Э.Т. ГАЛЯН

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Методическое пособие

Самара
Самарский государственный технический университет
2007

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ

ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Э.Т. ГАЛЯН

ТРАНСФОРМАТОРЫ

Методическое пособие

Самара
Самарский государственный технический университет
2007

Составитель Э.Т. ГАЛЯН

УДК 621 313

Трансформаторы: Метод. пособ. / Самар. гос. техн. ун-т; Сост. *Э.Т. Галян.* Самара, 2007. 101 с.

Содержатся практические рекомендации по расчету основных электрических величин, размеров и обмоток силовых трехфазных трансформаторов в ходе выполнения курсового проекта.

Предназначено для студентов электротехнических специальностей дневной и заочной форм обучения, по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника». Дисциплина «Электромеханика».

Ил. 38. Табл. 34. Библиогр.: 9 назв.

ISBN 978-5-7964-1029-5

Печатается по решению редакционно-издательского совета
Самарского государственного технического университета

© Э.Т. Галян, 2007

ISBN 978-5-7964-1029-5

© Самарский государственный технический университет, 2007

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Трансформатором называется статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмотки и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения той же частоты.

В настоящем методическом пособии рассматриваются силовые трансформаторы. Силовые трансформаторы подразделяются на два типа – общего и специального назначения. Силовые трансформаторы общего назначения предназначены для преобразования электрической энергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии.

Передача электрической энергии на большие расстояния от места ее производства до места потребления требует не менее чем пяти-шестикратной трансформации в повышающих и понижающих трансформаторах.

По мере удаления от электростанций единичные мощности трансформаторов уменьшаются, а удельный расход материалов на изготовление трансформатора и потери, отнесенные к единице мощности, возрастают. Поэтому значительная часть материалов, расходуемых на все силовые трансформаторы, вкладывается в наиболее отдаленные части сети.

Потери холостого хода трансформатора являются постоянными, не зависят от тока нагрузки и возникают в его магнитной системе в течение всего времени, когда он включен в сеть.

Потери короткого замыкания (нагрузочные) изменяются с изменением тока нагрузки и зависят от места трансформатора в сети и характера нагрузки.

Коэффициент полезного действия трансформаторов очень велик и для большинства их составляет 98-99% и более. Однако необходимость многократной трансформации энергии увеличивает суммарную мощность потерь во всем парке трансформаторов сети.

Поэтому одной из важнейших задач является снижение потерь в трансформаторах. Уменьшение потерь холостого хода достигается, главным образом, путем все более широкого применения холоднокатаной рулонной электротехнической стали с улучшенными магнитными свойствами – низкими и особо низкими удельными потерями и низкой удельной намагничиваемой мощностью.

Эта сталь обладает анизотропией магнитных свойств и очень чувствительна к механическим воздействиям при обработке, к толчкам и ударам при транспортировке пластин, к ударам, изгибам и сжатию пластин при сборке магнитной системы и остова. Поэтому применение этой стали сочетается с существенным изменением конструкций магнитных систем, а также с новой прогрессивной технологией заготовки и обработки пластин и сборки магнитной системы и остова. Большой эффект в экономию конструктивных материалов вносит также применение систем форсированного охлаждения трансформаторов с направленной циркуляцией масла в каналах обмоток и эффективных охладителях.

В новых конструкциях применяются косые стыки пластин в углах магнитной системы, стяжка стержней и ярм кольцевыми бандажами вместо сквозных шпилек в старых конструкциях и многоступенчатая форма сечения ярма в плоских магнитных системах. Все более широкое применение находят пространственные магнитные системы, навитые из ленты холоднокатаной стали. Это позволяет уменьшить расход активной стали, потери и ток холостого хода. Уменьшение расхода электротехнической стали при стабильности допустимой индукции достигается в настоящее время за счет изменения конструкций магнитной системы, например, путем перехода от плоских к пространственным магнитным системам.

Уменьшение потерь короткого замыкания достигается главным образом понижением плотности тока за счет увеличения массы металла в обмотках.

Наряду с масляными используются также и сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением. Они находят при-

менение в установках внутри производственных помещений, жилых и служебных зданий.

В качестве материала обмоток в значительной части силовых трансформаторов общего назначения для мощностей до 16000-25000 кВ·А применяется алюминиевый обмоточный провод. В трансформаторах больших мощностей и трансформаторах специального назначения обмотки выполняются из медного обмоточного провода.

Практика расчета серий трансформаторов показывает, что исходные данные для расчета как с алюминиевыми, так и с медными обмотками должны быть одинаковыми (марка стали, магнитная индукция в стержне, коэффициент заполнения сталью сечения стержня).

Для обеспечения экономичности работы электрических сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителям, т.е. для поддержания постоянства напряжения возникает необходимость в расширении выпуска трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Современными стандартами предусмотрен выпуск с РПН всех понижающих трансформаторов и автотрансформаторов классов напряжения 110, 150, 220, 330, 500 кВ. При этом у двух- и трехобмоточных трансформаторов, как правило, напряжение регулируется при помощи устройства для переключения ответвлений в нейтрали обмотки высшего напряжения.

Расчет трехфазного трансформатора в данном курсовом проекте включает в себя следующие разделы.

1. Определение основных электрических величин.
2. Расчет основных размеров трансформатора.
3. Расчет обмоток низшего (НН) и высшего (ВН) напряжений.
4. Определение параметров холостого хода.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ПРОЕКТИРУЕМОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Современный трансформатор – сложное устройство, состоящее из большого числа узлов, деталей и металлоконструкций. Основ-

ными узлами масляного трансформатора (с естественным масляным охлаждением) мощностью до 5 600 кВ·А являются:

1) магнитопровод;
2) обмотка высшего напряжения (ВН) и низшего напряжения (НН) с изоляционными деталями;
3) бак;
4) крышка;
5) расширитель;
6) вводы ВН и НН;
7) переключатель;
8) вспомогательная аппаратура для обслуживания и защиты трансформатора.

Магнитная система ***(магнитопровод)*** служит для локализации в ней основного магнитного поля трансформатора.

Обмотка – совокупность витков из проводников, в которой суммируются наведенные в них ЭДС для получения высшего, среднего или низшего напряжений трансформатора. Электротехническую сталь и медь (алюминий), из которых изготовлены магнитная система и обмотки с отводами, называют ***активными материалами.***

Магнитная система в собранном виде с соединяющими ее деталями и ярмовыми балками образует остов трансформатора. Остов трансформатора с обмотками, отводами, элементами переключающего устройства и деталями для их механического крепления называют ***активной частью*** трансформатора.

Отводы служат для соединения обмоток с выводами и переключающим устройством, а переключающее устройство – для регулирования напряжения трансформатора. Активную часть воздушного трансформатора иногда закрывают кожухом (защищенное исполнение), который обеспечивает свободный доступ охлаждающего воздуха, защищая одновременно активную часть от попадания посторонних предметов.

Активную часть масляного трансформатора помещают в бак, заполняемый трансформаторным маслом или другим жидким диэлектриком, являющимся основной изолирующей средой и теплоносителем в системе охлаждения.

Бак состоит из дна, стенки, крышки. Бак со съемной крышкой называют баком с верхним разъемом; с разъемом вблизи дна (для отделения и подъема верхней части) – колокольным; с уплотнениями, исключающими сообщение между внутренним объемом и окружающим атмосферным воздухом, – герметичным.

На стенках бака размещают охладители, приводной механизм, иногда контакторы переключающего устройства, а также термосифонный фильтр, коробки контактных соединений для приборов контроля и сигнализации. Крышку бака используют для установки вводов, расширителя и предохранительной трубы.

Вводы служат для присоединения обмоток трансформатора к сети, расширитель – для компенсации колебаний уровня масла в баке при изменениях нагрузки и температуры окружающей среды. Расширитель всегда размещают выше уровня крышки.

Для защиты масла в расширителе от увлажнения используют воздухоосушитель, представляющий собой сосуд, который сообщается с одной стороны с атмосферным воздухом, а с другой стороны – с воздухом, заполняющим внутренний объем расширителя над «зеркалом» масла.

Для наблюдения за уровнем масла в расширителе применяют маслоуказатели либо со стеклянной трубкой или пластиной, либо стрелочный. В трубопровод расширителя помещают газовое реле, реагирующее на выделение газа при повреждении в активной части трансформатора.

Предохранительная труба – защитное устройство, предупреждающее повреждение бака при внезапном повышении внутреннего давления и представляющее собой стальной цилиндр, один конец которого сообщается с баком, а другой закрыт стеклянным диском.

В крышке устанавливают гильзы для датчиков термосигнализаторов, измеряющих температуру верхних слоев масла трансформатора. Термосигнализатор имеет электроконтактное устройство, которое включается при заранее заданной температуре.

Контакты термосигнализатора включают сигнальную или иную цепь, предупреждая обслуживающий персонал о недопустимом повышении температуры масла в трансформаторе.

1. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

В учебных целях необходимо рассчитать трансформатор применительно к требованиям стандарта или трансформатор, являющийся промежуточным типом в уже известной серии, и поэтому для его расчета исходными данными являются:

- тип трансформатора (например, ТМ-2500/35: это значит, что номинальная мощность трансформатора $\boldsymbol{S}$=2500 кВ·А и линейное напряжение обмотки высшего напряжения ВН $\boldsymbol{U_2}$=35 кВ);
- номинальная мощность $\boldsymbol{S}$, кВ·А;
- число фаз **m**;
- частота $\boldsymbol{f}$, Гц;
- линейное напряжение $\boldsymbol{U_2}$ обмотки ВН, В;
- линейное напряжение $\boldsymbol{U_1}$ обмотки НН, В;
- схема соединения обмоток **Δ** или **Y,** обычно обозначаются как **Д** или **У**;
- способ охлаждения (масляное или воздушное);
- характер нагрузки (длительная, кратковременная или повторнократковременная), обычно принимается длительная;
- – установка наружная или в помещении;
- регулировка напряжения (указывается тип регулятора напряжения в задании);
- напряжение короткого замыкания $\boldsymbol{u_к}$, %;
- ток холостого хода $\boldsymbol{i_о}$, %;

– потери короткого замыкания $\boldsymbol{P_к}$, Вт;

– потери холостого хода $\boldsymbol{P_х}$, Вт.

Если потери короткого замыкания и холостого хода не даны в задании, то их необходимо определить из табл. П1.1, П.1.2, П1.3.

Внимание:

Задание на курсовой проект студент определяет, пользуясь табл. П2.1, по двум последним цифрам зачетной книжки.

2. РАСЧЁТ ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН И ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ ОБМОТОК

Расчёт проводится для трёхфазных трансформаторов. Прежде чем приступить к расчету, необходимо выбрать магнитную систему и обмотки, руководствуясь [1]. Проектирование производим по общему методу, поэтому принимаем плоскую шихтованную магнитную систему стержневого типа со ступенчатой формой поперечного сечения стержня вписанной в окружность и концентрические обмотки из медного или алюминиевого провода в виде круговых цилиндров (рис. 2.1). Магнитная система собирается из плоских пластин холоднокатаной электротехнической стали.

Расчет электрических величин производим в следующем порядке.

2.1. Мощность одной фазы трансформатора

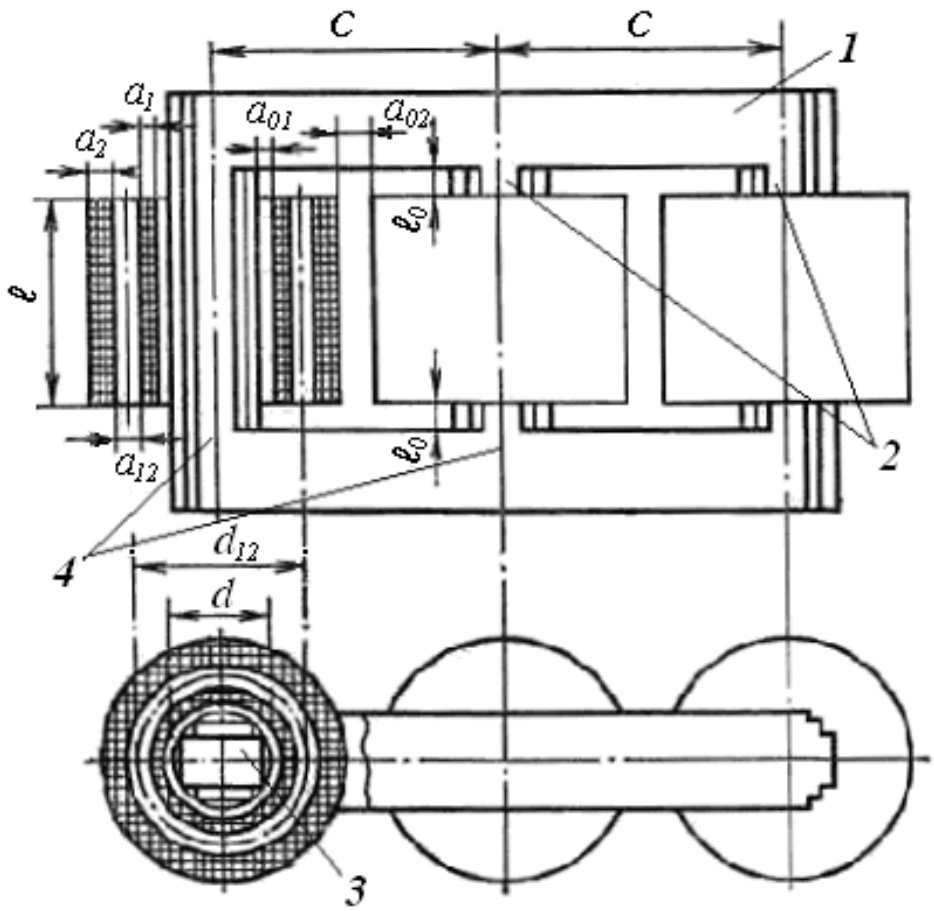
$$S_ф = S / m, \text{ (кВ·А)},$$

где m – число фаз трансформатора.

2.2. Мощность одного стержня трансформатора

$$S' = S / c, \text{ (кВ·А)},$$

где c – число активных стержней трансформатора.



Р и с. 2.1. Плоская шихтованная магнитная система трехфазного трансформатора с обмотками:
1 – ярмо; 2 – стержень; 3 – сечение стержня; 4 – угол магнитной системы

2.3. Номинальные линейные токи трансформатора

$$I_1 = \frac{S \cdot 10^3}{U_1 \cdot \sqrt{3}}, \; I_2 = \frac{S \cdot 10^3}{U_2 \cdot \sqrt{3}}, \text{ (A).}$$

2.4. Фазные токи на стороне ВН:

– при соединении в **Y**

$$I_{ф2} = I_2, \text{ (A);}$$

– при соединении в **Δ**

$$I_{ф2} = I_2 / \sqrt{3}, \text{ (A).}$$

2.5. Фазные токи на стороне НН:

– при соединении в**Y**

$$I_{ф1} = I_1, \text{ (A);}$$

– при соединении в **Δ**

$$I_{ф1} = I_1 / \sqrt{3}, \text{ (A).}$$

2.6. Фазные напряжения на стороне ВН:

– при соединении в **Y**

$$U_{ф2} = U_2 / \sqrt{3}\text{, (В);}$$

– при соединении в **Δ**

$$U_{ф2} = U_2\text{, (В).}$$

2.7. Фазные напряжения на стороне НН:

– при соединении в **Y**

$$U_{ф1} = U_1 / \sqrt{3}\text{,(В);}$$

– при соединении в **Δ**

$$U_{ф1} = U_1\text{,(В).}$$

По табл. П1.4 определяем испытательные напряжения для обмоток трансформатора:

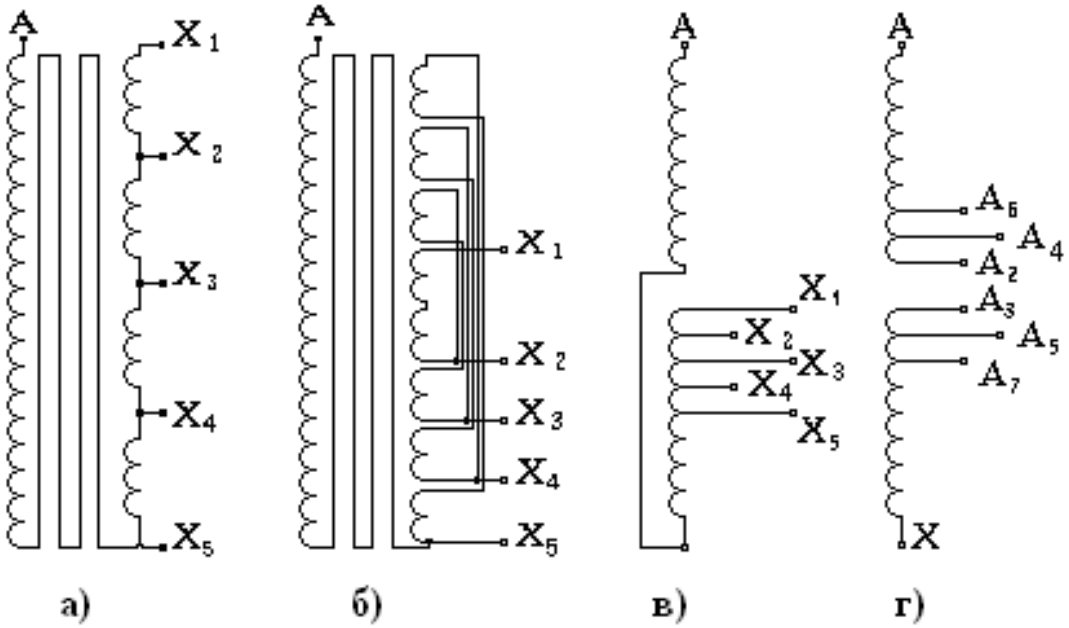
– для обмотки ВН

$$U_{исп2}\text{, (кВ);}$$

– для обмотки НН

$$U_{исп1}\text{, (кВ).}$$

По табл. П1.5 выбираем тип обмоток и схемы ответвлений (рис.2.2) [1]: обмотка ВН при полученных значениях U_2 и I_2 и обмотка НН при полученных значениях U_1 и I_1.



Р и с. 2.2. Различные схемы ответвлений в обмотке ВН при регулировании напряжения без возбуждения ПБВ

Схема ответвлений рис.2.2, *а* применяется для многослойной цилиндрической обмотки до 160 кВ·А при соединении в **Y** и допускает использование наиболее простого, одного на три фазы, дешевого переключателя. Схема рис.2.2, *б* используется в трансформаторах от 250 кВ·А и выше. По схеме рис.2.2, *в* (при соединении в **Δ** не применяется) может выполняться регулирование при многослойной цилиндрической катушечной и непрерывной катушечной обмотке при номинальном напряжении до 38,5 кВ, а по рис. 2.2, *г* – от 3 до 220 кВ.

Для испытательного напряжения обмотки ВН $U_{исп\ 2}$ (кВ) по табл. П1.6 находим изоляционные расстояния ℓ_{02}*(м);* a_{12}*(м);* a_{22}*(м)* (см. рис. 2.1 и 3.3). Все линейные величины необходимо перевести в метры.

Для испытательного напряжения обмотки НН $U_{исп\ 1}$ (кВ) по табл. П1.7 находим изоляционное расстояние a_{01} (м).

При регулировании напряжения по схеме на рис. 2.2, *в* и *г* в месте разрыва обмотки в середине ее высоты образуется изоляционный промежуток в виде горизонтального радиального масляного канала. Иногда этот канал заполняется набором шайб, изготовленных из электроизоляционного картона. Размер этого промежутка по схеме рис. 2.2, *в* определяется половиной напряжения фазы обмотки, а по схеме рис. 2,2, *г* – примерно 0,1 напряжения фазы. Увеличение этого промежутка нежелательно, так как приводит к существенному увеличению осевых механических сил в обмотках при коротком замыкании, возрастающих также и с ростом мощности трансформатора. Именно это обстоятельство ограничивает применение схемы рис. 2.2, *в* напряжением не выше 38,5 кВ и мощностью не более 1000 кВ·А. Размер изоляционного канала в месте разрыва обмотки и его заполнение определяются в соответствии с выражением

$$h_к = 3 \cdot \frac{2 \cdot U_{кат}}{1000} \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}.$$

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАССТОЯНИЙ

3.1. Ширина приведённого канала рассеяния:

$$a_p = a_{12} + \frac{a_1 + a_2}{3}, \text{ (м)},$$

где для **медного** провода

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = k \cdot \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2}, \text{ (м)};$$

для **алюминиевого** провода

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = 1{,}25 \cdot k \cdot \sqrt[4]{S'} \cdot 10^{-2}, \text{ (м)};$$

k находим из табл. П1.8.

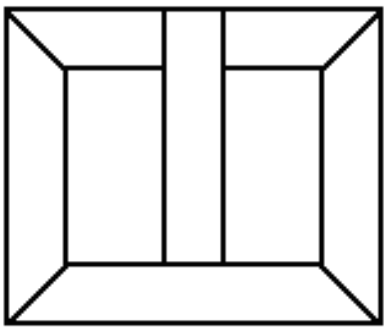
3.2. Активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания

$$u_a = \frac{P_к}{10 \cdot S}, \; u_p = \sqrt{u_к^2 - u_a^2},$$

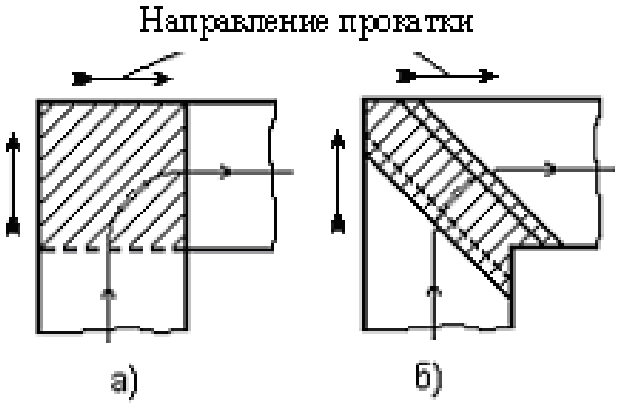
где $u_к$ – из исходных данных.

3.3. Выбор параметров магнитной системы.

Согласно указаниям [1, §2, 3] выбираем трёхфазную шихтованную магнитную систему с косыми стыками в крайних стержнях и прямыми стыками на среднем стержне (рис. 3.1, 3.2).



Р и с. 3.1. Шихтовка магнитной системы с косыми стыками в четырех и прямыми – в двух углах



Р и с. 3.2. Шихтовка пластин в углу магнитной системы:
а – прямой стык; *б* – косой стык

Выбор способа прессовки стержней и ярм производим по табл. П1.9. Материал магнитной системы – холоднокатаная текстурованная рулонная сталь марки 3404 толщиной 0,35 мм.

Индукцию B_c в стержне рекомендуется принять по табл. П1.10.

По табл. П1.11 принимаем:

n_c – число ступеней стержня,

$k_{кр}$ – коэффициент заполнения круга,

d – диаметр стержня,

$k_з$ – коэффициент заполнения чистой сталью.

Изоляция пластин – нагревостойкое изоляционное покрытие, $к_з$ выбираем по табл. П1.12. Коэффициент заполнения сталью $k_c = к_{кр} \cdot k_з$. Число ступеней ярма $n_я$ принимаем по табл. П1.13.

Коэффициент усиления ярма

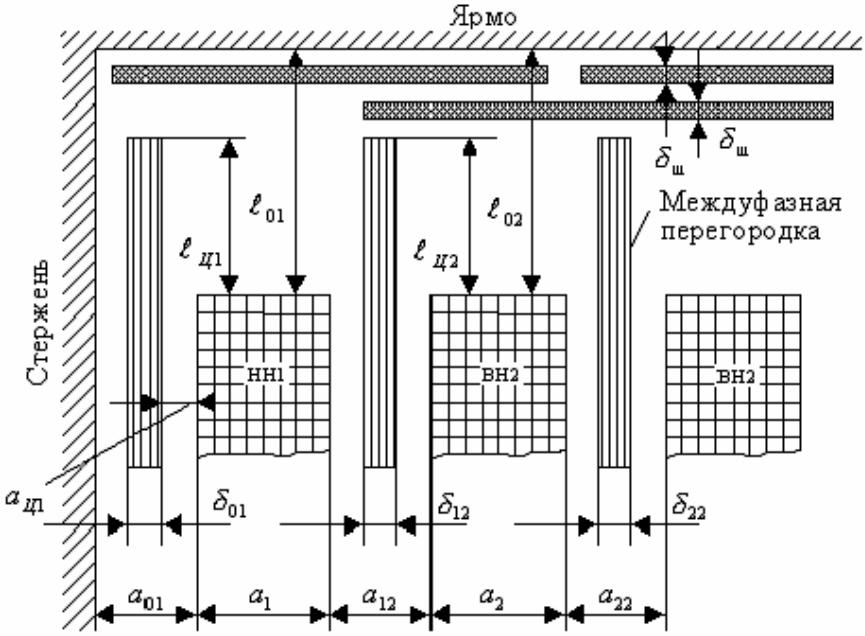
$$k_я = П_{фя} / П_{фс},$$

где $П_{фя}$ и $П_{фс}$ – по табл. П1.14.

Индукция в ярме:

$$B_я = B_c / k_я.$$

Число зазоров на прямом стыке – 3, на косом – 4.



Р и с. 3.3. Главная изоляция обмоток ВН и НН для испытательных напряжений от 5 до 85 кВ

Индукция в зазоре на прямом стыке:

$$B''_з = B_c, \text{ (Тл).}$$

Индукция в зазоре на косом стыке:

$$B'_з = B_c / \sqrt{2}, \text{ (Тл).}$$

Удельные потери в стали определяем по табл. П1.15:

$$p_c, \text{ (Вт/кг);}$$

$$p_я, \text{ (Вт/кг).}$$

Удельные намагничивающие мощности находим по табл. П1.16 в соответствии с индукцией на каждом из этих участков:

$$q_c, \text{ (В·А/кг);}$$

$$q_я, \text{ (В·А/кг);}$$

для зазоров на прямом стыке:

$$q''_з, \text{ (В·А/м}^2\text{);}$$

для зазоров на косом стыке:

$$q'_з, \text{ (В·А/м}^2\text{).}$$

По табл. П1.17 находим коэффициент, учитывающий отношение основных потерь в обмотках к потерям короткого замыкания $k_Д$, а по табл. П1.18, П1.19 – постоянные коэффициенты a и b (безразмерные величины) для обмоток.

Согласно рекомендациям [1] коэффициент приведения идеального поля рассеяния к реальному полю (коэффициент Роговского) для определения основных размеров принимаем k_p=0,95.

Принимаем диапазон изменения β согласно табл. П1.20.

4. РАСЧЁТ ОСНОВНЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ

Согласно (3.30), (3.36), (3.43), (3.44), (3.52) и (3.65) [1] находим коэффициенты:

$$A = 0{,}507 \cdot \sqrt[4]{\frac{S' \cdot a_p \cdot k_p}{f \cdot u_p \cdot B_c^2 \cdot k_c^2}};$$

$$A_1 = 5{,}663 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot A^3 \cdot a, \text{ (кг);}$$

$$A_2 = 3{,}605 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot A^2 \cdot \ell_{02}, \text{ (кг);}$$

$$B_1 = 2{,}4 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot k_я \cdot A^3 \cdot (a + b + e) \text{ (кг)}.$$

Для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно постоянный коэффициент e = 0,405, а при номинальной мощности 1000 кВ·А и выше – e = 0,41.

$$B_2 = 2{,}4 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot k_я \cdot A^2 \cdot (a_{12} + a_{22}), \text{ (кг)};$$

для трансформаторов с медными обмотками

$$C_1 = 2{,}46 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{S \cdot a^2}{k_Д \cdot k_c^2 \cdot B_c^2 \cdot u_a \cdot A^2}, \text{ (кг)};$$

$$M = 0{,}244 \cdot 10^{-6} \cdot k_{к,з}^2 \cdot k_Д \cdot k_p \cdot \frac{P_к}{a \cdot A}, \text{ (МПа)};$$

для трансформаторов с алюминиевыми обмотками

$$C_1 = 1{,}2 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{S \cdot a^2}{k_Д \cdot k_c^2 \cdot B_c^2 \cdot u_a \cdot A^2}, \text{ (кг)};$$

$$M = 0{,}152 \cdot 10^{-6} \cdot k_{к,з}^2 \cdot k_Д \cdot k_p \cdot \frac{P_к}{a \cdot A}, \text{ (МПа)};$$

$$k_{к,з} = 1{,}41 \cdot \frac{100}{u_к} \cdot (1 + e^{\frac{-\pi \cdot u_a}{u_p}}).$$

Минимальная стоимость активной части для рассчитываемого трансформатора:

$$B = \frac{2 \cdot (A_2 + B_2)}{3 \cdot B_1},$$

$$C = \frac{A_1}{3 \cdot B_1},$$

$$D = \frac{2}{3} \cdot \frac{C_1}{B_1} \cdot k_{o,c} \cdot k_{u,p},$$

где $k_{u,p} = 1{,}06$ – для медного провода,

$k_{u,p} = 1{,}13$ – для алюминиевого провода (стр.133 [1]),

$k_{o,c}$ – по табл. П1.21.

$$x^5 + B \cdot x^4 - C \cdot x - D = 0.$$

Решение этого уравнения даёт значение $\beta = x^4$, соответствующее минимальной стоимости активной части.

Находим предельные значения β по допустимой плотности тока J:

– для трансформаторов с медными обмотками

$$x_j = 4{,}5 \cdot \sqrt{\frac{2{,}4 \cdot C_1}{k_Д \cdot p_к}};$$

– для трансформаторов с алюминиевыми обмотками

$$x_j = 2{,}7 \cdot \sqrt{\frac{12.75 \cdot C_1}{k_Д \cdot p_к}};$$

$$\beta_j = x_j^4;$$

$$x_\sigma = \sqrt[3]{\frac{\sigma_p}{M}};$$

$$\beta_\sigma = x_\sigma^4,$$

где допустимое механическое растягивающее напряжение для обмоток из меди $\sigma_p \le 60$ МПа и алюминия $\sigma_p \le 25$ МПа.

Оба полученных значения β могут лежать за пределами обычно принимаемых значений (табл. П1.20).

Масса угла магнитной системы равна:

$$G_У = 0{,}492 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot k_я \cdot A^3 \cdot x^3 = K1 \cdot x^3,$$

где $K1 = 0{,}492 \cdot 10^4 \cdot k_c \cdot k_я \cdot A^3$.

Активное сечение стержня:

$$П_C = 0{,}785 \cdot k_c \cdot A^2 \cdot x^2 = K2 \cdot x^2,$$

где $K2 = 0{,}785 \cdot k_c \cdot A^2$.

Площадь зазора на прямом стыке:

$$П_З'' = П_C.$$

Площадь зазора на косом стыке:

$$П_З' = П_C \cdot \sqrt{2}.$$

Для магнитной системы потери холостого хода по рис. 3.2 с учётом табл. П1.22, П1.23, П1.24 находим по формуле:

$$P_X = k_{П,Д} \cdot p_c \cdot \left(G_C + 0{,}5 \cdot k_{П,У} \cdot G_У\right) + k_{П,Д} \cdot p_я \cdot \left(G_Я - 6 \cdot G_У + 0{,}5 \cdot k_{П,У} \cdot G_У\right) = K3 \cdot G_C + K4 \cdot G_Я + K5 \cdot G_У,$$

где p_c и $p_я$ – удельные потери в стали стержня и ярма, зависящие от индукций B_c и $B_я$ (табл. П1.22).

$$K3 = k_{П,Д} \cdot p_c,$$

$$K4 = k_{П,Д} \cdot p_я,$$

$$K5 = k_{П,Д} \cdot k_{П,У} \cdot p_я \cdot \left(0{,}5 \cdot \frac{p_c}{p_я} - \frac{6}{k_{П,У}} + 0{,}5\right).$$

Намагничивающая мощность с учётом табл. П1.25, П1.26, П1.27:

$$Q_X = k'_{T,Д} \cdot k''_{T,Д} \cdot q_c \cdot \left(G_C + 0{,}5 \cdot k_{T,У} \cdot k_{T,ПЛ} \cdot G_У\right) + k'_{T,Д} \cdot k''_{T,Д} \cdot q_я \cdot \left(G_Я - 6 \cdot G_У + 0{,}5 \cdot k_{T,У} \cdot k_{T,ПЛ} \cdot G_У\right) +$$
$$+ k''_{T,Д} \cdot \sum q_з \cdot n_з \cdot П_З = K6 \cdot G_C + K7 \cdot G_Я + K8 \cdot G_У + K9 \cdot x^2,$$

где

$k'_{T,Д} = 1{,}2$ – с отжигом пластин, $k'_{T,Д} = 1{,}55$ – без отжига пластин;

$k''_{T,Д} = 1{,}06$ – для трансформаторов мощностью от 400 до 630 кВ·А;

$k''_{T,Д} = 1{,}07$ – от 1000 до 6300 кВ·А; $k_{T,Д}''$=1,15/10000;

$K6 = k'_{T,Д} \cdot k''_{T,Д} \cdot q_c$,

$K7 = k'_{T,Д} \cdot k''_{T,Д} \cdot q_я$,

$K8 = k'_{T,Д} \cdot k''_{T,Д} \cdot q_я \cdot \left[0{,}5 \cdot k_{T,У} \cdot k_{T,ПЛ}\left(\frac{1}{q_я} + 1\right) - 6\right]$,

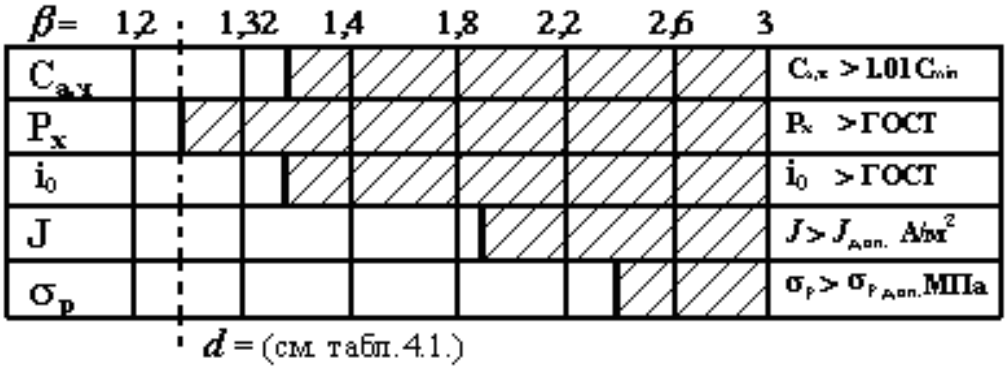
$K9 = 0{,}785 \cdot k_c \cdot A^2 \cdot k''_{T,Д} \cdot q_з \cdot n_з$ ($n_з$ – число немагнитных стыков магнитной системы).

Определяем основные размеры трансформатора:

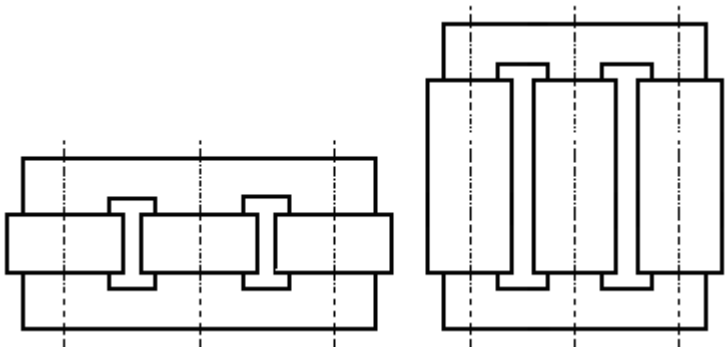
$$d = A \cdot x;\ d_{12} = a \cdot A \cdot x;\ \ell = \pi \cdot d_{12} / \beta;\ 2a_2 = b \cdot d;\ C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22},$$

где a – из табл. П1.18, b – из табл. П1.19.

Весь дальнейший расчёт, начиная с определения массы стали магнитной системы, для шести различных значений β проводим в форме табл. 4.1. Предел изменения β определяется по табл. П1.20 для каждого задания индивидуально.



Р и с. 4.1. Определение оптимального значения β и d



$\beta=3,5$ $\beta=1,2$

Р и с. 4.2. Соотношение размеров двух трансформаторов в зависимости от β

Затем, после заполнения табл. 4.1, необходимо определить оптимальное значение β с учетом параметров, графически представленных на рис. 4.1, предварительно ***построив графики*** P_X , i_0 , J ,G_{CT}, $G_Я$, G_C, $C_{ач}=f(\beta)$, чтобы найти C_{min}.

Заштрихованы те зоны, в которых данный параметр выходит за пределы, установленные в последней колонке. Выбор значений β и d возможен только в пределах всех незаштрихованных зон (пунктирная линия).

От величины β зависит соотношение размеров трансформатора. Это наглядно видно из рис. 4.2.

С учётом полученного значения β выбираем: P_X; d; i_0; x; x^2; x^3 .

Таблица 4.1

β	1,2	1,32	1,4	1,8	2,2	2,6	3
$X=\sqrt[4]{\beta}$							
$X^2=\sqrt[4]{\beta^2}$							
$X^3=\sqrt[4]{\beta^3}$							
A_1/X							
$A_2\cdot X^2$							
$G_C=A_1/X+A_2\cdot X^2$							
$B_1\cdot X^3$							
$B_2\cdot X^2$							
$G_Я=B_1\cdot X^3+B_2\cdot X^2$							

Окончание таблицы 4.1

β	1,2	1,32	1,4	1,8	2,2	2,6	3
$G_{CT} = G_C + G_Я$							
$G_У = K1 \cdot X^3$							
$K3 \cdot G_C$							
$K4 \cdot G_Я$							
$K5 \cdot G_У$							
$P_X = K3 \cdot G_C + K4 \cdot G_Я + K5 \cdot G_У$							
$П_C = K2 \cdot X^2$							
$K6 \cdot G_C$							
$K7 \cdot G_Я$							
$K8 \cdot G_У$							
$K9 \cdot X^2$							
$Q_X = K6 \cdot G_C + K7 \cdot G_Я + K8 \cdot G_У + K9 \cdot X^2$							
$i_0 = Q_X / 10 \cdot S(\%)$							
$G_0 = C_1 / X^2 = 274{,}2 / X^2$							
$1{,}03 \cdot G_0$							
$G_{ПР} = 1{,}10 \cdot 1{,}03 \cdot G_0$							
$\Re_{O,C} \cdot G_{ПР} = 2{,}36 \cdot G_{ПР}$							
$C_{а,ч} = \Re_{O,C} \cdot G_{ПР} + G_{CT}$							
$J = \sqrt{\frac{k_Д \cdot P_к}{K \cdot G_0}} \cdot 10^6$							
$\sigma_P = M \cdot X^3$							
$d = A \cdot X$							
$d_{12} = a \cdot d$							
$\ell = \pi \cdot d_{12} / \beta$							
$C = d_{12} + a_{12} + 2a_2 + a_{22}$							

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ РАЗМЕРОВ

5.1. Диаметр стержня

$$d = A \cdot x \text{ , (м).}$$

5.2. Активное сечение стержня

$$П_C = K2 \cdot x^2 \text{, (м}^2\text{).}$$

5.3. Средний диаметр обмотки

$$d_{12} = a \cdot d \text{ , (м}^2\text{),}$$

где a – по табл. П1.18.

5.4. Высота обмоток

$$\ell = \pi \cdot d_{12} / \beta \text{ , (м).}$$

5.5. Высота стержня

$$\ell_c = \ell + 2\ell_0 \text{ , (м).}$$

5.6. Напряжение одного витка предварительно

$$u_в = 4{,}44 \cdot f \cdot П_c \cdot B_c \text{ , (В).}$$

5.7. Число витков на одну фазу обмотки НН:

$$w_1 = \frac{U_{ф1}}{u_в},$$

принимаем целое W_1 .

5.8. Уточнённое напряжение одного витка

$$u_в = \frac{U_{ф1}}{w_1} \text{,(В).}$$

5.9. Действительная индукция в стержне

$$B_c = u_в / 4{,}44 f П_c .$$

5.10. Средняя плотность тока для медных обмоток

$$J_{ср} = 0{,}746 \cdot k_Д \cdot \frac{P_к \cdot u_в}{S \cdot d_{12}} \cdot 10^4 \text{ , (А/м}^2\text{).}$$

Для определения стоимости активных частей трансформатора необходим коэффициент, учитывающий плотность материала обмоток, который для медных обмоток равен К=2,4·10^{-12}, для алюминиевых – К=12,75·10^{-12}.

5.11. Средняя плотность тока для алюминиевых обмоток:

$$J_{ср} = 0{,}463 \cdot k_Д \cdot \frac{P_к \cdot u_в}{S \cdot d_{12}} \cdot 10^4 \text{ , (А/м}^2\text{).}$$

Допустимая плотность тока в обмотках из меди $J_{доп} \le 4{,}5 \cdot 10^6$ А/м^2, из алюминия $J_{доп} \le 2{,}7 \cdot 10^6$ А/м^2.

Расчет обмоток трансформатора начинают с обмотки низшего напряжения НН, располагаемой между стержнем и обмоткой ВН.

Все обмотки трансформаторов по характеру намотки можно подразделить на следующие основные типы: 1) цилиндрические; 2) винтовые; 3) катушечные.

Эти типы обмоток, в свою очередь, могут подразделяться по ряду второстепенных признаков: по числу слоев или ходов, наличию параллельных ветвей, наличию транспозиций и т. д.

6. РАСЧЕТ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРА

6.1. РАСЧЕТ ОБМОТОК НН

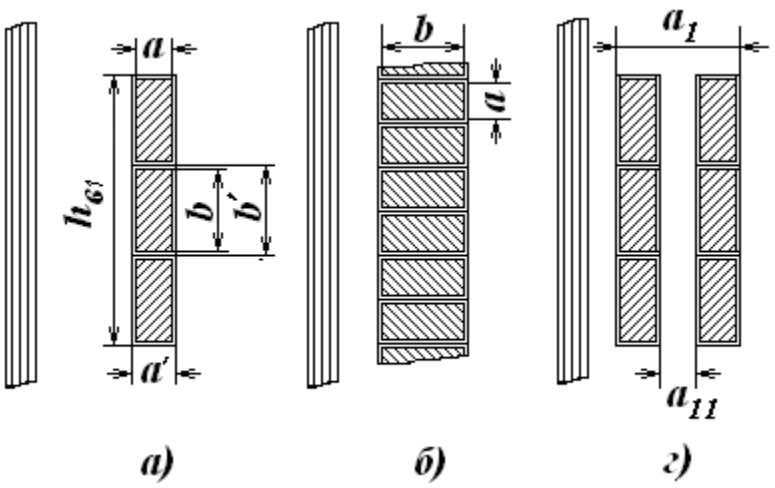
Расчет обмоток трансформатора, как правило, начинают с обмотки НН, располагаемой у большинства трансформаторов между стержнем и обмоткой ВН. Предварительные значения $u_в$, w_1 обмотки НН получены в п. 5.

Дальнейший расчет для каждого типа обмоток НН производится своим, особым путем.

6.1.1. РАСЧЕТ ДВУХСЛОЙНЫХ И ОДНОСЛОЙНЫХ ЦИЛИНДРИЧЕСКИХ ОБМОТОК ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

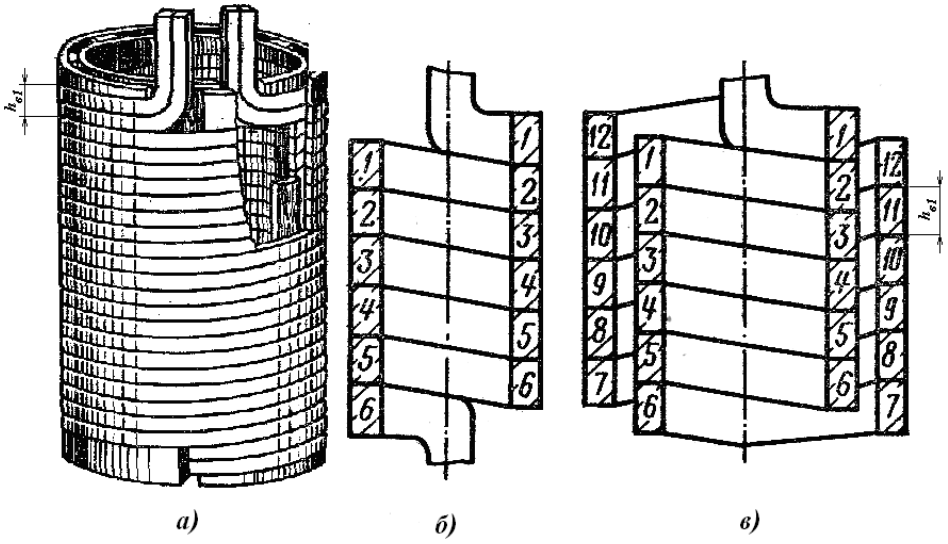
Простой цилиндрической называется обмотка, сечение витка которой состоит из сечений одного или нескольких параллельных проводов, а витки и все их параллельные провода расположены в один ряд без интервалов на цилиндрической поверхности в ее осевом направлении. Обмотки с одним-тремя слоями для силовых трансформаторов в большинстве случаев выполняются из прямоугольного провода.

Намотка провода может производиться плашмя (рис. 6.1, *а*) или на ребро (рис. 6.1, *б*). В первом случае больший размер провода b располагается в осевом направлении, во втором — в радиальном. Следует отметить, что a и b при расчете обмоток уже являются размерами провода, а не теми постоянными коэффициентами, которые были приняты в п. 3. Намотка на ребро несколько труднее намотки плашмя, потому что привод пружинит и стремится повернуться вокруг оси.



Р и с. 6.1. Способы намотки:
а – намотка плашмя; *б* – намотка на ребро;
г – к определению радиальных размеров обмотки

Число слоев обмотки (рис. 6.2) выбирается обычно равным двум. Для трансформаторов мощностью на один стержень до 6-10 кВ·А обмотка может быть намотана в один слой и в редких случаях для более мощных трансформаторов – в три слоя.



Р и с. 6.2. Цилиндрическая обмотка из провода прямоугольного сечения:
а – общий вид (двухслойная); *б* – простая однослойная из шести витков;
в – двухслойная из двенадцати витков

Число витков в одном слое:

– для однослойной обмотки

$$w_{сл1} = w_1 ; \qquad (6.1)$$

– для двухслойной обмотки

$$w_{сл1} = w_1 / 2 . \qquad (6.2)$$

Ориентировочный осевой размер витка

$$h_{в1} = \ell_1 / (w_{сл1} + 1), \text{ (м)}, \qquad (6.3)$$

где ℓ_1 – осевой размер обмотки НН.

Ориентировочное сечение витка

$$П_1' = I_1 / (J_{ср} \cdot 10^{-6}), \text{ (мм}^2\text{)}, \qquad (6.4)$$

где $J_{ср}$ – предварительное значение средней плотности тока по (п. 5.10) или (п. 5.11).

В тех случаях, когда потери короткого замыкания $P_к$ не заданы, для выбора плотности тока можно руководствоваться табл. П1.29.

Для полученных значений $П_1'$ и $h_{в1}$ по сортаменту обмоточного провода для трансформаторов [1, табл. 5.2 или 5.3] подбираются подходящие провода.

Значение большего из двух размеров поперечного сечения провода b может быть выбрано по формулам:

– для медного провода

$$b \le \frac{q \cdot k_з}{1{,}07 \cdot J^2 \cdot 10^{-8}}, \text{ (м)}, \qquad (6.5)$$

– для алюминиевого провода

$$b \le \frac{q \cdot k_з}{1{,}72 \cdot J^2 \cdot 10^{-8}}, \text{ (м)}, \qquad (6.6)$$

где $k_p = 0.8$ – для цилиндрических обмоток;

$k_p = 1$ – для винтовых и катушечных обмоток;

$q = 1000$ Вт/м^2 – для медных и $q = 750$ Вт/м^2 – для алюминиевых обмоток.

При этом необходимо соблюдать следующие правила:

а) число параллельных проводов $n_{в1}$ не более 4-6 при намотке плашмя и не более 6-8 при намотке на ребро;

б) все провода имеют одинаковые размеры поперечного сечения;

в) радиальные размеры всех параллельных проводов витка равны между собой;

г) радиальные размеры проводов не выходят за предельные размеры, найденные по формулам и кривым рис. 6.3 по предельному q (обычно для масляных трансформаторов $q = 1200$ Вт/м^2 и в редких случаях $q = 1400$ Вт/м^2);

д) при намотке на ребро отношение радиального размера провода к осевому его размеру не менее 1,3 и не более 3;

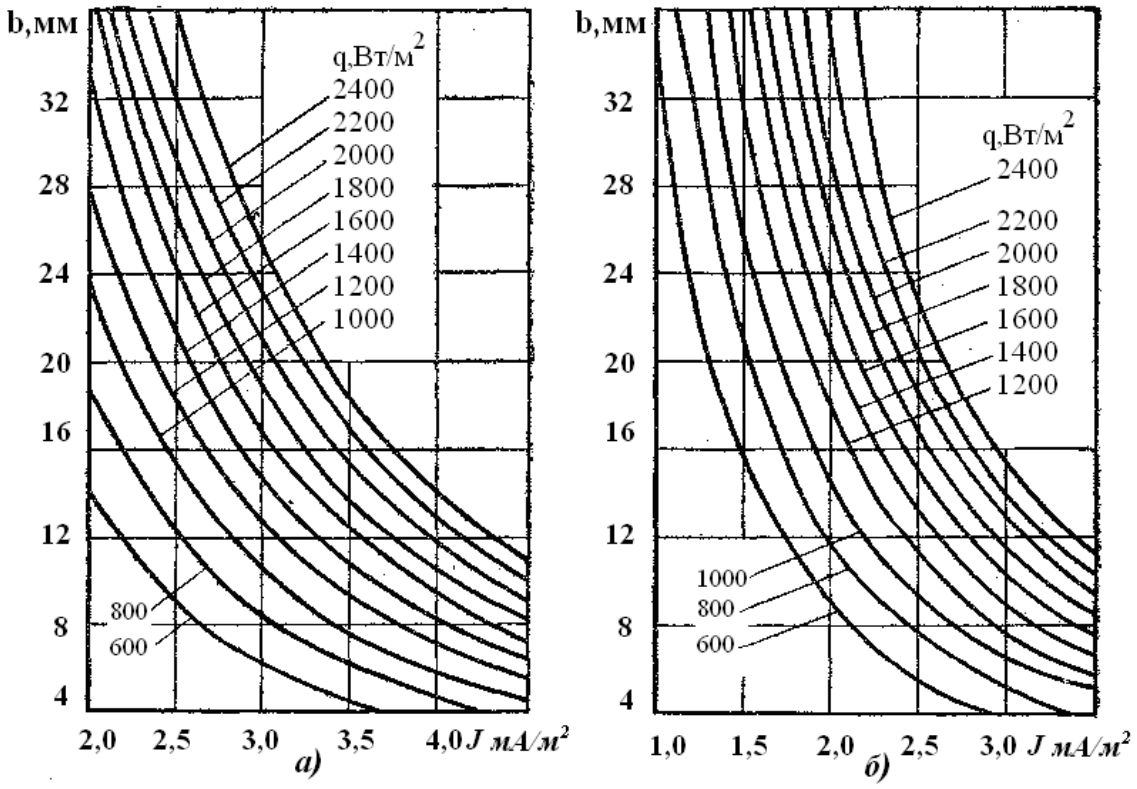
е) расчетная высота обмотки $h_{в1}(w_{сл1}+1)$ на 5-15 мм меньше ℓ (см. рис. 2.1).

Подобранные размеры провода в мм записываются так:

$$\text{Число параллельных проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода с изоляцией}}$$

или

$$n_{в1} \cdot \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'}.$$



Р и с. 6.3. Графики для ориентировочного определения размера провода b по заданным значениям q и J в катушечных, винтовых и цилиндрических обмотках из прямоугольного провода:

а – медный провод; *б* – алюминиевый провод. Для цилиндрических обмоток размер b, полученный по графику, умножить на 0,8.

Полное сечение витка из $n_{в1}$ параллельных проводов определяется по формуле

$$П_1 = n_{в1} \times П_1' \cdot 10^{-6}, \ (\text{м}^2), \qquad (6.7)$$

где $П_1'$ – сечение одного провода, мм^2.

Полученная плотность тока

$$J_1 = I_1 / П_1, \text{ (А/м}^2\text{)}. \qquad (6.8)$$

Осевой размер витка определяется по рис. 6.1:

$$h_{в1} = n_{в1} \cdot b' \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}.$$

Осевой размер обмотки

$$\ell_1 = h_{в1}(w_{сл1} + 1) + (0{,}005...0{,}015), \text{ (м)}. \qquad (6.9)$$

Радиальный размер обмотки (обозначения по рис. 6.1):

– однослойной

$$a_1 = a' \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}; \qquad (6.10)$$

– двухслойной

$$a_1 = (2a' + a_{11}) \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}. \qquad (6.11)$$

Радиальный размер канала a_{11} при $U_1 \le 1$ кВ выбирается по условиям изоляции не менее 4 мм.

Внутренний диаметр обмотки

$$D_1' = d + 2a_{01} \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}. \qquad (6.12)$$

Наружный диаметр обмотки

$$D_1'' = D_1' + 2a_1, \text{ (м)}. \qquad (6.13)$$

Ширина a_{01} канала между обмоткой НН и стержнем определяется из условий изоляции обмотки и способа прессовки стержня согласно табл. П1.7. Однослойная обмотка и двухслойная без охлаждающего канала между слоями имеют две охлаждаемые поверхности. Полная охлаждаемая поверхность обмотки НН для всего трансформатора в этом случае

$$П_{01} = c \cdot k_з \cdot \pi \cdot (D_1' + D_1'') \cdot \ell_1, \text{ (м}^2\text{)}. \qquad (6.14)$$

Двухслойная обмотка с каналом между слоями шириной не менее, чем указано в табл. П1.28, имеет четыре охлаждаемые поверхности:

$$П_{01} = 2 \cdot c \cdot k_з \cdot \pi \cdot (D_1' + D_1'') \cdot \ell_1, \text{ (м}^2\text{)}, \qquad (6.15)$$

где c – число активных (несущих обмотки) стержней.

Коэффициент $k_з$ учитывает закрытие части поверхности обмотки рейками и другими изоляционными деталями. При предварительном расчете может быть принято $k_з = 0{,}75$.

Цилиндрическая обмотка из прямоугольного провода для стороны НН может быть намотана в три-четыре слоя.

6.1.2. РАСЧЕТ ВИНТОВОЙ ОБМОТКИ

Выбор одноходовой или двухходовой (многоходовой) обмотки (рис. 6.4) зависит от осевого размера (высоты) одного витка, ориентировочно определяемого по формулам:

– для одноходовой обмотки

$$h_{в1} \approx \ell_1 / (w_1 + 4) - h_{к1}, \text{ (м)}; \qquad (6.16)$$

– для двухходовой обмотки с равномерно распределенной транспозицией

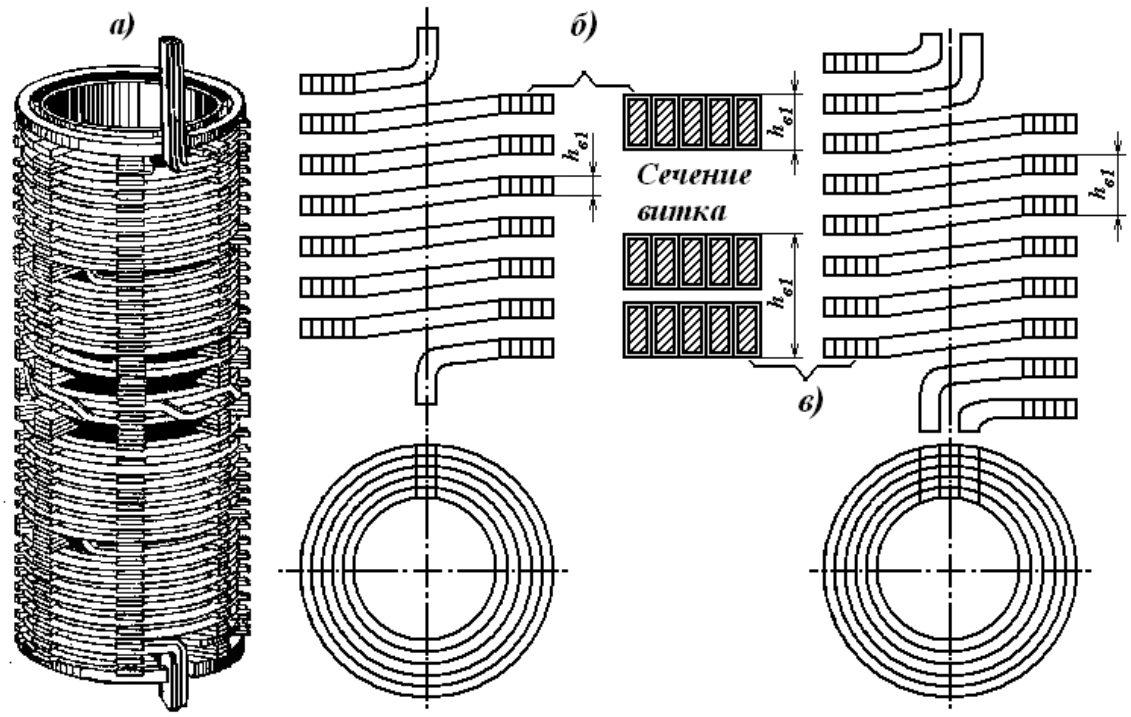
$$h_{в1} \approx \ell_1 / (w_1 + 1) - h_{к1}, \text{ (м)}, \qquad (6.17)$$

где $h_{к1}$ – осевой размер масляного охлаждающего канала между витками. Ориентировочно значение $h_{к1}$ может быть принято равным $h_{к1} \approx 0{,}1 \cdot a_1$, но не менее 0,004 м (4 мм), где a_1 – радиальный размер обмотки НН, приближенно определенный по

$$a_1 \approx k_1 \cdot \frac{a_1 + a_2}{3}, \text{ (м)}, \qquad (6.18)$$

где $\frac{a_1 + a_2}{3}$ определяется из п. 3.1.

Максимальный возможный осевой размер витка одноходовой обмотки равен максимальному размеру обмоточного провода в изоляции, т.е. не может превышать 16,5 мм для медного и 18,5 мм для алюминиевого провода. Поэтому при получении по (6.14) $h_{в1} \le 0{,}0165 м$ (16,5 мм) для медного провода и $h_{в1} \le 0{,}0185 м$ (18,5 мм) для алюминиевого следует применять одноходовую обмотку. При получении по этой формуле $0{,}035...0{,}045 \ge h_{в1} \le 0{,}0155...0{,}0185 м$ по аналогичным соображениям может быть применена двухходовая обмотка. Более точное определение $h_{в1}$ в этом случае дает формула (6.17). В сравнительно редких случаях, например, для трехфазного трансформатора мощностью 1600 кВ·А при напряжении НН 400 В и токе обмотки фазы НН 2309 А, может быть применена четырехходовая обмотка.



Р и с. 6.4. Винтовая обмотка:
а – одноходовая винтовая параллельная обмотка с тремя транспозициями;
б – одноходовая из шести витков; *в* – двухходовая из четырех витков

Ориентировочное сечение витка

$$П_1' = I_1 / \left(J_{ср} \cdot 10^{-6}\right), \text{ (мм}^2\text{)}. \qquad (6.19)$$

В двухходовой обмотке масляный канал между двумя группами проводов витка можно заменить прокладкой толщиной 2×0,5 мм.

В том случае, когда плотность тока в медном проводе обмотки не превышает $2{,}2 \cdot 10^6 \ldots 2{,}5 \cdot 10^6$ А/м^2 и в алюминиевом $1{,}4 \cdot 10^6 \ldots 1{,}8 \cdot 10^6$ А/м^2, возможно применение винтовой обмотки без радиальных каналов с плотным прилеганием витков.

Высота одного витка такой обмотки при $h_{к1} = 0$ может быть найдена:

– для одноходовой обмотки

$$h_{в1} \approx \ell_1 / (w_1 + 4), \text{ (м)}; \qquad (6.20)$$

– для двухходовой обмотки с равномерно распределенной транспозицией

$$h_{в1} \approx \ell_1 / (w_1 + 1), \text{ (м)}. \qquad (6.21)$$

При получении по (6.20) $h_{в1} \le 0{,}0155 м$ (15,5 мм) для медного провода и $h_{в1} \le 0{,}0185 м$ (18,5 мм) для алюминиевого следует применять однохо-

довую обмотку. При получении по (6.21) $0{,}031...0{,}037 \geq h_{в1} \leq 0{,}0155...0{,}0185$ м по аналогичным соображениям может быть применена двухходовая обмотка.

После окончательного выбора конструкции обмотки к полученным ориентировочным значениям $П_1$ и $h_{в1}$ по сортаменту обмоточного провода [1, табл. 5.2 и 5.3] подбираются подходящие сечения провода с соблюдением следующих требований:

а) минимальное число параллельных проводов в одноходовой обмотке – четыре, в двухходовой — восемь;

б) все параллельные провода имеют одинаковые размеры и площадь поперечного сечения;

в) в обмотке с радиальными каналами больший размер провода не выходит за предельный размер, найденный по (6.5) или (6.6);

г) расчетная высота обмотки при выбранных размерах проводов и радиальных каналов равна предварительно рассчитанному значению.

Подобранные размеры проводов в мм записываются так:

$$\text{Число параллельных проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода с изоляцией}}$$

или

$$n_{в1} \cdot \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'}.$$

Полное сечение витка

$$П_1 = n_{в1} \times П_1' \cdot 10^{-6}, \text{ (м}^2\text{)}, \qquad (6.22)$$

где $П_1'$ – сечение одного провода в мм^2 [1, табл. 5.2 и 5.3].

Плотность тока

$$J = I_1 / П_1, \text{ (А/м}^2\text{)}. \qquad (6.23)$$

Осевой размер витка $h_{в1}$ и радиальный размер обмотки для одно- и двухходовой обмоток определяются по рис. 6.5.

Осевой размер (высота) обмотки, опрессованной после сушки трансформатора ℓ_1, определяется по следующим формулам:

– для одноходовой обмотки (рис. 6. 5, *а*) с тремя транспозициями

$$\ell_1 = b' \cdot 10^{-3} \cdot (w_1 + 4) + k \cdot h_{к\cdot} \cdot (w_1 + 3) \cdot 10^{-3} \text{ , (м);} \qquad (6.24)$$

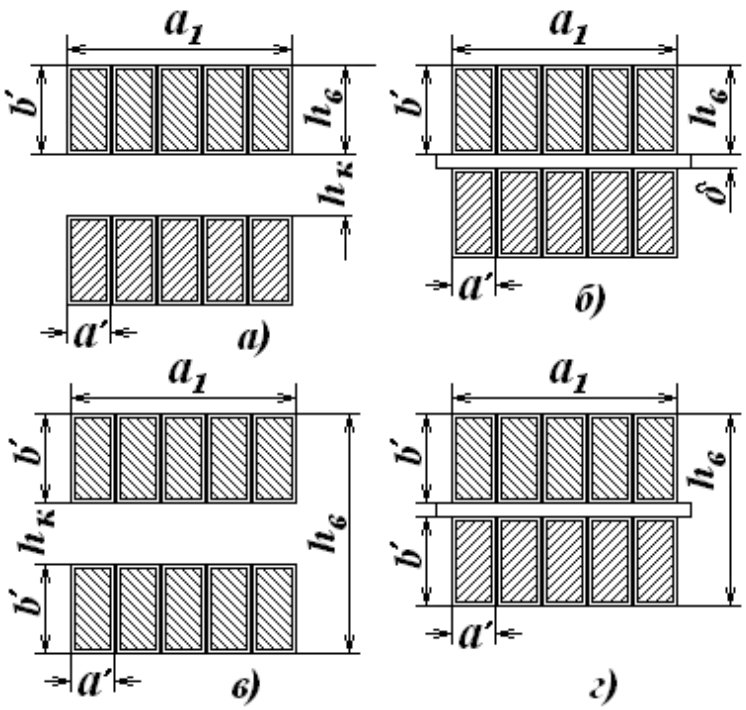
– для одноходовой обмотки с каналами через два витка (рис. 6.5, *б*) и с тремя транспозициями

$$\ell_1 = b' \cdot 10^{-3} \cdot (w_1 + 4) + k \cdot \left[h_к \cdot \left(\frac{w_1}{2} + 2 \right) + \delta \cdot \frac{w_1}{2} \cdot 10^{-3} \right], \text{ (м),} \qquad (6.25)$$

где δ – толщина прокладки между сдвоенными витками, обычно равна 1 … 1,5 мм;

– для двухходовой обмотки с равномерно распределенной транспозицией по рис. 6.5, *в*

$$\ell_1 = 2b' \cdot 10^{-3} \cdot (w_1 + 1) + k \cdot h_{к\cdot} \cdot (2w_1 + 1) \cdot 10^{-3} \text{ , (м);} \qquad (6.26)$$



Р и с. 6.5. Определение осевого размера витка и радиального размера для винтовой обмотки

– для двухходовой обмотки без канала между двумя группами проводов по рис. 6.5, *г*

$$\ell_1 = 2b' \cdot 10^{-3} \cdot (w_1 + 1) + k \cdot \left[h_к \cdot w_1 + \delta \cdot (w_1 + 1) \cdot 10^{-3} \right], \text{ (м).} \qquad (6.27)$$

Коэффициент k в (6.24) … (6.27) учитывает усадку междукатушечных прокладок после сушки и опрессовки обмотки и может быть принят 0,94…0,96.

Осевой размер обмотки без радиальных каналов, одноходовой и двухходовой, может быть найден по формуле (6.24) или (6.26) при $h_{к1} = 0$.

Радиальный размер обмотки a_1 определяется по рис. 6.5.

Внутренний диаметр обмотки

$$D_1' = d + 2a_{01} \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}, \qquad (6.28)$$

где a_{01} – по табл. П1.7.

Наружный диаметр обмотки

$$D_1'' = D_1' + 2a_1' \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}. \qquad (6.29)$$

Расположение транспозиций по длине обмотки определяется числом витков, которые следует отсчитать при ее намотке от начала до середины каждой транспозиции. В обмотке с сосредоточенной транспозицией групповые транспозиции размещаются на $^1/_4\, w_1$ и $^3/_4\, w_1$ от начала обмотки, общая транспозиция располагается на $^2/_4\, w_1$. В двухходовых обмотках с равномерно распределенной транспозицией общее число транспозиций принимается равным числу параллельных проводов $n_{в1}$ или $2n_{в1}$. Первая транспозиция располагается соответственно на расстоянии $w_1/(2n_{в1})$ или $w_1/(4n_{в1})$ витков от начала намотки, а все последующие – на интервалах $w_1/n_{в1}$ или $w_1/(2n_{в1})$ витков между соседними транспозициями. Интервалы, на которых располагаются транспозиции, могут быть выражены целым числом витков, простой или смешанной дробью. Для удобства отсчета интервалов в процессе намотки обмотки знаменателем дроби должно быть число реек по окружности обмотки. Транспозиции в винтовой обмотке без радиальных каналов рассчитываются так же, как и в обмотке с каналами. В одноходовой двухслойной обмотке не менее трех транспозиций должны быть сделаны в каждом слое.

6.2. РАСЧЕТ ОБМОТОК ВН

Расчет обмоток ВН начинается с определения числа витков, необходимого для получения номинального напряжения, напряжений всех ответвлений. Число витков при номинальном напряжении определяется по формуле

$$w_{н2} = w_1 \cdot \frac{U_{ф2}}{U_{ф1}}. \qquad (6.30)$$

Число витков на одной ступени регулирования напряжения при соединении обмотки ВН в звезду

$$w_p = \frac{\Delta U}{u_в \cdot \sqrt{3}}, \qquad (6.31)$$

где ΔU – напряжение на одной ступени регулирования обмотки или разность напряжений двух соседних ответвлений, В;

$u_в$ – напряжение одного витка обмотки, В.

Обычно ступени регулирования напряжения выполняются равными между собой, чем обусловливается также и равенство числа витков на ступенях. В этом случае число витков обмотки на ответвлениях:

при двух ступенях:

верхняя ступень напряжения $w_2 = w_{н2} + w_p$; (6.32)

при номинальном напряжении: $w_{н2}$;

нижняя ступень напряжения $w_{н2} - w_p$; (6.33)

при четырех ступенях:

верхние ступени напряжения $w_2 = w_{н2} + 2w_p$, $w_{н2} + w_p$; (6.34)

при номинальном напряжении: $w_{н2}$;

нижние ступени напряжения $w_{н2} - w_p$, $w_{н2} - 2w_p$. (6.35)

Для трехфазного трансформатора или однофазного с параллельным соединением обмоток двух стержней найденное число витков $w_{н2} + w_p$ или $w_{н2} + 2w_p$ является числом витков на один стержень. В однофазном трансформаторе с последовательным соединением обмоток двух стержней на одном стержне располагается половина этого числа витков.

Осевой размер обмотки ВН ℓ_2 принимается равным ранее определенному осевому размеру обмотки НН ℓ_1.

Плотность тока в обмотке ВН предварительно

$$J_2 \approx 2J_{ср} - J_1, \text{ (А/м}^2\text{)}, \qquad (6.36)$$

где $J_{ср}$ – предварительное значение средней плотности тока по (п. 5.10) или (п. 5.11).

В тех случаях, когда потери короткого замыкания $P_к$ не заданы, для выбора плотности тока можно руководствоваться табл. П1.29.

Сечение витка обмотки ВН предварительно

$$П_2' = \frac{I_2}{J_2 \cdot 10^{-6}}, \text{ (мм}^2\text{)}. \qquad (6.37)$$

Для полученных значений $П_1'$ и $h_{в1}$ по сортаменту обмоточного провода для трансформаторов [1, табл. 5.2 или 5.3] подбираются подходящие провода.

Значение большего из двух размеров поперечного сечения провода b может быть выбрано по формулам:

– для медного провода

$$b \le \frac{q \cdot k_з}{1{,}07 \cdot J^2 \cdot 10^{-10}}, \text{ (м)}, \qquad (6.38)$$

– для алюминиевого провода

$$b \le \frac{q \cdot k_з}{1{,}72 \cdot J^2 \cdot 10^{-10}}, \text{ (м)}, \qquad (6.39)$$

где $k_р = 0.8$ – для цилиндрических обмоток;

$k_р = 1$ – для винтовых и катушечных обмоток;

$q = 1000$ Вт/м^2 – для медных и $q = 750$ Вт/м^2 – для алюминиевых обмоток.

После того как обмотка ВН рассчитана и размещена на стержне, для предварительной оценки ее нагрева определяется плотность теплового потока на ее охлаждаемой поверхности:

$$q_2 = \frac{P_{осн2}}{П_{02}} k_{Д2}, \text{ (Вт/м}^2\text{)}, \qquad (6.40)$$

или

– для медного провода

$$q_М = \frac{107 J \cdot I \cdot w_к \cdot k_Д}{k_з (b' + a_1)} \cdot 10^{-10}, \text{ (Вт/м}^2\text{)}; \qquad (6.41)$$

– для алюминиевого провода

$$q_А = \frac{172 J \cdot I \cdot w_к \cdot k_Д}{k_з (b' + a_1)} \cdot 10^{-10}, \text{ (Вт/м}^2\text{)}, \qquad (6.42)$$

где I – ток обмотки фазы;

$w_к$ – число витков в катушке: для винтовой одноходовой обмотки 1,0; для двухходовой винтовой обмотки 0,5;

$k_з = 0{,}75$ – коэффициент закрытия поверхности;

a_1 – радиальный размер обмотки, м.

Для обмоток вида рис. 6.5, *б*:

– для медного провода

$$q = \frac{214J \cdot I \cdot w_к \cdot k_Д}{k_з(2b' + a_1)} \cdot 10^{-10}, \text{ (Вт/м}^2\text{)}; \qquad (6.43)$$

– для алюминиевого провода

$$q = \frac{344J \cdot I \cdot w_к \cdot k_Д}{k_з(2b' + a_1)} \cdot 10^{-10}, \text{ (Вт/м}^2\text{)}. \qquad (6.44)$$

Полученное q не должно быть более допустимого.

6.2.1. РАСЧЕТ МНОГОСЛОЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБМОТКИ ИЗ КРУГЛОГО ПРОВОДА

В трансформаторах мощностью от 25 до 630 кВ·А нашли широкое применение многослойные цилиндрические обмотки из круглого медного или алюминиевого провода (рис. 6.6).

Ориентировочное сечение витка

$$П_2' = \frac{I_2}{J_2 \cdot 10^{-6}}, \text{ (мм}^2\text{)}. \qquad (6.45)$$

По этому сечению и сортаменту обмоточного провода для трансформаторов [1, табл. 5.2 или 5.3] подбираются провода подходящего сечения или, в редких случаях, два параллельных одинаковых провода с диаметрами провода без изоляции d_2 и провода в изоляции d_2' мм. Подобранные размеры провода записываются так:

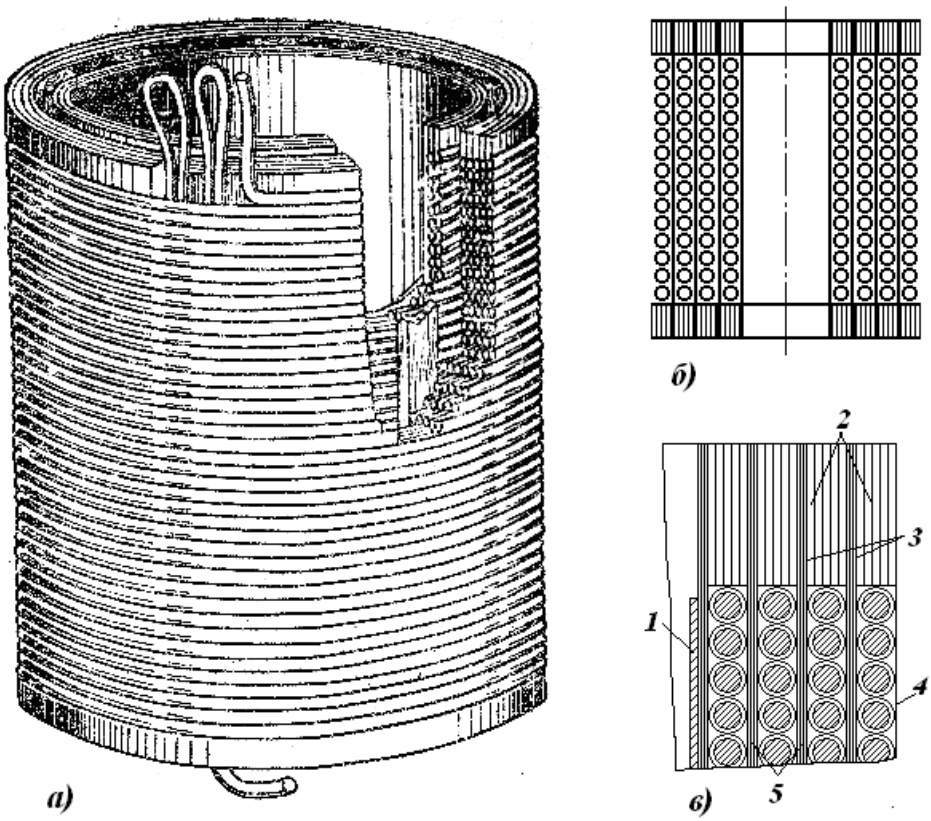
$$\text{Марка провода} \times n_{в2} \times \frac{d_2}{d_2'}, \text{ мм},$$

где $n_{в2}$ — число параллельных проводов.

Полное сечение витка, м^2,

$$П_2 = n_{в2} \cdot П_2'' \cdot 10^{-6}, \text{ (мм}^2\text{)}, \qquad (6.46)$$

где $П_2''$ – сечение одного провода.



Р и с. 6.6. Многослойная цилиндрическая обмотка
из провода круглого сечения:
а – общий вид обмотки; *б* – вид обмотки в разрезе; в – изоляция в торцовой части многослойной цилиндрической обмотки: 1 – экран; 2 – бортики из электрокартона; 3 – кольцо из телефонной бумаги; 4 – оплетка хлопчатобумажной лентой; 5 – междуслойная изоляция

Полученная плотность тока

$$J_2 = I_2 / П_2, \text{ (А/м}^2\text{)}. \qquad (6.47)$$

Число витков в слое

$$w_{сл2} = \frac{\ell_2 \cdot 10^3}{n_{в2} \cdot d_2'} - 1. \qquad (6.48)$$

Число слоев в обмотке

$$n_{сл2} = w_2 / w_{сл2}, \qquad (6.49)$$

$n_{сл2}$ округляется до ближайшего большего числа.

Рабочее напряжение двух слоев

$$U_{мсл} = 2 \cdot w_{сл2} \cdot u_в, \text{ В}. \qquad (6.50)$$

По рабочему напряжению двух слоев по табл. П1.30 выбираются число слоев и общая толщина $\delta_{мсл}$ кабельной бумаги в изоляции между двумя слоями обмотки.

В большинстве случаев по условиям охлаждения обмотка каждого стержня выполняется в виде двух концентрических катушек с осевым масляным каналом между ними. Число слоев внутренней катушки при этом должно составлять не более 1/3-2/5 общего числа слоев обмотки. В случае применения этого типа обмотки на стороне НН между двумя цилиндрами числа слоев внутренней и наружной катушек делаются равными.

Минимальная ширина масляного канала между катушками a_{22} выбирается по табл. П1.28. В трансформаторах мощностью на один стержень не более 3-6 кВ·А возможно применение обмотки, состоящей из одной катушки без осевого канала.

Радиальный размер обмотки:

– одна катушка без экрана

$$a_2 = \left[d_2' \cdot n_{сл2} + \delta_{мсл\cdot} \cdot \left(n_{сл2} - 1\right)\right] \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}; \qquad (6.51)$$

– две катушки без экрана

$$a_2 = \left[d_2' \cdot n_{сл2} + \delta_{мсл\cdot} \cdot \left(n_{сл2} - 1\right) + a_{22}'\right] \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}. \qquad (6.52)$$

В обмотках классов напряжений 20 и 35 кВ под внутренним слоем обмотки устанавливается металлический экран – незамкнутый цилиндр из алюминиевого листа толщиной 0,5 мм. Экран соединяется электрически с линейным концом обмотки (начало внутреннего слоя) и изолируется от внутреннего слоя обмотки обычно междуслойной изоляцией. Такая же изоляция экрана устанавливается со стороны масляного канала.

При наличии экрана радиальный размер обмотки определяется по формуле

$$a_{2экр} = a_2 + \left(\delta_{экр} + 2\delta_{мсл}\right) \cdot 10^{-3}, \text{ (м)}, \qquad (6.53)$$

где a_2 определяется по (6.51) или (6.52); $\delta_{экр} = 0{,}5$ мм; $\delta_{мсл}$ – по табл. П1.30.

Для рабочего напряжения 35 кВ можно принять дополнительное увеличение радиального размера обмотки за счет экрана и двух слоев междуслойной изоляции на 3 мм.

Минимальный радиальный размер a'_{12} осевого канала между обмотками НН и ВН и толщина изоляционного цилиндра выбираются по испытательному напряжению обмотки ВН согласно табл. П1.6.

Внутренний диаметр обмотки (при наличии экрана – до его внутренней изоляции)

$$D'_2 = D''_1 + 2a_{12}, \text{ (м)}. \qquad (6.54)$$

Наружный диаметр обмотки:

– без экрана

$$D''_2 = D'_2 + 2a_2, \text{ (м)};$$

– с экраном

$$D''_2 = D'_2 + 2a_{2экр}, \text{ (м)}. \qquad (6.55)$$

Изоляционное расстояние между наружными обмотками соседних стержней $a_{22} = a''_{22} \cdot 10^{-3}$, где a''_{22}, мм, находится по табл. П1.6.

Поверхность охлаждения

$$П_{02} = cnk\pi(D'_2 + D''_2) \cdot \ell_2, \text{ (м}^2\text{)}, \qquad (6.56)$$

где c =3 – число стержней магнитной системы.

Для одной катушки, намотанной непосредственно на цилиндр, по рис. 6.7, *а* $n = 1{,}0$; $D'_2 = 0$; $k = 1{,}0$.

Для одной катушки по рис. 6.7, *б* $n = 1{,}0$; $k = 0{,}88$.

Для двух катушек по рис. 6.7, *г* $n = 1{,}5$; $k = 0{,}83$ и по рис. 6.7, *д* $n = 2$; $k = 0{,}8$.

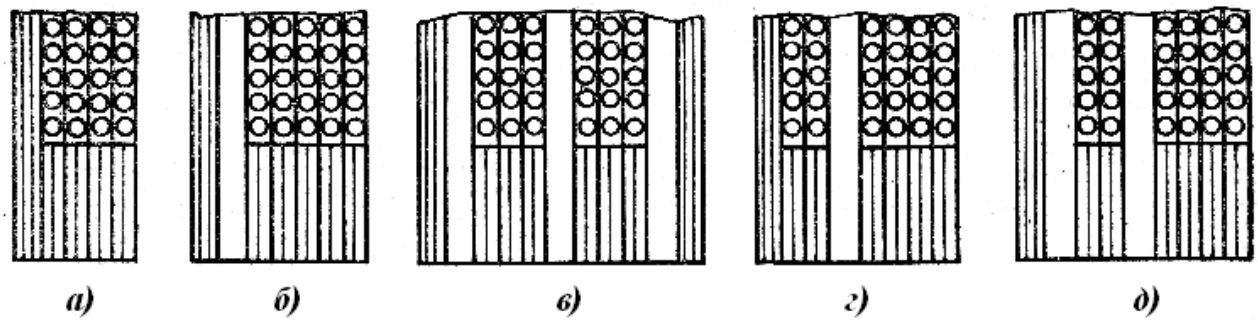


Рис. 6.7. Различные варианты выполнения многослойной цилиндрической обмотки:

а – обмотка ВН на цилиндре; *б* – обмотка ВН на рейках; *в* – обмотка НН; *г* – обмотка ВН на цилиндре с каналом; *д* – обмотка ВН на рейках с каналом

Коэффициент k в (6.56) учитывает закрытие части поверхностей обмотки изоляционными деталями и число внутренних и наружных поверхностей. Для внутренних поверхностей $k = 0{,}75$. Для наружной поверхности при свободном доступе охлаждающего масла $k = 1{,}0$. При применении этого типа обмотки на стороне НН (внутренняя обмотка, рис. 6.7, *в*) в (6.54) надлежит принимать $k = 0{,}75$; $n = 2$.

6.2.2. РАСЧЕТ МНОГОСЛОЙНОЙ ЦИЛИНДРИЧЕСКОЙ ОБМОТКИ ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

Этот тип обмотки (рис. 6.8) может применяться в качестве обмотки ВН (в некоторых случаях НН) в масляных трансформаторах классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью от 1000 кВ·А и более. После определения $\ell_2, П'_2$, и J_2 необходимо

выбрать один или два-три параллельных провода с общим сечением $П'_2$ так, чтобы плотность теплового потока на охлаждаемой поверхности обмотки q не превысила предельно допустимое значение $q = 1200...1400$ Вт/м^2 и добавочные потери не вышли за принятый уровень (от 5 до 20%).

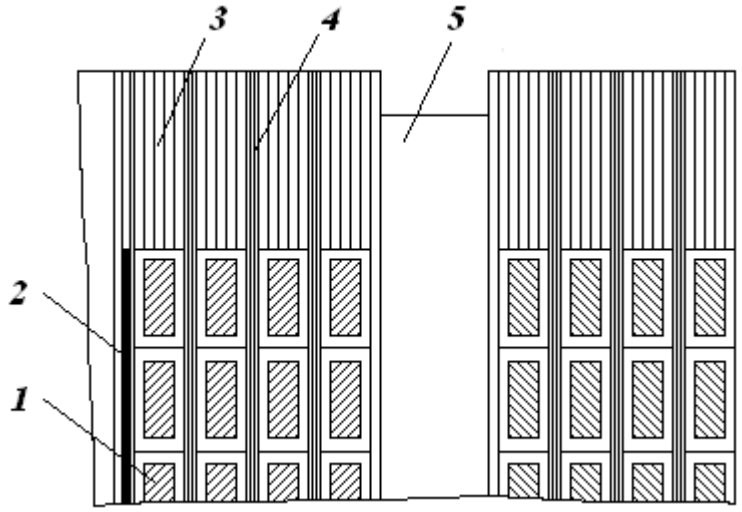


Рис. 6.8. Разрез торцовой части многослойной цилиндрической обмотки из провода прямоугольного сечения:
1 – провод обмотки; 2 – электростатический экран; 3 – бумажно-бакелитовое опорное кольцо слоя; 4 – междуслойная изоляция из кабельной бумаги; 5 – рейка из электроизоляционного картона

Общий суммарный радиальный размер проводов, необходимый для получения полного сечения всех витков обмотки, для обмотки ВН

$$b = \frac{w_{2.} \cdot П_2}{\ell_2 \cdot k_{oc}}, \text{ (м)}, \qquad (6.57)$$

где k_{oc} – средний коэффициент, учитывающий изоляцию проводов в осевом направлении обмотки, который может быть принят 0,92 для медного и 0,93 для алюминиевого провода; $П_2 = П_2' \cdot 10^{-6}$. Для обмотки НН в (6.57) подставляется число витков w_1.

Если найденный суммарный размер b окажется больше размера, допустимого по плотности теплового потока по (6.38) или (6.39), то обмотку следует разделить на две или три концентрические катушки так, чтобы у каждой из них суммарный размер был не больше допустимого. Ширина каждого осевого канала между катушками должна быть равна $0{,}01\ell_2$, но не менее 5 мм. При расчете по (6.38) или (6.39) для обмотки ВН следует принимать $k_з = 0{,}8$ и для обмотки НН $k_з = 0{,}75$.

Радиальный размер провода a и число слоев обмотки $n_{сл2}$ должны быть выбраны при помощи табл. П1.31 так, чтобы добавочные потери в обмотке не вышли за принятый уровень. Например, при алюминиевом проводе, добавочных потерях до 5% и суммарном радиальном размере проводов $b = 0{,}03$ м при числе слоев от одного до шести радиальный размер провода $a = b / n_{сл2}$ будет изменяться от 30/1=30 до 30/6 = 5 мм. При таком числе слоев и размерах проводов согласно табл. П1.31 получить добавочные потери в пределах до 5% невозможно. При семи -десяти слоях радиальный размер провода будет изменяться от 30/7=4,3 до 30/10=3 мм и добавочные потери в пределах до 5% возможны. Изменение числа слоев при расчете легко достигается путем варьирования соотношения размеров поперечного сечения провода при заданной его площади.

Реальные сечения проводов подбираются по [1, табл. 5.2] и записываются так:

$$\text{Марка провода} \times n_{в2} \cdot \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'}.$$

Полное сечение витка

$$П_2 = n_{в2} \cdot П_2'' \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2. \quad (6.58)$$

Полученная плотность тока

$$J_2 = I_2 / П_2, \ (\text{А/м}^2). \quad (6.59)$$

Число витков в слое

$$w_{сл2} = \frac{\ell_2}{n_{в2} \cdot b'} \cdot 10^3 - 1. \quad (6.60)$$

Число слоев в обмотке

$$n_{сл2} = w_2 / w_{сл2} \quad (6.61)$$

($n_{сл2}$ округляется до ближайшего большего числа).

Рабочее напряжение двух слоев

$$U_{мсл} = 2w_{сл2} \cdot u_в, \text{ В}. \quad (6.62)$$

По рабочему напряжению двух слоев по табл. П1.30 выбираются число слоев и общая толщина $\delta_{мсл}$ кабельной бумаги в изоляции между двумя слоями обмотки.

В обмотках классов напряжения 20 и 35 кВ под внутренним слоем обмотки устанавливается металлический экран – незамкнутый цилиндр из листа немагнитного металла толщиной 0,5 мм. Экран соединяется электрически с линейным концом обмотки (начало внутреннего слоя) и изолируется от внутреннего слоя обмотки обычной междуслойной изоляцией. Такая же изоляция экрана устанавливается со стороны масляного канала.

Радиальный размер обмотки без экрана

$$a_2 = \left[a' \cdot n_{сл2} + \delta_{мсл} \cdot (n_{сл2} - 1) + a_{22}' \cdot n_к\right] \cdot 10^{-3}, \text{ м}, \quad (6.63)$$

где a_{22}' – радиальный размер канала, мм;

$n_к$ – число осевых каналов.

Радиальный размер обмотки с экраном

$$a_{2экр} = a_2 + 0{,}003, \text{ м}, \quad (6.64)$$

где для классов напряжения 20 и 35 кВ принято увеличение радиального размера обмотки за счет экрана и двух слоев междуслойной изоляции на 0,003 м (3 мм).

Минимальный радиальный размер a_{12} осевого канала между обмотками НН и ВН и толщина изоляционного цилиндра выбираются по испытательному напряжению обмотки ВН и мощности трансформатора согласно табл. П1.6 для масляных трансформаторов.

Внутренний диаметр обмотки (при наличии экрана – до его внутренней изоляции)

$$D_2' = D_1'' + 2a_{12}, \text{ (м)}. \qquad (6.65)$$

Наружный диаметр обмотки:

– без экрана

$$D_2'' = D_2' + 2a_2, \text{ (м)};$$

– с экраном

$$D_2'' = D_2' + 2a_{2экр}, \text{ (м)}. \qquad (6.66)$$

Расстояние между обмотками соседних стержней выбирается согласно табл. П1.6.

Схема расположения регулировочных ответвлений принимается по рис. 2.2, *б*.

Поверхность охлаждения определяется по формуле

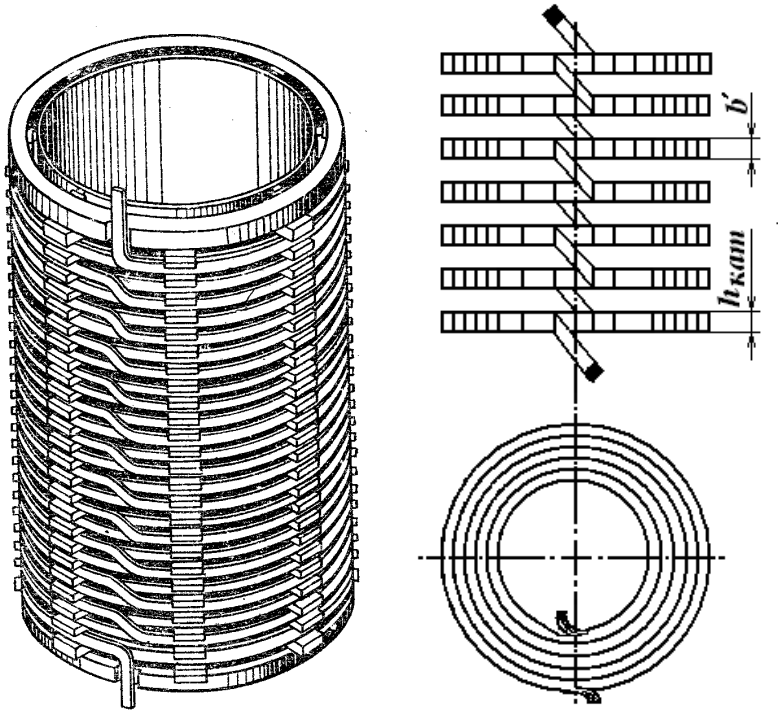
$$П_{02} = cnk\pi(D_2' + D_2'') \cdot \ell_2, \text{ (м}^2\text{)}. \qquad (6.67)$$

Для обмотки ВН двух катушек по рис. 6.7, *г* $n = 2$; $k = 0{,}8$. Для такой же обмотки НН по рис. 6.7, *д* $n = 2$; $k = 0{,}75$.

6.2.3. РАСЧЕТ НЕПРЕРЫВНОЙ КАТУШЕЧНОЙ ОБМОТКИ

Обмотка, состоящая из ряда последовательно соединенных катушек, намотанных в виде плоских спиралей из одного или более проводов прямоугольного сечения и расположенных в осевом направлении обмотки, с радиальными каналами между всеми или частью катушек, называется непрерывной катушечной обмоткой (рис. 6.9).

Непрерывная катушечная обмотка не имеет обрывов и паек провода. Все переходы из одной катушки в другую осуществляются кратчайшим путем по направлению внутренней или внешней образующей обмотки. Такая обмотка может быть намотана также из двух, трех, а иногда и более параллельных проводов. Необходимость транспозиции обусловливается тем, что параллельные провода наматываются на окружностях разных диаметров и находятся в различных зонах поля рассеяния.



Р и с. 6.9. Непрерывная катушечная обмотка

Вследствие значительного угла изгиба провода на ребро в местах перехода из одной катушки в другую изоляция проводов может быть повреждена. Поэтому для обеспечения надлежащей электрической прочности обычно применяют в местах перехода добавочную изоляцию провода в виде оплетки полосками кабельной бумаги или лакоткани или подвязки изоляционных коробочек из электроизоляционного картона.

Непрерывная катушечная обмотка может быть намотана на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре, на рейках, расположенных по образующим цилиндра. При применении мягких изоляционных цилиндров из электроизоляционного картона обмотка наматывается на станке на рейках, расположенных на временной цилиндрической оправке без изоляционного цилиндра. В этом случае цилиндр наматывается при сборке трансформатора перед насадкой соответствующей обмотки. Для образования радиальных междукатушечных каналов применяются прокладки, штампованные из электроизоляционного картона.

Радиальные каналы в обмотке обычно выполняются между всеми катушками, однако в трансформаторах с пониженными поте-

рями короткого замыкания и в алюминиевых обмотках [1, §5.2 и 5.7] иногда каналы могут быть сделаны через две катушки. В этом случае половина радиальных каналов между катушками заменяется разрезными шайбами по две шайбы толщиной 0,5 мм взамен каждого канала. Пара катушек, разделенных шайбами или радиальным каналом, называется двойной катушкой.

Переход провода из одной катушки в другую в непрерывной катушечной обмотке делается в промежутках между прокладками, образующими радиальные каналы. Число витков в каждой катушке, указываемое в расчетной записке, может быть как целым, так и дробным. В последнем случае знаменатель дроби указывает число междукатушечных прокладок (реек) по окружности обмотки. Так, при 16 прокладках (рейках) в обмотке правильным будет указание намотать в катушке, например, $8^4/_{16}$ витка, а не $8^1/_4$ витка.

Ориентировочное сечение витка

$$П_2' = I_2 / J_2 \text{, м}^2. \qquad (6.68)$$

К этому сечению витка по сортаменту обмоточного провода [1, табл. 5.2] подбираются подходящие сечения прямоугольного провода – одно или два-четыре одинаковых сечения. Больший размер провода b при этом не должен превосходить предельный размер, найденный по допустимому значению по (6.5) или (6.6).

Выбранные размеры записываются так:

$$\text{Число параллельных проводов} \times \frac{\text{Размеры провода без изоляции}}{\text{Размеры провода с изоляцией}}$$

или

$$n_{в1} \cdot \frac{a \cdot b}{a' \cdot b'} .$$

Принятое сечение провода $П_2''$, м^2.

Полное сечение витка

$$П_2 = n_{в2} \cdot П_2'' \text{, м}^2.$$

Плотность тока

$$J_2 = I_2 / П \text{, А/м}^2. \qquad (6.69)$$

Обычно нужному сечению витка $П_2'$ в сортаменте обмоточного провода соответствует несколько сечений провода с различным соотношением сторон b/a, что дает возможность широкого варьирования при размещении витков в катушке. Для получения более компактной конструкции обмотки рекомендуется выбирать из сортамента более крупные сечения при меньшем числе параллельных проводов и сечения с большим возможным размером b. При этом должны соблюдаться следующие требования:

а) общее число катушек должно быть четным, число различных видов катушек – не более четырех;

б) рабочее напряжение одной катушки при классе напряжения до 35 кВ не должно превосходить 800-1000 В; при классе напряжения 110 кВ напряжение одной катушки может достигать 1500-1800 В, а при классе 220 кВ – 2500-3000 В;

в) при номинальном напряжении ВН 20, 35 кВ и выше все витки, служащие для регулирования напряжения, и витки с усиленной изоляцией должны быть размещены в отдельных катушках; катушки, содержащие различное число витков или отличающиеся размерами или изоляцией, при расчете обычно для удобства обозначаются различными буквами;

г) число витков в катушке может быть целым или дробным; в последнем случае знаменателем дроби должно быть число реек по окружности обмотки;

д) общая высота обмотки (осевой размер) ℓ_2 после сушки и опрессовки должна совпадать с высотой обмотки НН ℓ_1.

Высота катушки $h_{кат}$ в этой обмотке равна большему размеру провода в изоляции b'.

Входные витки (катушки) обмотки ВН при ее номинальном напряжении от 20 кВ и выше обычно выполняются с усиленной изоляцией, предотвращающей разряд между витками при воздействии на обмотку импульсных перенапряжений.

Осевой размер (высота) радиального канала $h_к$ в масляных трансформаторах мощностью от 160 до 6300 кВ·А при рабочих напряжениях не более 35 кВ колеблется от 4 до 6 мм. В двойных

катушках, если в них не делается канал, вместо канала прокладываются шайбы – по две шайбы толщиной 0,5 мм каждая на одну двойную катушку. В трансформаторах большей мощности и при напряжении обмотки 110 и 220 кВ осевой размер канала может быть выбран от 4 до 10-15 мм. Размер канала $h_к$ во всех случаях выбирается по условиям обеспечения электрической прочности изоляции и проверяется по условиям охлаждения (см. табл. П1.28).

Число катушек на одном стержне ориентировочно определяется по формуле

$$n_{кат2} \approx \frac{\ell_2}{b' + h'_к}. \qquad (6.70)$$

Для сдвоенных катушек с шайбами в двойных катушках и с каналами между двойными катушками число катушек

$$n_{уат2} = \frac{2\ell_2}{2b' + h''_к + \delta_ш}. \qquad (6.71)$$

Число витков в катушке ориентировочно

$$w_{кат2} \approx w_2 / n_{кат2}. \qquad (6.72)$$

Для обмотки с каналами между всеми катушками

$$\ell_2 = \{b' \cdot n_{кат2} + k[h'_к \cdot (n_{кат2} - 2) + h'_{кр}]\} \cdot 10^3, \text{ м}. \qquad (6.73)$$

Для обмотки с шайбами в двойных и с каналами между двойными катушками

$$\ell_2 = \left\{b' \cdot n_{кат2} + k\left[h'_к \cdot \left(\frac{n_{кат2}}{2} - 2\right) + h'_{кр} + \frac{n_{кат2}}{2} \cdot \delta_ш\right]\right\} \cdot 10^3. \qquad (6.74)$$

Высота канала в месте разрыва обмотки и размещения регулировочных витков $h'_{кр}$ выбирается по условиям обеспечения электрической прочности. Коэффициент *k,* учитывающий усадку изоляции после сушки и опрессовки обмотки, $h'_{кр} = 0{,}94...0{,}96$.

Радиальный размер обмотки

$$a_2 = a' \cdot n_{в2} \cdot w_{кат2} \cdot 10^{-3}, \text{ м}, \qquad (6.75)$$

где $w_{кат2}$ – число витков катушки, дополненное до ближайшего большего целого числа; a' – радиальный размер провода, мм.

Внутренний и наружный диаметры, а также плотность теплового потока на поверхности обмотки q определяются соответственно по (6.65), (6.66), (6.41), (6.42).

Расстояние между обмотками ВН соседних стержней a_{22} выбирается согласно табл. П1.6.

7. РАСЧЕТ ТОКА ХОЛОСТОГО ХОДА

Для выбранной трехфазной магнитной системы по рис. 2.1 полный фазный ток холостого хода равен

$$I_x = \frac{Q_x}{m \cdot U_\Phi}, \text{ А}, \tag{7.1}$$

где m – число фаз трансформатора;

U_Φ – напряжение фазы трансформатора, кВ;

Q_x – намагничивающая мощность холостого хода, кВ·А.

Данная мощность берется из табл. 4.1 для полученного значения β.

Относительное значение тока холостого хода в процентах номинального тока

$$i_0 = \frac{Q_x}{10 \cdot S}, \text{ \%}, \tag{7.2}$$

где S – мощность трансформатора, кВ·А.

Активная составляющая тока холостого хода, фазное значение

$$I_{x,a} = \frac{P_x}{m \cdot U_\Phi}, \text{ А}, \tag{7.3}$$

и в процентах номинального тока

$$i_{0a} = \frac{P_x}{10 \cdot S}, \text{ \%}, \tag{7.4}$$

где P_x – потери холостого хода, берутся из табл. 4.1 для полученного значения β, кВ·А.

Реактивная составляющая – соответственно

$$I_{x,p} = \sqrt{I_x^2 - I_{x,a}^2}, \text{ А}; \tag{7.5}$$

$$i_{0p} = \sqrt{i_0^2 - i_{0a}^2}, \text{ \%}. \tag{7.6}$$

Полученное значение тока холостого хода должно быть сверено с предельно допустимым значением по ГОСТ, техническими условиями или заданием на расчет трансформатора. Отклонение расчетного значения тока холостого хода от заданного гарантийного не следует допускать более чем на половину допуска, разрешенного ГОСТ (по ГОСТ 11677-85 разрешенный допуск +30%).

8. СОДЕРЖАНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

Весь расчет оформляется в виде пояснительной записки. Записка оформляется на листах белой бумаги формата А4 и должна содержать следующие разделы.

1. Титульный лист
2. Реферат
3. Содержание
4. Введение
5. Исходные данные для расчета
6. Расчет трансформатора
7. Заключение
8. Спецификация к чертежу

Титульный лист. Образец титульного листа представлен на рис. П2.1.

Реферат. Реферат должен содержать основные направления работы, ключевые слова, количество страниц и графического материала. По величине реферат не должен превышать половину страницы.

Содержание. Эта часть записки оформляется согласно требованиям по оформлению документации и должна давать информацию о местоположении всех разделов записки, облегчающую их поиск.

Введение. Во введении должно быть дано определение трансформатора, представлены общие положения о трансформаторах и их месте в преобразовании электроэнергии. Необходимо дать общую картину применения, конструкций и условий работы трансформаторов. Следует коснуться различных характеристик материалов при изготовлении магнитопровода, обмоток, условий передачи энергии на дальние расстояния. Перспективы развития, проектирования трансформа-

торов, обеспечения экономичности работы электрических сетей и надлежащего качества энергии, отпускаемой потребителями.

Исходные данные для расчета. В разделе представляются исходные данные
для расчета, полученные согласно своему варианту по табл. П2.1.

Расчет трансформатора. Этот раздел должен не только содержать ход расчета по формулам, но и сопровождаться рисунками, такими как магнитная система трехфазного трансформатора с обмотками, схемы ответвлений в обмотке ВН, главной изоляции обмоток ВН, НН, с нанесением полученных при расчете размеров. При выборе обмоток и расчете необходимо изобразить выполнение в разрезе катушек обмоток и схему их выполнения.

Заключение. В заключении студент должен дать информацию о результатах проведенного расчета. Какие знания приобрел он в процессе проектирования, что было внесено нового в процесс проектирования и какие использованы методы и способы расчета с использованием вычислительной техники.

Спецификация к чертежу. После расчета трансформатора выполняется чертеж общего вида на листе формата А1. На чертеже проставляются выноски основных узлов трансформатора и составляется спецификация, представленная на рис. П2.2. Примеры выполнения чертежей и общие виды некоторых трансформаторов представлены в приложении 2.

9. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ БАКОВ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Прежде чем приступить к выполнению чертежа, необходимо познакомиться подробнее с конструкцией элементов трансформатора и затем дополнить соответственно этими элементами чертежи, которые представлены как образцы на рис. П2.3, П2.4.

9.1. БАК ТРАНСФОРМАТОРА

Бак служит для установки в нем активной части и заливки масла и состоит из обечайки, дна рамы и крышки с отверстиями для крепления болтами к раме. У трансформатора массой менее 25 тонн

выбирается бак с верхним разъемом и надставкой. У трансформаторов с верхним разъемом дно приварено к обечайке, а крышка закрывает бак и одновременно является основанием для установки расширителя, вводов, приводов переключающих устройств, баллона термосигнализатора, подъемных колец и других вспомогательных деталей. Место разъема крышки с баком уплотняют резиновой полосой, укладываемой на раму в уступ между выступающим торцом обечайки и отверстиями в раме.

Для перемещения трансформаторов массой до 20 тонн под днищем устанавливают тележки. Для подъема трансформатора стропами к стенке бака приварены крюки, для крепления охладителей и термосифонных фильтров – патрубки с фланцами. Для заполнения трансформатора маслом установлены вентили.

Бак несет механическую нагрузку от масс активной части масла, кроме того, при внутреннем повреждении может испытывать большое избыточное давление, поэтому необходимо выбирать определенную толщину обечайки, дна и рамы. Баки трансформаторов III габарита усиливают поперечными и продольными балками из стального проката (швеллера, тавра, уголков). Механическую прочность бака и непроницаемость сварных швов испытывают избыточным давлением 30-50 кПа.

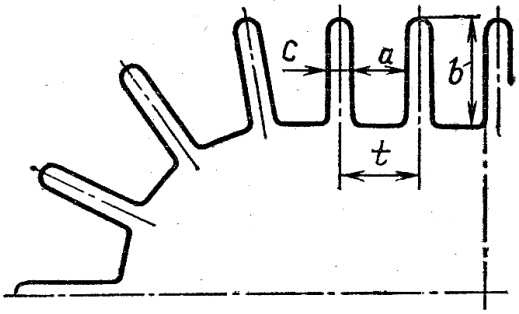
Трансформаторы могут быть с баком как овальной формы, изготовленные с помощью газо- и электросварки, так и прямоугольной.

Бак со стенками в виде волн. Этот тип бака изготовляется с боковой стенкой, выполненной из тонколистовой стали толщиной 0,8-1,0 мм, выгнутой в виде волн. Он находил широкое применение для трансформаторов мощностью в пределах до 630 кВ·А. На рис. 9.1 показана стенка овального бака трансформатора в вид волн и форма и размеры одной волны.

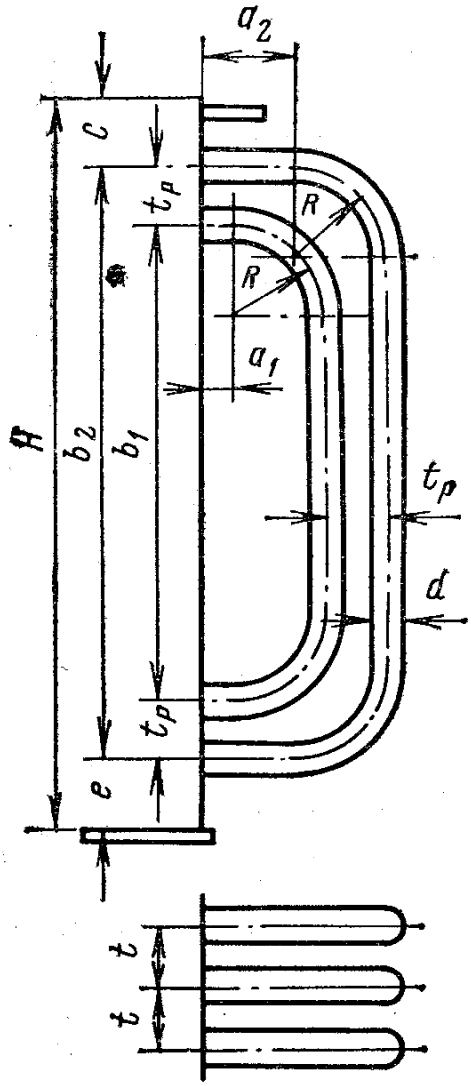
Для системы охлаждения применяют трубы круглой или прямоугольной формы. Трубы могут вваривaться с помощью газо- или электросварки непосредственно в бак или выполняться в виде навесных радиаторов. Их крепят болтами к патрубкам бака, между фланцами которых ставят резиновую прокладку.

9.2. СИСТЕМА ОХЛАЖДЕНИЯ

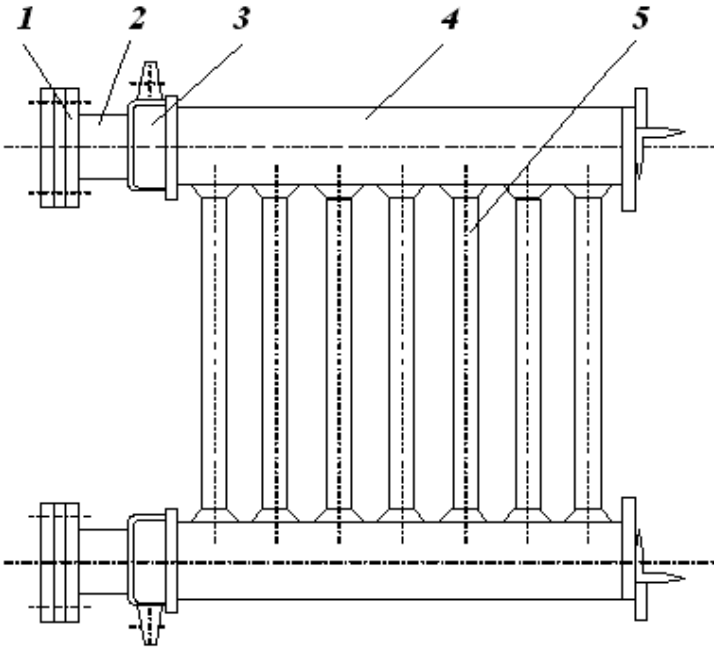
Охлаждение трансформатора осуществляется путем отбора тепла активной части маслом и последующей отдачи его окружающему воздуху через поверхность бака (рис. 9.1), охлаждающие трубы (рис. 9.2) или навесные радиаторы (рис. 9.3, 9.4).



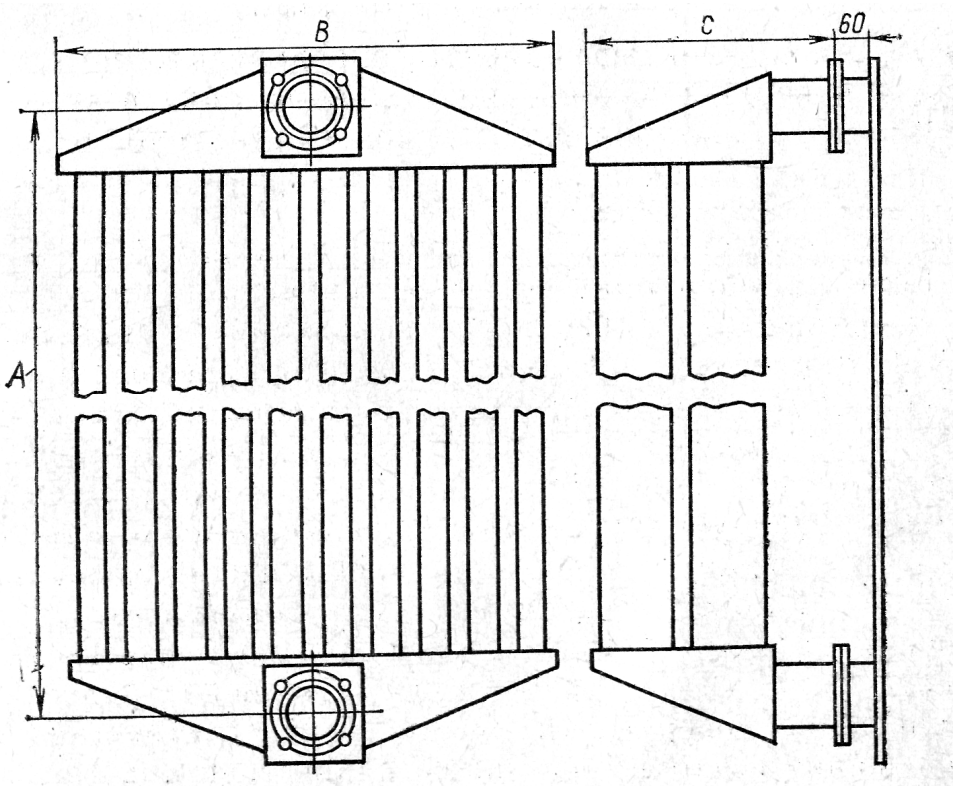
Р и с. 9.1. Форма и основные размеры стенки бака с волнами



Р и с. 9.2. Элементы трубчатого бака



Р и с. 9.3. Прямоугольный радиатор с круглыми трубами:
1 – фланец; 2 – патрубок; 3 – коллектор; 4 – коробка; 5 – труба



Р и с. 9.4. Трубчатый радиатор с прямыми трубами

Вследствие разности плотностей горячего масла, поступающего из бака трансформатора в верхний коллектор радиатора, и холодного в нижней части радиатора оно непрерывно перемещается в радиаторе сверху вниз, отдавая на своем пути тепло стенкам труб; те, в свою очередь, отдают его окружающей среде – воздуху.

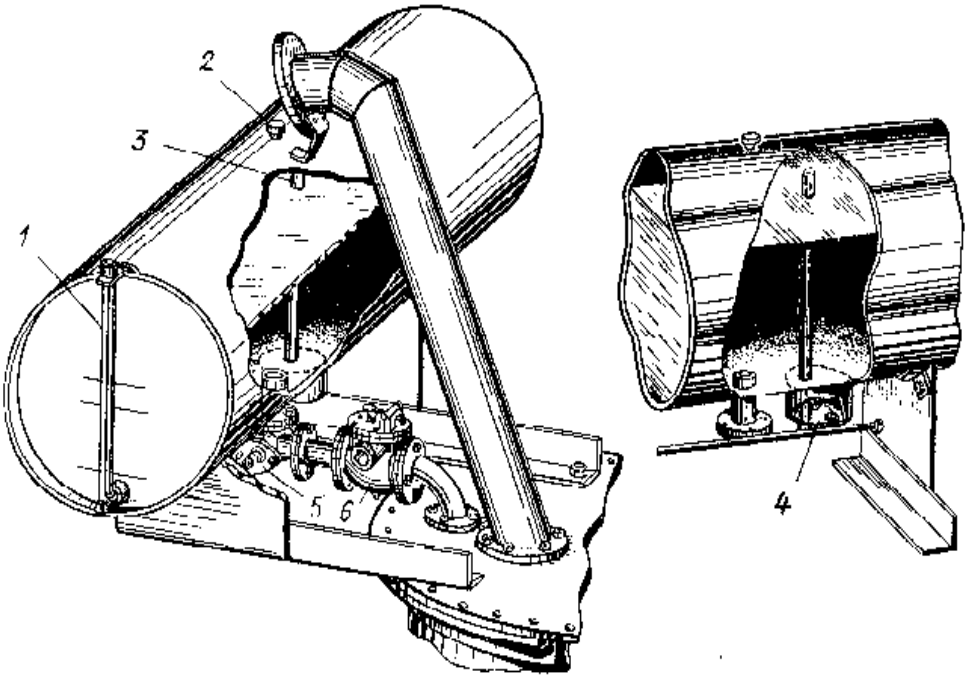
9.3. ЗАЩИТНЫЕ УСТРОЙСТВА

9.3.1. РАСШИРИТЕЛЬ

Расширитель служит для локализации (компенсации) колебаний уровня масла в трансформаторе при изменении температуры. Кроме того, он уменьшает площадь соприкосновения с воздухом открытой поверхности масла и, следовательно, защищает масло от преждевременного окисления кислородом. Расширитель представляет собой металлический сосуд в виде цилиндра, соединенный с баком трубопроводом.

Расширители устанавливают на трансформаторах мощностью 25 кВ·А и более. Объем расширителя должен быть таким, чтобы при всех режимах работы трансформатора от отключенного состояния до номинальной нагрузки и при колебаниях температуры окружающего воздуха от -45°С до +40°С в нем было масло (обычно 8-10% объема масла, находящегося в трансформаторе).

Существуют герметизированные трансформаторы с азотной защитой, у которых пространство между поверхностью масла и верхней стенкой расширителя заполнено азотом. На рис. 9.5 показан расширитель.



Р и с. 9.5. Установка расширителя и выхлопной трубы:
1 – указатель уровня масла; 2 – пробка для заливки масла;
3 – труба для свободного обмена воздуха; 4 – грязеотстойник;
5 – кран для отсоединения расширителя; 6 – газовое реле

При нагревании масло из бака трансформатора по маслопроводу, соединяющему его с патрубком, вытесняется в расширитель; при снижении температуры оно поступает обратно в бак. На торцовой стенке корпуса расширителя, изготовленного из листовой стали, установлен маслоуказатель и нанесены краской три горизонтальные черты с контрольными цифрами: -45, +15 и +40° С.

Это означает, что в неработающем трансформаторе уровни масла, отмеченные черточками, должны соответствовать указанным температурам окружающего воздуха. Другая торцовая стенка корпуса крепится болтами на маслоуплотняющей прокладке. Разъем позволяет производить окраску внутренней поверхности расширителя.

Для сбора и удаления осадков и влаги со дна расширителя предназначен отстойник с отверстием, закрываемым пробкой и служащим также для слива масла из расширителя. Изменение в расширителе уровня масла, а следовательно, его объема компенсируется атмосферным воздухом, поступающим в расширитель из окружающей среды через осушитель. Отверстие с пробкой предназначено для заполнения расширителя маслом. Чтобы грязевые осадки и влага не попадали в трансформатор со дна расширителя, конец патрубка, соединяющего его с баком, выступает внутрь расширителя на 50-60 мм.

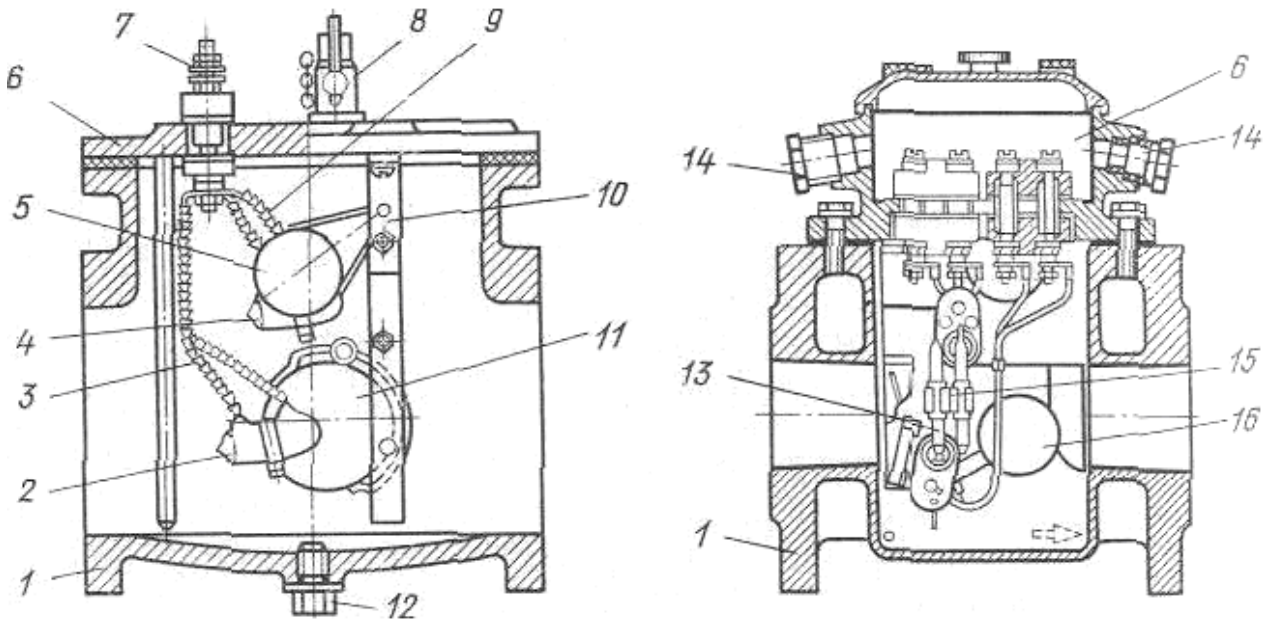
Расширитель устанавливают выше уровня крышки трансформатора с помощью опорных пластин, которые приварены к кронштейнам, закрепленным на крышке болтами.

9.3.2. ГАЗОВОЕ РЕЛЕ

Газовое реле предназначено для сигнализации и отключения трансформатора при всех видах внутреннего повреждения, связанного с выделением газа, а также при утечке масла из-за неплотности. Такими повреждениями могут быть: разложение изолирующих материалов под воздействием повышенной температуры отдельных мест; замыкание параллельных проводов или витков в обмотках; некачественное соединение отводов; пробой изоляции; неисправность в магнитной системе, остове.

По конструктивному признаку различают два вида газового реле: поплавковое и чашечное. Работа поплавкового основана на всплывании и опускании металлических поплавков, чашечного – на всплывании и погружении чашечек с маслом. В последние годы на трансформаторах в основном устанавливаются поплавковые газовые реле Бухгольца (рис. 9.6).

Реле состоит из корпуса с фланцами для подсоединения к трубопроводу и смотровыми окнами со шкалой и пробкой для спуска масла; крышки с внутренним механизмом, который крепится болтами к корпусу на прокладке для обеспечения герметичности. На крышке размещены встроенный блок, кран для отбора пробы газа для анализа, по которому судят о характере повреждения, зажимы для подключения электропроводки и другие вспомогательные детали.



Р и с. 9.6. Газовые поплавковые реле ПГ-22 (а) и реле Бухгольца (б):
1 – корпус; 2, 4 – стеклянная колбочка; 3 – цепь отключения; 5, 11 – поплавок; 6 – крышка; 7 – зажим; 8 – кран; 9 – цепь сигнализации; 10 – рамка крепления; 12 – пробка; 13 – элемент; 14 – штуцер; 15 – геркон; 16 – нижний поплавок

В блок входят следующие основные рабочие механизмы и элементы управления: верхний поплавок с присоединенным к нему магнитом; герметизированный магнитно-управляемый контакт геркон (герметизированный контакт); нижний поплавок с присоединенным к нему магнитом, геркон; подпорный клапан; постоянный

магнит, укрепленный на пластине, и гибкие провода, идущие от герконов и подсоединенные к контактным болтам, которые выходят на коробку зажимов, установленную на крышке.

Нормально реле заполнено маслом и оба поплавка находятся в верхнем положении. При утечке понижается уровень масла в корпусе и одновременно опускается верхний поплавок; прикрепленный к нему магнит, проходя рядом с герконом, замыкает его контакты, включающие цепь предупредительной сигнализации (звонок, сирена).

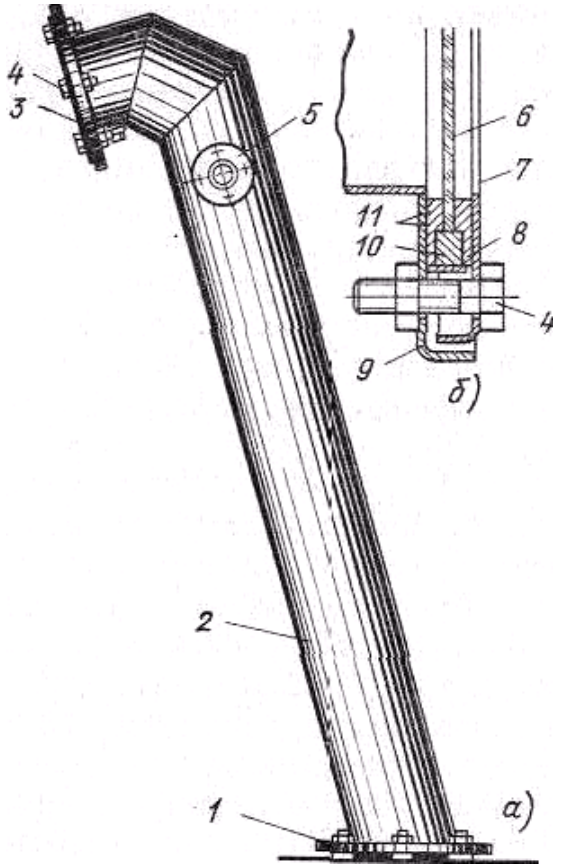
Если уровень масла после сигнала продолжает понижаться, то начинает опускаться нижний поплавок; в предельном нижнем положении его магнит вызывает срабатывание контактов геркона, замыкая цепь отключения трансформатора.

В случае внутреннего повреждения трансформатора со слабым газообразованием газ в баке поднимается вверх, попадает через трубопровод в реле и вытесняет из него масло, при этом верхний поплавок опускается и замыкает сигнальные контакты. Однако нижний поплавок свое положение не меняет, поскольку газ при уровне масла, достигшем верхнего края стенки трубы, выйдет по трубопроводу в расширитель, поэтому нижняя поплавковая система работать не будет – трансформатор не будет отключен. При значительных внутренних повреждениях с бурным выделением газа происходит выброс масла с большой скоростью через реле в расширитель. Под воздействием потока масла подпорный клапан, удерживаемый до этого магнитом, отбросится в направлении потока, при этом нижний магнит приблизится к геркону, замкнет его контакты, и трансформатор отключится. Время срабатывания реле обычно 0,1 с. Реле можно настроить на срабатывание регулировкой зазора между магнитом и подпорным клапаном при скоростях потока масла от 0,65 до 150 м/с.

9.3.3. ВЫХЛОПНАЯ ТРУБА

Повреждение внутри трансформатора, сопровождаемое электрической дугой, приводит к интенсивному разложению масла с образованием большого количества газа и, как следствие, резкому по-

вышению давления внутри бака; при этом может разорваться бак и возникнуть пожар. Для локализации давления внутри бака на крышке трансформатора устанавливают выхлопную (предохранительную) трубу (рис. 9.7), которая состоит из корпуса, изготовленного из листовой стали, диафрагмы, фланца для крепления к крышке бака трансформатора и фланца для подсоединения трубы к верхней части расширителя. В диафрагму входят фланцы (приваренные к стенке трубы) и резиновые прокладки, уплотняющие стеклянный диск, который установлен между фланцами, скрепленными болтами. Для фиксации мест установки прокладок служит упорное кольцо.



Р и с. 9.7. Выхлопная труба (а) и устройство диафрагмы (б):
1 – фланец крепления; 2 – корпус; 3 - диафрагма; 4 – болт; 5 – фланец соединения; 6 – стеклянный диск; 7 – фланец прижима; 8 – упорное кольцо; 9 – фланец опорный; 10 – прокладка торцовая; 11 – прокладка прижимная

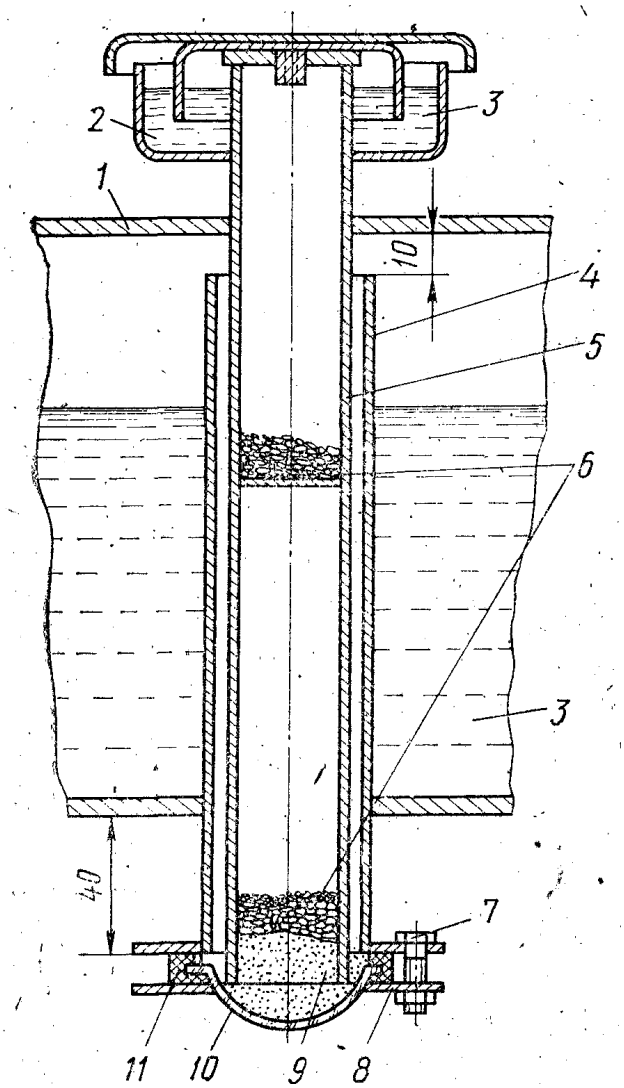
Нижний конец трубы сообщается с баком через отверстие в крышке. При повышении давления внутри бака стекло лопается и газы вместе с маслом выбрасываются наружу.

9.3.4. ВОЗДУХООСУШИТЕЛЬ

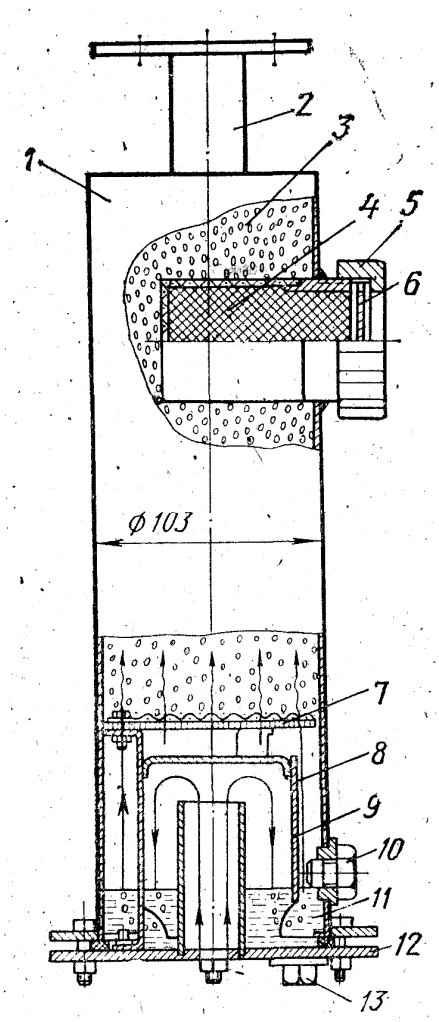
Воздухоосушитель – это сосуд, сообщающийся с одной стороны с надмасляной полостью расширителя или бака трансформатора, а с другой – с атмосферным воздухом; он предназначен для отделения влаги из воздуха, поступающего в расширитель или бак трансформатора. В трансформаторах I-II габаритов воздухоосушитель встроен непосредственно в расширитель (рис. 9.8).

Внутренняя трубка *5* воздухоосушителя вставлена в отверстие верхней части расширителя и маслоплотным швом приварена к его стенке *1;* наружная трубка *4* установлена диаметрально противоположно внутренней. К наружной трубке прижимными фланцами *8* и болтами *7* на резиновой прокладке *11* прикреплен колпак *10* из прозрачного органического стекла.

Колпак и нижняя часть внутренней трубки заполнены силикагель-индикатором, а верхняя — силикагелем или цеолитом до уровня, не превышающего максимальный уровень масла *3* в расширителе. При изменении температуры и уменьшении объема масла в расширителе из атмосферы через масляный затвор *2*, внутреннюю трубку *5*, силикагель *6*, силикагель-индикатор *9*, наружную трубку *4* в верхнюю полость рас-



Р и с. 9.8. Воздухоосушитель, встроенный в расширитель:
1 – стенка расширителя; 2 – масляный затвор, 3 – масло; 4 – наружная трубка; 5 – внутренняя трубка; 6 – силикагель; 7 – болт; 8 – прижимной фланец; 9 – силикагель-индикатор; 10 – колпак из прозрачного органического стекла; 11 – резиновая прокладка



Р и с. 9.9. Воздухоосушитель, устанавливаемый на трансформаторах III габарита и более:
1 – корпус; 2 – патрубок; 3 – силикагель; 4 – патрон сетчатый; 5 – крышка; 6 – стекло; 7 – сетка; 8 – отверстие в затворе; 9 – трубка; 10 – пробка уровня; 11 – масло; 12 – дно затвора; 13 – пробка слива

ширителя поступает воздух. При увеличении объема масла по этому пути воздух идет в обратном направлении. Об увлажненности силикагеля судят по изменению цвета силикагель-индикатора, за которым наблюдают через колпак.

Воздухоосушитель, устанавливаемый на трансформаторах III габарита и более, состоит из металлического корпуса *1* (рис. 9.9) цилиндрической формы, заполненного силикагелем *3*, решетки с сеткой *7*, сетчатого патрона *4*, заполненного индикаторным силикагелем и закрытого крышкой *5* со смотровым стеклом *6*.

В нижнюю часть воздухоосушителя вмонтирован масляный затвор, работающий по принципу сообщающихся сосудов и предназначенный для предохранения силикагеля от постоянного соприкосновения с воздухом и, следовательно, от его увлажнения. Масляный затвор служит также для очистки воздуха от механических примесей, которые, проходя через масло, оседают в нем.

Когда уровень масла в расширителе понижается, его объем пополняется воздухом, который проходит через трубку *9*, приваренную ко дну *12* масляного затвора, затем через слои трансформаторного масла *11*, отверстие в стенке *8* затвора и далее через решетку с сеткой и слои силикагеля, отбирающего у воздуха влагу.

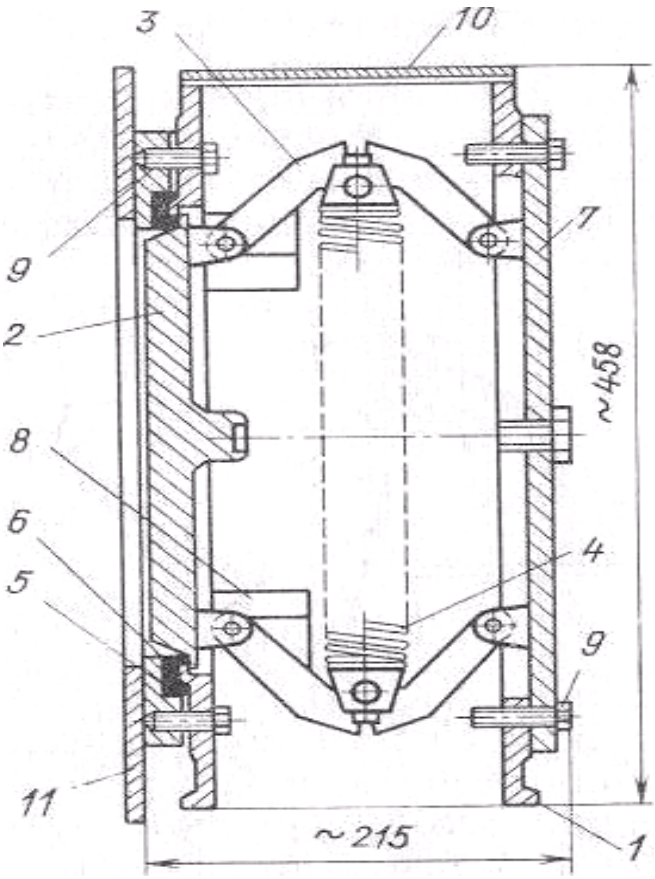
Далее по патрубку *2* и трубе сухой воздух попадает в расширитель. При увеличении объема масла в расширителе воздух идет в обратном направлении.

Масляный затвор имеет несколько пробок: для заливки трансформаторного масла в затвор (на рисунке не показана), *13* – для слива отработанного масла, 10 – для слива масла до нормального уровня в затворе.

Для визуального контроля за уровнем масла воздухоосушители имеют маслоуказатель (на рисунке не показан). Силикагель в осушителе периодически меняют. Признаком его увлажнения и необходимости замены служит изменение цвета силикагель-индикатора с голубого на розовый. Наблюдение за его цветом ведут через стекло в крышке патрона.

9.3.5. ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЙ КЛАПАН

За рубежом и в нашей стране начинает широко внедряться конструкция механических предохранительных клапанов вместо выхлопных труб. Выхлопные трубы устанавливают на крышке трансформатора, а предохранительные клапаны устанавливают чаще всего на верхней части бака. Эти клапаны рассчитаны на давление $8 \cdot 10^4 \pm 12 \cdot 10^3$ Па, при котором начинается их срабатывание (открытие), и давление $35 \cdot 10^3$ Па, при котором начинается их закрытие. Обычно время срабатывания предохранительного клапана, т.е. разница во времени от момента достижения в баке давления $8 \cdot 10^4$ Па до момента начала движения уплотнительного диска, равно примерно 0,05 с.



Р и с. 9.10. Крепление предохранительного клапана:
1 – корпус; 2 – уплотнительный диск; 3 – рычаг; 4 – система пружин; 5 – фланец бака; 6 – резиновая манжета; 7 – боковая крышка; 8 – направляющая; 9 – крепящие болты; 10 – крышка верхняя; 11 – стенка бака

Принцип работы клапана показан на рис. 9.10. Возника-

ющее в баке давление заставляет уплотнительный диск перемещаться по направляющим и через систему рычагов растягивать пружины. Масло через нижнее отверстие корпуса устремляется из бака. После сброса давления в баке трансформатора система рычагов и пружин возвращает уплотнительный диск на прежнее место, прижимая его к резиновой манжете. Предохранительный клапан установлен в верхней части стенки бака на фланце и закреплен на нем при помощи болтов. Регулирование пружин предохранительного клапана осуществляется прокладкой специальных шайб под пружины. Чтобы, не снимая клапана с трансформатора, произвести его регулирование и осмотр, снимают крышку, так как крышка всегда находится под давлением. Число клапанов, устанавливаемых на трансформаторе, обычно бывает более двух, а высота их установки – не ниже 2-3 м от максимального уровня масла в расширителе.

9.3.6. ВВОДЫ МАСЛЯНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Вводы представляют собой фарфоровые изоляторы, через внутреннюю полость которых проходит токоведущий стержень, и служат для вывода концов обмоток из трансформаторов наружу для подключения их к сети. Вводы устанавливают на крышке, реже – на боковой стенке бака. Внутри трансформатора ввод соединяют с обмоткой, а снаружи – с электросетью.

Внешняя конфигурация и размеры вводов зависят от класса напряжения, рода установки и значения тока. Вводы для внутренней установки имеют гладкую поверхность, для наружной установки (работающие в тяжелых атмосферных условиях – под дождем, снегом, в загрязненном воздухе) отличаются более развитой наружной поверхностью (наличие зонтообразных ребер), в результате чего увеличиваются путь поверхностного разряда по фарфору и электрическая прочность ввода.

Исходя из допускаемой плотности тока в токоведущем стержне (2-4 А/мм^2), определяемой его нагревом, и размера фарфорового изолятора, зависящего от класса напряжения, вводы на большие

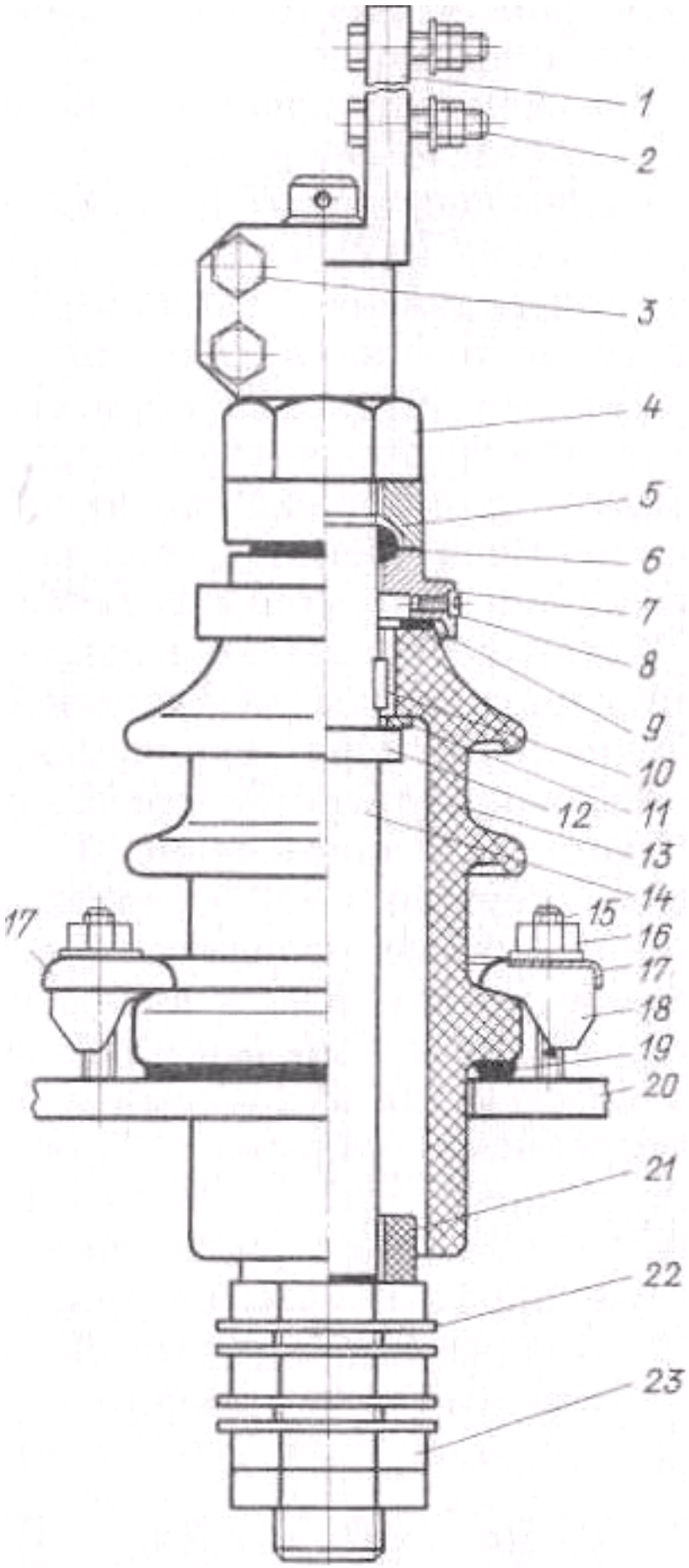
номинальные токи и напряжения имеют и большие размеры и массу. Для облегчения токоведущие стержни вводов 35 кВ на токи 4000 А и больше выполняют полыми (из медных труб).

Вводы изготовляют на номинальные напряжения 0,5; 1; 6; 10; 15; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750 кВ и выше и токи 100; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 4000 А и более.

На номинальные напряжения от 0,5 до 35 кВ включительно применяют съемные (разборные) вводы, конструкция которых позволяет заменять фарфоровый изолятор (в случае его повреждения) без подъема активной части трансформатора или верхней части бака колокольного типа. В эксплуатации это одно из основных преимуществ ввода. Все съемные вводы (за небольшим исключением) являются маслоподпорными, т.е. после установки внутренняя полость их заполняется трансформаторным маслом (или другим жидким диэлектриком) из бака трансформатора.

Установлены обозначения съемных вводов, состоящие из букв и цифр. Буквы означают: В – ввод; С – съемный; Т – трансформаторный; А и Б – категории оборудования; У – исполнение для умеренного климата: ХЛ – холодного, Т – тропического. Цифры в числителе указывают номинальное напряжение в киловольтах, в знаменателе – номинальный ток в амперах, после дроби ставятся следующие цифры: I – разборное соединение стержня ввода с обмоткой (гайками); 2 – неразборное (сварное) соединение. Устройство ввода на напряжение 35 кВ и ток 3000 А показано на рис. 9.11. Медный стержень *14* проходит через отверстие фарфорового изолятора *13*. Верхний конец стержня уплотнен резиновым кольцом *6*, втулкой *5* и гайкой *4*. Стержень *14* бортиком опирается через электрокартонную шайбу *11* на уступ изолятора *10*, а выступами входит в вертикальные пазы изолятора, что позволяет ему проворачиваться при завинчивании гаек.

Резиновая прокладка *9* уплотняет разъем между колпаком *7* и верхним торцом изолятора, а прокладка *19* – стык между крышкой и изолятором в результате подтягивания гаек на шпильках *15*, приваренных к крышке.



Р и с. 9.11. Изолятор

Для подсоединения к электросети стержень в верхней части имеет контактный наконечник *1* с болтами *2* и *3* (с гайками и шайбами), который навинчивают на стержень и закрепляют болтами. При токах менее 800 А для подсоединения ввода к внешней сети стержень снабжен вместо наконечника гайками и шайбами, гетинаксовая втулка *21* служит для установки по оси, шайбы и гайки – для подсоединения демпферов внутри бака, а винт, ввинченный в латунный колпак, – для спуска воздуха из ввода при заполнении его маслом. Ввод крепят к крышке прижимными кулачками *18*. Фланец *17* служит для того, чтобы кулачки не смещались с борта изолятора.

Масло поступает во ввод под напором из бака трансформатора через зазоры между изолятором, гетинаксовой втулкой и стержнем. По мере заполнения изолятора маслом воздух вытесняется через отверстие предварительно вывернутого винта.

Вводы на напряжение 35 кВ имеют дополнительную изоляцию стержня в виде надетой на него бумажно-бакелитовой трубки. При прохождении по стержню ввода тока порядка сотен ампер вокруг него создается значительное магнитное поле, при этом возникающие в стальном фланце ввода и крышке трансформатора вихревые токи могут нагреть их выше допустимой температуры. Во избежание этого при больших токах вместо стальных или чугунных фланцев, имеющих значительную магнитную проницаемость, применяют латунные или фланцы из других немагнитных материалов.

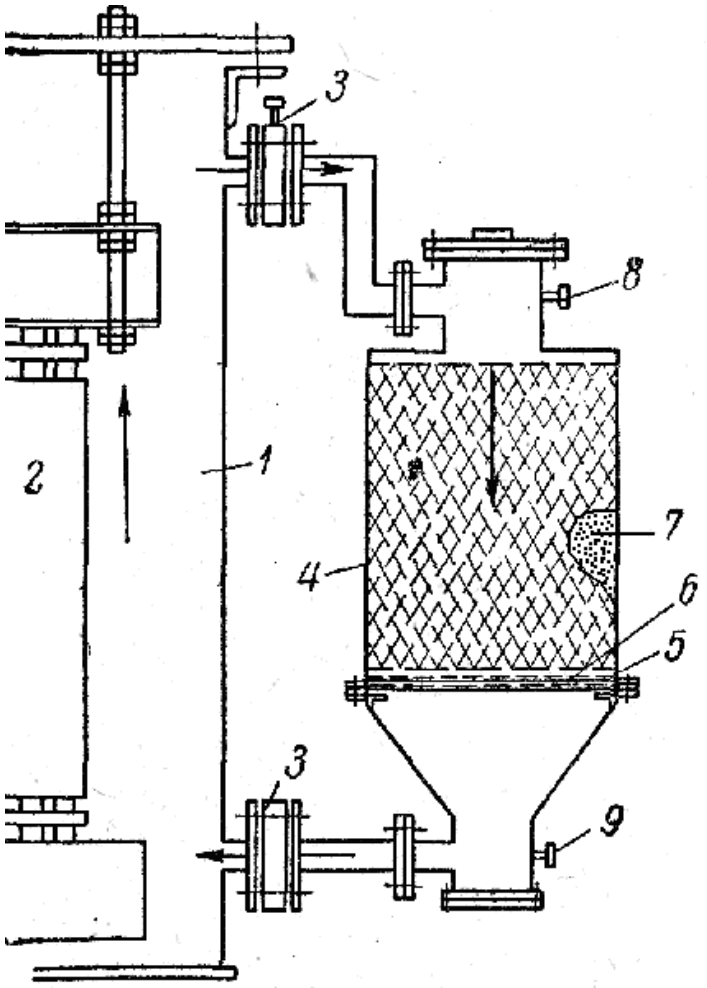
Кроме того, уменьшение нагрева крышки достигается тем, что для установки вводов (например, НН) в крышке вырезают общее отверстие или между отверстиями каждого ввода прорезают узкие щели и заваривают их диамагнитным электродом. В этих случаях магнитные потоки вводов вынуждены замыкаться по общему контуру: при двух вводах с разным направлением токов магнитные потоки компенсируются как противоположно направленные; при трех вводах трехфазной системы суммарный магнитный поток равен нулю, поскольку сумма мгновенных значений токов, а следовательно, магнитных потоков трехфазной системы равна нулю.

9.3.7. ТЕРМОСИФОННЫЙ ФИЛЬТР

Для ограничения старения трансформаторного масла и продления междуремонтного срока работы трансформаторов применяются термосифонные фильтры, служащие для непрерывной регенерации масла в работающих трансформаторах.

В связи со снижением стабильности масел термосифонные фильтры нашли широкое применение в эксплуатации; их установка входит в обязательную поставку заводов-изготовителей для трансформаторов мощностью 1800 кВ·А и выше.

Устройство и расположение термосифонного фильтра схематически представлено на рис. 9.12.



Р и с. 9.12. Устройство и расположение термосифонного фильтра (стрелкой показано направление движения масла):

1 – стенка бака; 2 – сердечник; 3 – радиаторный кран; 4 – корпус фильтра; 5 – дно с отверстиями; 6 – сетка; 7 – силикагель; 8 – пробка для выпуска воздуха; *9* – контрольная пробка

Работа фильтра основана на так называемом термосифонном принципе и заключается в том, что горячее масло в трансформаторном баке проходит через трубчатый или радиаторный охладитель, идя сверху вниз и охлаждаясь, поступает в нижнюю часть бака, где под действием конвекционного теплового потока вновь поднимается вверх, охлаждая нагретые части трансформатора. Термосифонный фильтр присоединяется параллельно охладителю, и через фильтр так же, как и через охладитель, только с несколько меньшей скоростью, проходит поток трансформаторного масла. Проходя через адсорбер, последнее отдает продукты окисления. В качестве адсорбента – вещества, способного поглощать продукты старения масла за счет сильно развитой пористости, – применяется силикагель или активированная окись алюминия.

Размеры зерна для уменьшения сопротивления потоку масла должны быть от 2 до 7 мм, а высота фильтра – не более 1500 мм. Длительность полного цикла оборота всего объема масла при правильно выбранном объеме фильтра – около 30 суток.

При этих условиях скорость движения масла не превышает 15 м/час. Количество силикагеля и, следовательно, объем термосифона должны составлять 1% веса масла при насыпном весе силикагеля 0,5 кг на 1 дм^3 объема.

Для установки термосифонного фильтра в современных трансформаторах предусматриваются специальные патрубки с кранами радиаторного типа. При решении вопроса о месте и способе установки термосифонного фильтра на трансформаторах старых выпусков, где такая установка не была предусмотрена, основным условием является обеспечение охлаждения трансформатора, поэтому часто встречающаяся установка термосифонного фильтра за счет снятия одного радиатора охлаждения может быть допущена как исключение и только при условии тщательной расчетной и экспериментальной проверки. Следует учесть, что такая установка фильтра ведет к ухудшению отвода тепла и повышению температуры масла. Это, в свою очередь, вызывает более интенсивное старение масла и часто приводит к общему сокращению срока работы трансформатора.

10. КОМПЛЕКТНОСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

В комплект трансформатора входят его составные части. Перечни съемных и комплектующих составных частей и деталей указываются в стандартах или технических условиях на конкретные типы и группы трансформаторов.

К комплекту трансформатора прикладывается следующая техническая документация:

– паспорт трансформатора;
– паспорта комплектующих трансформатор изделий;
– необходимый инструктивный материал о правилах транспортирования, разгрузки, хранения, монтажа и ввода в эксплуатацию;
– чертежи важнейших составных частей, если это предусмотрено в стандартах или технических условиях на конкретные типы и группы трансформаторов.

Количество паспортов – 1 экз. на трансформатор. Остальная документация – также по 1 экз. на партию, отправляемую в один адрес; кроме того, она должна высылаться потребителю по его запросу.

Паспорт трансформатора должен содержать следующие данные:

– общие сведения об изделии с указанием, в частности, заводского номера, номинальных мощности, частоты, напряжения, тока; климатического исполнения, категории размещения и вида охлаждения трансформатора;
– основные технические данные и характеристики;
– комплектность;
– свидетельство о приемке с указанием обозначения стандарта или технических условий на трансформатор;
– сведения о консервации и упаковке;
– гарантийные обязательства;
– бланк для сведений о рекламациях.

Основные технические данные и характеристики в паспорте трансформатора должны содержать:

- данные приемо-сдаточных испытаний, необходимые для ввода в эксплуатацию трансформатора;
- напряжения короткого замыкания на основном и крайних ответвлениях;
- мощность трансформатора при отключенном дутье для трансформаторов с охлаждением Д;
- наибольший длительно допускаемый ток в общей обмотке для автотрансформаторов;
- потери ХХ для всех трансформаторов;
- потери КЗ на основном ответвлении во всех парных режимах;
- потери и напряжения КЗ для крайних ступеней – для трансформаторов с РПН;
- напряжения КЗ всех пар частей расщепленных обмоток и пар из части расщепленной обмотки и каждой из нерасщепленных обмоток на основном ответвлении – для трансформатора с расщепленными обмотками;
- ток ХХ; сопротивление обмоток постоянному току;
- указание об облегченной изоляции – для трансформаторов классов напряжения 15 кВ и ниже с облегченной изоляцией;
- расчетную тепловую постоянную времени трансформатора;
- сопротивление нулевой последовательности – для трансформаторов мощностью до 6,3 МВА включительно;
- значения температуры, при которой измерялись сопротивление обмоток постоянному току, а также сопротивление и тангенс угла диэлектрических потерь изоляции трансформатора;
- обозначение стандарта или технических условий и пробивное напряжение масла, примененного при испытаниях, и масла, залитого в бак трансформатора;
- другие данные по усмотрению предприятия-изготовителя.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ К КУРСОВОМУ ПРОЕКТУ ПО ТЕМЕ «ТРАНСФОРМАТОРЫ»

1. Для чего служит трансформатор?
2. Каково устройство трансформатора?
3. Что называется главным магнитным полем и по какому пути оно замыкается?
4. Что называется полем рассеяния и по какому пути оно замыкается?
5. Что называется опытом короткого замыкания трансформатора?
6. Что такое холостой ход трехфазных трансформаторов?
7. Что такое напряжение короткого замыкания?
8. Чем отличается работа трансформатора под нагрузкой от работы его при холостом ходе?
9. Каковы условия включения трехфазных трансформаторов на параллельную работу?
10. Какие потери в трансформаторе постоянные и не зависят от нагрузки, а какие – переменные?
11. За счет чего достигается уменьшение потерь в трансформаторах?
12. Какие виды охлаждения трансформаторов вы знаете?
13. Какие охладители трансформаторов вам известны?
14. Назовите виды обмоток трехфазных трансформаторов.
15. Из какого материала выполняются обмотки трехфазных трансформаторов? Назовите их достоинства и недостатки.
16. Для чего необходим расширительный бак в масляном трансформаторе?
17. Каким образом выводятся концы обмоток трансформатора из бака?
18. Что такое группы соединения трансформаторов и для чего они необходимы?
19. Для чего нужна выхлопная труба, где и как она устанавливается?
20. Для чего служит магнитная система трансформатора?
21. Что называют *активными материалами* в трансформаторе?

22. Что называют *активной частью* трансформатора?
23. Что используют для защиты масла в расширителе от увлажнения?
24. Что такое коэффициент β и на что он влияет?
25. Какова рекомендуемая индукция в стержнях трансформаторов?
26. Какие способы прессовки стержней и ярем вам известны?
27. Для чего магнитопровод в трансформаторе выполняют шихтованным?
28. Какое количество масла должно быть в расширительном баке?
29. Где и каким образом устанавливают расширительный бак на трансформаторе?
30. Для чего предназначено газовое реле?
31. Для чего предназначен воздухоосушитель?
32. Для чего предназначен механический предохранительный клапан?
33. Что такое термосифонные фильтры и какую функцию они выполняют?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Тихомиров П.М.* Расчет трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1986. 528 с.
2. *Гончарук А.И.* Расчет и конструирование трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. *Дымков А.М.* Расчет и конструирование трансформаторов. М.: Высшая школа, 1971.
4. *Аншин В.Ш., Худяков З.И.* Сборка трансформаторов и их магнитных систем. М.: Высшая школа, 1985.
5. *Голунов А.М., Мазур А.Л.* Вспомогательное оборудование трансформаторов. М.: Энергия, 1978.
6. *Каганович Е.А., Райхлин И.М.* Испытание трансформаторов мощностью до 6300 кВА и напряжением до 35 кВ. М.: Энергия, 1980.
7. *Филипишин В.Я., Туткевич А.С.* Монтаж силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1981.
8. *Вавин В.Н.* Трансформаторы напряжения и их вторичные цепи. М.: Энергоиздат, 1967.
9. *Аншин В.Ш. и др.* Трансформаторы для промышленных электропечей. М.: Энергоиздат, 1982.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Таблица П1.1

Параметры холостого хода и короткого замыкания трехфазных масляных трансформаторов общего назначения классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью 25-630 кВ·А (ГОСТ 12022-76)

Номинальная мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания, %		Ток холостого хода, %
		холостого хода	короткого замыкания				
			*	**	*	**	
25	10	130	600	690	4,5	4,7	3,2
40	10	175	880	1000	4,5	4,7	3,0
63	10	240	1280	1470	4,5	4,7	2,8
100	10	330	1970	2270	4,5	4,7	2,6
100	35	420	1970	2270	6,5	6,8	2,6
160	10	510	2650	3100	4,5	4,7	2,4
160	35	620	2650	3100	6,5	6,8	2,4
250	10	740	3700	4200	4,5	4,7	2,3
250	35	900	3700	4200	6,5	6,8	2,3
400	10	950	5500	5900	4,5	4,7	2,1
400	35	1200	5500	5900	6,5	6,5	2,1
630	10	1310	7600	8500	5,5	5,5	2,0
630	35	1600	7600	8500	6,5	6,5	2,0

Примечания:

1. Знаком «*» отмечены потери и напряжение короткого замыкания для трансформаторов мощностью 25-250 кВ·А при схемах соединения У/$У_Н$-0, Д/$У_Н$-11 и для трансформаторов 400 и 630 кВ·А при схемах соединения У/$У_Н$-0 иУ/Д-11.
2. Знаком «**» отмечены параметры короткого замыкания для трансформаторов 25-250 кВ·А при схеме соединения У/$Z_Н$-11 и для трансформаторов 400 и 630 кВ·А при схеме соединения Д/$У_Н$-11.
3. Трансформаторы с РПН мощностью 400 и 630 кВ·А и напряжением НН 0,4 и 0,69 кВ изготавливаются с потерями короткого замыкания на 10% больше, чем указано в таблице.

Таблица П1.2

Параметры холостого хода и короткого замыкания трехфазных масляных силовых трансформаторов общего назначения классов напряжения 10 и 35 кВ мощностью 1000-80000 кВ·А, переключаемых без возбуждения (ГОСТ 11920-85)

Номинальная мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Потери, Вт			Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		холостого хода	короткого замыкания			
			НН 0,69 кВ	НН 10,5 и 11 кВ		
1000	10*	2100	12200	11600	5,5	1,4
	35	2000	12200	11600	6,5	1,4
1600	10*	2800	18000	16500	5,5	1,3
	35	2750	18000	16500	6,5	1,3
2500	10*	3900	25000	23500	5,5	1,0
	35	3900	26000	23500	6,5	1,0
4000	10	5200	–	33500	7,5	0,9
	35	5300		33500	7,5	0,9
6300	10	7400	–	46500	7,5	0,9
	35	7600		46500	7,5	0,8
10000	35*	12300	–	65000	7,5	0,8
16000	35*	17800	–	90000	8,0	0,6
80000	15,75	58000	–	280000	10,0	0,45

Примечания:

1. Для трансформаторов мощностью 1000-6300 кВ·А параметры холостого хода и короткого замыкания принимаются равными для исполнений ПБВ и РПН, за исключением потерь холостого хода, которые в трансформаторах РПН могут быть на 5-5,5% выше, чем в трансформаторах исполнения ПБВ.
2. Для трансформаторов, отмеченных «*», параметры холостого хода и короткого замыкания по ГОСТ 11920-73 устанавливаются при приемочных испытаниях.

Таблица П1.3

Параметры холостого хода и короткого замыкания трехфазных масляных силовых трансформаторов с напряжением ВН 110 кВ (ГОСТ 12965-85)

Номинальная мощ-ность, кВ·А	Двухобмоточные			Трехобмоточные		
	потери, кВт		ток холос-того хода, %	потери, кВт		ток хо-лос-того хода, %
	холостого хода	короткого замыкания		холос-того хода	короткого замыкания	
Понижающие трансформаторы						
2,5	5,5	22	1,50	-	-	-
6,3	10,0	44	1,00	12,5	52	1,10
10,0	14,0	53	0,90	17,0	76	1,00
16,0	18,0	85	0,70	21,0	100	0,80
25,0	25,0	120	0,65	28,5	140	0,70
40,0	34,0	170	0,55	39,0	200	0,60
63,0	50,0	245	0,50	53,0	290	0,55
80,0	58,0	310	0,45	64,0	365	0,50
125,0	105,0	400	0,55			
Повышающие трансформаторы						
80,0	85,0	310	0,65			
125,0	120,0	400	0,55			
200,0	170,0	550	0,50			
250,0	200,0	640	0,50			
400,0	320,0	900	0,45			

Примечания:

1. Все понижающие трансформаторы с РПН.
2. Повышающие трансформаторы: 80 МВ·А – с ПБВ±2х2,5%; 125 – 400 МВ·А без регулировочных ответвлений.
3. Значения потерь короткого замыкания указаны для средней ступени напряжения.

Таблица П1.4

Испытательные напряжения промышленной частоты (50 Гц) (ГОСТ 1516.1-76)

Класс напряжения, КВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500
Для масляных силовых трансформаторов											
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	3,6	7,2	12,0	17,5	24	40,5	126	172	252	363	525
Испытательное напряжение $U_{ИСП}$, кВ	18	25	35	45	55	85	200	230	325	460	630

Для сухих силовых трансформаторов					
Класс напряжения, КВ	до 1,0	3	6	10	15
Испытательное напряжение $U_{исп}$, кВ	3	10	16	24	37

Примечание: Обмотки масляных и сухих трансформаторов с рабочим напряжением до 1 кВ имеют $U_{ИСП.}$ = 5 кВ.

Таблица П1.5

Нормальные пределы применения различных типов обмоток трансформаторов

Тип обмотки	Применение на стороне		Материал обмоток	Пределы применения, включительно				Число парал. Проводов	Схема регулир. напряжения
	главное	возможное		По мощности трансформатора S,кВ?А	По току на стержень I, А	По напряжению U, кВ	По сечен. витка, П, мм²		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Цилиндрическая и одно- и двухслойная из прямугольного провода	**НН**	**ВН**	Медь	До 630	От 15-18 до 800	До 6	От 5,04 до 250	От 1 до 4-8	-
			Алюминий	До 630	От 10-13 до 600-650	До 6	От 6,39 до 300		
Цилиндрическая многослойная из прямоугольного провода	**ВН**	**НН**	Медь	До 630 до 80000	От 15-18 до 1000-1200	10 и 35	От 5,04 до 400	От 1 до 4-8	Рис. 2.2, а,б
Цилиндрическая многослойная из алюминиевой ленты	**НН**	-	Алюминий	От 160- до 1000	От 100 до 1500	До 10	От 100 до 1000	1	-

Таблица П1.6

Главная изоляция. Минимальные изоляционные расстояния обмоток ВН с учетом конструктивных требований

Мощность трансформатора S, кВ·А	$U_{ИСП}$ для ВН, кВ	ВН от ярма, мм		Между ВН и НН, мм		Выступ цилиндра $\ell_{Ц2}$, мм	Между ВН и ВН, мм	
		ℓ_{02}	$\delta_{Ш}$	a_{12}	δ_{12}		a_{22}	δ_{22}
25-100	18; 25 и 35	20	–	9	2,5	10	8	–
160-630	18; 25 и 35	30	–	9	3	15	10	–
1000-6300	18; 25 и 35	50	–	20	4	20	18	–
630 и выше	45	50	2	20	4	20	18	2
630 и выше	55	50	2	20	5	30	20	3
160-630	85 (прим. 1)	75	2	27	5	50	20	3
1000-6300	85 (прим. 1)	75	2	27	5	50	30	3
10 000 и выше	85	80	3	30	6	50	30	3

Примечание: Для цилиндрических обмоток минимальное изоляционное расстояние a_{12} = 27 мм.

Таблица П1.7

Главная изоляция. Минимальные изоляционные расстояния обмоток НН с учетом конструктивных требований

Мощность трансформатора S, кВ·А	$U_{ИСП}$ для НН, кВ	НН от ярма ℓ_{01}, мм	НН от стержня, мм			
			δ_{01}	$a_{Ц1}$	a_{01}	$\ell_{Ц1}$
25-250	5	15	Картон	–	4	–
400-630*	5*	Принимается равным найденному по испытательному напряжению обмотки ВН	2×0,5			
1000-2500	5		То же	–	5	–
630-1600	18; 25 и 35		4	6	15	18
2500-6300	18; 25 и 35		4	6	15	25
630 и выше	45		4	8	17,5	25
630 и выше	55		5	10	20	30
Все мощности	85		5	13	23	45
			6	30	30	70

* Для винтовой обмотки с испытательным напряжением $U_{ИСП}$ = 5 кВ размеры взять из следующей строки для мощностей 1000-2500 кВА.

Таблица П1.8

Значения коэффициента *k* для масляных двухобмоточных трансформаторов ПБВ с медными обмотками и потерями короткого замыкания по ГОСТ

Мощность трансформатора S, кВ·А	Класс напряжения, кВ		
	10	35	110
До 250	0,63	0,65-0,58	–
400-630	0,53		
1000-6300	0,51-0,43	0,52-0,48	–
10000-80000	–	0,48-0,46	0,68-0,58

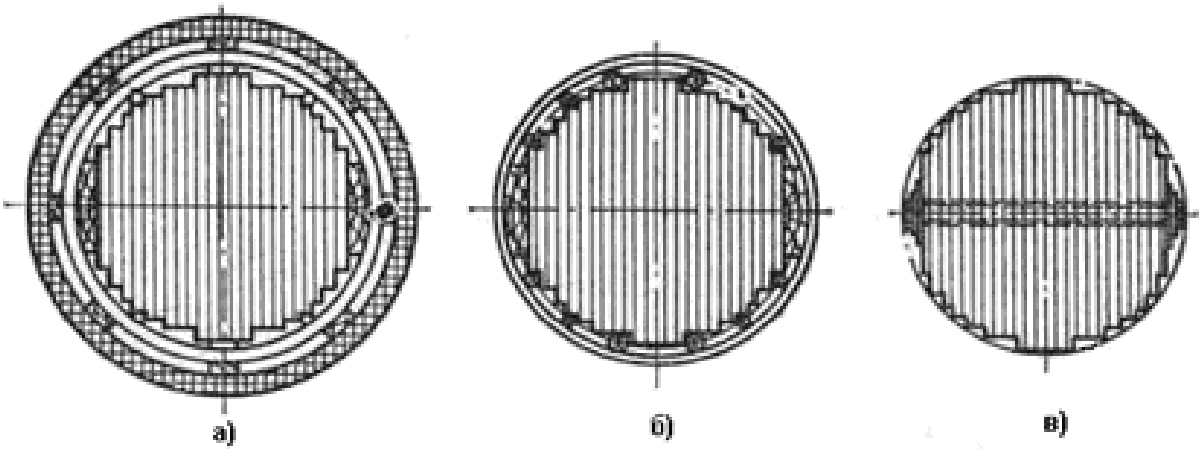
Примечание:

1. Для обмоток из алюминиевых провода или ленты значение *k*, найденное из таблицы, умножить на 1,25.
2. Для обмоток НН из алюминиевой ленты трансформаторов мощностью 100-1000 кВ·А значения *k* определять как для обмоток из алюминиевого провода.
3. Для сухих трансформаторов с медными обмотками мощностью 10-160 кВ·А принимать $k = 0{,}8 \div 0{,}74$; мощностью 160-1600 кВ·А – $k = 0{,}58 \div 0{,}48$.
4. Для трансформаторов с РПН значения *k*, полученные из таблицы, умножить на 1,1.

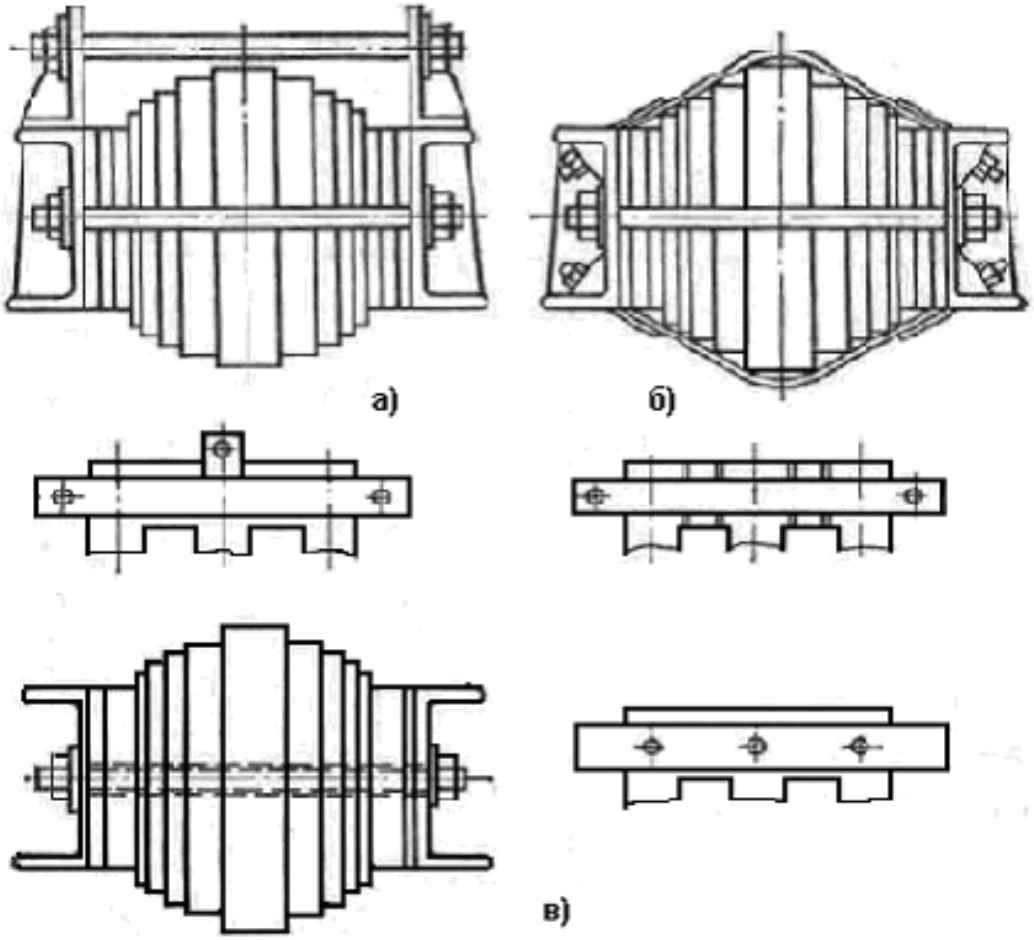
Таблица П1.9

Выбор способа прессовки стержней и ярм, формы сечения и коэффициента усиления ярма для современных масляных и сухих трансформаторов

Мощность трансформатора S, кВ·А	Прессовка стержней	Прессовка ярм	Форма сечения ярма	Коэффициент усиления ярма
25-100	Расклиниванием с обмоткой (рис. П1.1, *а*)	Балками, стянутыми шпильками, расположенными вне ярма (рис. П1.2, *а*)	3-5 ступеней	1,025
160-630			С числом ступеней на одну-две меньше числа ступеней стержня	1,015-1,025
1000-6300	Бандажами из стеклоленты (рис. П1.1, *б*)	Балками, стянутыми стальными полубандажами (рис. П1.2, *б*)		



Р и с. П1.1. Различные способы сборки и прессовки стержня:
а – путем расклинивания с жестким цилиндром обмотки НН;
б – бандажами из стеклоленты; *в* – сквозными стяжными шпильками



Р и с. П1.2. Различные способы прессовки ярмовыми балками:
а – внешними шпильками; *б* – стальными полубандажами
и внешними шпильками; *в* – сквозными шпильками

Таблица П1.10

Рекомендуемая индукция в стержнях трансформаторов B_c, Тл

Марка стали	Мощность трансформатора S, кВА		
	до 16	25-100	100 и более
3411, 3412, 3413	Масляные трансформаторы		
	1,45-1,50	1,50-1,55	1,55-1,60
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	1,50-1,55	1,55-1,60	1,55-1,65
3411, 3412, 3413	Сухие трансформаторы		
	1,35-1,40	1,40-1,45	1,45-1,55
3404, 3405, 3406, 3407, 3408	1,40-1,45	1,50-1,55	1,50-1,60

Примечания:

1. В магнитных системах трансформаторов мощностью от 100000 кВ·А и более допускается индукция до 1,7 Тл.
2. При горячекатаной стали в магнитных системах масляных трансформаторов индукция до 1,4 ÷ 1,45, сухих – до 1,2 ÷ 1,3 Тл.

Таблица П.1.11

Число ступеней в сечении стержня современных трехфазных масляных трансформаторов

Показатель		Прессовка стержня расклиниванием с обмоткой, сечение стержня без каналов								
Мощность трансформатора S, кВА		До 16			16	25	40-100	160-630		
Ориентировочный диаметр стержня d, м		До 0,08			0,08	0,09	0,10-0,14	0,16-0,18	0,20	0,22
Без прессующей пластины	Число ступеней	1	2	3	4	5	6	6	7	8
	Коэффициент $k_{кр}$	0,636	0,786	0,851	0,861	0,890	0,91-0,92	0,913	0,918	0,928
С прессующей пластиной	Число ступеней	—	—	—	—	—	—	—	6	7
	Коэффициент $k_{кр}$	—	—	—	—	—	—	—	0,884	0,901

Показатель		Прессовка стержня бандажами, сечение стержня диаметром от 0,36 м и выше имеет продольные каналы								
Мощность трансформатора S, кВА		1000 - 1600		2500 - 6300		10000	16000	25000	32000	80000
Ориентировочный диаметр стержня d, м		0,24–0,26	0,28–0,30	0,32–0,34	0,36–0,38	0,40–0,42	0,45–0,50	0,53–0,56	0,60–0,67	0,71–0,75
Без прессующей пластины	Число ступеней	8	8	9	9	11	14	15	16	16
	Коэффициент $k_{кр}$	0,925	0,928	0,929	0,913	0,922	0,927	0,927	0,929	0,931
С прессующей пластиной	Число ступеней	7	7	8	8	10	13	14	15	15
	Коэффициент $k_{кр}$	0,90	0,90–0,91	0,912	0,89–0,90	0,907	0,912	0,914	0,918	0,920

Примечание:

1. В коэффициенте $k_{кр}$ учтено наличие охлаждающих каналов в сечении стержня.
2. При использовании таблицы для однофазного трансформатора его мощность умножить на 1,5.

Таблица П1.12

Сравнение стали толщиной 0,35, 0,30 и 0,27 мм по ГОСТ 21427.1-83

Толщина, мм	Марка стали	Относительные удельные потери, %	Относительная цена, %	Относительное число пластин в пакетах равной толщины	$k_з$
0,35	3404 3405	100 94	100 104,1	100	0,97
0,30	3404 3405	94 87,5	104,1 108,2	115	0,96
0,27	3405 3406	86,5 81,3	109,6 112,7	127	0,95

Таблица П1.13

Число ступеней в сечении стержня и ярма n_c и $n_я$; ширина крайнего наружного пакета ярма $a_я$ и коэффициент заполнения круга для стержня $k_{кр}$

Диаметр стержня d, мм	Стержень				Ярмо	
	без прессующей пластины		с прессующей пластиной		$n_я$	$a_я$, мм
	n_c	$k_{кр}$	n_c	$k_{кр}$		
0,19	7	0,927	6	0,890	5	100
0,20	7	0,918	6	0,885	5	120
0,21	7	0,922	6	0,890	5	130
0,22	8	0,929	7	0,901	6	120
0,23	8	0,933	7	0,907	6	130
0,24	8	0,927	7	0,902	6	135
0,25	8	0,929	7	0,909	6	140
0,26	8	0,924	7	0,900	6	155
0,27	8	0,930	7	0,901	6	155
0,28	8	0,927	7	0,903	6	175
0,29	8	0,927	7	0,899	6	165
0,30	8	0,930	7	0,912	6	175
0,31	9	0,930	8	0,905	7	190
0,32	9	0,928	8	0,911	7	195
0,33	9	0,932	8	0,900	7	205
0,34	9	0,931	8	0,913	7	195
0,35	9	0,938	8	0,903	7	215
0,36	9	0,913	8	0,894	7	195
0,37	10	0,920	9	0,902	8	200
0,38	10	0,913	9	0,899	8	215
0,39	10	0,925	9	0,904	8	210
0,40	11	0,920	10	0,910	8	215
0,42	11	0,926	10	0,906	8	250

Таблица П1.14

Площади сечения стержня $П_{фс}$, ярма $П_{фя}$ и объем угла $V_у$ плоской шихтованной магнитной системы

Диаметр стержня d, мм	Без прессующей пластины			С прессующей пластиной		
	$П_{фс}$, см^2	$П_{фя}$, см^2	$V_у$, см^3	$П_{фс}$, см^2	$П_{фя}$, см^2	$V_у$, см^3
0,19	262,8	267,3	4118	252,3	253,3	4012
0,20	288,4	296,2	4811	277,9	273,4	4685
0,21	319,2	327,2	5680	308,4	311,6	5522
0,22	353,0	360,5	6460	342,5	343,7	6334
0,23	387,7	394,0	7482	376,9	378,4	7342
0,24	419,3	425,6	8428	407,9	409,4	8274
0,25	456,2	462,6	9532	446,2	448,6	9392
0,26	490,6	507,1	10746	478,0	488,5	10550
0,27	532,6	543,4	12018	515,8	518,6	11758
0,28	570,9	591,1	13738	556,2	566,6	13480
0,29	612,4	622,8	14858	594,0	596,4	14554
0,30	657,2	675,2	16556	644,6	654,2	16336
0,31	702,0	715,8	18672	683,0	689,4	18312
0,32	746,2	762,4	20144	732,7	743,9	19880
0,33	797,1	820,2	22382	770,1	779,2	21828
0,34	844,8	860,8	23732	828,6	837,7	23416
0,35	903,6	927,6	26814	868,6	876,0	26118
0,36	929,2	948,8	27944	910,3	917,5	27574
0,37	988,8	1003,8	30606	969,8	975,8	30228
0,38	1035,8	1063,4	33074	1019,6	1037,6	32716
0,39	1105,2	1123,6	35966	1080,0	1085,8	35438
0,40	1155,6	1167,6	39550	1143,2	1150,4	39284
0,42	1282,9	1315,0	46220	1255,0	1270,0	45528
0,45	1479,2	1500,2	56560	1451,2	1460,2	55860
0,48	1688,9	1718,7	68274	1657,4	1670,1	67424
0,50	1816,4	1843,9	76604	1788,4	1800,7	75846
0,53	2044,8	2077,8	92752	2013,6	2030,6	91832
0,56	2286,2	2316,7	107900	2258,9	2275,4	107120
0,60	2639,4	2690,9	133770	2596,5	2618,4	133370
0,63	2892,5	2958,3	154240	2869,1	2916,3	153340
0,67	3273,9	3397,7	186170	3226,6	3273,0	184350
0,71	3688,0	3797,8	222880	3651,2	3729,8	221310

0,75	4115,7	4251,8	262210	4055,7	4140,2	259430

Таблица П1.15

Магнитные свойства холоднокатаной электротехнической стали по ГОСТ 21427.1-83

Толщина, мм	Марка	Удельные потери *p*, Вт/кг, при *f* =*50* Гц и *B*, Тл, не более		Магнитная индукция *B*, Тл, при напряженности магнитного поля, А/м, не менее	
		1,5/50	1,7/50	100	2500
0,35	3411	1,75	(2,50)	–	1,75
	3412	1,50	(2,20)	–	1,80
	3413	1,30	(1,90)	–	1,85
	3404	(1,10)	1,60	1,60	–
	3405	(1,03)	1,50	1,61	–
	3406	–	1,43	1,62	–
	3407	–	1,36	1,72	–
	3408	–	1,30	1,74	–
0,30	3404	(1,03)	1,50	1,60	–
	3405	(0,97)	1,40	1,61	–
	3406	–	1,33	1,62	–
	3407	–	1,26	1,72	–
	3408	–	1,20	1,74	–
0,27	3405	(0,95)	1,38	1,61	–
	3406	(0,89)	1,27	1,62	–
	3407	–	1,2	1,72	–
	3408	–	1,14	1,74	–

Примечания:

1. Для стали марок 3411, 3412, 3413 (группа 1) основными нормируемыми показателями являются удельные потери при магнитной индукции 1,5 Тл и частоте 50 Гц и магнитная индукция при напряженности магнитного поля 2500 А/м; для стали марок 3404, 3405, 3406, 3407 и 3408 (группа 0) – удельные потери при магнитной индукции 1,57 Тл и частоте 50 Гц и магнитная индукция при напряженности магнитного поля 100 А/м.
2. В скобках приведены данные, не нормируемые ГОСТ.

Таблица П1.16

Удельная намагничивающая мощность в стали *q* и в зоне шихтованного стыка $q_з$ для холоднокатаной стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35, 0,30 мм при различных индукциях и *f* = 50 Гц

***B*, Тл**	Марка стали и ее толщина				$q_з$, В·А/м^2	
	3404, 0,35 мм	3404, 0,30 мм	3405, 0,35 мм	3405, 0,30 мм	3404	3405
0,20	0,040	0,040	0,039	0,038	40	40
0,40	0,120	0,117	0,117	0,115	80	80
0,60	0,234	0,230	0,227	0,223	140	140
0,80	0,375	0,371	0,366	0,362	280	280
1,00	0,548	0,540	0,533	0,525	1000	900
1,20	0,752	0,742	0,732	0,722	4000	3700
1,22	0,782	0,768	0,758	0,748	4680	4160
1,24	0,811	0,793	0,783	0,773	5360	4620
1,26	0,841	0,819	0,809	0,799	6040	5080
1,28	0,870	0,844	0,834	0,824	6720	5540
1,30	0,900	0,870	0,860	0,850	7400	6000
1,32	0,932	0,904	0,892	0,880	8200	6640
1,34	0,964	0,938	0,924	0,910	9000	7280
1,36	0,996	0,972	0,956	0,940	9800	7920
1,38	1,028	1,006	0,988	0,970	10600	8560
1,40	1,060	1,040	1,020	1,000	11400	9200
1,42	1,114	1,089	1,065	1,041	12440	10120
1,44	1,168	1,139	1,110	1,082	13480	11040
1,46	1,222	1,188	1,156	1,123	14520	11960
1,48	1,276	1,238	1,210	1,161	15560	12880
1,50	1,330	1,289	1,246	1,205	16600	13800
1,52	1,408	1,360	1,311	1,263	17960	14760
1,54	1,486	1,431	1,376	1,321	19320	15720
1,56	1,575	1,511	1,447	1,383	20700	16800
1,58	1,675	1,600	1,524	1,449	22100	18000
1,60	1,775	1,688	1,602	1,526	23500	19200
1,62	1,958	1,850	1,748	1,645	25100	20480
1,64	2,131	2,012	1,894	1,775	26700	21760
1,66	2,556	2,289	2,123	1,956	28600	23160
1,68	3,028	2,681	2,435	2,188	30800	24680
1,70	3,400	3,073	2,747	2,420	33000	27000
1,72	4,480	4,013	3,547	3,080	35400	28520
1,74	5,560	4,953	4,347	3,740	37800	30840
1,76	7,180	6,364	5,551	4,736	40800	33000
1,78	9,340	8,247	7,161	6,068	44400	35000
1,80	11,500	10,130	8,770	7,400	48000	37000
1,82	20,240	17,670	15,110	12,540	52000	39800
1,84	28,980	25,210	21,450	17,680	56000	43600
1,86	37,720	32,750	27,790	22,820	60000	47400
1,88	46,460	40,290	34,130	27,960	64000	51200
1,90	55,200	47,830	40,740	33,100	68000	55000
1,95	89,600	82,900	76,900	70,800	80000	65000
2,00	250,000	215,000	180,000	145,000	110000	75000

Таблица П1.17

Значения $k_Д$

Мощность трансформатора S, кВ·А	**До 100**	**160-630**	**1000-6300**	**10000-16000**	**25000-63000**	**80000-100000**
$k_Д$	0..97	0,96-0,93	0,93-0,85	0,84-0,82	0,82-0,81	0,81-0,80

Примечания:

1. Для сухих трансформаторов мощностью 10-160 кВ·А принимать $k_Д$ = 0,99÷0,96; мощностью 250-1600 кВ·А – $k_Д$ = 0,92÷0,86.
2. Для однофазных трансформаторов определять $k_Д$ по мощности 1,5 **S.**

Таблица П1.18

Ориентировочные значения коэффициента $a = d_{12} / d$ для медных обмоток

Мощность трансформатора ***S***, кВ·А	Уровень потерь короткого замыкания	Значения a при классе напряжения обмотки ВН, кВ		
		10	35	110
До 630	1,2 по ГОСТ	1,33	1,37	–
	$P_К$ по ГОСТ	1,36	1,40	–
	0,8 $P_К$ по ГОСТ	1,40	1,44	–
От 1000 До 6300	1,2 по ГОСТ	1,35	1,37	–
	$P_К$ по ГОСТ	1,38	1,40	–
	0,8 $P_К$ по ГОСТ	1,42	1,44	–
Свыше 10000	1,2 по ГОСТ	–	1,38	1,40
	$P_К$ по ГОСТ	–	1,40	1,45
	0,8 $P_К$ по ГОСТ	–	1,44	1,48

Примечание:

1. Для обмоток из алюминия значения a, полученные из таблицы, умножить на 1,06.
2. Для трансформаторов с естественным воздушным охлаждением мощностью 10-160 кВ·А класса напряжения 0,5 кВ и 160-1600 кВ·А класса напряжения 10 кВ принимают соответственно для медных обмоток $a \approx 1{,}7 \div 1{,}6$, для алюминиевых – $a \approx 1{,}8 \div 1{,}7$.

Таблица П1.19

Ориентировочные значения коэффициента $b = 2a_2 / d$ для масляных двухобмоточных трансформаторов ПБВ с медными обмотками и потерями короткого замыкания по ГОСТ

Мощность трансформатора S, кВ·А	Класс напряжения, кВ		
	10	35	110
До100	0,55	–	–
100-630	0,46-0,40	–	–
1000-6300	0,26-0,24	0,32-0,28	–
6300-63000	–	0,26	0,35

Примечания:

1. Для обмоток из алюминиевого провода или ленты значение ***b***, найденное из таблицы, умножить на 1,25.
2. Для трансформаторов с РПН значения ***b,*** полученные из таблицы, умножить на 1,2 для класса напряжения 35 кВ и на 1,75 для класса напряжения 110 кВ.
3. Для трансформаторов класса напряжения 110 кВ с РПН по схеме тонкого регулирования, рассчитанных при пониженных значениях β, значения ***b,*** полученные из таблицы, умножить на 0,7.

Таблица П1.20

Рекомендуемые пределы варьирования *β*

Вид охлаждения	Металл обмоток	**Мощность, кВ·А**		
		25-30	**1000-6300**	**10000-80000**
Масляное	Медь	1,2-3,6	1,5-3,6	1,2-3,0
Масляное	Алюминий	0,9-3,0	1,2-3,0	1,2-3,0
Воздушное	Медь	1,2-2,7	1,2-2,7	–
Воздушное	Алюминий	0,8-2,1	0,8-2,1	–

Таблица П1.21

Значения коэффициентов c_o, c_{CT}, $k_{o,c}$

Мощность, кВ·А	Класс напряжения, кВ	Металл обмоток	Вид регулирования	c_o, руб./кг	c_{CT}, руб./кг, для стали марок			$k_{o,c}$ для стали марок		
					3404	3405	3406	3404	3405	3406
25-630	10	Алюминий	ПБВ	1,85	1,02	1,08	1,15	1,81	1,71	1,61
100-630	35	«	ПБВ	1,95	1,02	1,08	1,15	1,84	1,81	1,70
1000-16000	10и	«	ПБВ	2,50	1,06	1,14	1,19	2,36	2,19	2,10
	35	«								
1000-6300	35	«	РПН	2,50	1,06	1,14	1,19	2,36	2,19	2,10
6300-16000	110	Медь	РПН	2,75	1,08	1,17	1,21	2,55	2,35	2,27
2500-63000	110		РПН	2,50	1,17	1,27	1,32	2,14	1,97	1,90

Таблица П1.22

Удельные потери в стали *p* и в зоне шихтованного стыка $p_з$ для холоднокатаной стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 при различных индукциях и *f* = 50 Гц

	p, *Вт/м²*			$p_з$, *Вт/м²*	
B, Тл	3404 0,35 мм	3404 0,30 мм	3405 0,30 мм	одна пластина	две пластины
0,20	0,028	0,025	0,023	25	30
0,40	0,093	0,085	0,085	50	70
0,60	0,190	0,185	0,130	100	125
0,80	0,320	0,300	0,280	170	215
1,00	0,475	0,450	0,425	265	345
1,20	0,675	0,635	0,610	375	515
1,22	0,697	0,659	0,631	387	536
1,24	0,719	0,683	0,652	399	557
1,26	0,741	0,707	0,673	411	578
1,28	0,763	0,731	0,694	423	589
1,30	0,785	0,755	0,715	435	620
1,32	0,814	0,779	0,739	448	642
1,34	0,843	0,803	0,763	461	664
1,36	0,872	0,827	0,787	474	686
1,38	0,901	0,851	0,811	497	708
1,40	0,930	0,875	0,835	500	730
1,42	0,964	0,906	0,860	514	754
1,44	0,998	0,937	0,869	526	778
1,46	1,032	0,968	0,916	542	802
1,48	1,066	0,999	0,943	556	826
1,50	1,100	1,030	0,970	570	850
1,52	1,134	1,070	1,004	585	878
1,54	1,168	1,110	1,038	600	906
1,56	1,207	1,150	1,074	615	934
1,58	1,251	1,190	1,112	630	962
1,60	1,295	1,230	1,150	645	990
1,62	1,353	1,278	1,194	661	1017
1,64	1,411	1,326	1,238	677	1044
1,66	1,472	1,380	1,288	695	1071
1,68	1,536	1,440	1,344	709	1098
1,70	1,600	1,500	1,400	725	1125
1,72	1,672	1,560	1,460	741	1155
1,74	1,744	1,620	1,520	757	1185
1,76	1,824	1,692	1,588	773	1215
1,78	1,912	1,776	1,664	789	1245
1,80	2,000	1,860	1,740	805	1275
1,82	2,090	1,950	1,815	822	1305
1,84	2,180	2,040	1,890	839	1335
1,86	2,270	2,130	1,970	856	1365
1,88	2,360	2,220	2,060	873	1395
1,90	2,450	2,300	2,150	890	1425
1,95	2,700	2,530	2,390	930	1500
2,00	3,000	2,820	2,630	970	1580

Примечания:

1. Удельные потери для стали марки 3405 толщиной 0,35 мм принимать по графе для стали 3404 толщиной 0,30 мм.
2. В двух последних графах приведены удельные потери $p_з$, *Вт/м²*, в зоне шихтованного стыка при шихтовке слоями в одну и две пластины, одинаковые для всех марок.

Таблица П1.23

Значения коэффициента $k_{П,У}$ для различного числа углов с косыми и прямыми стыками пластин плоской шихтованной магнитной системы для стали разных марок при B=0,9÷1,7 Тл и f = 50 Гц

Число углов со стыками		Марка стали и ее толщина						
косыми	прямыми	3412 0,35 мм	3413 0,35 мм	3404 0,35 мм	3404 0,30 мм	3405 0,35 мм	3405 0,30 мм	М6Х 0,35 мм
Трехфазная магнитная система (три стержня)								
6	–	7,48	7,94	8,58	8,75	8,75	8,85	8,38
5	1	8,04	8,63	9,38	9,60	9,60	9,74	9,16
4	2	8,60	9,33	10,18	10,4	10,45	10,64	9,83
–	6	10,40	11,57	12,74	13,13	13,13	13,52	12,15

Таблица П1.24

Коэффициент добавочных потерь $k_{П,Д}$ для стали марок 3404 и 3405

S, кВ·А	До 250	400-630	1000-6300	10000 и более
Пластины отожжены	1,12	1,13	1,15	1,20
Пластины не отожжены	1,22	1,23	1,26	1,31

Примечание: При прямоугольной форме поперечного сечения ярма коэффициент, полученный из таблицы, умножить на 1,07.

Таблица П1.25

Полная удельная намагничивающая мощность в стали q и в зоне шихтованного стыка $q_З$ для холоднокатаной стали марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 при различных индукциях и f = 50 Гц

B, Тл	Марка стали и ее толщина				$q_З$, В·А/м^2	
	3404 0,35 мм	3404 0,30 мм	3405 0,35 мм	3405 0,30 мм	3404	3405
0,20	0,040	0,040	0,039	0,038	40	40
0,40	0,120	0,117	0,117	0,115	80	80
0,60	0,234	0,230	0,227	0,223	140	140
0,80	0,375	0,371	0,366	0,362	280	280
1,00	0,548	0,540	0,533	0,525	1000	900
1,20	0,752	0,742	0,732	0,722	4000	3700
1,22	0,782	0,768	0,758	0,748	4680	4160
1,24	0,811	0,793	0,783	0,773	5360	4620
1,26	0,841	0,819	0,809	0,799	6040	5080
1,28	0,870	0,844	0,834	0,824	6720	5540
1,30	0,900	0,870	0,860	0,850	7400	6000
1,32	0,932	0,904	0,892	0,880	8200	6640
1,34	0,964	0,938	0,924	0,910	9000	7280
1,36	0,996	0,972	0,956	0,940	9800	7920
1,38	1,028	1,006	0,988	0,970	10600	8560
1,40	1,060	1,040	1,020	1,000	11400	9200
1,42	1,114	1,089	1,065	1,041	12440	10200

Окончание табл. П.1.25

B, Тл	Марка стали и ее толщина				q_3, В·А/м^2	
	3404 0,35 мм	3404 0,30 мм	3405 0,35 мм	3405 0,30 мм	3404	3405
1,44	1,168	1,139	1,110	1,082	13480	11040
1,46	1,222	1,188	1,156	1,123	14520	11960
1,48	1,276	1,238	1,210	1,161	15560	12880
1,50	1,330	1,289	1,246	1,205	16600	13800
1,52	1,408	1,360	1,311	1,263	17960	14760
1,54	1,486	1,431	1,376	1,321	19320	15720
1,56	1,575	1,511	1,447	1,383	20700	16800
1,58	1,675	1,600	1,524	1,449	22100	18000
1,60	1,775	1,688	1,602	1,526	23500	19200
1,62	1,958	1,850	1,748	1,645	25100	20480
1,64	2,131	2,012	1,894	1,775	26700	21760
1,66	2,556	2,289	2,123	1,956	28600	23160
1,68	3,028	2,681	2,435	2,188	30800	24680
1,70	3,400	3,073	2,747	2,420	33000	27000
1,72	4,480	4,013	3,547	3,080	35400	28520
1,74	5,560	4,953	4,347	3,740	37800	30840
1,76	7,180	6,364	5,551	4,736	40800	33000
1,78	9,340	8,247	7,161	6,068	44400	35000
1,80	11,500	10,130	8,770	7,400	48000	37000
1,82	20,240	17,670	15,110	12,540	52000	39800
1,84	28,980	25,210	21,450	17,680	56000	43600
1,86	37,720	32,750	27,790	22,820	60000	47400
1,88	46,460	40,290	34,130	27,960	64000	51200
1,90	55,200	47,830	40,740	33,100	68000	55000
1,95	89,600	82,900	76,900	70,800	80000	65000
2,00	250,000	215,000	180,000	145,000	110000	75000

Примечание: В двух последних графах приведена удельная намагничивающая мощность q_3, *Вт/м*^{2}, в зоне шихтованного стыка при шихтовке слоями в две пластины. При стыковке в одну пластину данные q_3, полученные из таблицы, умножить на 0,82 для стали марки 3404 и на 0,78 для стали марки 3405.

Таблица П1.26

Значения коэффициента $k_{T,У}$ для различного числа углов с косыми и прямыми стыками пластин плоской шихтованной магнитной системы для стали разных марок 3404 и 3405 толщиной 0,35 и 0,30 мм при f = 50 Гц

Число углов со стыками		Индукция *B*, Тл				
косыми	прямыми	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
Трехфазная магнитная система (три стержня)						
6	–	26,0	27,95	27,95	26,0	22,10
5	1	32,25	34,83	35,20	33,25	27,85
4	2	38,5	41,7	42,45	40,5	33,66
–	6	58,5	64,7	65,60	64,7	52,0

Таблица П1.27

Значения коэффициента $k_{T,\,пл}$, учитывающего увеличение намагничивающей мощности в углах магнитной системы в зависимости от ширины пластины второго пакета a_2 для холоднокатаной стали

B, Тл	Ширина пластины второго пакета a_2, м							
	0,05	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70
0,8-1,00	1,30	1,25	1,20	1,17	1,15	1,14	1,13	1,12
1,10 и 1,90	1,40	1,27	1,21	1,18	1,16	1,15	1,14	1,13
1,20 и 1,80	1,50	1,30	1,22	1,19	1,17	1,16	1,15	1,14
1,30 и 1,70	1,70	1,38	1,25	1,21	1,18	1,17	1,16	1,15
1,40 и 1,60	2,00	1,50	1,35	1,25	1,20	1,19	1,18	1,16
1,50	3,00	2,0	1,50	1,35	1,30	1,25	1,20	1,18

Таблица П1.28

Минимальная ширина охлаждающих каналов в обмотках масляных трансформаторов

Вертикальные каналы				Горизонтальные каналы	
Длина канала, мм	Обмотка-обмотка, мм	Обмотка-цилиндр, м	Обмотка-стержень, мм	Длина канала, мм	Обмотка-обмотка, мм
До 300	4-5	4	4-5	До 40	4
300-500	5-6	5	5-6	40-60	5
500-1000	6-8	5-6	6-8	60-70	6
1000-1500	8-10	6-8	8-10	70-80	7

Таблица П1.29

Средняя плотность тока в обмотках J, МА/м^2, для современных масляных трансформаторов с потерями короткого замыкания по ГОСТ

Мощность трансформатора, кВ·А	25-40	63-630	1000-6300	10 000-16 000	25 000-80 000
Медь	1,8-2,2	2,2-3,5	2,2-3,5	2,0-3,5	2,0-3,5
Алюминий	1,1-1,8	1,2-2,5	1,5-2,6	1,5-2,7	–

Таблица П1.30

Нормальная междуслойная изоляция в многослойных цилиндрических обмотках

Суммарное рабочее напряжение двух слоев обмотки, В	Число слоев кабельной бумаги на толщину листов, мм	Выступ междуслойной изоляции на торцах обмотки (на одну сторону), мм
До 1000	2×0,12	10
От 1001 до 2000	3×0,12	16
От 2001 до 3000	4×0,12	16
От 3001 до 3500	5×0,12	16
От 3501 до 4000	6×0,12	22
От 4001 до 4500	7×0,12	22
От 4501 до 5000	8×0,12	22
От 5001 до 5500	9×0,12	22

Примечание: Данные таблицы приведены для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно. При мощности от 1000 кВ·А и выше междуслойную изоляцию следует принимать по таблице, но не менее 4×0,12 мм; выступ изоляции не менее 20 мм.

Таблица П1.31

Ориентировочные предельные радиальные размеры провода a, мм, цилиндрических обмоток из провода прямоугольного сечения при добавочных потерях, не превышающих 5, 10, 15 и 20%

Число слоев об.	Медные обмотки				Алюминиевые обмотки			
	Добавочные потери до				Добавочные потери до			
	5%	10%	15%	20%	5%	10%	15%	20%
1	9,0	10,6	11,8	13,2	11,8	13,2	15,0	16,0
2	6,3	7,5	8,5	9,0	8,0	10,0	10,6	11,8
3	5,3	6,3	6,7	7,5	6,7	8,0	8,5	9,5
4	4,5	5,3	6,0	6,3	5,6	6,7	7,5	8,0
5	4,0	4,75	5,3	5,6	5,0	6,0	6,7	7,5
6	3,75	4,5	4,75	5,3	4,75	5,6	6,0	6,7
7	3,35	4,0	4,5	4,75	4,5	5,0	5,6	6,0
8	3,35	3,75	4,25	4,5	4,0	4,75	5,6	5,6
9	3,15	3,55	4,0	4,25	3,75	4,5	5,0	5,6
10	3,0	3,55	4,0	4,25	3,75	4,5	5,0	5,6
11	2,8	3,15	3,75	3,75	3,55	4,0	4,5	4,75
12	2,65	3,15	3,35	3,75	3,35	3,75	4,5	4,75
13	2,5	3,0	3,35	3,55	3,0	3,75	4,0	4,5
14	2,36	3,0	3,15	3,35	3,0	3,55	3,75	4,0
15	2,36	2,8	3,0	3,35	3,0	3,55	3,75	4,0
16	2,24	2,65	3,0	3,15	2,8	3,35	3,75	4,0

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Таблица П2.1

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

№ вар.	Тип трансформатора	КВ		Группа соединения	Регулятор
		ВН	НН		
Обмотки из алюминиевого провода					
1	ТМ1000/10	6,00	0,4	Y/Y_H -0	ПБВ ± 2х2,5%
2		6,00	0,4	Δ/Y_H -11	
3		6,00	0,525	Y/Δ -11	
4		6,00	0,69	Δ/Y_H -11	
5		6,00	3,15	Y/Δ -11	
6		10,00	0,4	Y/Y_H -0	
7		10,00	0,4	Δ/Y_H -11	
8		10,00	0,525	Y/Δ -11	
9		10,00	0,69	Δ/Y_H -11	
10		10,00	3,15	Y/Δ -11	
11		10,00	6,3	Y/Δ -11	
12	ТМ1000/35	13,8	0,4	Y/Y_H -0	ПБВ ± 2х2,5%
13		15,75	0,69	Δ/Y_H -11	
14		20,00	6,3	Y/Δ -11	
15		20,00	10,5	Y/Δ -11	
16		35,00	3,15	Y/Δ -11	
17		35,00	6,3	Y/Δ -11	
18		35,00	10,5	Y/Δ -11	
19		35,00	11,0	Y/Δ -11	
20	ТМ1000/35	20,00	0,4	Y/Y_H -0	РПН ± 4х2,5 % или ± 6х1,5%
21		20,00	0,4	Δ/Y_H -11	
22		20,00	0,69	Δ/Y_H -11	
23		20,00	6,3	Y/Δ -11	
24		20,00	11,0	Y/Δ -11	
25		35,00	0,4	Y/Y_H -0	
26		35,00	0,69	Y/Y_H -0	
27		35,00	6,3	Y/Δ -11	
28		35,00	11,0	Y/Δ -11	
29	ТМ1600/10	6,00	0,4	Y/Y_H -0	ПБВ ± 2х2,5%
30		6,00	0,4	Δ/Y_H -11	
31		6,00	0,69	Δ/Y_H -11	
32		6,00	3,15	Y/Δ -11	
33		10,00	0,4	Y/Y_H -0	
34		10,00	0,4	Δ/Y_H -11	
35		10,00	0,69	Δ/Y_H -11	
36		10,00	3,15	Y/Δ -11	
37		10,00	6,3	Y/Δ -11	

№ вар.	Тип трансформатора	КВ		Группа соединения	Регулятор
		ВН	НН		
Обмотки из медного провода					
38	ТМ1600/35	20,00	0,4	Y/Y_H -0	ПБВ ± 2х2,5%
39		20,00	0,4	Δ/Y_H -11	
40		20,00	0,69	Δ/Y_H -11	
41		20,00	6,3	Y/Δ -11	
42		20,00	10,5	Y/Δ -11	
43		35,00	0,4	Y/Y_H -0	
44		35,00	0,69	Y/Y_H -0	
45		35,00	3,15	Y/Δ -11	
46		35,00	6,3	Y/Δ -11	
47		35,00	10,5	Y/Δ -11	
48	ТМ2500/110	6,00	0,4	Δ/Y_H -11	ПБВ ± 2х2,5%
49		6,00	0,69	Δ/Y_H -11	
50		6,00	3,15	Y/Δ -11	
51		10,00	0,4	Δ/Y_H -11	
52		10,00	0,69	Δ/Y_H -11	
53		10,00	3,15	Y/Δ -11	
54		10,0	6,3	Y/Δ -11	
55	ТМ2500/35	20,00	0,69	Δ/Y_H -11	
56		35,00	3,15	Y/Δ -11	
57		20,00	6,3	Y/Δ -11	
58		20,00	10,5	Y/Δ -11	
59		35,00	6,3	Y/Δ -11	
60		35,00	10,5	Y/Δ -11	
61	ТМ2500/35	13,8	6,3	Y/Δ -11	РПН ± 4х2,5% или ± 6х1,5%
62		13,8	11,0	Y/Δ -11	
63		15,75	6,3	Y/Δ -11	
64		15,75	11,0	Y/Δ -11	
65		20,00	0,69	Δ/Y_H -11	
66		35,00	0,69	Y/Y_H -0	
67		35,00	6,3	Y/Δ -11	
68		20,00	11,0	Y/Δ -11	
69		35,00	11,0	Y/Δ -11	
70	ТМ4000/10	6,00	3,15	Y/Δ -11	ПБВ ± 2х2,5%
71		10,00	3,15	Y/Δ -11	
72		10,00	6,3	Y/Δ -11	

Продолжение табл. П2.1

№ вар.	Тип трансформатора	КВ		Группа соединения	Регулятор
		ВН	НН		
73	ТМ4000/35	35,00	3,15	Y/Δ -11	ПБВ ± 2х2,5%
74		20,00	6,3	Y/Δ -11	
75		20,00	10,5	Y/Δ -11	
76		35,00	6,3	Y/Δ -11	
77		35,00	10,5	Y/Δ -11	
78	ТМН4000/35	35,00	6,3	Y/Δ -11	РПН ± 4х2,5% или ± 6х1,5%
79		35,00	11,0	Y/Δ -11	
№ вар.	Тип трансформатора	КВ		Группа соединения	Регулятор
		ВН	НН		
80	ТМН4000/20	13,8	6,3	Y/Δ -11	ПБВ ± 2х2,5%
81		15,75	6,3	Y/Δ -11	
82		15,75	11,0	Y/Δ -11	
83		20,00	6,3	Y/Δ -11	
84		20,00	11,0	Y/Δ -11	
85	ТМ6300/10	10,00	3,15	Y/Δ -11	
86		10,00	6,3	Y/Δ -11	
87	ТМ6300/20	35,00	3,15	Y/Δ -11	
88		20,00	6,3	Y/Δ -11	
89		20,00	10,5	Y/Δ -11	
90		35,00	6,3	Y/Δ -11	
91		35,00	10,5	Y/Δ -11	
92	ТМН6300/20	13,8	6,3	Y/Δ -11	РПН ± 4х2,5% или ± 6х1,5%
93		15,75	6,3	Y/Δ -11	
94		20,00	11,0	Y/Δ -11	
95		13,8	11,0	Y/Δ -11	
96		15,75	11,0	Y/Δ -11	
97		20,00	6,3	Y/Δ -11	
98	ТМ6300/35	35,00	6,3	Y/Δ -11	
99		35,00	11,0	Y/Δ -11	
100	ТД10000/35	38,5	6,3	Y/Δ -11	ПБВ ± 2х2,5%

Примечание: Номер варианта определяется по двум последним цифрам зачетной книжки.

25

Федеральное агентство по образованию

САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Кафедра «Электромеханика и нетрадиционная энергетика»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Расчет трехфазного трансформатора типа ТМ 2500/35

Вариант №

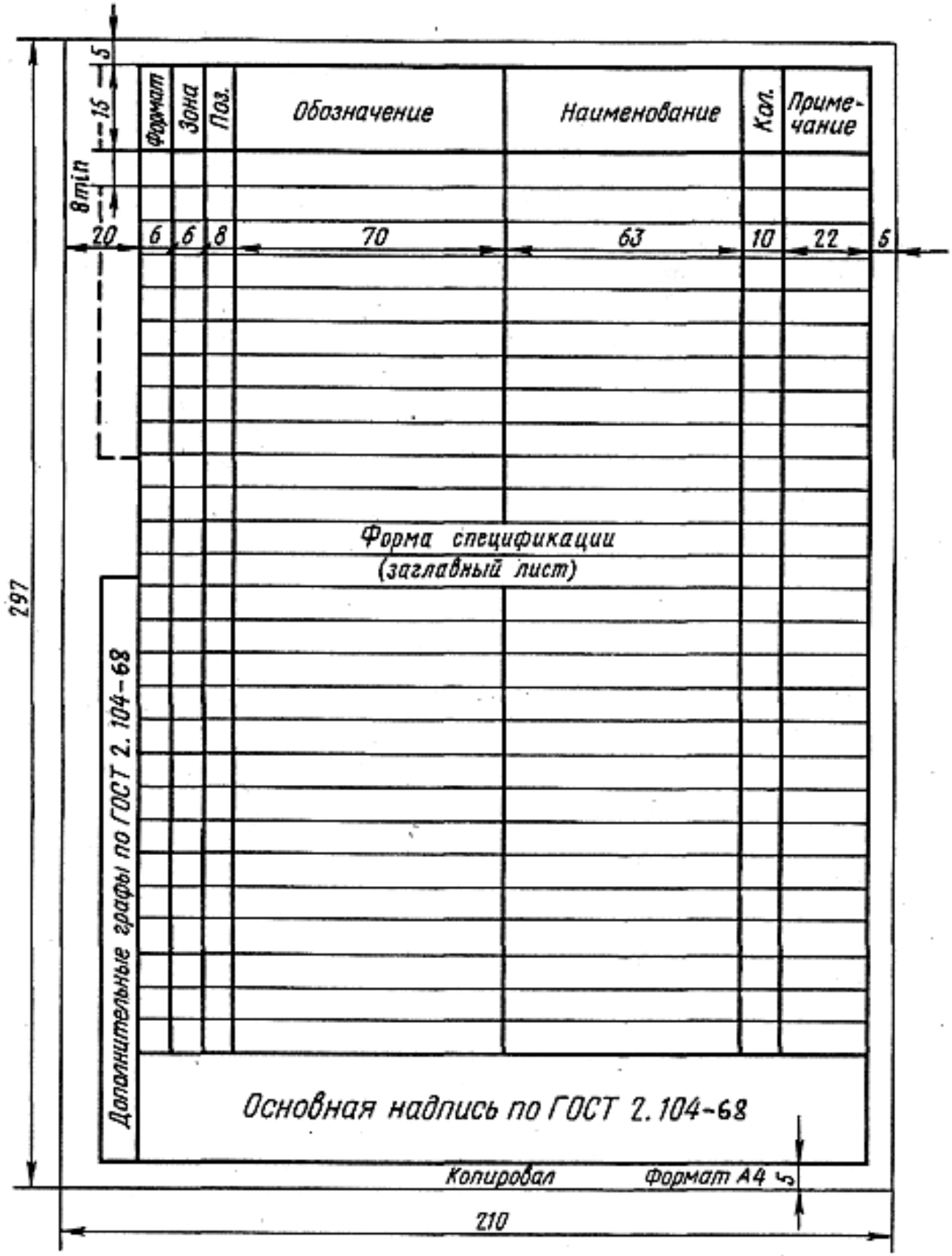
Выполнил_____
(Фамилия, И.О. студента)

_____
(Факультет, курс, группа)

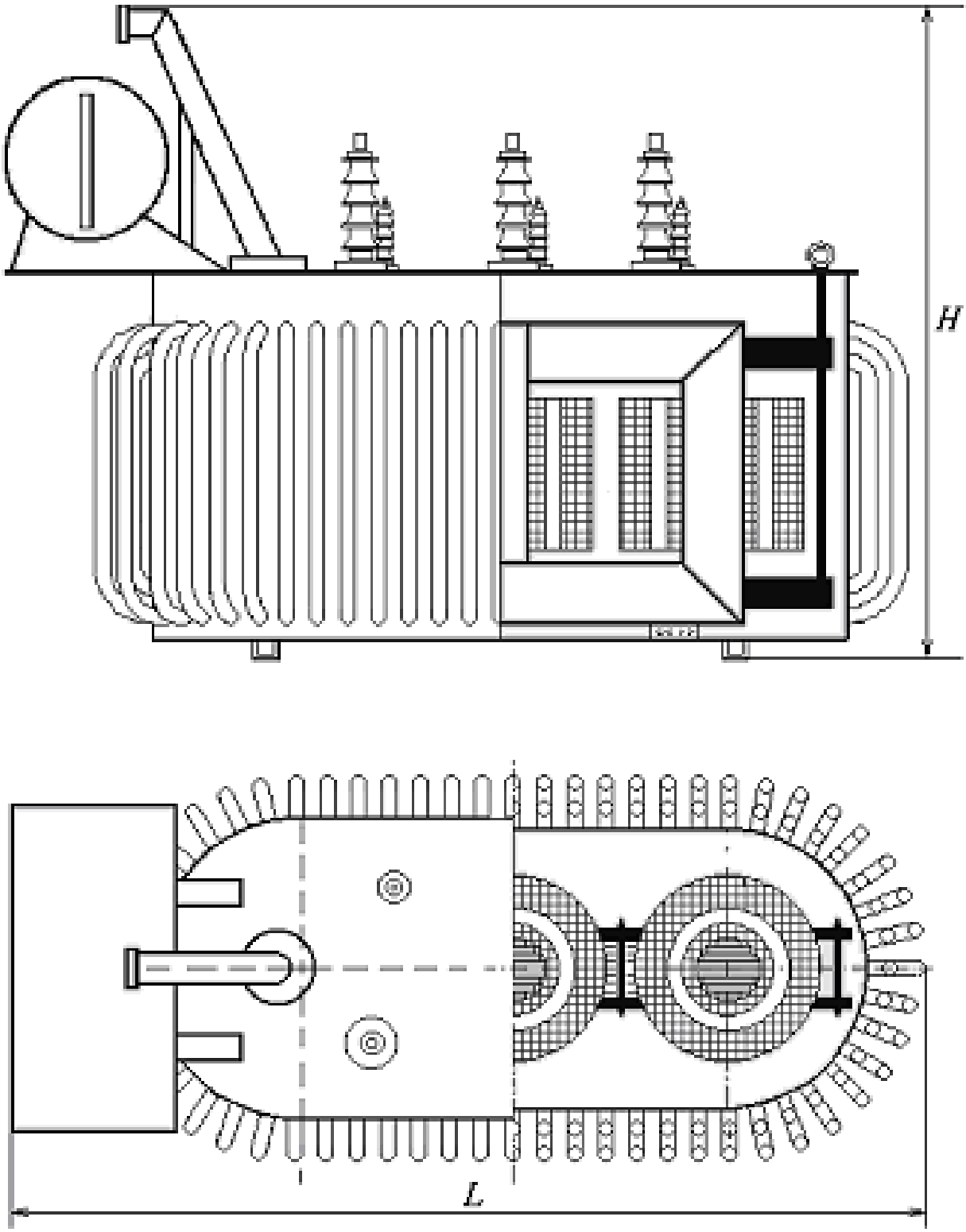
Защитил с оценкой_____

_____
(Фамилия, И.О. преподавателя)

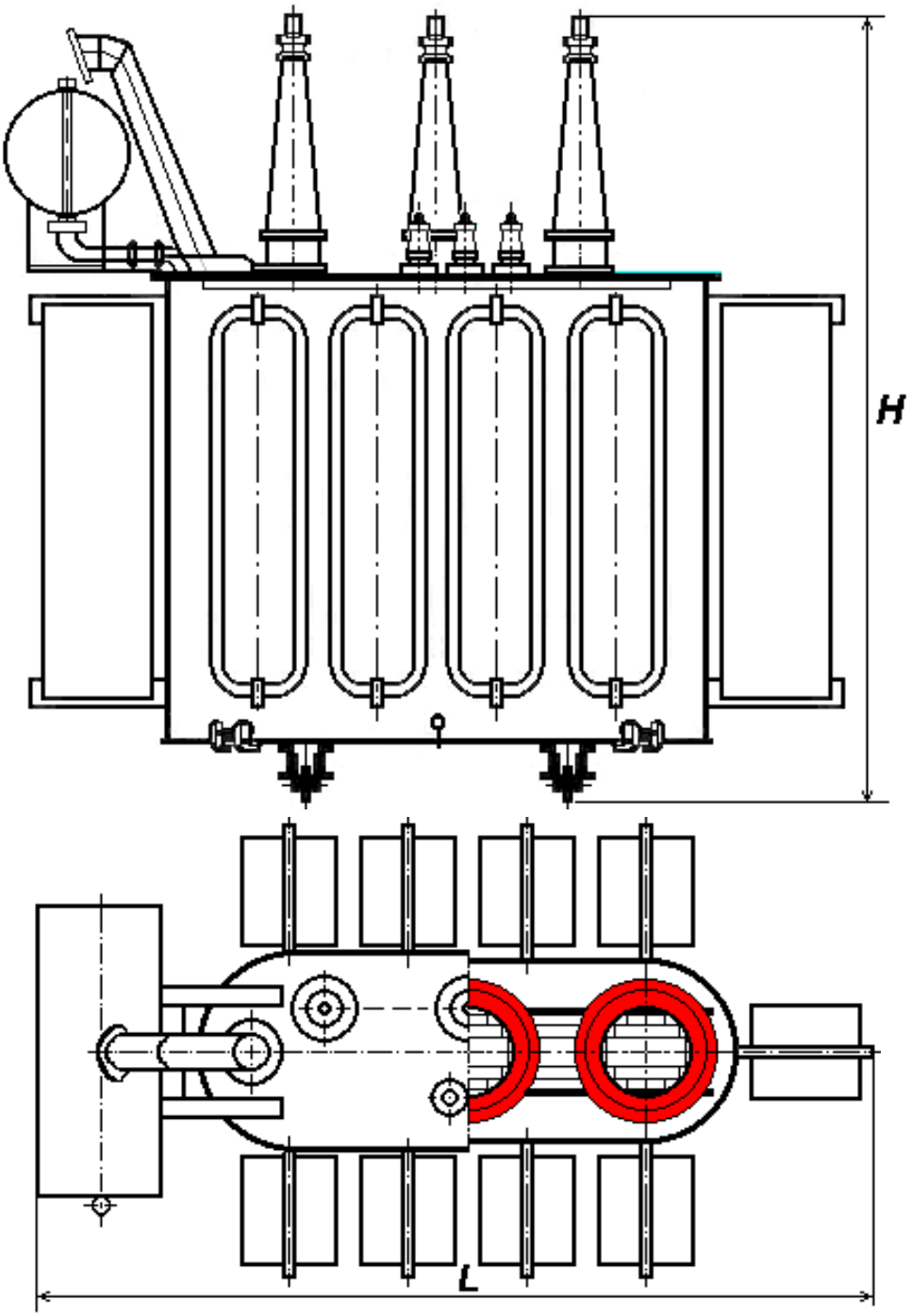
Р и с. П2.1


Формат
Зона
Поз.
Обозначение
Наименование
Кол.
Приме-
чание
5
15
8min
20
6
6
8
70
63
10
22
5
Форма спецификации
(заглавный лист)
297
Дополнительные графы по ГОСТ 2.104-68
Основная надпись по ГОСТ 2.104-68
Копировал
Формат А4
5
210

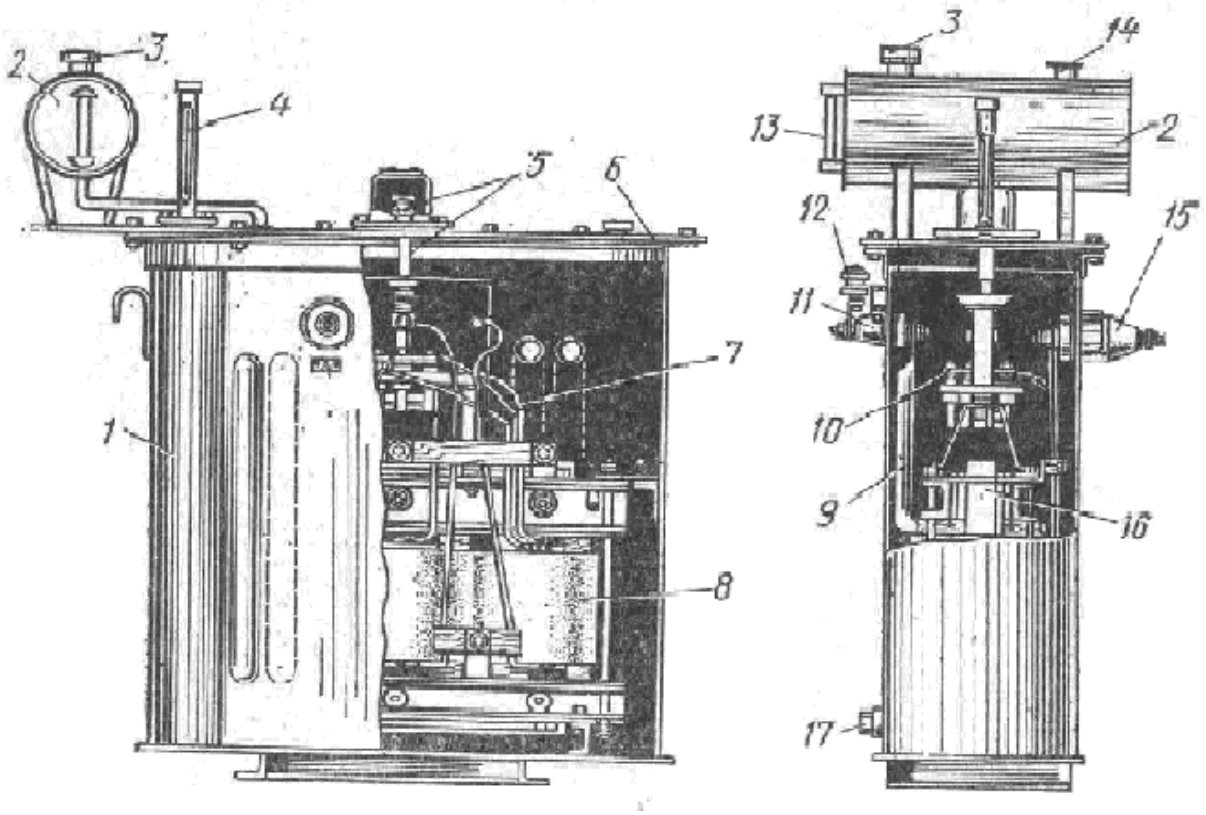
Р и с. П2.2



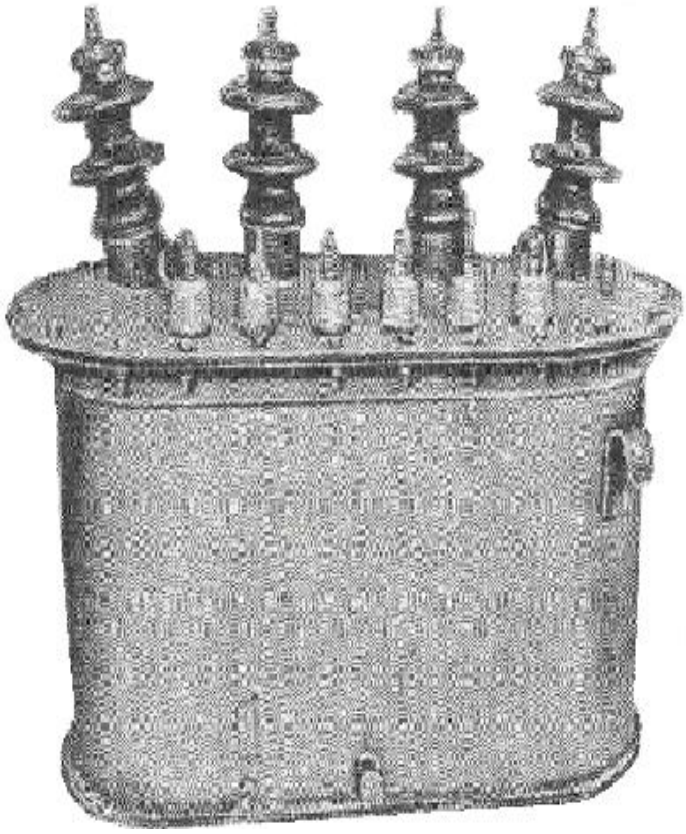
Р и с. П2.3



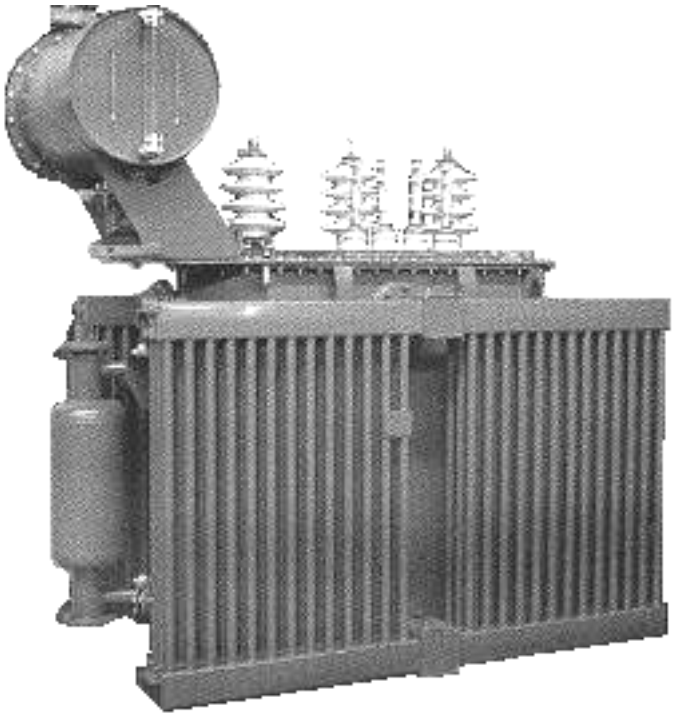
Р и с. П2.4



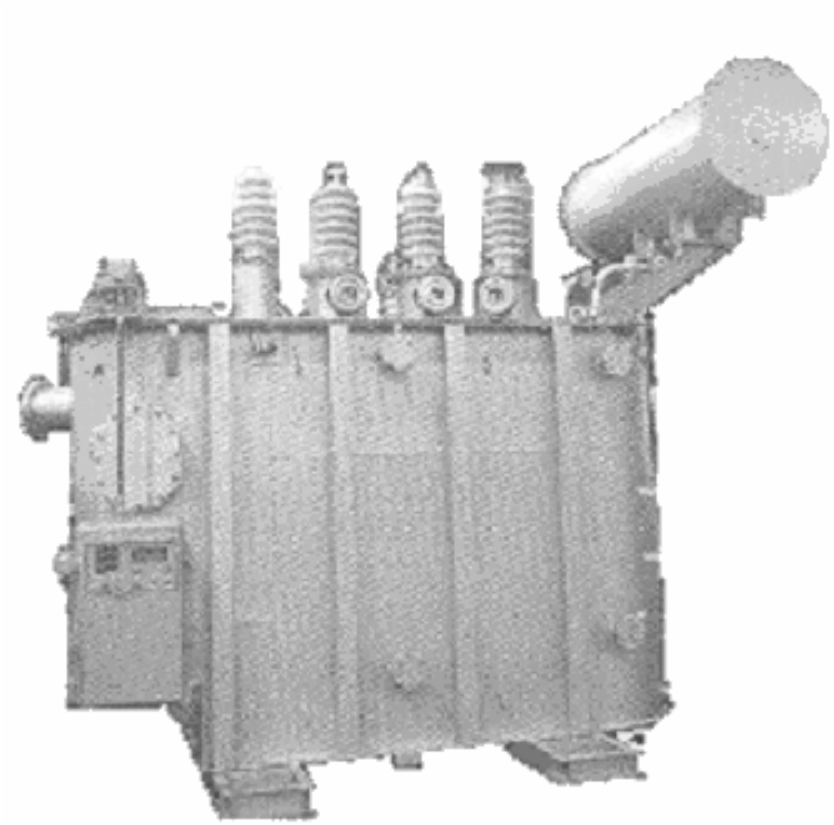
Р и с. П2.5. Трехфазный трансформатор ТМ-40/6:
1 – бак, 2 – расширитель, 3 – воздухоосушитель, 4 – термометр, 5 – привод переключающего устройства, 6 – крышка бака, 7 – регулировочные отводы, 8 – обмотка ВН (6000 В), 9 – отводы НН (400 В), 10 – переключатель ответвлений, 11 – ввод НН, 12 – пробивной предохранитель, 13 – указатель уровня масла, 14 – пробка для заливки масла, 15 – ввод ВН, 16 – магнитная система, 17 – пробка для отбора и спуска масла



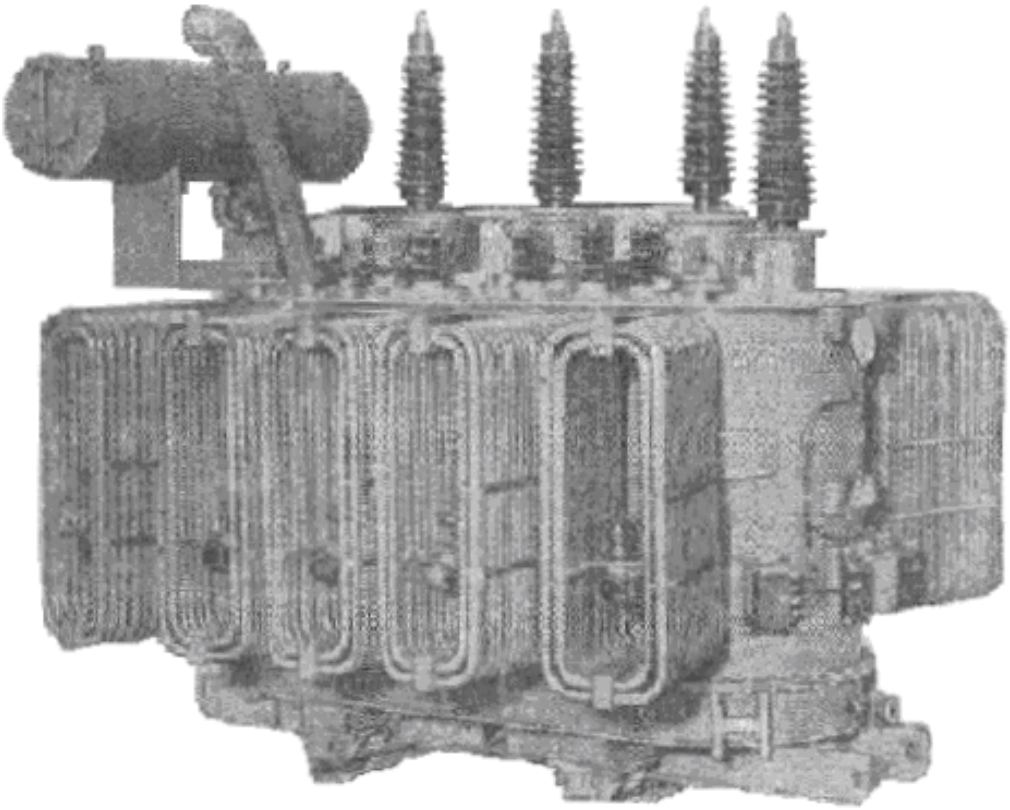
Р и с. П2.6



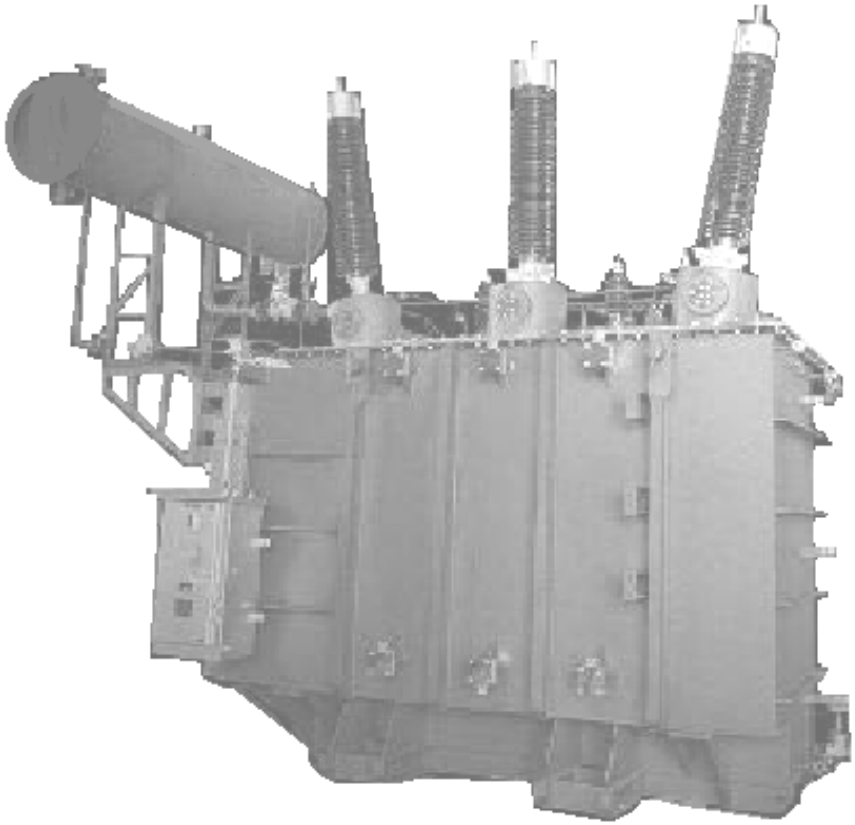
Р и с. П2.7. Трансформатор типа ТМ-1600/35



Р и с. П2.8. Трансформатор типа ТМН-4000/35



Р и с. П2.9. Трехфазный трансформатор типа ТМ 20000/110



Р и с. П2.10.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Общие вопросы 3
Характеристика основных узлов проектируемого трансформатора 5
1. Исходные данные для расчета 8
2. Расчёт основных электрических величин и определение конструкции обмоток 9
3. Определение изоляционных расстояний 13
4. Расчёт основных коэффициентов 15
5. Определение основных размеров 20
6. Расчет обмоток трансформатора 22
6.1.1. Расчет двухслойных и однослойных цилиндрических обмоток из прямоугольного провода 22
6.1.2. Расчет винтовой обмотки 27
6.2. Расчет обмоток ВН 31
6.2.1. Расчет многослойной цилиндрической обмотки из круглого провода 34
6.2.2. Расчет многослойной цилиндрической обмотки из прямоугольного провода 38
6.2.3. Расчет непрерывной катушечной обмотки 41
7. Расчет тока холостого хода 46
8. Содержание пояснительной записки 47
9. Выбор конструкции баков и вспомогательных устройств 48
9.1. Бак трансформатора 48
9.2. Система охлаждения 50
9.3. Защитные устройства 52
9.3.1. Расширитель 52
9.3.2. Газовое реле 53
9.3.3. Выхлопная труба 55
9.3.4. Воздухоосушитель 57
9.3.5. Предохранительный клапан 59
9.3.6. Вводы масляного трансформатора 60
9.3.7. Термосифонный фильтр 64
10. Комплектность трансформатора 66
Контрольные вопросы к курсовому проекту по теме «Трансформаторы» 68
Библиографический список 69
Приложения 70
Приложение 1 70
Приложение 2 89

ГАЛЯН Эдуард Тихонович

Трансформаторы

Редактор Г.В. Загребина
Технический редактор В.Ф. Елисеева
Компьютерная верстка Е.Э. Парсаданян

Подп. в печать 06.12.07. Формат 60×84 $^{1}/_{16}$
Бум. офсетная. Печать офсетная. Усл. п. л. 6,04.
Усл. кр.-отт. 6,04. Уч.-изд. л. 5,89. Тираж 100 экз. Рег. № 372.

Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Самарский государственный технический университет»
443100 г. Самара, Молодогвардейская, 244. Главный корпус

Отпечатано в типографии Самарского
государственного технического университета
443100 г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244. Корпус №8