ТУ 38.101.1025-85	0,0608	0,0185	0,07012	0,0367	0,0029	0,011	0,109
44	ТРДН	40000	110	1978	РС-3		0,0010	0,0011	0,00021	0,0034	0,0005	0,072	0,533
45	ТРДЦН	63000	110	1983	РС-4	ТСп ГОСТ 10121-76	0,0097	0,0150	0,00074	0,0268	0,0034	0,034	0,657
46	ТРДЦН	63000	110	1983	РС-4	ТСп ГОСТ 10121-76	0,0413	0,0233	0,00220	0,1452	0,0099	0,061	0,608
47	ТРДН	63000	110	1989	РС-4	ГК ТУ 38.101.1025-85	0,0062	0,0181	0,00335	0,0651	0,0078	0,012	0,186
48	ТРДЦН	63000	110	1976	РС-4	NYTRO 11GX	0,0056	0,0130	0,00003	0,0279	0,0066	0,112	2,111
48	ТРДН	63000	110	1988	РС-4	10г ГОСТ 982-80 + ГК	0,0018	0,0091	0,00094	0,0265	0,0042	0,009	0,132
50	ТДЦ	125000	110	1982	нет		0,0003	0,0005	0,00001	0,0019	0,0002	0,026	0,347

Приложение 7

Таблица П. 7 - Определение характера дефекта в трансформаторе по отношению концентраций пар газов (СТП 09110.46.300□05)

№ п/п	Характер прогнозируемого дефекта	Отношение концентраций характерных газов			Типичные примеры
		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	
1.	Нормально	<0,1	0,1-1	≤ 1	Нормальное старение
2.	Частичные разряды с низкой плотностью энергии	<0,1	<0,1	≤ 1	Разряды в заполненных газом полостях, образовавшихся вследствие не полной пропитки или влажности изоляции
3.	Частичные разряды с высокой плотностью энергии	0,1-3	<0,1	≤ 1	То же, что и в п.2, но ведет к оставлению следа или пробоем твердой изоляции
4.	Разряды малой мощности	>0,1	0,1-1	1-3	Непрерывное искрение в масле между соединениями различных потенциалов или плавающего потенциала. Пробой масла между твердыми материалами
5.	Разряды большой мощности	0,1-3	0,1-1	≥ 3	Дуговые разряды; искрение; пробой масла между обмотками или катушками или между катушками на землю
6.	Термический дефект низкой температуры (<150°C)	<0,1	0,1-1	1-3	Перегрев изолированного проводника
7.	Термический дефект в диапазоне низких температур (150-300°C)	<0,1	≥ 1	<1	Местный перегрев сердечника из-за концентрации потока. Возрастание температуры "горячей точки".
8.	Термический дефект в диапазоне средних температур (300-700°C)	<0,1	≥ 1	1-3	То же, что и в п.7, но при дальнейшем повышении температуры "горячей точки".
9.	Термический дефект высокой температуры (>700°C)	<0,1	≥ 1	≥ 3	Горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке.

Приложение 8

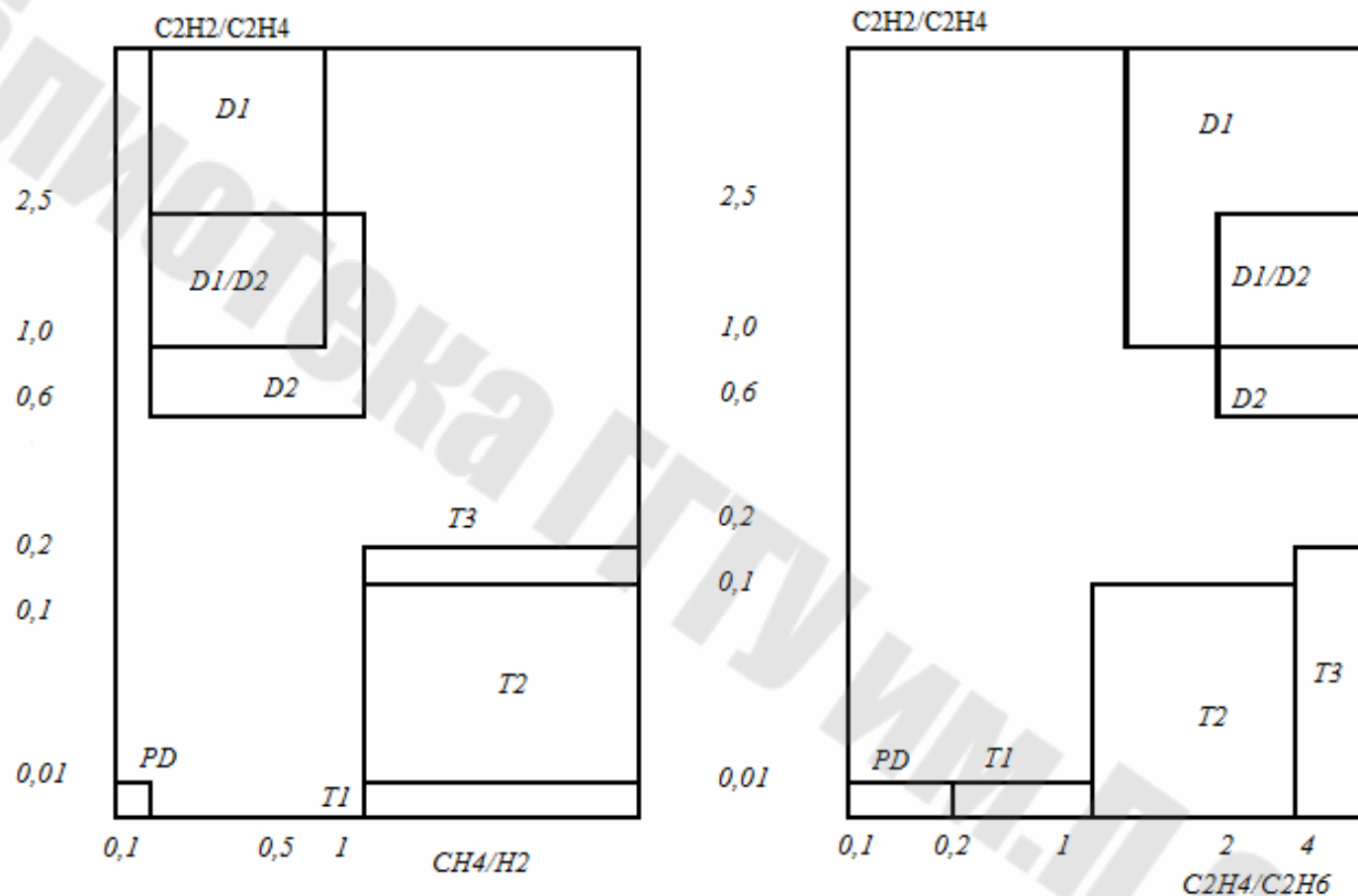


Рисунок П.8 – Зоны разделения дефектов по Дорненбургу: *PD* - частичные разряды; *D1*- разряды низкой энергии; *D2*- разряды высокой энергии; *T1*- термические дефекты при $T < 300^\circ C$; *T2*- термические дефекты при $T = 300-700^\circ C$; *T3*- термические дефекты при $T > 700^\circ C$

Приложение П.9

Таблица П.9 - Соответствие уровня вибрации в дБ ускорению в м/с² при $a_0 = 3 \cdot 10^{-4}$, м/с²

L, дБ	Ускорение, м/с ²	L, дБ	Ускорение, м/с ²	L, дБ	Ускорение, м/с ²	L, дБ	Ускорение, м/с ²	L, дБ	Ускорение, м/с ²
0	$3 \cdot 10^{-4}$	30	$9,49 \cdot 10^{-3}$	60	$3 \cdot 10^{-1}$	90	9,49	120	$3 \cdot 10^2$
1	$3,37 \cdot 10^{-4}$	31	$1,06 \cdot 10^{-2}$	61	$3,37 \cdot 10^{-1}$	91	10,6	121	$3,37 \cdot 10^2$
2	$3,78 \cdot 10^{-4}$	32	$1,19 \cdot 10^{-2}$	62	$3,78 \cdot 10^{-1}$	92	11,9	122	$3,78 \cdot 10^2$
3	$4,24 \cdot 10^{-4}$	33	$1,34 \cdot 10^{-2}$	63	$4,24 \cdot 10^{-1}$	93	13,4	123	$4,24 \cdot 10^2$
4	$4,76 \cdot 10^{-4}$	34	$1,5 \cdot 10^{-2}$	64	$4,76 \cdot 10^{-1}$	94	15	124	$4,76 \cdot 10^2$
5	$5,22 \cdot 10^{-4}$	35	$1,68 \cdot 10^{-2}$	65	$5,33 \cdot 10^{-1}$	95	16,9	125	$5,33 \cdot 10^2$
6	$5,96 \cdot 10^{-4}$	36	$1,89 \cdot 10^{-2}$	66	$5,98 \cdot 10^{-1}$	96	18,9	126	$5,98 \cdot 10^2$
7	$6,72 \cdot 10^{-4}$	37	$2,12 \cdot 10^{-2}$	67	$6,72 \cdot 10^{-1}$	97	21,2	127	$6,72 \cdot 10^2$
8	$7,54 \cdot 10^{-4}$	38	$2,38 \cdot 10^{-2}$	68	$7,54 \cdot 10^{-1}$	98	23,8	128	$7,54 \cdot 10^2$
9	$8,45 \cdot 10^{-4}$	39	$2,07 \cdot 10^{-2}$	69	$8,45 \cdot 10^{-1}$	99	26,7	129	$8,45 \cdot 10^2$
10	$9,49 \cdot 10^{-4}$	40	$3 \cdot 10^{-2}$	70	$9,49 \cdot 10^{-1}$	100	30	130	$9,49 \cdot 10^2$
11	$1,06 \cdot 10^{-3}$	41	$3,37 \cdot 10^{-2}$	71	1,06	101	33,7	131	$1,06 \cdot 10^3$
12	$1,19 \cdot 10^{-3}$	42	$3,78 \cdot 10^{-2}$	72	1,19	102	37,8	132	$1,19 \cdot 10^3$
13	$1,34 \cdot 10^{-3}$	43	$4,24 \cdot 10^{-2}$	73	1,34	103	42,4	133	$1,34 \cdot 10^3$
14	$1,5 \cdot 10^{-3}$	44	$4,76 \cdot 10^{-2}$	74	1,5	104	47,6	134	$1,5 \cdot 10^3$
15	$1,69 \cdot 10^{-3}$	45	$5,33 \cdot 10^{-2}$	75	1,69	105	53,3	135	$1,69 \cdot 10^3$
16	$1,89 \cdot 10^{-3}$	46	$5,98 \cdot 10^{-2}$	76	1,89	106	59,8	136	$1,89 \cdot 10^3$
17	$2,12 \cdot 10^{-3}$	47	$6,72 \cdot 10^{-2}$	77	2,12	107	67,2	137	$2,12 \cdot 10^3$
18	$2,38 \cdot 10^{-3}$	48	$7,54 \cdot 10^{-2}$	78	2,38	108	75,4	138	$2,38 \cdot 10^3$
19	$2,67 \cdot 10^{-3}$	49	$8,45 \cdot 10^{-2}$	79	2,67	109	84,5	139	$2,67 \cdot 10^3$
20	$3 \cdot 10^{-3}$	50	$9,49 \cdot 10^{-2}$	80	3	110	94,9	140	$3 \cdot 10^3$
21	$3,37 \cdot 10^{-3}$	51	$1,06 \cdot 10^{-1}$	81	3,37	111	$1,06 \cdot 10^2$	141	$3,37 \cdot 10^3$
22	$3,78 \cdot 10^{-3}$	52	$1,19 \cdot 10^{-1}$	82	3,78	112	$1,19 \cdot 10^2$	142	$3,78 \cdot 10^3$
23	$4,24 \cdot 10^{-3}$	53	$1,34 \cdot 10^{-1}$	83	4,24	113	$1,34 \cdot 10^2$	143	$4,24 \cdot 10^3$
24	$4,76 \cdot 10^{-3}$	54	$1,5 \cdot 10^{-1}$	84	4,76	114	$1,5 \cdot 10^2$	144	$4,76 \cdot 10^3$
25	$5,33 \cdot 10^{-3}$	55	$1,69 \cdot 10^{-1}$	85	5,33	115	$1,69 \cdot 10^2$	145	$5,33 \cdot 10^3$
26	$5,98 \cdot 10^{-3}$	56	$1,89 \cdot 10^{-1}$	86	5,98	116	$1,89 \cdot 10^2$	146	$5,98 \cdot 10^3$
27	$6,72 \cdot 10^{-3}$	57	$2,12 \cdot 10^{-1}$	87	6,72	117	$2,12 \cdot 10^2$	147	$6,72 \cdot 10^3$
28	$7,54 \cdot 10^{-3}$	58	$2,38 \cdot 10^{-1}$	88	7,54	118	$2,38 \cdot 10^2$	148	$7,54 \cdot 10^3$
29	$8,45 \cdot 10^{-3}$	59	$2,67 \cdot 10^{-1}$	89	8,45	119	$2,67 \cdot 10^2$	149	$8,45 \cdot 10^3$
30	$9,49 \cdot 10^{-3}$	60	$3 \cdot 10^{-1}$	90	9,49	120	$3 \cdot 10^2$	150	$9,49 \cdot 10^3$

**Грунтович Николай Васильевич
Грунтович Надежда Владимировна**

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

**Учебно-методическое пособие
по выполнению курсовой работы
для слушателей специальности переподготовки
1-43 01 78 «Диагностика и техническое обслуживание
энергооборудования организаций»
заочной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 19.02.21.

Рег. № 13Е.

<http://www.gstu.by>