

Профессиональное образование

К.Б.Тугерова, Р.А.Умирзаков,
Л.А.Бошман

Теплоэнергетические
установки тепловых
электрических станций.

Техник-энергетик

Учебное пособие



ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

К.Б.Тугерова, Р.А.Умирзаков, Л.А.Бошман

**ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ
УСТАНОВКИ ТЕПЛОВЫХ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ.
ТЕХНИК-ЭНЕРГЕТИК**



Учебное пособие

*для системы технического и профессионального, послесреднего
образования по специальности «Теплоэнергетические установки
тепловых электрических станций».*

Нур-Султан
Некоммерческое акционерное общество «Talar»
2020

УДК 621.1 (075.32)

ББК 31.38 я 722

Т81

Рецензенты:

КГКП "Усть - Каменогорский высший политехнический колледж"
- УМО по профилю «Энергетика»;
ТОО «Energy complex».

Рекомендовано

Республиканским научно-практическим центром «Учебник»

Т81 Специальность «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций» Квалификация «Техник-энергетик»: Учебное пособие / Тугерова К.Б., Умирзаков Р.А., Бошман Л.А. – Нур-Султан: Некоммерческое акционерное общество «Talap», 2020 г.- 339стр

ISBN 978-601-350-138-3

Учебное пособие Специальность Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций» Квалификация «Техник-энергетик» предназначено для освоения профессиональных модулей квалификации «Техник-энергетик» актуализированного типового учебного плана по специальности 0906000 - «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций».

Данное учебное пособие содержит теоретический и практический материалы, необходимые схемы котельных установок и блоков ТЭС. В конце каждой главы представлены контрольные вопросы, краткие выводы, тестовые задания для закрепления и проверки уровня знаний, список использованной литературы для углубленного изучения отдельных вопросов теплоэнергетические установки тепловых электрических станций.

В результате освоения профессиональных модулей у обучающихся будут сформированы компетенции по выбору деталей машин и механизмов с учетом основ технической механики, применению основных законов электрических и магнитных цепей и их проявлений в различных силовых цепях и электрооборудований, проведению контроля режима работы теплоэнергетического оборудования в соответствии заданного графика нагрузки, ремонта и устранение неполадок в работе теплоэнергетического оборудования, по проектированию производства и по выполнению инструкций охраны труда и техники безопасности при проведении ремонтных работ.

Учебное пособие предназначено для студентов и может быть использовано также преподавателями для организации лабораторно-практических занятий, мастерами производственного обучения для подготовки специалистов среднего звена.

УДК 621.1 (075.32)

ББК 31.38 я 722

© НАО «Talap», 2020

ISBN 978-601-350-138-3

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	7
РАЗДЕЛ I. РАСЧЕТ ПРОЧНОСТИ И ВЫБОР ДЕТАЛЕЙ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ С УЧЕТОМ ОСНОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ	8
1.1. Реакция плоской и пространственной системы сил	9
1.1.1. Основные понятия и аксиомы статики	9
1.1.2. Реакция стержневой и балочной системы	10
1.1.3. Центр тяжести плоских геометрических фигур и стандартных профилей	15
1.2. Определение работы, мощность и коэффициент полезного действия	19
1.2.1. Основные понятия кинематики и динамики	19
1.2.2. Основные параметры механического движения	20
1.2.3. Определение силы инерции, используя метод кинетостатики и основные теоремы динамики	21
1.3. Расчеты на прочность различных видов деформации	25
1.3.1. Основные положения сопротивления материалов	25
1.3.2. Геометрические характеристики плоских сечений	30
1.3.3. Расчет допустимой нагрузки при различных видах деформации	33
1.3.4. Расчет напряжений при изгибе	35
1.3.5. Напряжение в поперечных сечениях прямого круглого бруса при кручении	39
1.4. Расчеты на прочность деталей машин	42
1.4.1. Основные положения деталей машин	42
1.4.2. Расчеты на прочность разъемных и неразъемных соединений	46
1.4.3. Классификация и проектировочный расчет валов	49
1.4.4. Механические передачи и их расчет на прочность	51
1.4.5. Подбор стандартных и нормализованных муфт	56
1.5. Контрольно-измерительные материалы	58
Список рекомендованной литературы	86
РАЗДЕЛ II. ПРИМЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАКОНОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И МАГНИТНЫХ ЦЕПЕЙ И ИХ ПРОЯВЛЕНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ СИЛОВЫХ ЦЕПЯХ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИИ	87
2.1. Расчеты электрических цепей производства	88
2.1.1. Основные законы и элементы электрических цепей	88
2.1.2. Расчет однофазных и трехфазных электрических цепей переменного тока	92
2.1.3. Сборка различных электрических схем	94
2.1.4. Составление электрических схем	95
2.1.5. Устройство и назначение приборов электрооборудования	97
2.1.6. Устройство, назначение и режимы работы трансформаторов	100
2.2. Основные характеристики трехфазных асинхронных двигателей	102
2.2.1. Характеристика устройств машин постоянного тока	103
2.2.2. Применение схем приборов и устройств	105
2.2.3. Параметры и характеристики аналоговых и цифровых электронных устройств	107

2.2.4. Особенности цифровых устройств	108
2.5. Контрольно-измерительные материалы	110
Список рекомендованной литературы	129
РАЗДЕЛ III. КОНТРОЛЬ РЕЖИМА РАБОТЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЙ В СООТВЕТСТВИИ ЗАДАННОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ	131
3.1. Пуск и останов оборудования в рабочем диапазоне нагрузок	131
3.1.1. Режимы работы котельных агрегатов	132
3.1.2. Режимные карты	133
3.1.3. Эксплуатационные показатели работы котлов	133
3.1.4. Стационарные режимы эксплуатации котлов	135
3.1.5. Рабочие диапазоны нагрузки котельных агрегатов ТЭС	137
3.1.6. Подготовка котла к пуску	138
3.1.7. Подготовительные работы и осмотр котлоагрегата	138
3.1.8. Заполнение котла водой	139
3.2. Пуск котельной установки (барабанный котел)	142
3.2.1. Общие положения	142
3.2.2. Розжиг и подъем давления	143
3.2.3. Повышение надежности работы экономайзера и пароперегревателя при пуске	145
3.2.4. Включение котла в магистраль и переход на основной вид топлива	146
3.2.5. Пусковая схема прямоточного котла. Особенности пуска	
Пусковые схемы прямоточных котлов	148
3.3. Останов и расхолаживание котельной установки	152
3.3.1. Нормальный останов парового котла	152
3.3.2. Консервация котла	154
3.3.3. Аварийный останов котла	156
3.3.4. Загрязнения, эрозия и коррозия конвективных поверхностей нагрева	157
3.3.5. Высокотемпературная и низкотемпературная коррозия	159
3.4. Аварии и повреждения паровых котлов	161
3.4.1. Обнаружение и устранение аварий и неполадок в паровых котлах	162
3.5. Основы эксплуатации паротурбинных установок	166
3.5.1. Обеспечение надежности и экономичности - основные принципы эксплуатации	166
3.5.2. Классификация режимов работы паровых турбин	167
3.5.3. Классификация по составу работающего оборудования	169
3.6. Система регулирования и защиты	170
3.6.1. Регулирование частоты вращения валопровода турбоагрегата	170
3.6.2. Принципиальная схема регулирования частоты вращения	171
3.6.3. Характеристики системы регулирования	172
3.6.4. Статическое и астатическое регулирование	174
3.6.5. Системы регулирования теплофикационных турбин	175
3.6.6. Системы защиты турбоагрегатов	178
3.7. Пуск паротурбинной установки	179
3.7.1. Подготовка к пуску	179

3.7.2.Пуск турбины	181
3.7.3.Особенности пусковых режимов блочных установок	183
3.7.4.Останов паротурбинной установки	184
3.8.Управление работой оборудования в соответствии с заданной нагрузкой	187
3.8.1.Проверка систем регулирования при мгновенных сбросах нагрузки	187
3.8.2.Работа оборудования в условиях переменного графика нагрузки, маневренность энергоблока	189
3.9.Регулирование мощности блока скользящим начальным давлением пара	194
3.10.Маневренность тепловых электростанций	200
3.10.1.Общие положения	200
3.10.2.Диапазон нагрузок энергоблоков	202
3.10.3.Скорость нагружения энергоблока	203
3.10.4.Общая характеристика режимов пуска и останова энергоблоков	216
3.10.5.Правила и нормы охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и противопожарной защиты	219
3.10.6. Должностные инструкции	225
3.10.7.Работа с персоналом	225
3.11.Контрольно-измерительные материалы	227
Список рекомендованной литературы	231
РАЗДЕЛ IV. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА И УСТРАНЕНИЕ НЕПОЛАДОК В РАБОТЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	232
4.1.Конструкционные материалы теплоэнергетических установок электростанций	233
4.1.1.Свойства материалов, применяемых для ремонта оборудования	233
4.1.2.Механические свойства металлов	241
4.1.3.Основные материалы, применяемые в котлостроении, и их механические характеристики	242
4.2.Организация ремонта теплоэнергетического оборудования	243
4.2.1.Виды ремонтов	243
4.2.2.Персонал и организация его рабочего места	245
4.2.3.Общие меры безопасности при ремонте оборудования	247
4.2.4.Порядок вывода оборудования в ремонт	249
4.2.5.Виды осмотров и ремонтов котельного оборудования	250
4.2.6.Подготовка оборудования к ремонту	251
4.2.7.Основные технологические процессы ремонта котлов	253
4.2.8.Ремонт поверхностей нагрева котлов	254
4.2.9.Приемка оборудования из ремонта и оценка его качества	256
4.3.Ремонт элементов котельного агрегата	259
4.3.1.Ремонт поверхностей нагрева, барабанов. Виды повреждений и дефектов поверхностей нагрева	259
4.3.2.Проведение гидравлических испытаний элементов котла, работающих под давлением	267

4.3.3.Обследование барабанов и устранение их повреждений	271
4.3.4.Техника безопасности при обследовании и ремонте барабанов	272
4.4.Ремонт вращающихся механизмов	274
4.4.1.Ремонт опор с подшипниками качения	274
4.5.Контрольно-измерительные материалы	276
Список рекомендованной литературы	285
РАЗДЕЛ V.ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВА	286
5.1 .Расчет принципиальной тепловой схемы блока	286
5.2 .Расчет тепловой схемы ТЭЦ	293
5.2.1.Условия теплового расчета	293
5.2.2.Составление расчетной схемы блока ТЭЦ	294
5.2.3.Определение давлений пара в верхнем и нижнем теплофикационных отборах турбины	295
5.2.4.Расчет сепаратора непрерывной продувки	296
5.3.Расчет и выбор основного и вспомогательного оборудования станции	304
5.3.1.Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы	304
5.3.2.Выбор расширителей непрерывной продувки	304
5.3.3.Выбор питательных насосов	305
5.3.4.Выбор вспомогательного оборудования котельного цеха	306
5.3.5.Выбор тягодутьевых устройств	307
5.3.6.Выбор схемы и оборудования пылеприготовления	308
5.4.Выбор схемы и оборудования топливоподачи	310
5.5. Техничко-экономическое планирование на ТЭЦ	312
5.5.1. Пример. Исходные данные по вариантам	312
5.5.2. Суточный диспетчерский график электрической нагрузки станции	312
5.5.3. Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла	313
5.5.4. Определение годового расхода топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды станции	316
5.5.5. Определение капитальных вложений на сооружение электростанции	318
5.5.6. Расчет численности персонала и годового фонда заработной платы	319
5.5.7. Распределение затрат на теплоэнергию и электроэнергию	322
5.5.8. Определение показателей эффективности производства	324
5.5.9. Техничко-экономические показатели станции	326
5.6. Контрольно-измерительные материалы	327
Список рекомендованной литературы	329
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	330
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	331
ГЛОССАРИЙ	336
ПРИЛОЖЕНИЯ	338

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие разработано коллективом авторов, на основе актуализированных типовых учебных планов и программ для системы ТиПО по специальности 0906000 – «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций».

Учебное пособие предназначено для оценки уровня сформированности компетенций, готовности обучающихся к выполнению профессиональной деятельности в результате освоения следующих профессиональных модулей: расчет прочности и выбор деталей машин и механизмов с учетом основ технической механики, применение основных законов электрических и магнитных цепей и их проявлений в различных силовых цепях и электрооборудований, контроль режима работы теплоэнергетического оборудования в соответствии заданного графика нагрузки, технология ремонта и устранение неполадок в работе теплоэнергетического оборудования и проектирование производства для студентов 3, 4 курсов по специальности 0906000 – «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций».

Профессиональные модули формируются из профессиональных и специальных дисциплин.

Использование пособия будет способствовать восстановлению и развитию системного, профессионального обучения сложной, наукоемкой профессии техника-энергетика.

РАЗДЕЛ I. РАСЧЕТ ПРОЧНОСТИ И ВЫБОР ДЕТАЛЕЙ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ С УЧЕТОМ ОСНОВ ТЕХНИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ

Цели обучения:

После прохождения данного раздела студенты смогут:

- понимать основные положения статики, кинематики, динамики, сопротивления материалов и деталей машин;
- определять реакции плоской и пространственной системы сил, работу, мощность и коэффициент полезного действия;
- выполнять расчёты на прочность различных видов деформации;
- выполнять расчёты на прочность деталей машин.

Предварительные требования:

Перед началом работы с данным разделом студенты должны изучить такие дисциплины, как «Черчение», «Математика», «Физика», «Химия», «Геометрия».

Необходимые учебные материалы: ручка, тетрадь, карандаш, линейка, ластик, калькулятор.

Введение

Раздел «Расчет прочности и выбор деталей машин и механизмов с учетом основ технической механики» имеет большое общеобразовательное значение: способствует развитию логического мышления, приводит к пониманию весьма широкого круга явлений, относящихся к простейшей форме движущейся материи - механическому движению, является базой для создания надежных и экономичных конструкций, как на стадии проектирования, так и при изготовлении и эксплуатации.

К основным задачам данного раздела относится изучение: общих законов равновесия материальных тел, законов движения материальных тел, методов расчета элементов конструкций и деталей машин на прочность.

Раздел состоит из 4 тем, включающих основы теоретической механики, сопротивления материалов, деталей машин. Изучение методов и приемов технической механики вырабатывает навыки для постановки и решения прикладных задач. На базе минимального количества материала обучаемому сообщаются такие знания, которые позволяют ему в дальнейшем всю необходимую информацию находить и усваивать самостоятельно. Овладение основами технической механики позволяют специалистам инженерно-экономических направлений грамотно проводить технико-экономическую экспертизу проектов.

Для изучения раздела нужно иметь соответствующую математическую подготовку. Необходимо использовать положения и методы векторной алгебры, уметь дифференцировать функции одной переменной, находить интегралы от простейших функций, решать дифференциальные уравнения.

В разделе приведены примеры решения типовых задач по всем разделам. Решения задач сопровождаются рядом рекомендаций, которые должны помочь студенту при самостоятельном изучении материала.

1.1. Реакция плоской и пространственной системы сил

1.1.1. Основные понятия и аксиомы статики

Статика изучает условия равновесия тел под действием сил.

Объектом изучения служат не реальные тела, которые имеют форму, размеры, массу и другие свойства, а наделенные идеальными свойствами их абстрактные образы (модели).

К основным понятиям статики относятся [1]: материальная точка, абсолютно-твердое тело, жесткость, твердое тело, свободное тело и др.

- Сила - величина векторная, количественно характеризующая взаимодействие материальных тел, которая выражается в Ньютонах (Н) и определяется [2]:

- 1) модулем (числовым значением);
- 2) линией действия;
- 3) точкой приложения - местом контакта взаимодействующих тел.

Графическое изображение силы в виде направленного отрезка представлено на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Графическое изображение силы

Линия действия силы - прямая, вдоль которой направлен вектор, изображающий силу.

Система сил - совокупность сил, действующих на тело. Система сил обозначается как перечисление сил, входящих в систему, взятое в круглые скобки. Например, $(\vec{F}_1; \vec{F}_2 \dots \vec{F}_n)$ - система сил, состоящая из n сил.

Уравновешенная система (эквивалентная нулю) - система, под действием которой свободное АТТ может находиться в равновесии.

Эквивалентные системы сил - системы сил, под действием которых тело может находиться в равновесии или совершать одинаковые движения. $R(\vec{F}_1; \vec{F}_2) \sim (\vec{N}_1; \vec{N}_2)$ - эквивалентные системы сил.

Равнодействующая сила - сила эквивалентная по действию данной системе сил.

Основные аксиомы статики отображены на рисунке 1.2.

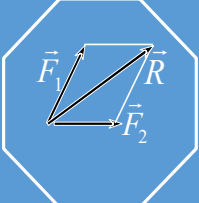
<p>Аксиома 1: если на свободное АТТ действуют две силы, то тело может находиться в равновесии только тогда, когда эти силы равны по модулю, и направлены по одной и той же прямой в противоположные стороны</p>	<p>Аксиома 2: действие данной системы сил на АТТ не изменится, если к нему приложить или снять уравновешенную систему сил</p> <p>Следствие: действие силы на АТТ не изменится, если ее точку приложения перенести вдоль линии действия силы</p>
<p>Аксиома 3 (параллелограмм сил): две силы, приложенные к телу в одной точке, имеют равнодействующую, приложенную в той же точке и изображаемую диагональю параллелограмма, построенного на этих силах, как на сторонах</p>	<div style="text-align: center;"> $\vec{R} = \vec{F}_1 + \vec{F}_2$  </div>
<p>Аксиома 4: при всяком действии одного АТТ на другое имеет место такое же по величине, но противоположное по направлению противодействие</p>	<p>Аксиома 5 (принцип отвердевания): равновесие деформируемого или конструктивно изменяемого тела, находящегося под действием данной системы сил, не нарушится, если тело считать отвердевшим, т.е. АТТ</p>

Рисунок 1.2 - Аксиомы статики

1.1.2. Реакция стержневой и балочной системы

Свободное тело – тело, свобода перемещений которого не ограничивается никакими другими телами, т.е. может совершать любые перемещения в пространстве. Примером свободного тела может служить самолет или снаряд, летящие в воздухе [3].

Несвободное тело – тело, движение которого ограничено другими телами.

Связь – тело, ограничивающее свободу перемещений объекта. Если приложенные к телу силы будут стремиться сдвинуть его по тому или иному направлению, а связь препятствует такому перемещению, то тело будет воздействовать на связь с силой давления на связь.

Силы, действующие на тела, будем разделять на заданные, или активные силы, и реакции связей, или пассивные силы.

Реакция связи – сила, действующая на объект со стороны связи. Сила, с которой данная связь действует на тело, препятствуя тому или иному перемещению, называется силой реакции связи.

Активные силы – силы, отличающиеся тем, что модуль и направление каждой силы наперед известны и не зависят от действия других приложенных к данному телу сил. Примерами активных сил могут служить мускульная сила человека, сила тяжести, сила сжатой пружины.

Аксиома связи (принцип освобождаемости твердого тела от связи) – всякое несвободное тело (рис.1.3, а) можно рассматривать как свободное, если мысленно отбросить наложенные на тело связи и приложить вместо них силы реакции этих связей (рис. 1.3, б).



Рисунок 1.3 - Принцип освобождаемости твердого тела от связи

По аксиоме связи реакция связи направлена в сторону, противоположную той, куда связь не дает перемещаться телу. Следовательно, если известно, в каком направлении связь препятствует перемещению твердого тела, то известно и направление реакции связи.

Виды связей и их реакции изображены на рисунке 1.4.

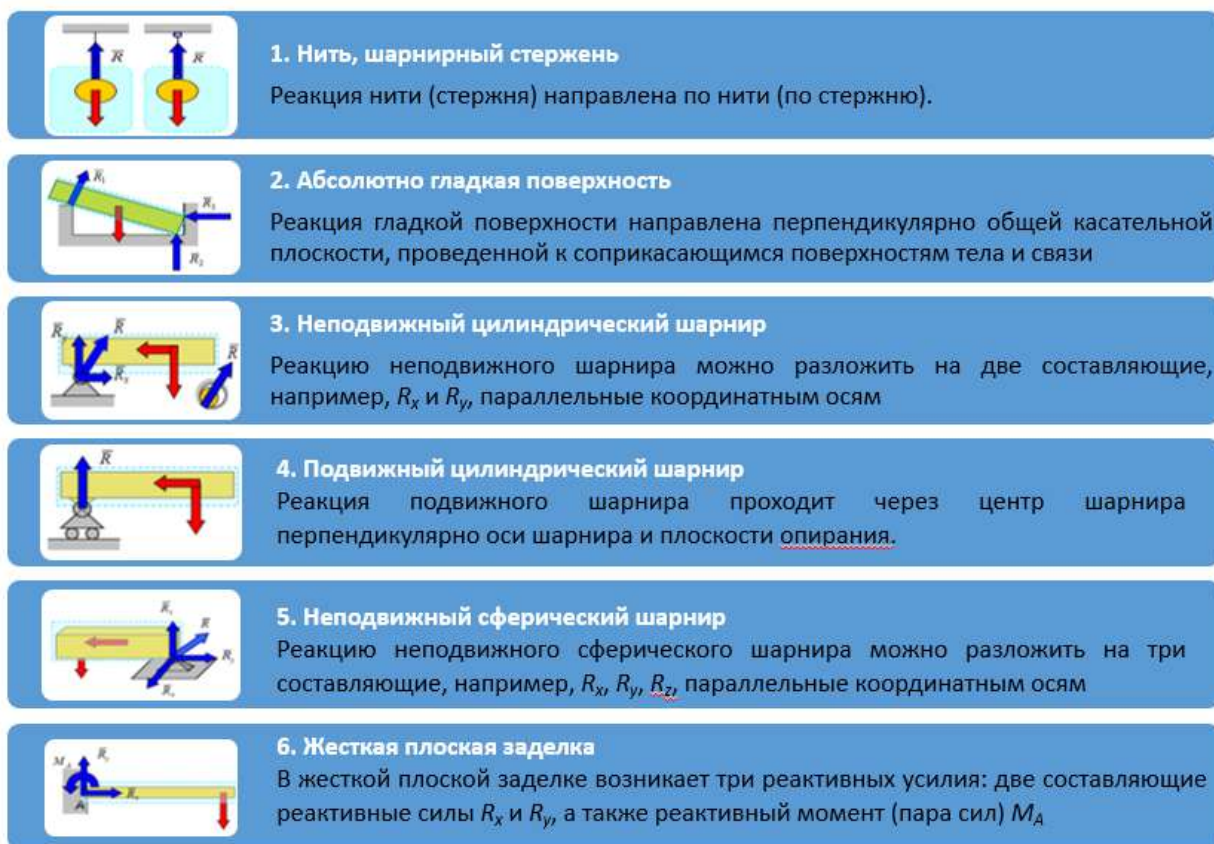


Рисунок 1.4 - Виды связей и их реакции

Сходящимися называются силы, линии, действия которых пересекаются в одной точке (рис. 1.5, а). Существуют два способа сложения пересекающихся сил: геометрический (рис. 1.5, б) и аналитический (рис. 1.5, в) [26].

Геометрический способ сложения сходящихся сил.

От произвольной точки О откладываем вектор, равный силе \vec{F}_1 ; от конца \vec{F}_1 откладываем вектор, равный силе \vec{F}_2 , и т. д. (рис. 1.5, а, б). Затем, соединяя начало вектора \vec{F}_1 с концом последнего \vec{F}_4 , получаем равнодействующую всех сил. Построенная фигура называется силовым многоугольником [2].

Аналитический метод сложения сходящихся сил.

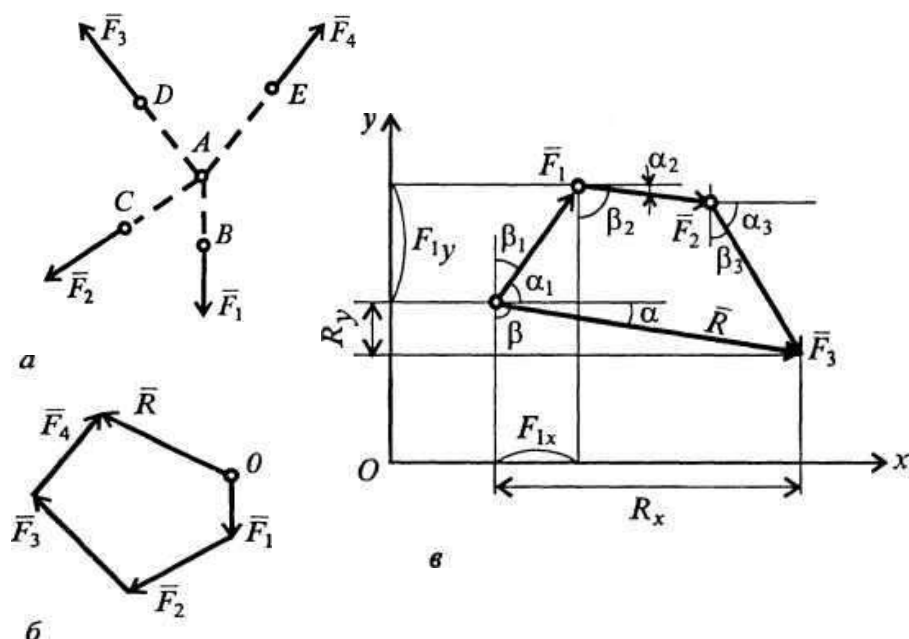
Проектируя векторное равенство $\vec{F}_1 + \vec{F}_2 + \vec{F}_3 = \vec{R}$ на оси координат, получим два алгебраических равенства [4]:

$$F_{1x} + F_{2x} + F_{3x} = R_x;$$

$$F_{1y} + F_{2y} + F_{3y} = R_y \quad (1.1)$$

или

$$F_1 \cos \alpha_1 + F_2 \cos \alpha_2 + F_3 \cos \alpha_3 = R \cos \alpha;$$



$$F_1 \cos \beta_1 - F_2 \cos \beta_2 - F_3 \cos \beta_3 = -R \cos \beta. \quad (1.2)$$

Рисунок 1.5 - Сложение пересекающихся сил

Отсюда определим значение равнодействующей всех сходящихся сил:

$$R = \sqrt{R_x^2 + R_y^2} \quad (1.3)$$

и направление вектора \bar{R} :

$$\cos \alpha = \frac{R_x}{R}; \cos \beta = \frac{R_y}{R}. \quad (1.4)$$

Условием равновесия системы сходящихся сил является равенство нулю модуля равнодействующей \bar{R} , т. е. силовой многоугольник должен быть замкнутым (при геометрическом способе сложения) или, аналитически, проекции равнодействующей силы на оси координат должны быть равны нулю ($R_x = R_y = 0$). Отсюда для плоской системы сходящихся сил получим два уравнения равновесия этих сил [1]:

$$\sum F_{ix} = 0; \sum F_{iy} = 0. \quad (1.5)$$

Следовательно, для равновесия системы сходящихся сил необходимо и достаточно, чтобы сумма проекций всех сил на каждую из осей координат была равна нулю.

Стержневые системы – системы, состоящие из стержней (кронштейны; фермы балочные, консольные, стропильные, схемы которых приведенные на рисунке 1.6).

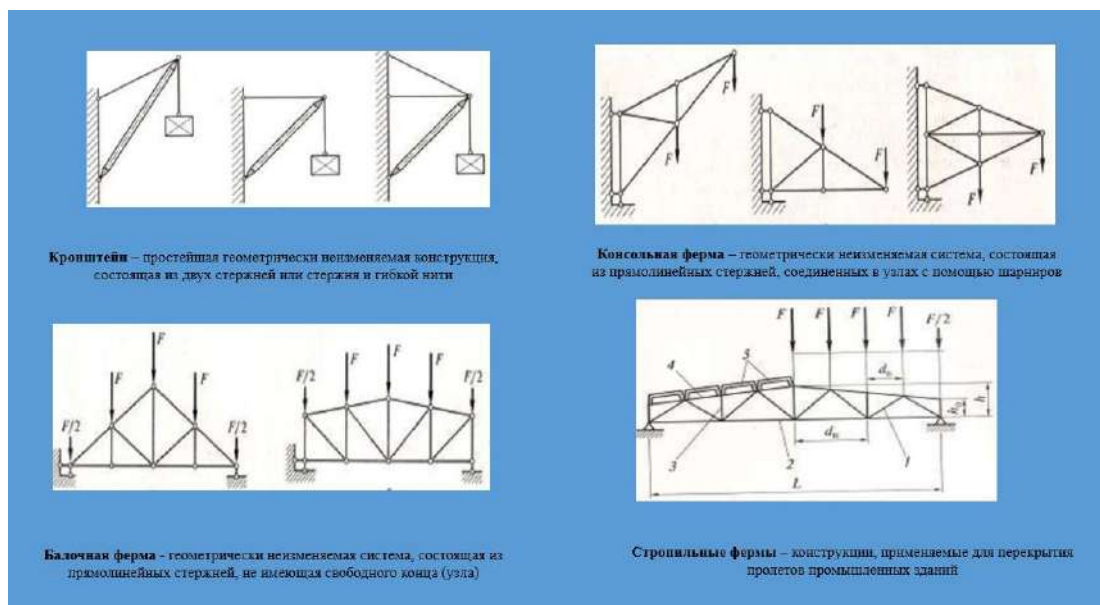


Рисунок 1.6 - Виды стержневых систем

Балка – конструктивная деталь какого-либо сооружения, выполняемая в большинстве случаев в виде бруса с опорами в двух (или более) точках и несет поперечные нагрузки.

На рисунке 1.7 представлены схемы балочных систем.

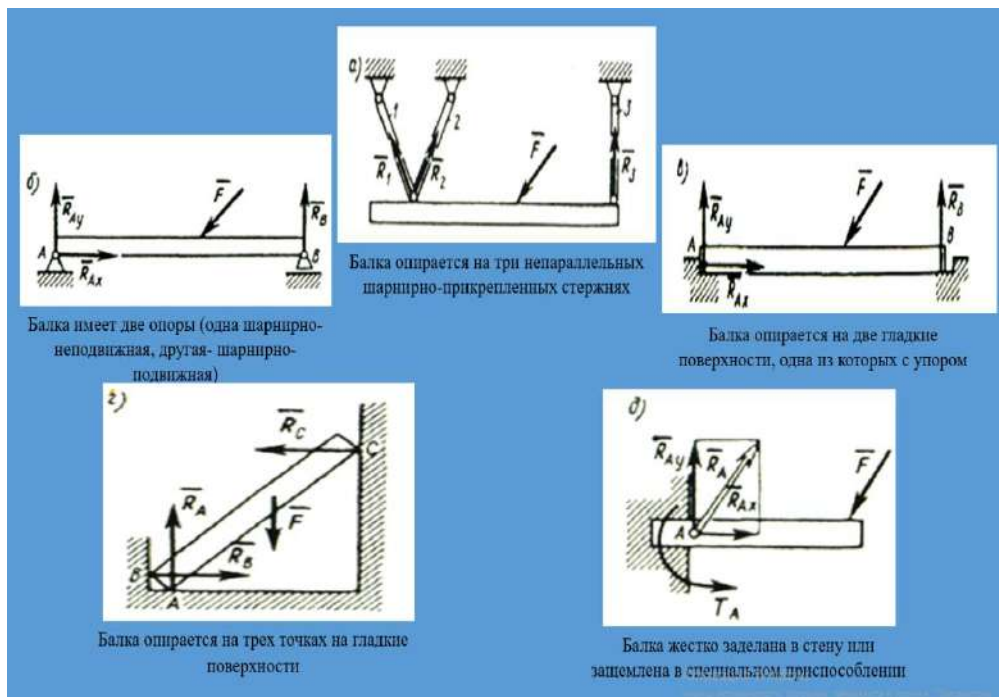


Рисунок 1.7 - Схемы балочных систем

Опоры и опорные реакции балок изображены на рисунке 1.8.

	<p>1) Шарнирно-подвижная опора (ШПО)</p> <p>Дает возможность балке вращаться вокруг оси шарнира и перемещаться в горизонтальном направлении.</p> <p>Реакция такой связи будет направлена перпендикулярно опорной плоскости и неизвестна только по модулю (одно неизвестное R_A);</p>
	<p>2) Шарнирно-неподвижная опора (ШНО)</p> <p>Позволяет балке поворачиваться вокруг оси шарнира, но не дает возможности перемещаться в горизонтальном направлении.</p> <p>Для этой опоры известна только точка приложения реакции (находится в центре шарнира). Модуль и направление ее заранее не известны.</p> <p>При решении задач такую реакцию раскладывают на две взаимно перпендикулярные составляющие, не известные по модулю, но известные по направлению (два неизвестных X_B и Y_B или R_{Bx} и R_{By});</p>
	<p>3) С жестким защемлением или жесткая заделка</p> <p>Не позволяет балке ни поворачиваться, ни перемещаться.</p> <p>Жесткую заделку заменяют реактивной силой, не известной по модулю и направлению, которую раскладывают на две взаимно перпендикулярные составляющие и реактивным моментом (три неизвестных X_C, Y_C и M_C или R_{Cx}, R_{Cy} и M_C);</p>

Рисунок 1.8 - Опоры и опорные реакции балок.

1.1.3. Центр тяжести плоских геометрических фигур и стандартных профилей

Центром параллельных сил называется такая точка на линии действия равнодействующей системы параллельных сил, через которую проходит равнодействующая и в том случае, если все силы системы повернуть вокруг их точек приложения на один и тот же угол, сохраняя параллельность сил [1].

Покажем существование центра параллельных сил на системе двух сил \vec{F}_1 и \vec{F}_2 , так как при повороте их на один и тот же угол отношение плеч BC и CA не изменится и равнодействующая пройдет через точку C (рисунок 1.9).

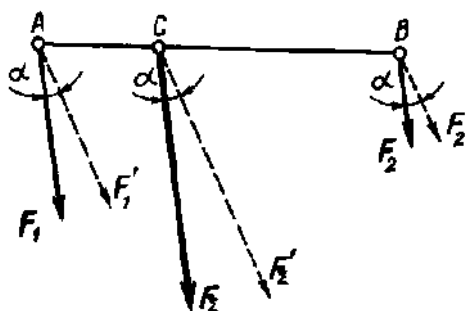


Рисунок 1.9 - Центр параллельных сил

Если дана система n параллельных сил, то равнодействующую этой системы можно найти, последовательно попарно складывая все силы. На линии действия равнодействующей системы параллельных сил также будет существовать точка, обладающая свойством параллельных сил. Формулы для определения координат центра параллельных сил имеют следующий вид:

$$x_C = \frac{\sum(F_i x_i)}{\sum F_i}; \quad y_C = \frac{\sum(F_i y_i)}{\sum F_i}; \quad z_C = \frac{\sum(F_i z_i)}{\sum F_i}. \quad (1.6)$$

Определение положения центра тяжести тела, плоской фигуры

Силой тяжести называется сила, с которой тело притягивается к Земле.

Элементарной частицей тела называется такая малая частица, положение которой в пространстве определяется координатами одной точки. Рассмотрим тело, состоящее из большого количества элементарных частиц. Силы тяжести каждой частицы, направленные к центру Земли, образуют систему сходящихся сил, но для тел размеры, которых малы по сравнению с размерами Земли, с достаточной степенью точности можно считать эти силы системой параллельных сил [3].

Центром тяжести тела называется центр параллельных сил тяжести всех элементарных частиц тела.

Центр тяжести есть геометрическая точка, которая может лежать вне тела (например, кольцо, цилиндр с отверстием).

Координаты центра тяжести тела находят по тем же формулам, что и координаты центра параллельных сил:

$$x_C = \frac{\sum(G_i x_i)}{\sum G_i}; \quad y_C = \frac{\sum(G_i y_i)}{\sum G_i}; \quad z_C = \frac{\sum(G_i z_i)}{\sum G_i}. \quad (1.7)$$

где G_i - сила тяжести каждой элементарной частицы тела; x_i, y_i, z_i - координаты частицы; $\sum G_i$ - сила тяжести всего тела.

Если тело представляет собой однородную пластину толщиной h , то сила тяжести элементарной частицы, выраженная через площадь A_i равна:

$$G_i = \gamma \cdot h \cdot A_i, \quad (1.8)$$

где γ - удельная сила тяжести (для однородного тела величина постоянная), тогда координаты центра тяжести плоской фигуры определяют по формуле:

$$x_C = \frac{\sum(A_i x_i)}{\sum A_i}; \quad y_C = \frac{\sum(A_i y_i)}{\sum A_i}, \quad (1.9)$$

где A_i - площадь частей, на которые разбита плоская фигура, x_i, y_i - координаты центра тяжести этих частей.

Методы нахождения центра тяжести.

1. *Метод симметрии.* Представим себе однородное тело, которое имеет плоскость симметрии. Выберем такую систему координат, чтобы оси x и z лежали в плоскости симметрии (рисунок 10), в этом случае каждой элементарной частице силой тяжести G_i с абсциссой $y_i = +a$ соответствует такая же частица с абсциссой $y_i = -a$, тогда $y_C = \frac{\sum(G_i y_i)}{\sum G_i} = 0$.

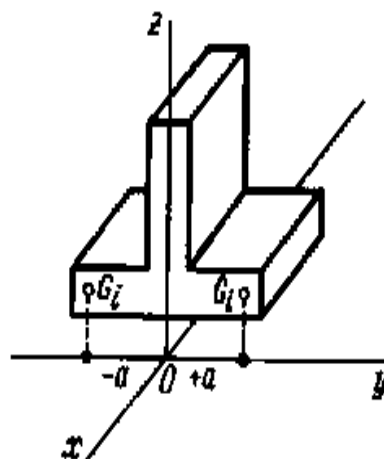


Рисунок 1.10 - Метод симметрии

Следовательно, если однородное тело имеет плоскость симметрии, то центр тяжести лежит в этой плоскости. Кроме того, аналогично можно

доказать [2]:

1) Если однородное тело имеет ось симметрии, то центр тяжести лежит на этой оси.

2) Если однородное тело имеет две оси симметрии, то центр тяжести находится в точке их пересечения.

3) Центр тяжести однородного тела вращения лежит на оси вращения.

Метод разбиения. Этот метод заключается в том, что тело разбивают на наименьшее число частей, силы тяжести и положение центров, тяжести которых известны, после чего применяют формулы, в которые можно подставить не силы тяжести элементарных частиц G_i , а силы тяжести составных частей; под координатами понимают x_i, y_i, z_i - координаты центров тяжести частей, на которые тело разбито.

Метод отрицательных масс (площадей). Этот метод заключается в том, что тело (плоскую фигуру), имеющее свободные полости, полагают сплошным, а массу (площади) свободных полостей считают отрицательными. Вид формул при этом не меняется. Для плоских фигур используют формулы, в которых площади свободных полостей подставляются со знаком минус. То есть при определении центра тяжести тела, имеющего свободные полости, следует применять метод разбиения, но считать массу (площади) свободных полостей отрицательными.

Метод подвешивания основан на второй аксиоме статике (рисунок 1.11, а). Если тело в виде пластинки любой формы повесить на нити, например, в точке A , то при равновесии центр тяжести тела обязательно займет положение на вертикали, проходящей через точку подвеса A , так как только в этом положении центра тяжести сила тяжести и реакция нити AO уравновешивают друг друга. С помощью отвеса OD отметим на теле линию AA_1 , на которой расположен искомый центр тяжести. Подвесив затем тело на нити в другой точке, например, B (рисунок 1.11, б), получим линию BB_1 , которая пересечением с линией AA_1 фиксирует положение центра тяжести C .

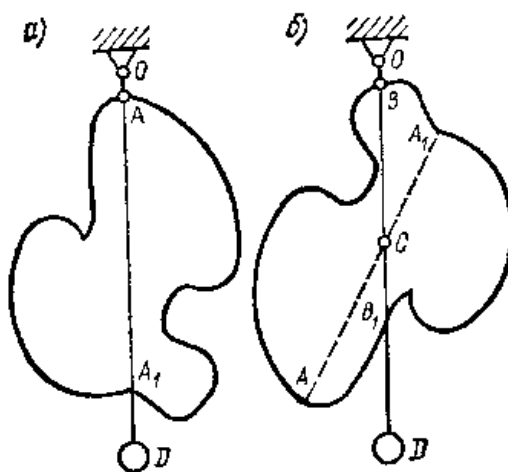


Рисунок 1.11 - Метод подвешивания.

Положение центра тяжести некоторых плоских фигур.

1) Прямоугольник. Так как прямоугольник имеет две оси симметрии, то центр тяжести его площади находится в точке пересечения этих осей или в точке пересечения диагоналей (рисунок 1.12, а) [1].

2) Треугольник. Центр тяжести площади треугольника лежит на расстоянии одной трети высоты от каждого основания (рисунок 1.12, б).

Для прямоугольного треугольника центр тяжести лежит на расстоянии одной трети от вершины прямого угла (рисунок 1.12, в).

Круг. Центр тяжести площади круга лежит в точке пересечения осей симметрии (рисунок 1.12, г).

Дуга окружности $x_C = \frac{2R}{\pi}$, $y_C = 0$ (рисунок 1.12, д).

Круговой сектор $x_C = \frac{2R}{3} \cdot \frac{\sin \varphi}{\varphi, \text{рад}}$, $y_C = 0$ (рисунок 12, е)

Полукруг. Для полукруга $\varphi = \frac{\pi}{2}$, тогда $\sin \varphi = 1$, $x_C = \frac{4R}{3\pi} = \frac{2d}{3\pi}$, $y_C = 0$.

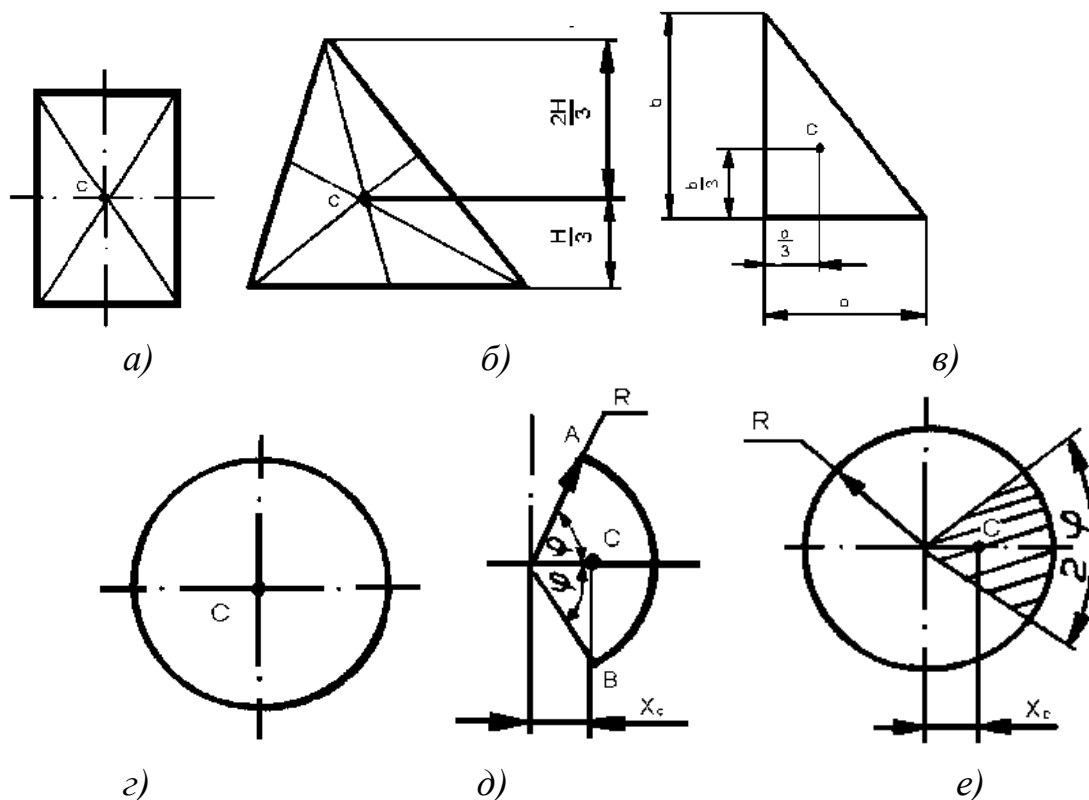


Рисунок 1.12 - Положение центра тяжести некоторых плоских фигур.



Контрольные вопросы:

1. Что изучает статика?
2. Чем отличается свободное тело от несвободного?
3. Что представляет собой аксиома связи?
4. Перечислите виды связей и их реакции.
5. Какие способы сложения пересекающихся сил вам известны?

6. Перечислите методы нахождения центра тяжести.
7. Что такое центр тяжести тела?

1.2. Определение работы, мощность и коэффициент полезного действия

1.2.1. Основные понятия кинематики и динамики

Кинематика – изучает механическое движение без учета сил, вызывающих это движение или влияющих на него. Таким образом, устанавливаются некоторые количественные меры движения с чисто геометрической точки зрения [4].

Кинематика делится на две части: кинематику точки и кинематику твердого тела.

Движение тела является известным, если известно, как изменяется его положение в пространстве относительно выбранной системы координатных осей с течением времени.

Положение тела (точки) в пространстве в данный момент времени определяется его координатами (рисунок 1.13), т. е. расстояниями от этих осей: x , y , z .

Для измерения расстояний в системе СИ принята основная единица - метр (м) и производные - мм, см, км.

Для измерения времени принята основная единица - секунда (с) и производные - мин, час (ч).

Причем в кинематике различают [4]:

1) Момент времени t - число секунд, определяющее данное мгновение от некоторого, условно принятого начального момента (начала движения).

2) Промежуток времени - разность между более поздним и ранним моментом времени. Например, автомобиль в некоторый момент времени t_1 находился в пункте А, а позже, в момент t_2 , переместился в пункт В. Перемещение автомобиля из пункта А в пункт В произошло за промежуток времени $\Delta t = t_2 - t_1$

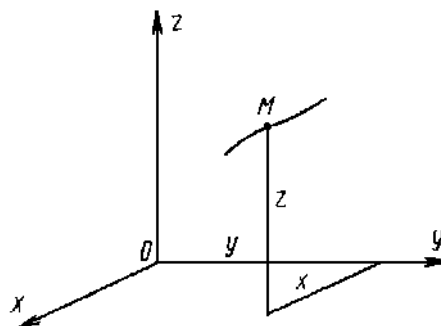


Рисунок 1.13 - Положение тела в пространстве

Воображаемую линию, описываемую определенной точкой движущегося тела, называют траекторией движения. В зависимости от формы тра-

ектории движение может быть криволинейным или прямолинейным.

Динамика – изучает механическое движение в связи с действующими силами на объект движения. Таким образом, изучается связь между движением и действующими силами [5].

Задачи динамики:

1) по известным законам движения точки или тела определяют силы, выражающее это движение;

2) по известным силам, действующим на точку или тело, определяют закон движения.

Динамика делится на динамику точки и динамику твердого тела.

Аксиомы динамики [5].

Аксиома 1 (принцип инерции): всякая изолированная материальная точка находится в состоянии покоя или равномерного движения, пока приложенные силы не выведут ее из этого состояния.

Аксиома 2 (основной закон динамики): произведение массы материальной точки на ускорение, которое она получает под действием силы, равно по модулю этой силе, а направление ускорения совпадает с этой силой:

$$ma = F \quad (1.10)$$

Здесь сила F - равнодействующая всех сил F_n , приложенных к телу:

$$F = \Sigma F_n \quad (1.11)$$

Аксиома 3 (закон равенства действия и противодействия): две материальные точки действуют друг на друга с силами, равными по модулю и направленными вдоль прямой, соединяющей эти точки, в противоположные стороны.

1.2.2. Основные параметры механического движения

Под механическим движением понимают перемещение тел в пространстве, совершаемое во времени.

Траектория движения – линия, вдоль которой двигается тело. По форме траектории движение тел может быть прямолинейным и криволинейным [1].

Прямолинейное равномерное движение – движение, при котором тело за любые равные промежутки времени проходит одинаковые пути.

Путь – длина траектории l , м.

$$l = vt, \quad (1.12)$$

где v – скорость, м/с, t – время движения, с.

О наличии движения и его характере можно судить по изменению положения данного тела по отношению к некоторой системе координат,

которую чаще всего связывают с Землей как системой отсчета.

Если рассматривается движение тела по отношению к условно неподвижной системе отсчета, то движение называют абсолютным.

Относительным называют движение тела по отношению к подвижной системе отсчета.

Тело отсчета – тело, относительно которого рассматривают движение.

В мире все находится в непрерывном движении, поэтому все движения являются относительными, но условно можно считать абсолютным движение относительно системы отсчета, связанной Землей.

Известно, что при изучении некоторых случаев движения можно пренебречь размерами и формой тела, рассматривая его как материальную точку. Так, например, при поступательном движении все точки тела движутся одинаково, поэтому такое тело можно рассматривать как материальную точку, в которой сосредоточена вся масса тела.

В случае, когда все точки тела движутся по-разному, например, при вращении твердое тело рассматривают как неизменную систему точек.

1.2.3. Определение силы инерции, используя метод кинетостатики и основные теоремы динамики

Обычно в задачах динамики рассматриваются несвободные тела (точки). Материальная точка, свобода перемещения которой ограничена связями, называется несвободной.

Для несвободной материальной точки все внешние силы необходимо делить на две категории: активные (движущие) и реакции связи (пассивные).

Если несвободную материальную точку освободит от связей и заменить связи реакциями, то движение точки можно рассматривать как свободное, а основному закону динамики придать такой вид [5]:

$$\sum F_i + \sum R_i = ma, \quad (1.13)$$

где $\sum F_i$ - активные силы

$\sum R_i$ - реакции связи

m - масса точки

a - ускорение точки, полученное в результате действия всех внешних сил (активных и пассивных).

Сила инерции. Сила, численно равная произведению массы материальной точки на приобретенное ею ускорение и направленная в сторону противоположную ускорению, называется силой инерции, т.е.

$$F_u = -ma \quad (1.14)$$

Инертность - способность сохранять свое состояние неизменным, это внутреннее свойство всех материальных тел.

Сила инерции приложена не к движущемуся телу, а к связи, через

которую телу сообщается ускорение.

При рассмотрении криволинейного движения могут возникнуть две составляющие силы инерции: нормальная и касательная [5]:

$$a = a_t + a_n, \quad (1.15)$$

$$a_t = \frac{v}{t} = v'; \quad a_t = \varepsilon r; \quad F_{ин}^t = t \varepsilon r \quad (1.16)$$

$$a_n = \frac{v^2}{r}; \quad F_{ин}^n = \frac{mv^2}{r} \quad (1.17)$$

При равномерном движении по дуге всегда возникает нормальное ускорение, касательное ускорение равно нулю, поэтому действует только нормальная составляющая силы инерции, направленная по радиусу из центра дуги (рисунок 1.14)

$$\omega = \text{const}; \quad (1.18)$$

$$F_{ин}^n = m \times a_n = \frac{mv^2}{r} = \frac{m\omega^2 r}{r} \quad (1.19)$$

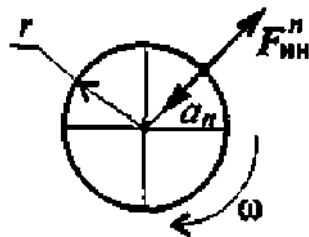


Рисунок 1.14 - Равномерное движение тела

Принцип кинетостатики (принцип Даламбера).

Принцип кинетостатики используют для упрощения решения Ряда технических задач.

Реально силы инерции приложены к телам, связанным с разгоняющимся телом (к связям). Даламбер предложил *условно прикладывать* силу инерции к активно разгоняющемуся телу. Тогда система сил, приложенных к материальной точке, становится уравновешенной, и можно при решении задач динамики использовать уравнения статики.

Принцип Даламбера [1]:

Материальная точка под действием активных сил, реакций связей и условно приложенной силы инерции находится в равновесии:

$$\sum F_i + \sum R_i + F_{ин} = 0, \quad (1.20)$$

Порядок решения задач с использованием принципа Даламбера:

1) Составить расчетную схему;

- 2) Выбрать систему координат;
- 3) Выяснить направление и величину ускорения;
- 4) Условно приложить силу инерции;
- 5) Составить систему уравнений равновесия;
- 6) Определить неизвестные величины.

Работа и мощность

Все физические тела в окружающем нас мире приводятся в движение с помощью силы. Если на движущееся тело в попутном или противоположном направлении действует сила или несколько сил со стороны одного или нескольких тел, то говорят, что совершается работа.

То есть, механическая работу совершает действующая на тело сила. Так, сила тяги электровоза приводит в движение весь поезд, тем самым совершая механическую работу. Велосипед приводится в движение мускульной силой ног велосипедиста. Следовательно, эта сила также совершает механическую работу.

В физике работой силы называют физическую величину, равную произведению модуля силы, модуля перемещения точки приложения силы и косинуса угла между векторами силы и перемещения [2].

$$A = Fscos\alpha \quad (1.21)$$

где F - модуль силы,

s - модуль перемещения.

Работа совершается всегда, если угол между векторами силы и перемещения не равен нулю. Если сила действует в направлении, противоположном направлению движения, величина работы имеет отрицательное значение.

Работа не совершается, если на тело не действуют силы, или если угол между приложенной силой и направлением движения равен 90° ($\cos 90^\circ = 0$).

Если лошадь тянет телегу, то мускульная сила лошади, или сила тяги, направленная по ходу движения телеги, совершает работу. А сила тяжести, с которой извозчик давит на телегу, работы не совершает, так как она направлена вниз, перпендикулярно направлению перемещения.

Работа силы - величина скалярная.

Единица работы в системе измерений СИ - джоуль. 1 джоуль - это работа, которую совершает сила величиной в 1 ньютон на расстоянии 1 м, если направления силы и перемещения совпадают.

Если на тело или материальную точку действуют несколько сил, то говорят о работе, совершаемой их равнодействующей силой.

Мощность

Сила, приводящая в движение тело, совершает механическую работу. Но как совершается эта работа, быстро или медленно, иногда очень важно знать на практике. Ведь одна и та же работа может быть совершена за разное время. Работу, которую выполняет большой электромотор, может выполнить и маленький моторчик. Но ему для этого понадобится гораздо больше

времени [4].

В механике существует величина, характеризующая быстроту выполнения работы. Эта величина называется мощностью.

Мощность - это отношение работы, выполненной за определённый промежуток времени, к величине этого промежутка.

$$N = A/\Delta t \quad (1.22)$$

По определению $A = F \cdot s \cdot \cos \alpha$, а $s/\Delta t = v$, следовательно

$$N = F \cdot v \cdot \cos \alpha = F \cdot v, \quad (1.23)$$

где F - сила,

v - скорость,

α - угол между направлением силы и направлением скорости.

То есть мощность - это скалярное произведение вектора силы на вектор скорости движения тела.

В международной системе СИ мощность измеряется в ваттах (Вт).

Мощность в 1 Ватт - это работа в 1 джоуль (Дж.), совершаемая за 1 секунду (с).

Мощность можно увеличить, если увеличить силу, совершающую работу, или скорость, с которой эта работа совершается.

Закон сохранения механической энергии.

Сумма кинетической и потенциальной энергий системы тел называется полной механической энергией системы:

$$E = E_p + E_k \quad (1.24)$$

Учитывая, что при совершении работы $A = \Delta E_k$ и, одновременно, $A = -\Delta E_p$, получим: $\Delta E_k = -\Delta E_p$ или $\Delta(E_k + E_p) = 0$ - изменение суммы кинетической и потенциальной энергий (т.е. изменение полной механической энергии) системы равно нулю.

$$\Delta E_k = -\Delta E_p \quad (1.25)$$

Значит, полная энергия системы остается постоянной:

$$E = E_p + E_k = \text{const.} \quad (1.26)$$

В замкнутой системе, в которой действуют только консервативные силы, механическая энергия сохраняется. (Или: *полная механическая энергия системы тел, взаимодействующих силами упругости и гравитации, остается неизменной при любых взаимодействиях внутри этой системы*).



Контрольные вопросы:

1. Перечислите задачи динамики.
2. В чем заключается принцип Даламбера?
3. Что такое сила инерции?
4. Что такое промежуток времени?
5. Чем отличается динамика от кинематики?
6. Перечислите аксиомы динамики.
7. Основные параметры механического движения.

1.3. Расчеты на прочность различных видов деформации

1.3.1. Основные положения сопротивления материалов

Сопротивление материалов – наука об инженерных методах расчета на прочность, жесткость и устойчивость элементов конструкций.

Состояние изделия, при котором его основные рабочие параметры удовлетворяют требованиям технической документации, характеризуют его работоспособность [6]. Критерии работоспособности: прочность, жесткость, устойчивость, выносливость. Исходя из выбранного критерия, выбирается материал и размеры элементов конструкции.

Прочность - способность тела сопротивляться внешним нагрузкам.

Жесткость - способность тела сопротивляться изменению своих размеров и формы под воздействием внешних нагрузок.

Устойчивость - способность тела под нагрузкой сохранять первоначальную форму устойчивого равновесия.

Выносливость - способность материала сопротивляться переменным силовым воздействиям длительное время.

Материал детали представляют однородной, сплошной изотропной средой. Это позволяет рассматривать тело как непрерывную среду и применять методы математического анализа.

Однородность означает, что тело состоит из материала одной природы, при этом результаты исследования элемента объема можно распространить на все тело, и свойства поверхности можно считать тождественными свойствам внутренних объемов тела.

Изотропия - независимость свойств материала от направления.

Модель материала наделяется такими физическими свойствами, как упругость, пластичность, хрупкость и ползучесть.

Упругость - способность тела восстанавливать первоначальную форму и размеры после снятия нагрузки.

Пластичность - способность тела сохранять значительные деформации (остаточные) после разгрузки.

Хрупкость - способность тела разрушаться без образования заметных остаточных деформаций.

Ползучесть - изменение во времени деформаций и напряжений при действии на тело постоянной внешней нагрузки.

Отмеченные физические свойства зависят от условий окружающей среды (температуры, химического свойства, уровня радиации и др.).

Для оценки прочности и жесткости элементов конструкций с целью упрощения расчетов вводят три типа формы тела: стержень; пластину (оболочку); массив.

Стержень - тело, имеющее поперечные размеры, несоизмеримо малые с его длиной. Стержень может иметь прямолинейную или криволинейную ось, постоянные или переменные по длине размеры и форму сечения.

Пластина (оболочка) - тело, имеющее размеры в двух направлениях, несоизмеримо большие, чем в третьем, и ограничиваемые двумя плоскими (криволинейными) поверхностями.

Массив - тело, имеющее размеры, соизмеримые в трех направлениях.

Сила - это мера механического взаимодействия между телами. Силы подразделяются на внешние и внутренние.

Внешние силы - нагрузки, действующие на тело при его взаимодействии с другими телами. Внешние силы делятся на активные и реактивные. Активные силы определяются служебным назначением детали, реактивные – это реакции опорных устройств

Внутренние силы - силы взаимодействия между частями отдельного тела, оказывающие противодействие внешним силам, так как под влиянием внешних сил тело деформируется. Внутренние силы распределены в одних случаях по всей площади поперечного сечения тела равномерно, а в других - неравномерно. Если тело внешними силами не нагружено, то принимается, что внутренние силы отсутствуют.

В зависимости от условий нагружения выделяют статическое и усталостное разрушение. На рисунке 1.15 приведена классификация нагрузки по характеру воздействия.

Деформация тела (изменение формы и размеров) - такое свойство тела, без которого оно не может воспринимать нагрузку.

Тело, которое не деформируется под нагрузкой, называется абсолютно жестким или абсолютно твердым.

Остаточные или пластические деформации - деформации, возникающие в теле при возрастании нагрузки наряду с упругими и не исчезающие после снятия нагрузки.

В этом случае материал тела находится в упругопластическом состоянии. При еще больших силах происходит образование местных трещин (нарушение сплошности) - состояние разрушения.

Упрощенное представление нагруженного реального тела без учета несущественных факторов называется расчетной схемой.

Основные объекты, которые подвергаются схематизации при построении расчетной схемы: тело, опора, материал и нагрузка.

Задачи сопротивления материалов [7]:

Первая задача сопротивления материалов - расчет элементов

конструкции на прочность.

Расчет на прочность дает возможность определить размеры и форму деталей, выдерживающих заданную нагрузку, при наименьшей затрате материала.

Вторая задача сопромата - расчет элементов на жесткость.

Жесткостью называется способность конструкции (или отдельного элемента) сопротивляться упругим деформациям [8].



Рисунок 1.15 - Классификация нагрузки по характеру воздействия

Вторая задача сопромата - расчет элементов на жесткость.

Жесткостью называется способность конструкции (или отдельного элемента) сопротивляться упругим деформациям [8].

Величину упругой деформации определяют стрелой прогиба f .

Расчет на жесткость гарантирует, что изменение формы и размеров конструкций и их элементов не превзойдут допустимых норм. Так при расчетах принимают (рисунок 1.16): $f \leq 1 \text{ мм}$.

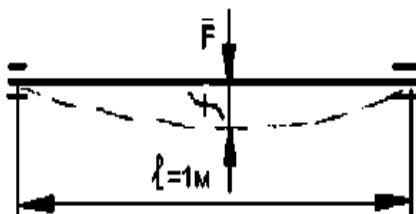


Рисунок.1.16 - Стрела прогиба.

Третья задача сопромата - расчет элементов на конструкции на устойчивость.

Представим себе достаточно длинную линейку, которая должна под

действием сжимающей силы F , действующей вдоль ее оси, сохранять прямолинейную форму, т.е. только сжиматься, а не изгибаться (рисунок 1.17).

Если при действии некоторой критической нагрузки F_{cr} линейка изогнулась, то это означает, что она потеряла устойчивость прямолинейной формы.

Суть расчета на устойчивость и состоит в том, чтобы определить условия, гарантирующие сохранение прямолинейной формы сжатых элементов конструкции. Сопротивление материалов опирается на законы теоретической механики.

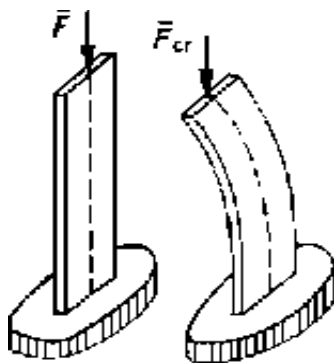


Рисунок 1.17 -Линейка под действием сжимающей силы.

Так, пользуясь принципом отвердения (6 аксиома статики), в сопротивлении материалов мы будем применять к деформируемым телам условия равновесия статики для определения реакций связей и действующих в сечении детали внутренних сил.

Однако, при расчетах на прочность и жесткость оказываются не применимы следующие положения теоретической механики [9]:

- 1) действующие на тело внешние силы нельзя заменять их равнодействующей;
- 2) силу нельзя переносить вдоль линии ее действия;
- 3) пару сил нельзя перемещать в плоскости ее действия.

В сопротивлении вводится ряд допущений относительно свойств материалов, позволяющих построить достаточно простую и удобную для инженерной практики теорию расчетов. Эти допущения достаточно точно совпадают с результатами экспериментальных исследований.

Основные допущения и гипотезы [6]:

- 1) допущения о свойствах материалов.

Гипотеза об отсутствии первоначальных внутренних усилий. Предполагается, что если нет причин, вызывающих деформацию тела (нагружение, изменение температуры), то во всех его точках внутренние усилия равны нулю, т.е. не принимаются во внимание силы взаимодействия между частицами ненагруженного тела;

- 2) Допущение об однородности материала. Физико-механические свойства тела могут быть неодинаковыми в разных точках. В сопротивлении этими различиями пренебрегают, полагая, что материал во всех точках тела об-

ладает одинаковыми свойствами.

3) Допущение о непрерывности материала, т.е. материал любого тела имеет непрерывное строение и представляет собой сплошную среду.

4) Допущение об изотропности материала, т.е. материал тела обладает во всех направлениях одинаковыми свойствами. Допущение об изотропности хорошо подтверждается практикой для многих материалов и лишь приближенно для таких материалов, как камень, пластмассы и железобетон.

Материалы, имеющие неодинаковые свойства в разных направлениях, называют анизотропными, например, древесина.

5) Допущение об идеальной упругости, т.е. В известных пределах нагружения материал обладает идеальной упругостью (после снятия нагрузки деформации полностью исчезают).

6) Допущения о характере деформаций элементов конструкции:

- допущения о малости перемещений или принцип начальных размеров, т.е. деформации тела и связанные с ними перемещения точек сечений весьма малы по сравнению с размерами тела (рисунок 1.18). На основании этого мы будем пренебрегать изменениями в расположении внешних сил, вызванными деформацией. Так, например, не будем принимать во внимание смещение ΔZ линии действия силы F ;

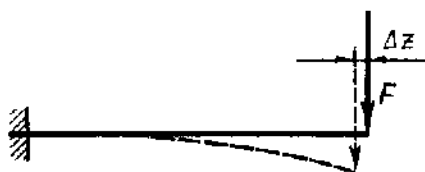


Рисунок 1.18 - Принцип начальных размеров

- допущение о линейной деформируемости тел, т.е. перемещения точек и сечений упругого тела в известных пределах нагружения прямо пропорциональны силам, вызывающим эти перемещения (рисунок 1.19);

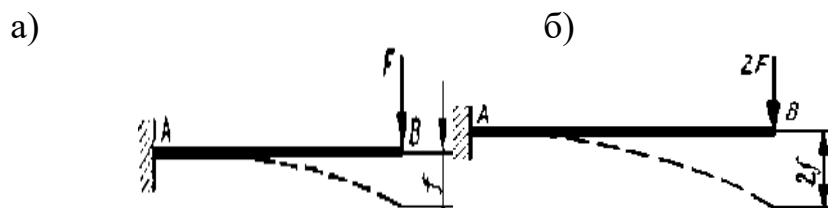


Рисунок 1.19- Перемещения точек и сечений упругого тела

Гипотеза плоских сечений, или гипотеза Бернули, согласно которой плоские сечения, проведенные в теле до деформации, остаются и после деформации плоскими и нормальными;

Принцип независимости действия. При действии на тело нескольких нагрузок внутренние силы, напряжения, перемещения и деформации в любом месте могут быть определены как суммы этих величин, найденных от каждой нагрузки в отдельности.

1.3.2. Геометрические характеристики плоских сечений

Статический момент площади плоской фигуры относительно оси, лежащей в той же плоскости, называется взятая по всей площади сумма произведений площадей элементарных площадок dA на расстояния их до этой оси (рисунок 1.19).

Статический момент площади обозначим S с индексом соответствующей оси [8]:

$$S_x = \int_A y dA; \quad S_y = \int_A x dA. \quad (1.27)$$

Координаты центра тяжести плоской фигуры:

$$x_c = \frac{\sum(A_i x_i)}{\sum A_i}; \quad y_c = \frac{\sum A_i y_i}{\sum A_i} \quad (1.28)$$

В этих формулах под A_i можно понимать площадь dA элементарной площадки, тогда в пределе при dA , стремящемся к нулю, выражения $\sum(A_i x_i)$ и $\sum(A_i y_i)$ будут представлять собой статические моменты площади фигуры относительно осей x и y , а $\sum A_i$ есть площадь всей фигуры, тогда:

$$S_x = \int_A y dA = y_c A; \quad S_y = \int_A x dA = x_c A. \quad (1.29)$$

Статический момент площади фигуры относительно оси, лежащей в этой плоскости, равен произведению площади фигуры на расстояние ее центра тяжести до этой оси. Единица статического момента площади: $[S] = [x_c] \cdot [A] = 1 \text{ м} \cdot 1 \text{ м}^2 = 1 \text{ м}^3$.

Статический момент может быть положительным, отрицательным или равным нулю.

Статический момент сложной фигуры определяется как алгебраическая сумма статических моментов отдельных частей: $S = \sum S_i$.

Полярный момент инерции относительно полюса, лежащего в той же плоскости, называется взятая по всей площади сумма произведений площадей элементарных площадок на квадраты их расстояний до полюса (рисунок 1.19) [9]:

$$J_p = \int \rho^2 dA. \quad (1.30)$$

Единица измерения полярного момента инерции:

$$[J_p] = [\rho^2] \cdot [A] = 1 \text{ м}^2 \cdot 1 \text{ м}^2 = 1 \text{ м}^4$$

Полярный момент инерции величина положительная и неравная нулю.

Полярный момент инерции для:

1) Круга диаметром d :

$$J_{\rho} = \frac{\pi d^4}{32} \approx 0,1d^4. \quad (1.31)$$

2) Кольца размером D х d :

$$J_{\rho} = \frac{\pi}{32} (D^4 - d^4) \approx 0,1(D^4 - d^4). \quad (1.32)$$

или

$$J_{\rho} = \frac{\pi D^4}{32} (1 - c^4) \approx 0,1D^4(1 - c^4). \quad (1.33)$$

Осевой момент инерции плоской фигуры относительно оси, лежащей в той же плоскости, называется взятая по всей площади сумма произведений площадей элементарных площадок на квадрат их расстояния до этой оси (рисунок 19) [8]: $J_x = \int y^2 dA$; $J_y = \int x^2 dA$.

Единица измерения осевого момента инерции: $[J_x] = [y^2] \cdot [A] = 1 \text{ м}^2 \cdot \text{м}^2 = 1 \text{ м}^4$; он всегда положительный. Сложим моменты относительно двух взаимно перпендикулярных осей x и y :

$$J_x + J_y = \int_A y^2 dA + \int_A x^2 dA = \int_A (x^2 + y^2) dA = \int_A \rho^2 dA = J_{\rho};$$
$$J_x + J_y = J_{\rho}, \quad (1.34)$$

т.е. сумма осевых моментов инерции относительно двух взаимно перпендикулярных осей равна полярному моменту инерции относительно начала координат.

Момент инерции сложной фигуры можно вычислить как сумму моментов инерции простых фигур.

Осевые моменты инерции для:

1) прямоугольника b х h : $J_x = \frac{bh^3}{12}$; $J_y = \frac{b^3h}{12}$;

2) квадрата a х a : $J_x = J_y = \frac{a^4}{12}$;

3) круга размером d относительно диаметров x и y :

$$J_x = J_y = \frac{\pi d^4}{64} \approx 0,05d^4$$

4) кольца размером D х d относительно оси x и y :

$$J_x = J_y = \frac{\pi}{64}(D^4 - d^4) \approx 0,05(D^4 - d^4).$$

или

$$J_x = J_y = \frac{\pi D^4}{64}(1 - c^4) \approx 0,05D^4(1 - c^4).$$

Оси, проходящие через центр тяжести фигуры, называют центральными. Момент инерции относительно центральной оси называют центральным моментом инерции.

Момент инерции при параллельном переносе осей. Момент инерции относительно какой-либо оси равен центральному моменту инерции относительно центральной оси, параллельной данной, плюс произведение площади фигуры на квадрат расстояния между осями.[9]:

$$J_{x1} = J_x + a^2 A. \quad (1.35)$$

Из ряда параллельных осей момент инерции будет наименьшим относительно центральной оси. Представим себе плоскую фигуру, моменты инерции которой относительно начала координат J_x и J_y , а полярный момент относительно начала координат J_p , тогда $J_x + J_y = J_p$. Если оси координат поворачивать в своей плоскости вокруг начала координат, то полярный момент инерции останется неизменным, а осевые моменты инерции будут изменяться при этом $J_x + J_y = const$. Если сумма двух переменных величин остается постоянной, то одна из них уменьшается, а другая увеличивается. Следовательно, при каком-то положении осей один из осевых моментов достигает максимального, а другой - минимального значений. Оси, относительно которых моменты инерции имеют максимальное и минимальное значения, называют главными осями инерции.

Момент инерции относительно главной оси называется главным моментом инерции.

Если главная ось проходит через центр тяжести фигуры, то она называется главной центральной осью, а момент инерции относительно этой оси - главным центральным моментом.

Если фигура имеет ось симметрии, то эта ось всегда будет одной из главных центральных осей.

Центробежным моментом инерции плоской фигуры называется взятая по всей площади сумма произведений элементарных площадок на произведения расстояний этих площадок до двух данных взаимно перпендикулярных осей:

$$J_{xy} = \int xy dA, \quad (1.36)$$

где x, y - расстояния от площадки до осей y и x соответственно [7].

Центробежный момент может быть положительным, отрицательным и в частном случае равен нулю.

Единица измерения центробежного момента 1 м^4 .

Если взаимно перпендикулярные оси x и y или одна из них являются осью симметрии плоской фигуры, то относительно таких осей центробежный момент инерции равен нулю. Центробежный момент инерции входит в формулы для определения положения главных осей несимметричных сечений.

1.3.3. Расчет допустимой нагрузки при различных видах деформации

Определение напряжений в поперечных сечениях стержня при растяжении и сжатии. Растяжением или сжатием называется такой вид нагружения, при котором в поперечных сечениях стержня возникает только нормальная сила. Конструктивно приложение нагрузки к стержню может осуществляться различными способами (рис. 1.20, а) [6].

Однако во всех случаях равнодействующая внешних сил, приложенных к стержню, будет направлена вдоль его оси, и расчетная схема для всех способов будет одинаковой (рис. 1. 20, б).

Нормальная сила в любом сечении стержня легко определяется при помощи метода сечений.

Рассмотрим ступенчатый стержень (рис. 1.21, а, б), находящийся под действием двух одинаковых сил F .

Используя метод сечений, определим нормальные силы N_1 и N_2 , действующие в сечениях I-I и II-II стержня.

Из условия равновесия отсеченных частей найдем $N_1 = F$ и $N_2 = F$

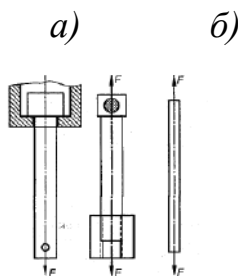


Рисунок 1.20 – Нагрузки на стержень.

Таким образом, во всех поперечных сечениях стержня возникает одинаковая нормальная сила N , равная внешней нагрузке F , независимо от изменения площади сечения: $N=F$. Одинаковая величина нормальных сил в сечениях I-I и II-II еще не указывает на то, что эти сечения равноопасны. Чтобы установить, какое сечение является более опасно нагруженным, необходимо перейти к определению напряжений, действующих в сечениях [8].

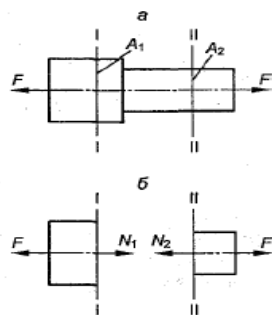


Рисунок 1.21 – Нагрузки на ступенчатый стержень

Нормальная сила N является равнодействующей внутренних поверхностных сил в сечении (рис. 1.23, а).

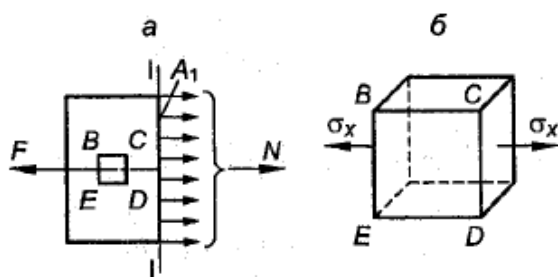


Рисунок 1.22 – Равнодействующая внутренних поверхностных сил сечения

Согласно гипотезе об однородности материала, естественно считать, что внутренние силы распределяются по сечению равномерно. Тогда нормальное напряжение в сечении стержня будет равно

$$\sigma_x = \frac{N}{A} \quad (1.31)$$

В частном случае, когда стержень растягивается одинаковыми силами F , приложенными к концам стержня, $N = F$ и формулу (1.31) можно записать в виде

$$\sigma_x = \frac{F}{A} \quad (1.32)$$

где A - площадь поперечного сечения стержня.

При растяжении нормальные напряжения считаются положительными, при сжатии - отрицательными. В формулу (1.31) нормальная сила должна подставляться со своим знаком.

Для ступенчатого стержня (см. рис. 1.22) по формуле (1.32) - получим, что в первом сечении возникают напряжения

$$\sigma_{I-I} = \frac{F}{A_1}, \quad (1.37)$$

а во втором сечении

$$\sigma_{II-II} = \frac{F}{A_2}. \quad (1.38)$$

Так как $A_I > A_2$, то $\sigma_{I-I} > \sigma_{II-II}$ и, следовательно, второй участок более опасно нагружен, чем . первый.

Выделим из растянутого стержня сечениями, параллельными и перпендикулярными оси, элемент $BCDE$ (рис. 1.22, б). Так как на гранях, перпендикулярных к оси, действуют только нормальные напряжения, а на гранях, параллельных оси, напряжения отсутствуют, то грани элемента будут главными площадками, а напряжение - является главным напряжением. Следовательно, материал при растяжении (сжатии) испытывает линейное напряженное состояние.

Сечение, в котором действует максимальное напряжение, называется **опасным**. Для стержня постоянного поперечного сечения опасным будет являться сечение, в котором возникает наибольшая нормальная сила.

Условие прочности выражает требование, чтобы максимальное расчетное напряжение в стержне не превышало значения допускаемого напряжения, и записывается в виде следующего неравенства [6]:

$$\sigma_{x_{max}} = \frac{N_{max}}{A} \leq [\sigma] \quad (1.39)$$

где $[\sigma]$ - допускаемое напряжение для заданного материала.

1.3.4. Расчет напряжений при изгибе

Вид нагружения, при котором в поперечных сечениях балки действует изгибающий момент, называется изгибом. В зависимости от наличия в поперечных сечениях силовых факторов различают следующие виды изгиба [7]:

а) *чистый*, когда в поперечных сечениях действует только один изгибающий момент M , а все другие силовые факторы отсутствуют;

б) *поперечный*, когда в поперечных сечениях одновременно с изгибающим - моментом M действует поперечная сила Q , при этом крутящий момент T и нормальная сила N могут действовать в сечениях и могут отсутствовать;

в) *продольный и продольно-поперечный*, когда в поперечных сечениях одновременно с - нормальной N и поперечной Q силами действует изгибающий момент M , крутящий момент отсутствует.

Каждый вид изгиба, в свою очередь, может быть - прямым или косым, при этом косой изгиб бывает - плоским и пространственным.

Рассмотрим поперечное сечение балки (рис. 1. 23).

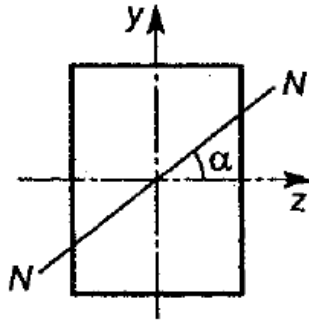


Рисунок 1.23 - Поперечное сечение балки.

Пусть N - след плоскости, в которой действует полный изгибающий момент. Если угол $\alpha = 0$ или $\alpha = 90^\circ$, изгиб называется прямым, если $\alpha = 0$ или $\alpha = 90^\circ$, изгиб называется косым. Косой изгиб, когда $\alpha = \text{const}$, по длине балки называется плоским; когда $\alpha = \text{const}$ - пространственным. Например, изгиб консольной балки, изображенной на рисунке 1.24, а, согласно принятой классификации, будет поперечным, косым, пространственным.

Консольная балка, представленная на рис. 1.24, б, испытывает поперечный изгиб с кручением.

При чистом изгибе поперечные сечения, плоские до деформации, остаются плоскими и нормальными к продольным волокнам балки и после деформации. Следовательно, деформацию балки при чистом изгибе можно рассматривать как поворот плоских поперечных сечений (как жестких блоков) относительно друг друга на некоторый угол. Так как при деформации верхние волокна удлиняются, а нижние укорачиваются, то будет существовать слой, в котором волокна сохраняют свою длину. Этот слой называется нейтральным слоем. Пересечение нейтрального слоя с плоскостью поперечного сечения называется нейтральной линией или нейтральной осью сечения [9].

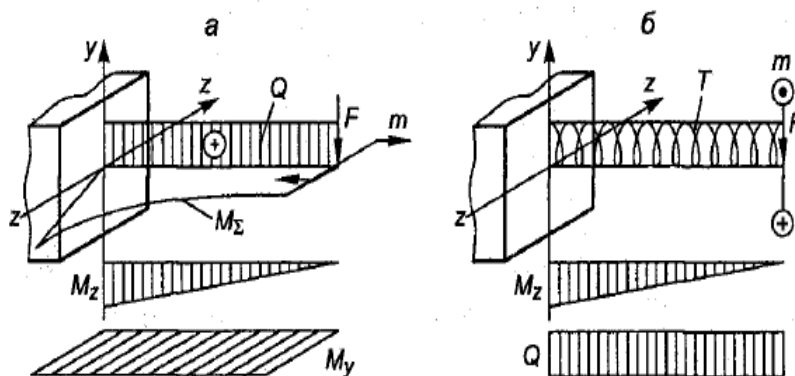


Рисунок 1.24 – Эпюры нагрузок при различных видах изгиба

Рассмотрим элемент балки длиной dx после деформации (рис. 1.25, а). Обозначим через NN - нейтральный слой; O - центр кривизны нейтрального слоя; ρ - радиус кривизны нейтрального слоя; $d\varphi$ - угол между сечениями.

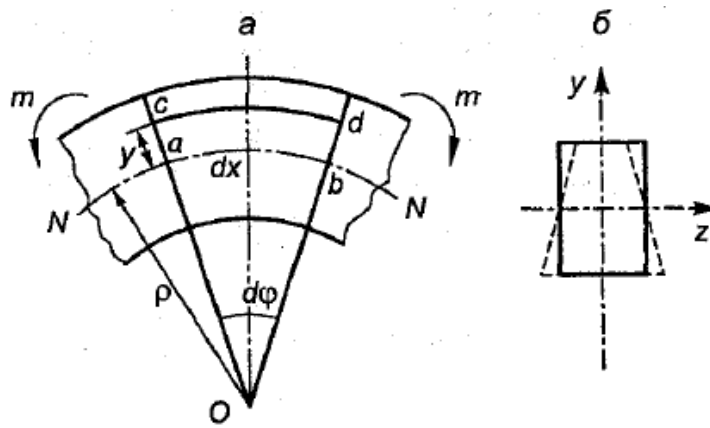


Рисунок 1.25 – Элемент балки после деформации

Из рисунка видно, что волокно ab принадлежит нейтральному слою NN . Поэтому длина ab до деформации и после деформации будет равна dx .

$$dx = \rho d\varphi$$

откуда

$$\frac{1}{\rho} = \frac{d\varphi}{dx} \quad (1.36)$$

Выделим на расстоянии y от нейтрального слоя волокна cd . Так, до деформации все волокна элемента имели длину $dx = ab$, то относительная продольная деформация волокна cd в результате изгиба будет равна

$$\varepsilon_x = \frac{cd - ab}{ab} = \frac{(\rho + y)d\varphi - \rho d\varphi}{\rho d\varphi} = \frac{1}{\rho} y, \quad (1.37)$$

где $1/\rho$ - кривизна, принимаемая по абсолютной величине, без учета знака.

Формула (37) показывает, что относительные продольные деформации прямо пропорциональны кривизне нейтрального слоя и расстоянию y волокна от нейтрального слоя. Формула (1.37) получена из чисто геометрических соображений, поэтому справедлива для всех материалов, независимо от их свойств.

Поскольку линейные деформации сопровождаются поперечными деформациями: при растяжении - сужением, а при сжатии - расширением в поперечном направлении, то форма поперечного сечения балки при изгибе несколько изменяется. Вследствие поперечных деформаций $\varepsilon_z = -\mu \varepsilon_x$ первоначальное прямоугольное поперечное сечение превращается в сечение трапецеидальной формы, как показано пунктиром на рис. 1.25, б. Однако на практике деформации являются малыми величинами, поэтому искажение формы имеет несущественное значение и в расчетах не учитывается. Так как при чистом изгибе $Q = 0$ и $T = 0$, то в поперечных сечениях отсутствуют касательные напряжения, а значит, между продольными волокнами отсутствует взаимодействие.

Таким образом, при чистом изгибе материал находится в одноосном

напряженном состоянии. В одной части сечения он растягивается, в другой - сжимается.

На основании закона Гука нормальные напряжения в сечении будут следующими [6]:

$$\sigma_x = \varepsilon_x E = \frac{E y}{\rho}. \quad (1.38)$$

Выражение (1.38) показывает, что:

- а) напряжения в поперечном сечении балки изменяются по линейному закону;
- б) напряжения в волокне прямо пропорциональны расстоянию волокна до нейтральной оси;
- в) максимальные напряжения возникают в крайних волокнах сечения.

Эпюра распределения нормальных напряжений по поперечному сечению изображена на рис. 1.26, а.

Распределенные по сечению напряжения должны дать относительно поперечной оси $z-z$ пару сил с моментом, равным изгибающему моменту, действующему в данном сечении. Выделим элементарную площадку dA на расстоянии y от нейтральной линии (рис. 1.26, б).

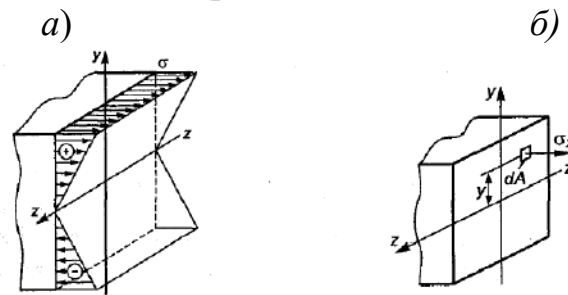


Рисунок 1.26-Распределение нормальных напряжений при изгибе

Элементарный изгибающий момент, создаваемый элементарной, силой, действующей на площадку относительно нейтральной линии, будет [9]

$$dM = \sigma_x y dA \quad (1.39)$$

Полный изгибающий момент в сечении найдем, проинтегрировав выражение (1.39) по всей площади сечения

$$M = \int_A \sigma_x y dA = \int_A \frac{E y}{\rho} y dA. \quad (1.40)$$

Так как кривизна и модуль упругости для сечения постоянны, то выражение (15) примет вид

$$M = \frac{E}{\rho} \int_A y^2 dA = \frac{E}{\rho} I_z, \quad (1.41)$$

где $\int_A y^2 dA = I_z$ - осевой момент инерции поперечного сечения относительно нейтральной оси $z-z$.

Откуда

$$\frac{1}{\rho} = \frac{M}{EI_z}. \quad (1.42)$$

Здесь $\frac{1}{\rho}$ кривизна нейтрального слоя с изгибающим моментом, действующим в сечении, EI_z - характеристика жесткости поперечного сечения балки при изгибе.

Таким образом, кривизна продольной оси балки прямо пропорциональна изгибающему моменту M и обратно пропорциональна жесткости поперечного сечения балки EI_z . Так как в поперечном сечении отсутствует нормальная сила N , то интеграл от элементарной силы σdA , действующей на площадке dA , взятый по всей площади сечения, должен быть равен нулю [8]:

$$N = \int_A \sigma_x y dA = \int_A \frac{E y}{\rho} y dA = \frac{E}{\rho} \int_A y dA = 0. \quad (1.43)$$

$\int_A y dA = S_z$ - есть статический момент площади поперечного сечения относительно нейтральной оси $z-z$.

Так как S_z равен нулю, то нейтральная ось $z-z$ проходит через центр тяжести поперечного сечения.

Подставляя (42) в (38), получим расчетную формулу, позволяющую определить напряжения в любой точке поперечного сечения балки:

$$\sigma_{x_{max}} = \frac{M y_{max}}{I_z} = \frac{M}{W_z}, \quad (1.44)$$

где $W_z = \frac{I_z}{y_{max}}$ - называется осевым моментом сопротивления;

y_{max} - расстояние от нейтральной оси до наиболее удаленной точки сечения.

1.3.5. Напряжение в поперечных сечениях прямого круглого бруса при кручении

Кручением называется вид нагружения, при котором в поперечных сечениях бруса возникает только крутящий момент. Такой вид нагружения имеет место, когда на брус действуют пары сил, лежащие в плоскостях, перпендикулярных к оси [7].

Рассмотрим прямой круглый брус радиусом r , заделанный одним концом и нагруженный на свободном конце моментом m (рис. 1.27).

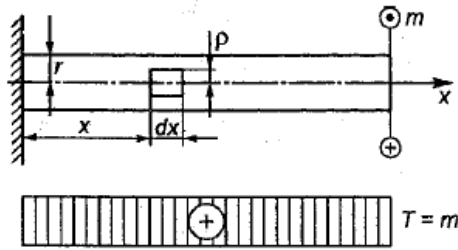


Рисунок 1.27 - Расчетная схема прямого круглого бруса

В поперечных сечениях бруса возникает постоянный крутящий момент $T=m$. Выделим двумя поперечными сечениями и цилиндрической поверхностью радиусом ρ элемент бруса длиной dx (рис. 1.28, а).

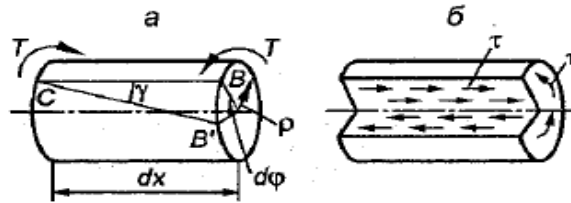


Рисунок 1.28 - Сечения бруса

Деформация бруса при кручении заключается в повороте поперечных сечений относительно друг друга при сохранении расстояния между ними постоянным. Согласно гипотезе плоских сечений, в поперечных сечениях будут действовать только касательные напряжения. Под действием момента T правое сечение элемента повернется относительно левого на угол $d\phi$, при этом образующая CB повернется на угол γ и займет положение CB' .

Дуга BB' будет равна

$$BB' = \rho d\phi = \gamma dx, \quad (1.45)$$

откуда

$$\gamma = \rho \frac{d\phi}{dx}. \quad (1.46)$$

Угол γ характеризует изменение прямого угла и является углом сдвига.

Величина $\frac{d\phi}{dx}$ представляет собой угол закручивания, приходящийся на единицу длины, и называется относительным углом закручивания, обозначается θ .

Тогда, вводя в (1.46) обозначение θ , получим

$$\gamma = \rho \theta \quad (1.47)$$

Заменяя угол γ по закону Гука для сдвига

$$\gamma = \frac{\tau}{G} \quad (1.48)$$

получим формулу для касательных напряжений, возникающих в поперечном сечении бруса,

$$\tau = \theta G \rho \quad (49)$$

где G - модуль сдвига.

По закону парности такие же касательные напряжения будут возникать в продольных плоскостях, проходящих через ось бруса (рис. 1.29, б). Так как для данного сечения θG - величина постоянная, то касательные напряжения в поперечном сечении при кручении изменяются по линейному закону от ρ . При $\rho = 0$ $\tau = 0$; при $\rho = \rho_{\max} = r$ $\tau = \tau_{\max}$ - Максимальное значение касательные напряжения имеют на контуре сечения. Эпюра распределения касательных напряжений в поперечном сечении показана на рис. 1.29.

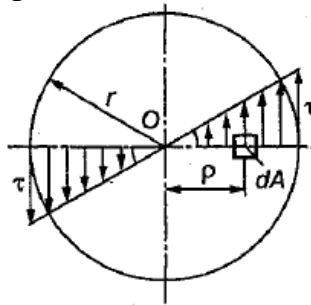


Рисунок 1.29 - Эпюра распределения касательных напряжений в поперечном сечении

Выделим в сечении элементарную площадку dA на расстоянии ρ от оси бруса. Элементарный крутящий момент, создаваемый элементарной силой τdA , будет

$$dT = \tau \rho dA \quad (1.50)$$

Крутящий момент, действующий в сечении, получим, проинтегрировав выражение (1.50) по площади:

$$T = \int_A \tau \rho dA. \quad (1.51)$$

Подставляя в (1.50) напряжение τ из (1.48), получим

$$T = \int_A \theta G \rho^2 dA = \theta G \int_A \rho^2 dA. \quad (1.52)$$

Интеграл $\int_A \rho^2 dA$ представляет собой полярный момент инерции и обозначается I_p .

Тогда выражение (1.52) запишется в виде

$$T = \theta G I_p, \quad (1.53)$$

откуда

$$\theta = \frac{T}{GI_p} \quad (1.54)$$

Произведение GI_p называется жесткостью сечения бруса при кручении, так как, согласно (1.54), чем оно больше, тем меньше будет относительный угол закручивания, и наоборот.

Подставляя в выражение (1.49) значение θ , получим формулу для определения касательных напряжений в поперечном сечении круглого бруса:

$$\tau = \frac{T\rho}{I_p} \quad (1.55)$$

Максимальные касательные напряжения возникают в точках контура сечения, наиболее удаленных от оси стержня.

При $\rho=r$

$$\tau_{max} = \frac{Tr}{I_p}$$

или

$$\tau_{max} = \frac{T}{\frac{I_p}{r}} = \frac{T}{W_p}, \quad (1.56)$$

где $\frac{I_p}{r} = W_p$ называется полярным моментом сопротивления.



Контрольные вопросы:

1. Что такое сопротивление материалов?
2. Перечислите критерии работоспособности.
3. Назовите задачи сопротивления материалов.
4. Что представляет собой центробежный момент инерции плоской фигуры?
5. Что такое кручение?
6. При каких случаях нормальные напряжения считаются положительными?
7. В каких сечениях бруса возникает постоянный крутящий момент?

1.4. Расчеты на прочность деталей машин

1.4.1. Основные положения деталей машин

Раздел «Детали машин» изучает основы и методы расчета и проектирования деталей машин общего назначения, исходя из реальных условий работы.

Машиной называется устройство, выполняющее механические движения для преобразования энергии, материалов, движения или для накопления и переработки информации с целью повышения производительности труда, а также замены или облегчения физического и умственного труда человека.

Машины делят на [10]:

- **машины-двигатели** - энергетические машины, предназначенные для преобразования энергии любого вида в энергию исполнительных органов рабочих машин (электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, паровые машины, турбины и т.п.);

- **рабочие машины** - для замены и облегчения физического труда человека по изменению формы, свойств, состояния, размера и положения обрабатываемых материалов. Они делятся на:

- **технологические** (металлорежущие станки, прокатные станы, дорожные и сельскохозяйственные машины манипуляторы, промышленные роботы и др.);

- **транспортные** - для перемещения различных грузов (автомобили, тепловозы, самолеты, вертолеты, подъемники, конвейеры и т.п.);

- **информационные** - для преобразования информации, а также для облегчения и замены логической деятельности человека при выполнении расчетных и контрольных операций и операций управления производственными процессами (счетные и вычислительные машины).

Машину, в которой все преобразования энергии, материалов, информации выполняются без непосредственного участия человека, называют **автоматом**.

Механизм - устройство, предназначенное для передачи и преобразования движения. Механизм обязательно входит в состав машины, но может быть и самостоятельной единицей, например, часовой механизм [11].

Звено механизма - одна или несколько жестко соединенных деталей.

Различают входные и выходные звенья.

Входное - звено, которому движение сообщается извне.

Выходное - звено, совершающее движение, для выполнения которого предназначен механизм.

В каждой паре совместно работающих звеньев в направлении силового потока различают **ведущие** и **ведомые** звенья.

Ведомое - звено, которое получает движение от ведущего звена.

Кинематическая пара - соединение двух звеньев, обеспечивающее их относительную подвижность (винт - гайка, зубчатая передача, шарнир и т.п.)

По характеру движения кинематические пары могут быть вращательными, поступательными, винтовыми и т.д.

Соединение кинематических пар называется **кинематической цепью**. Они бывают **замкнутые** (рисунок 1.30, а) и **разомкнутые** (рисунок 1.30, б).

1,2,3,4,5, 6,7 - звенья; О, А, В, С, D, E, F - точки соединения двух звеньев [12]

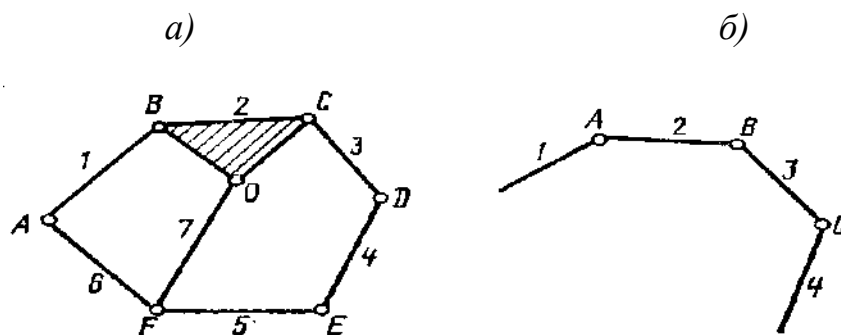


Рисунок 1.30 – Кинематические цепи

Таким образом, механизм состоит из звеньев, соединенных между собой кинематическими парами.

Все машины и механизмы состоят из деталей, сборочных единиц и узлов [10].

Деталь - изделие, изготовленное из однородного по наименованию и марке материала без применения сборочных операций. Детали могут быть простыми, например, шпонка, болт, гайка, или сложными, например, корпус редуктора, станина станка, коленчатый вал. Детали объединяют в узлы.

Узел - законченная сборочная единица, состоящая из ряда деталей, имеющих общее функциональное назначение (подшипник, муфта и т.п.).

Сборочная единица - изделие, составные части которого подлежат соединению между собой сборочными операциями (сваркой, склеиванием, соединением винтами, болтами и т.п.).

Детали и узлы делятся [11]:

1) детали общего назначения (валы, зубчатые колеса, подшипники, болты, винты и т.д.);

2) детали специального назначения (коленчатый вал, ходовой винт, шпиндели станков, канаты и др.).

Все детали и узлы общего назначения делят на:

1) соединительные детали и соединения (сварные, резьбовые, шпоночные и др.);

2) передачи вращательного движения (ременные, зубчатые, червячные и др.);

3) механизмы поступательного, колебательного и прерывистого движения (рычажные, кулачковые, храповые, мальтийские и др.)

4) детали и узлы, обслуживающие передачи (валы, подшипники, муфты и др.).

Основные требования, предъявляемые к машинам, сборочным единицам и деталям.

1) Работоспособность - состояние изделия, при котором оно способно выполнять заданные функции с параметрами, установленными нормативно-

технической документацией. Основные критерии работоспособности:

- прочность - способность детали сопротивляться разрушению или возникновению пластичных деформаций под действием приложенных нагрузок. Конструкция будет прочной, если рабочие напряжения, возникающие в деталях, не превышают допустимых. Однако, излишние запасы прочности приводят к громоздкости и удорожанию конструкции;

- жесткость - способность деталей сопротивляться упругим деформациям, т.е. изменению их формы и размеров под действием нагрузок. Под жесткостью деталей подразумевают ограничение упругих деформаций в пределах заранее установленных для определенных условий их работы. Чрезмерные упругие деформации могут привести к нарушению правильности работы деталей, отчего они быстро выходят из строя;

- износостойкость - сопротивление трущихся деталей изнашиванию. Износ приводит к изменению размеров, формы и состояния трущихся поверхностей, в результате снижается точность работы машин и приборов, падает КПД, увеличиваются динамические нагрузки. Износостойкость определяется правильным выбором материала и смазки, всесторонним учетом особенностей работы трущихся деталей;

- теплостойкость - способность конструкции сохранять работоспособность в пределах заданных температур. Для установления температурного состояния изделия при работе производят тепловые расчеты и при необходимости применяют водяное охлаждение, циркуляционную смазку и др.;

- виброустойчивость - способность конструкции работать в заданном диапазоне режимов без резонансных колебаний. Виброустойчивость как критерий работоспособности характерна для быстроходных машин. Вибрации снижают качество работы машины, вызывают дополнительные переменные напряжения, которые приводят к усталостному разрушению деталей.

2) Высокая производительность и надежность. В зависимости от назначения конструкции и условий ее эксплуатации надежность может включать в себя безотказность, долговечность и сохраняемость.

3) Удобство и безопасность в обслуживании.

4) Экономичность в изготовлении и эксплуатации (небольшие габариты, низкая металлоемкость (масса), низкая энергоемкость).

5) Технологичность - обеспечение заданных эксплуатационных показателей при наименьших затратах времени, труда, материалов и средств на создание данной конструкции.

6) Ремонтопригодность - приспособленность конструкции к предупреждению, обнаружению и устранению отказов (удобный ремонт, быстрая замена изношенных деталей).

7) Транспортабельность - удобство при транспортировке.

8) Соблюдение правил технической эстетики (машинам следует придавать красивый вид, сочетающийся с целесообразностью форм).

9) Удовлетворение требованиям техники безопасности.

10) Максимальная взаимозаменяемость, использование унифицированных и стандартных деталей.

1.4.2. Расчеты на прочность разъемных и неразъемных соединений

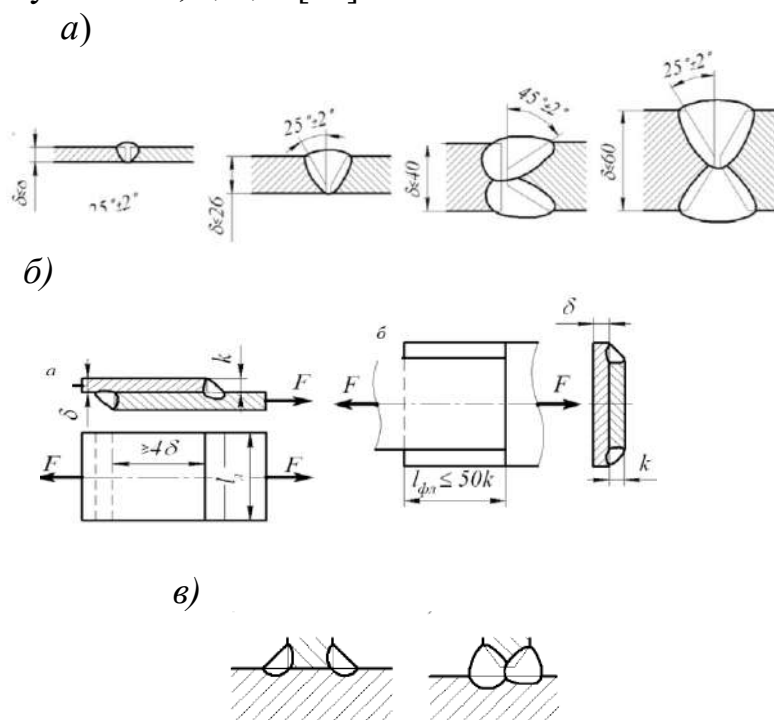
При изготовлении машины некоторые ее детали или узлы соединяют между собой с помощью неразъемных или разъемных соединений.

Неразъемными называют соединения, которые невозможно разобрать без разрушения или повреждения деталей. К ним относят клепаные, сварные, паяные, клееные соединения, а также соединения с натягом [13].

Разъемными называют соединения, которые можно разбирать и вновь собирать без повреждения деталей. К разъемным относят: резьбовые, шпоночные, шлицевые соединения.

Сварные соединения – наиболее распространенный тип неразъемных соединений. Они образуются путем местного нагрева деталей в зоне их соединения.

Типы сварных соединений - стыковые, нахлесточные и тавровые изображены на рисунке 1.31, а, б, в [11].



а)- стыковые, б)- нахлесточные, в) - тавровые

Рисунок 1.31 – Типы сварных швов:

Основным критерием работоспособности швов сварных соединений является прочность. Расчет на прочность основан на допущении, что напряжения в шве распределены равномерно как по длине, так и по сечению.

Стыковые соединения. Расчет швов (рис. 1.32) производят на растяжение или сжатие по сечению соединяемых деталей без учета возвышения шва.

Условие прочности шва на растяжение описывается выражением [11]:

$$\sigma_p = \frac{F}{A} = \frac{F}{\delta l_{ш}} \leq [\sigma]_p, \quad (1.57)$$

где F - растягивающая сила; δ - толщина шва (принимают равной толщине детали); $l_{ш}$ - длина шва; σ_p , $[\sigma]_p$ - расчетное и допускаемое напряжения растяжения для шва.

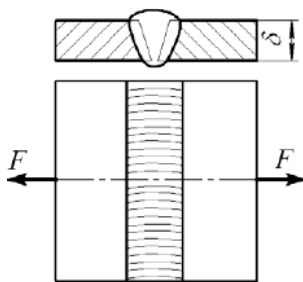


Рисунок 1.32 – Стыковое соединение.

Допустимые напряжения для сварочных соединений деталей из низкоуглеродных и низколегированных сталей приведены в табл. 1.

Таблица 1.1 – Допустимые напряжения для сварочных соединений деталей из низкоуглеродных и низколегированных сталей

Вид деформации и напряжения	Автоматическая и полуавтоматическая сварка под флюсом	Ручное дуговое, сварные электроды	
		Э42А, Э50А	Э42, Э50
Растяжение $[\sigma]_p$	$[\sigma]_p$	$[\sigma]_p$	$[\sigma]_p$
Сжатие $[\sigma]_{сж}$	$[\sigma]_p$	$[\sigma]_p$	$[\sigma]_p$
Срез $[\tau]_{ср}$	$0,8[\sigma]_p$	$0,65[\sigma]_p$	$0,6[\sigma]_p$

Условие прочности шва на срез записывается следующим образом:

$$\tau_{ср} = \frac{F}{A} = \frac{F}{hl_{ш}} \leq [\tau]_{ср}, \quad (1.58)$$

где $\tau_{ср}$, $[\tau]_{ср}$ - расчетное и допускаемое напряжения среза для шва (табл. 1.4.1).

Резьбовые соединения являются наиболее распространенными разъемными соединениями. Их образуют болты, винты, гайки и другие детали, снабженные резьбой [11].

В зависимости от формы поверхности, на которой образуется резьба,

различают цилиндрические и конические резьбы (рис.1.33).

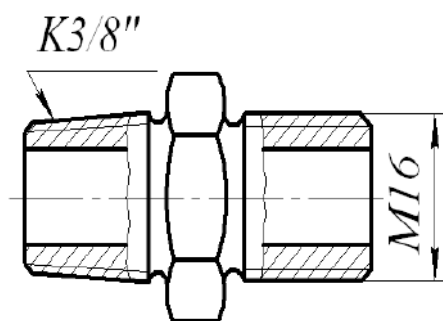


Рисунок 1.33 - Пример конической и цилиндрической резьб

В зависимости от формы профиля различают следующие основные типы резьб: треугольные (рис. 1.34, а), упорные (рис. 1.34, б), трапецеидальные (рис. 1.34, в), прямоугольные (рис. 1.34, г) и круглые (рис. 1.34, д).

Прочность является основным критерием работоспособности резьбовых соединений. Под действием осевой силы (силы затяжки) в стержне винта возникают напряжения растяжения, в теле гайки - сжатия, в витках резьбы - смятия, среза.

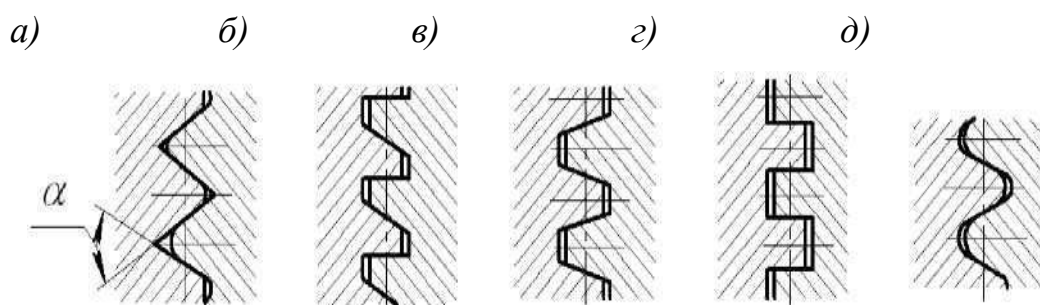


Рисунок 1.34 - Профили резьб

Рассмотрим болт, затянутый силой F_0 , внешние нагрузки отсутствуют.

Расчет болта на совместное действие растяжения и кручения можно заменить расчетом на растяжение, принимая для расчета не силу затяжки F_0 , а увеличенную с учетом кручения силу $F_{расч}$.

Для метрических резьб в среднем [10]:

$$F_{расч} = 1,3 F. \quad (1.59)$$

Для трапецеидальных резьб $F_{расч} = 1,25 F$. Для упорных и прямоугольных резьб $F_{расч} = 1,3 F$. Расчетный диаметр резьбы болта определяют из условия прочности [14]:

$$\sigma_E = \frac{4F_{расч}}{\pi d_p^2} \leq [\sigma]_p,$$

Откуда

$$d_p \geq \sqrt{\frac{4F_{расч}}{[\sigma]_p}}, \quad (1.60)$$

где $[\sigma]_p$ - допускаемое напряжение растяжения,

$$[\sigma]_p = \frac{\sigma_T}{[S]}, \quad (1.61)$$

Где σ_T - предел текучести материала болта;
 $[S]$ – коэффициент запаса прочности.

1.4.3. Классификация и проектировочный расчет валов

Вал - предназначен для поддержания сидящих на нем деталей и для передачи вращающего момента. При этом вал воспринимает силы, действующие на детали, и передает их на опоры. При работе вал испытывает изгиб и кручение [15].

На рисунке 1.35 представлена классификация валов, а на рисунке 1.36 изображены как выглядят ступенчатый вал (рис. 1.36, а), шпиндель металлорежущего станка (рис. 1.36, б), коленчатый вал (рис. 1.36, в).



Рисунок 1.35 – Классификация валов

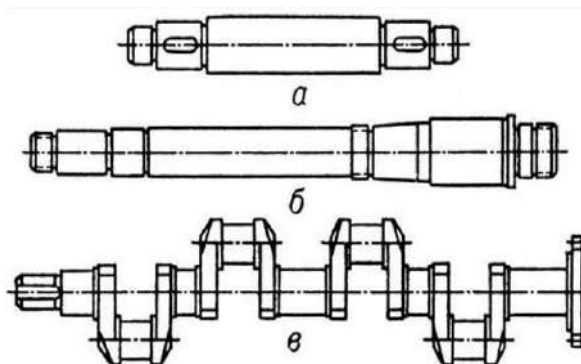


Рисунок 1.36 – Виды валов

Условия работы валов [14]:

- валы воспринимают силы со стороны передач и, следовательно, испытывают сложную деформацию: изгиб и кручение;
- в процессе работы возможны статические и усталостные поломки (в том числе обусловленные колебаниями), а также недопустимые деформации от прогиба валов;
- в связи с этим, основными критериями работоспособности являются прочность и жесткость;
- у валов, работающих в паре с подшипниками скольжения важно обеспечить износостойкость;
- практикой установлено, что разрушение валов и осей быстроходных машин в большинстве случаев носит усталостный характер, поэтому основной расчет - расчет на сопротивление усталости.

Основными критериями работоспособности валов и вращающихся осей являются усталостная прочность и жёсткость.

При расчете осей и валов их прочность оценивают по коэффициенту запаса усталостной прочности, а жёсткость – величиной прогиба под действием рабочих нагрузок, углом поворота отдельных сечений (чаще всего опорных сечений цапф) в плоскости осевого сечения и углом закручивания поперечных сечений под действием крутящего момента.

Таким образом, основными расчётными нагрузочными факторами являются крутящие T_k и изгибающие M_n моменты. Влияние на прочность вала растягивающих и сжимающих сил само по себе незначительно и обычно не учитывается.

Расчёт вала должен включать **три основных этапа**:

- 1) проектировочный (или просто) расчёт;
- 2) формирование расчетной схемы;
- 3) проверочный расчёт.

В некоторых случаях к этим трём этапам расчёта добавляются и другие, например, расчёт на колебания (расчёт вибрационной стойкости), расчёт тепловых деформаций, теплостойкости и т.п.

Проектный расчёт валов производят только на усталостную прочность по передаваемому крутящему моменту T_k . При этом расчёте определяется наименьший диаметр вала, а с целью компенсации неучтённых изгибных нагрузок и других факторов, влияющих на прочность вала, принимают заниженные значения допускаемых напряжений $[\tau]_k \approx (15...20) \text{ Мпа}$ [16]:

$$d \geq \sqrt[3]{\frac{16T_k}{\pi[\tau]_k}} \quad (1.62)$$

Полученный таким расчётом диаметр вала округляют до ближайшего большего значения из рядов нормальных линейных размеров по ГОСТ 6636-66. После определения посадочных диаметров вала, исходя из размеров

насаживаемых на вал деталей и условий компоновки, устанавливают длину вала, места концентрации напряжений (шпоночные канавки, галтели и т.д.), назначают шероховатость поверхностей.

К действующим нагрузкам, которые передаются на вал со стороны детали (шкив, звездочка и т.д.) или с вала на деталь относятся: силы в зацеплении зубчатых и червячных передач, нагрузки на валы цепных и ременных передач, нагрузки, возникающие при установке муфт в результате неточности монтажа и других ошибок. Они учитываются радиальной консольной нагрузкой.

1.4.4. Механические передачи и их расчет на прочность

Механические устройства, применяемые для передачи энергии от источника к потребителю с изменением угловой скорости или вида движения, называют *механическими передачами*.

Классификация механических передач [17]:

По способу передачи движения:

- 1) трением (фрикционные, ременные);
- 2) передачи зацеплением (зубчатые, червячные, винтовые, цепные)

По способу соединения звеньев передачи:

- 1) передачи непосредственного контакта (зубчатые, червячные, винтовые, фрикционные);
- 2) передачи гибкой связью (ременные, цепные).

На рисунке 1.37 приведены примеры механических передач



- 1) зубчатая передача; 2) винтовая передача; 3) червячная передача; 4) фрикционная передача; 5) ременная передача; 6) цепная передача

Рисунок 1.37 - Виды механических передач

В *зубчатой передаче* вращательное движение передается зацеплением пары зубчатых колес. Меньшее из колес передачи принято называть шестерней, большее – колесом. На рисунке 1.38 изображены виды зубчатых передач.

Расчет на прочность зубчатых передач предусматривает определение следующих характеристик [15]:

1) Допускаемые контактные напряжения

$$[\sigma_H] = \frac{\sigma_{Hlimb}}{S_H} \cdot K_{HL} \quad (1.63)$$

2) Допускаемые напряжения изгиба

$$[\sigma_F] = \frac{\sigma_{Flimb}}{S_F} \cdot K_{FL} \cdot K_{FC} \quad (1.64)$$

3) Наибольшее контактное напряжение в зоне зацепления

$$\sigma_H = Z_H \cdot Z_M \cdot Z_\varepsilon \cdot \sqrt{\frac{\omega_{Ht}}{d_1} \cdot \frac{(U+1)}{U}} \leq [\sigma_H] \quad (1.65)$$



Рисунок 1.38 – Виды зубчатых передач

4) Удельная расчетная окружная сила:

$$\omega_{Ht} = \frac{F_t}{b_2} \cdot K_{H\alpha} \cdot K_{H\beta} \cdot K_{HV} \quad (1.66)$$

5) Напряжения изгиба

$$\sigma_F = Y_F \cdot Y_\varepsilon \cdot Y_\beta \cdot \frac{\omega_{Ft}}{m_n} \leq [\sigma_F] \quad (1.67)$$

6) Удельная расчётная окружная сила при изгибе

$$\omega_{Ft} = \frac{F_t}{b_2} \cdot K_{F\alpha} \cdot K_{F\beta} \cdot K_{FV} \quad (1.68)$$

Червячная передача – это зубчато-винтовая передача, движение в которой осуществляется по принципу винтовой пары [16].

Червячные передачи передают вращение между валами, у которых угол скрещивания составляет 90° (рис. 1.39).

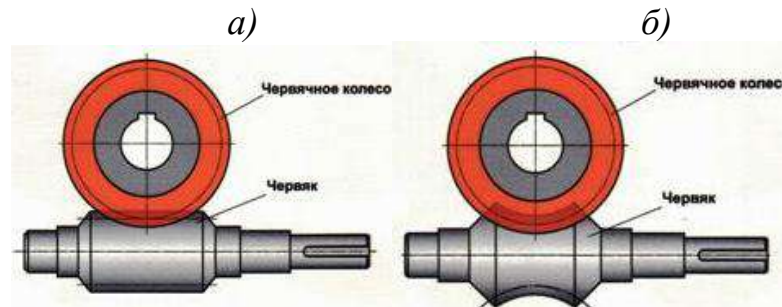


Рисунок 1.39 - Червячные передачи с цилиндрическим червяком *а)* и с глобоидным червяком *б)*

Ведущим является червяк – короткий винт с трапецидальной или близкой к ней резьбой. Ведомым звеном является червячное колесо с зубьями дугообразной формы для увеличения длины контактных линий в зоне зацепления.

Классифицируются червячные передачи по следующим признакам:

- 1) по форме внешней поверхности червяка: с цилиндрическим и глобоидным червяком;
- 2) по форме профиля резьбы червяка: архимедов, конволютный и эвольвентный червяк;
- 3) по направлению линии витка червяка: с правым и левым направлением нарезки;
- 4) по расположению червяка относительно колеса: с нижним, боковым и верхним расположением червяка.

Расчет на прочность червячных передач предусматривает определение следующих показателей [12]:

- 1) Условие контактной прочности

$$\sigma_H = \frac{5400}{z_2/q} \sqrt{\left(\left(\frac{z_2/q}{a_w}\right)\right)^3 \cdot T_2 \cdot K_H} \leq [\sigma_{H2}] \quad (1.69)$$

- 2) Условие прочности зуба на изгиб

$$\sigma_F = 0,7 \cdot Y_F \cdot \frac{\omega_{Ft}}{m_n} \leq [\sigma_{F2}] \quad (1.70)$$

$$\omega_{Ft} = \frac{F_{t2}}{b_2} \cdot K_F \quad (1.71)$$

$$z_v = \frac{z_2}{\cos^3 \gamma} \quad (1.72)$$

$$m_n = m \cdot \cos \gamma \quad (1.73)$$

Ременная передача относится к передачам трения с гибкой связью. По виду ремня различают ременные передачи круглоременные, плоскоременные, клиноременные, поликлиноременные, зубчатые, которые изображены на рисунке 1.40.

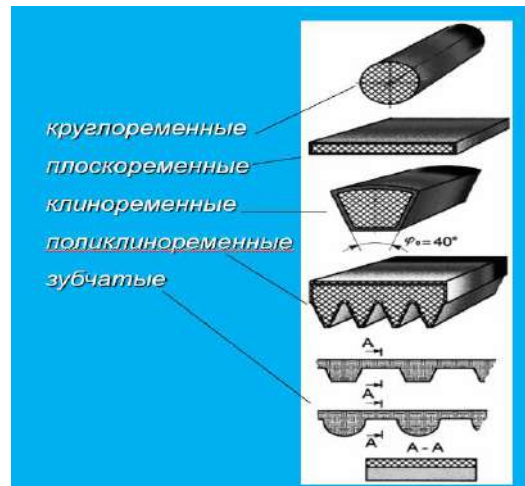


Рисунок 1.40 - Виды ременных передач

На рисунке 1.41 представлена расчетная схема ременной передачи

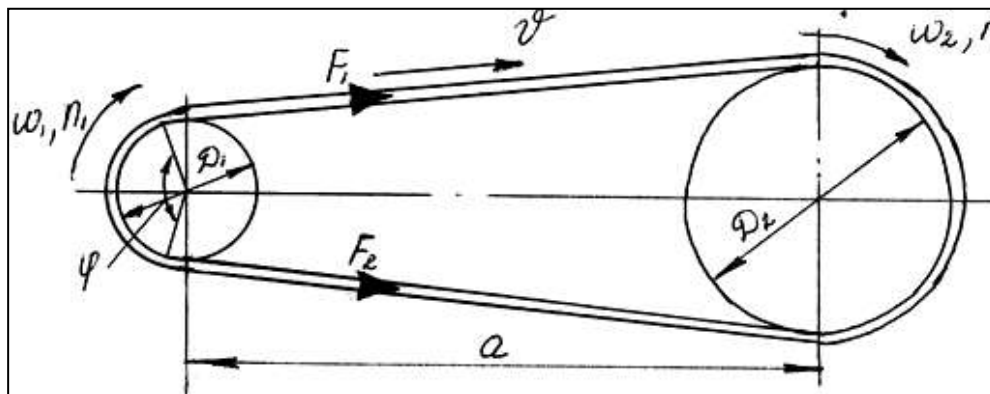


Рисунок 1.41 - Расчетная схема ременной передачи

При расчете на прочность ременных передач определяют [17]:
Передаточное отношение ременных передач:

$$i = \frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{n_1}{n_2} = \frac{D_2}{D_1 \cdot (1 - \epsilon)} \quad (1.74)$$

Силы и напряжения в ремне (рис. 1.43)
- окружная сила

$$F_t = F_1 - F_2 = \frac{2T_1}{d_1} \quad (1.75)$$

- центробежная сила

$$F_V = \rho \cdot A \cdot v^2 \quad (1.76)$$

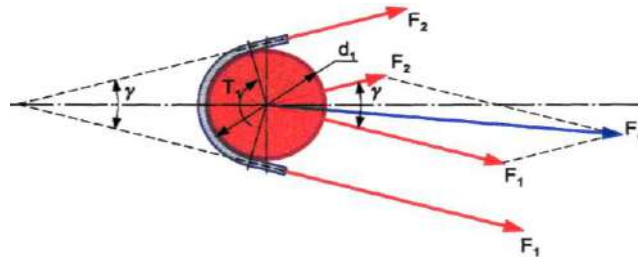


Рисунок 1.42 – Силы в ременной передаче

Напряжения в ременной передаче (рис. 1.43)

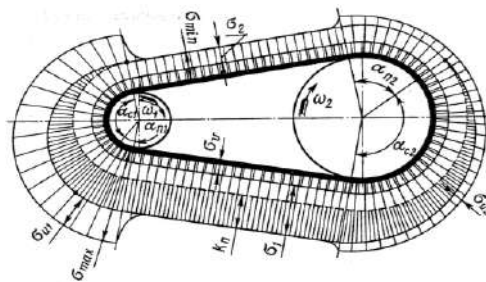


Рисунок 1.43 – Схема напряжений в ременной передаче

$$\sigma_{max} = \sigma_1 + \sigma_V + \sigma_u = \sigma_0 + \frac{\sigma_F}{2} + \sigma_V + \sigma_u \quad (1.77)$$

где $\sigma_0 = \frac{F_0}{A}$ - напряжение предварительного натяжения ремня;

A – площадь поперечного сечения ремня;

F_0 – сила натяжения ветвей ремня в состоянии покоя или при холостом ходе;

$\sigma_F = \frac{F_t}{A}$ - полезное напряжение,

где $F_t = F_1 - F_2$ окружная сила (полезная нагрузка), равная разности натяжений в ведущей и ведомой ветвях ремня.

Следовательно, $\sigma_F = \sigma_1 - \sigma_2$, т.е. полезное напряжение есть разность напряжений в ведущей и ведомой ветвях ремня при рабочем ходе на малой скорости.

Тогда

$$\sigma_1 = \frac{F_1}{A} = \frac{F_0}{A} - \frac{F_t}{2A} = \sigma_0 - \frac{\sigma_F}{2} \quad (1.78)$$

$$\sigma_2 = \frac{F_2}{A} = \frac{F_0}{A} - \frac{F_t}{2A} = \sigma_0 - \frac{\sigma_F}{2} \quad (1.79)$$

$\sigma_V = \frac{F_V}{A} = \rho v^2$ – напряжение от центробежной силы;

$\sigma_u = \frac{\delta \cdot E}{(d + \delta)}$ – напряжение изгиба, возникающее в ремне при огибании им шкива,

где δ – толщина ремня,

E – модуль упругости материала ремня,

d – расчетный диаметр шкива.

1.4.5. Подбор стандартных и нормализованных муфт

Муфты - это устройства, служащие для соединения валов и передачи крутящего момента.

Классификация муфт представлена на рисунке 1.44.

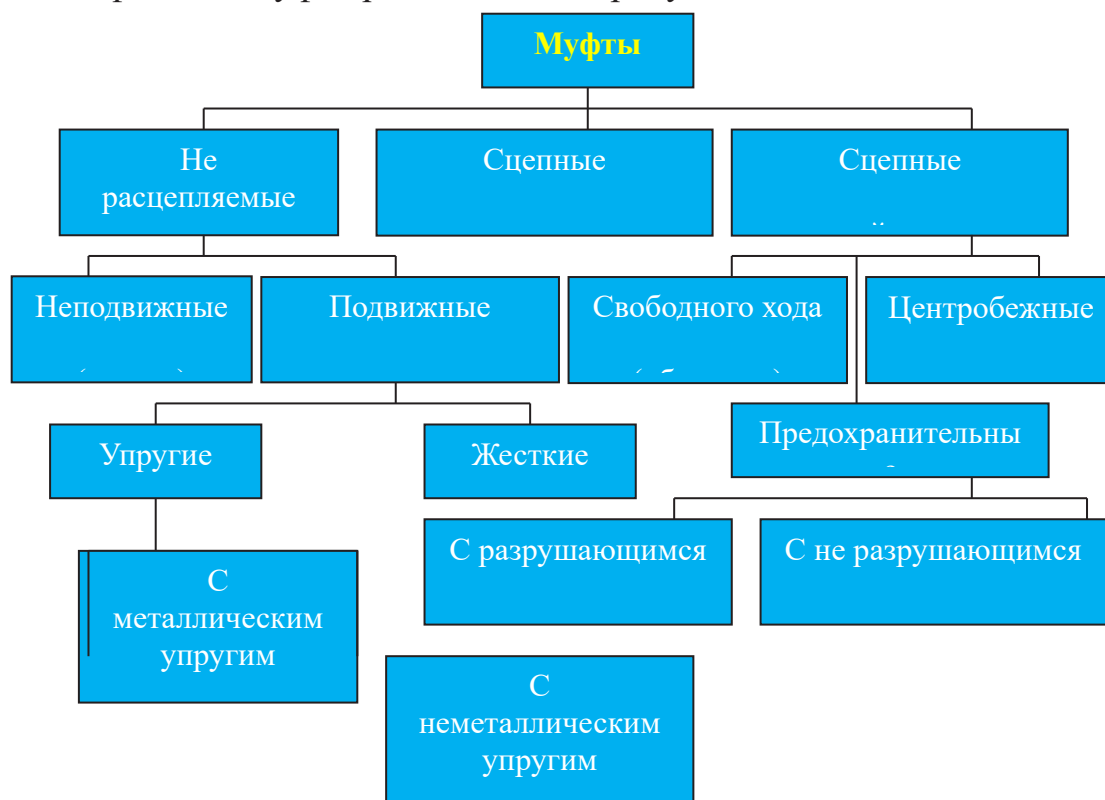


Рисунок 1.44 – Классификация муфт

Дополнительное назначение муфт [17]:

- для выключения и включения исполнительного механизма при

непрерывно работающем двигателе (управляемые муфты);

- для предохранения машины от перегрузки (предохранительные муфты);

- для компенсации вредного влияния несоосности валов, связанной с неточностью монтажа (компенсирующие муфты);

- для уменьшения динамических нагрузок (упругие муфты) и т.д.

Основная паспортная характеристика муфт - крутящий момент, на передачу которого она рассчитана.

Муфты подбирают по ГОСТу по расчётному крутящему моменту [15]:

$$T_{\text{расч}} = kT_{\text{дл}} \leq T_{\text{табл}}, \quad (1.84)$$

где $k=1,5 \dots 2,5$ - коэффициент режима работы муфты,

$T_{\text{дл}}$ - наибольший длительно действующий момент,

$T_{\text{табл}}$ - допустимый момент, определяемый по таблицам для данного размера муфты.

Коэффициент k определяют на основании данных о характере нагрузки. При отсутствии таких данных пользуются приближенными рекомендациями:

$$k = k_1 k_2 \quad (1.85)$$

k_1 - коэффициент безопасности, учитывающий характер последствий при выходе муфты из строя, $k_1=1,0 \dots 1,8$;

k_2 - коэффициент, учитывающий условия работы муфты: удары, толчки, реверсы, $k_2=1,0 \dots 1,5$.

Меньшие значения – при спокойной нагрузке, большие - при работе с ударами, реверсами. Муфты стандартизированы в диапазоне диаметров валов и вращающихся моментов в зависимости от конструкции.

На рисунке 1.45, 1.46, 1.47 приведены примеры стандартизации муфт.

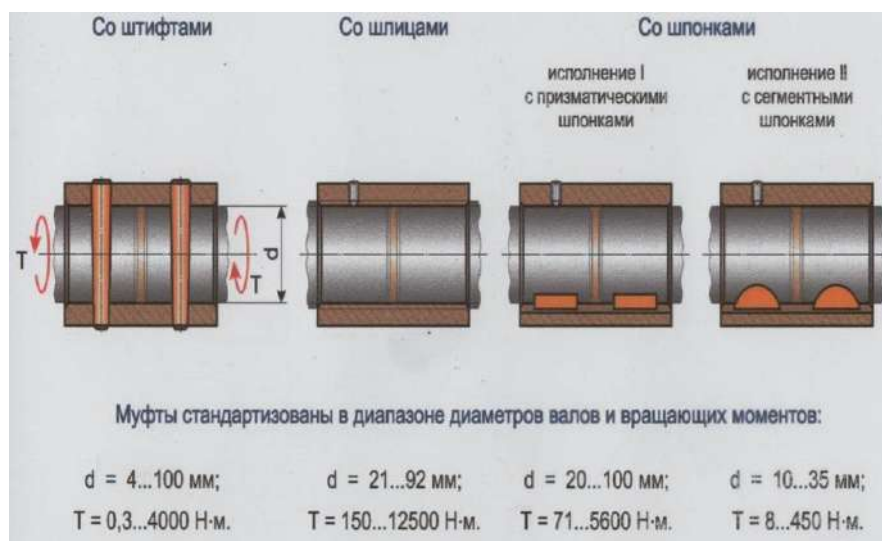


Рисунок 1.45 – Стандартизация втулочных муфт

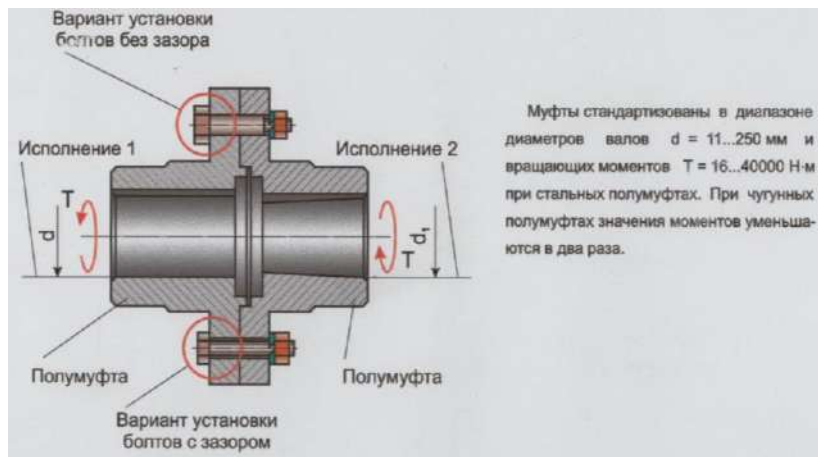


Рисунок 1.46 – Стандартизация фланцевых муфт

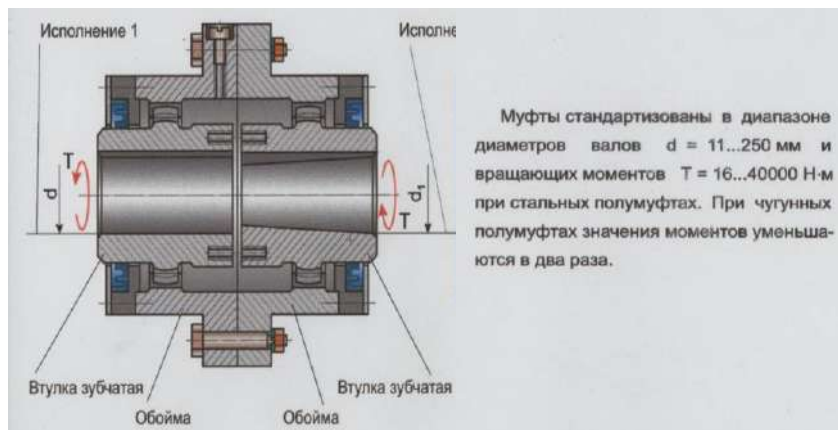


Рисунок 1.47 – Стандартизация зубчатых муфт



Контрольные вопросы:

1. Виды машин.
2. Что такое кинематическая пара?
3. Из чего состоят все и механизмы?
4. Основные требования, предъявляемые к машинам, сборочным единицам и деталям.
5. Чем отличается неразъемными о разъемных?
6. Что представляет собой вал?
7. Дополнительное назначение муфт.

1.5. Контрольно-измерительные материалы

1.5.1. Практическая работа № 1.

Тема: Проверка условия статического равновесия балочной системы

Задание. Для заданной плоской балки определить опорные реакции.

Исходные данные приведены в таблице 1.2. Варианты расчетных схем балок приведены на рисунке 1.48.

Таблица 1.2 - Исходные данные

Номер варианта	Номер схемы	Нагрузки			Размеры		
		M , кН·м	F , кН	q , кН/м	a , м	b , м	c , м
1	10	20	30	16	2,0	3,0	2,0
2	9	22	25	18	2,2	2,8	1,8
3	8	24	28	20	2,4	2,6	1,6
4	7	26	23	21	2,6	2,4	1,4
5	6	28	26	23	2,8	2,2	2,0
6	5	30	21	22	3,0	2,0	2,8
7	4	24	24	24	3,2	1,8	2,6
8	3	22	19	26	3,4	1,6	2,4
9	2	26	22	28	3,6	1,4	2,2
0	1	28	17	30	3,8	1,2	2,0

Рекомендации к выполнению задания № 1

Рассматриваемые стержневые системы должны находиться в равновесии. Аналитическими условиями равновесия системы являются уравнения в виде:

$\Sigma X = 0$, $\Sigma Y = 0$ - уравнения проекций всех сил на взаимно перпендикулярные оси;

$\Sigma M = 0$ - уравнение моментов всех сил относительно произвольной точки плоскости. При составлении уравнения моментов нужно знать определение момента силы как величины:

$$M = Fh, \quad (1.85)$$

где h - плечо силы F .

Для нахождения h (рис. 1.49) необходимо опустить перпендикуляр из точки, относительно которой определяется величина момента, на линию действия силы.

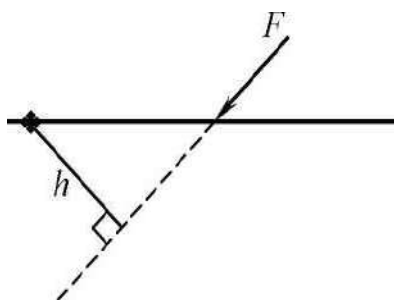


Рисунок 1.49– Схема нахождения плеча силы

Обычно придерживаются следующих правил определения знаков момента:

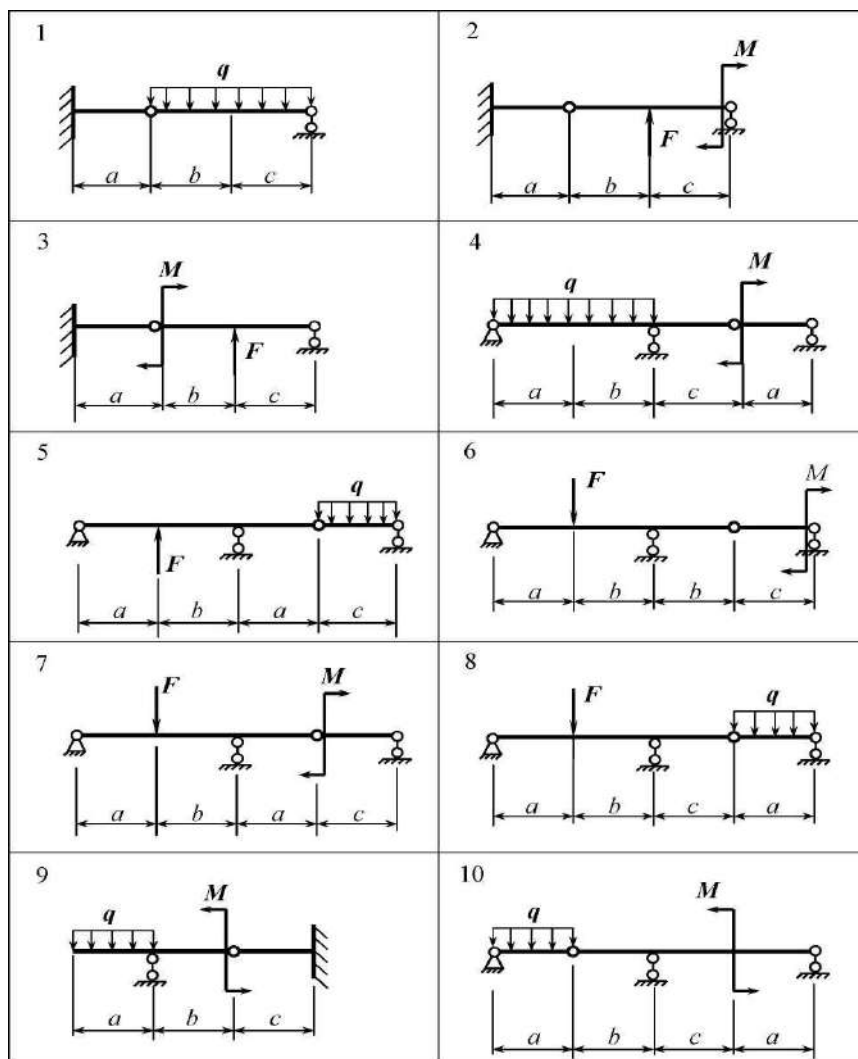


Рисунок 1.48 – Варианты расчетных схем балок

1. Если момент действует по часовой стрелке, то он имеет отрицательный знак.

2) Если момент действует против часовой стрелки, то он имеет положительный знак.

Рекомендуется следующий порядок выполнения задания:

1) Начертить расчетную схему балки в соответствии с заданным вариантом исходных данных.

2) Показать опорные реакции.

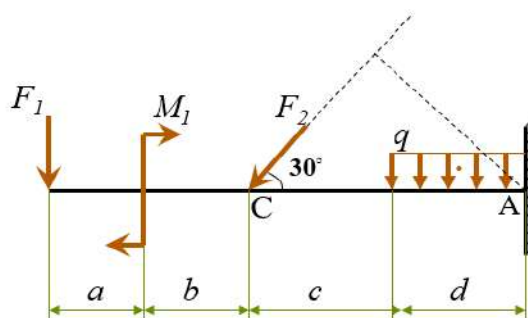
3) Выбрать систему координат и составить уравнения равновесия.

4) Определить опорные реакции.

5) Проверить правильность полученных результатов, составив такое уравнение равновесия, которое не было использовано ранее.

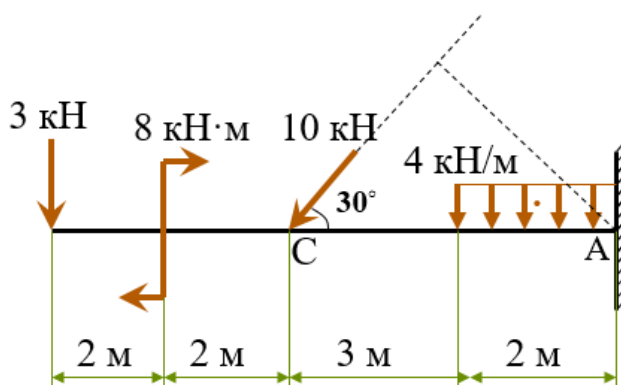
Пример:

Определить реакции опор заданной балки с учетом того, что $F_1 = 3 \text{ кН}$, $F_2 = 10 \text{ кН}$, $q = 4 \text{ кН/м}$, $M_1 = 8 \text{ кН} \cdot \text{м}$, $a = b = d = 2 \text{ м}$, $c = 3 \text{ м}$



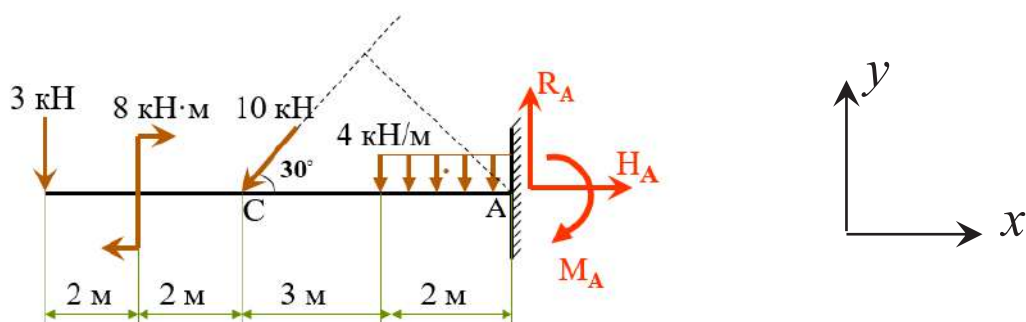
Решение:

1. Вычерчиваем расчетную схему по исходным данным



2. Показываем реакции опоры и выбираем систему координат

Изображение заданной на схеме опоры соответствует жесткой заделке, которая ограничивает движение конца балки по двум координатным осям, а также поворот вокруг оси и, следовательно, в данной опоре возникает три реакции R_A , H_A , M_A



3. Составляем уравнения статики и определяем реакции опор

Сумма проекций всех действующих на балку сил на оси x и y , а также сумму моментов вокруг определенной точки, лежащей на балке, приравниваем 0, т.е. $\Sigma X = 0$; $\Sigma Y = 0$; $\Sigma M_A = 0$.

Тогда

$$\Sigma X = H_A - F_2 \cdot \cos 30^\circ = H_A - 10 \cdot \cos 30^\circ = 0$$

Решив данное уравнение, определяем величину реакции $H_A = 8.7$ кН

$$\Sigma Y = R_A - F_2 \cdot \sin 30^\circ - F_I - q \cdot d = R_A - 10 \cdot \sin 30^\circ - 3 - 4 \cdot 2 = 0.$$

Решив данное уравнение, определяем величину реакции $R_A = 16 \text{ кН}$

$$\Sigma M_A = M_A - q \cdot d \cdot d/2 - F_2 \cdot (c + d) \cdot \sin 30^\circ + M_I - F_I \cdot (a + b + c + d) = M_A - 4 \cdot 2 \cdot 1 - 10 \cdot 5 \cdot \sin 30^\circ + 8 - 3 \cdot 9 = 0.$$

Решив данное уравнение, определяем величину реакции $M_A = 52 \text{ кН} \cdot \text{м}$

Проверка

Для проверки составим уравнение суммы моментов всех действующих на балку сил относительно точки С.

$$\Sigma M_C = 0$$

$$\Sigma M_C = R_A \cdot (c + d) - M_A - M_I + F_I(a + b) - q \cdot d \cdot (d/2 + c) = 0$$

Подставив все известные значения заданных сил и определенных реакций опор, получим

$$\Sigma M_C = R_A \cdot 5 - M_A - 4 \cdot 2 \cdot 4 - 8 + 3 \cdot 4 = 16 \cdot 5 - 52 - 32 - 8 + 12 = 0,$$

что подтверждает правильность проведенных расчетов.

Ответ: $H_A = 8.7 \text{ кН}$, $R_A = 16 \text{ кН}$, $M_A = 52 \text{ кН} \cdot \text{м}$

Практическая работа № 2

Тема: Определение центра тяжести плоской фигуры

Задание. По заданным размерам плоских фигур определить положение их центра тяжести.

Исходные данные приведены в таблице 1.3. Варианты заданий представлены на рисунке 1.50.

Таблица 1.3 - Исходные данные

Номер варианта	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
a , см	40	60	80	50	30	20	90	55	75	35

Рекомендации к выполнению задания № 2

Для определения положения центров тяжести применяют метод их разбиения на простейшие части (прямоугольники, треугольники, дуги окружности, секторы круга, окружности и диски), положения центров тяжести которых известны.

Координаты центра тяжести фигуры в декартовой системе относительно произвольного центра О (начала координат) определяются по формулам:

$$x_C = \frac{\sum_{i=1}^n G_i x_i}{G}; \quad y_C = \frac{\sum_{i=1}^n G_i y_i}{G}; \quad z_C = \frac{\sum_{i=1}^n G_i z_i}{G}, \quad (1.86)$$

где G_i – сила тяжести (вес) i -й частицы;

G – сила тяжести (вес) тела;

x_i, y_i, z_i – координаты центра тяжести i -й частицы.

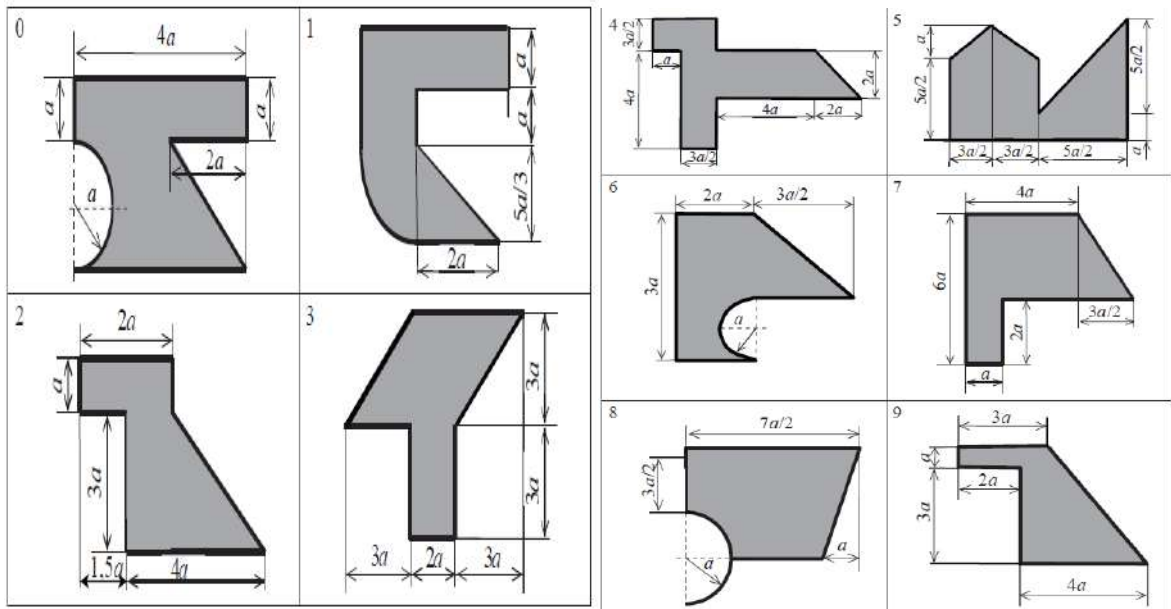


Рисунок 1.50 – Варианты плоских фигур

Пример:

Определить положение центра тяжести плоской фигуры (рис. 1.51), с учетом заданных размеров: $a = 40$ см, $b = 50$ см, $R = 15$ см.

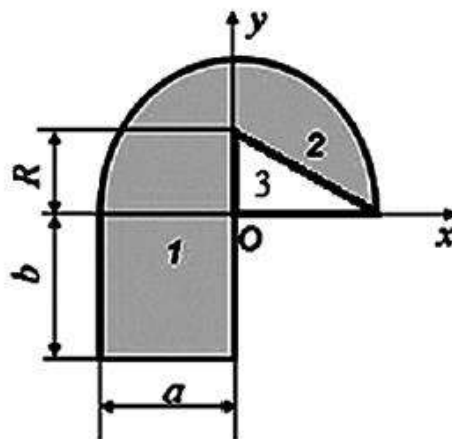


Рисунок 1.51 – Плоская фигура

Решение:

Разобьем заданную фигуру на простейшие элементы с известными положениями их центров тяжести: 1 - прямоугольник, 2 – полукруг, 3 – треугольник.

Тогда, центр тяжести заданной фигуры определяется по формулам:

$$x_C = \frac{\sum_{i=1}^3 S_i x_i}{\sum_{i=1}^3 S_i}, y_C = \frac{\sum_{i=1}^3 S_i y_i}{\sum_{i=1}^3 S_i}, \quad (1.87)$$

где S_i – площадь i -й части; (x_{C_i}, y_{C_i}) – координаты центра тяжести i -й части ($i = 1 \dots 3$).

Определим координаты и площадь элементарных частей заданной фигуры.

1) Прямоугольник 1

$$x_{C_1} = -\frac{a}{2} = -\frac{40}{2} = -20 \text{ см}, y_{C_1} = -\frac{b}{2} = -\frac{50}{2} = -25 \text{ см},$$

$$S_i = ab = 40 \cdot 50 = 2000 \text{ см}^2;$$

2) Полукруг 2

$$x_{C_2} = 0 \text{ см}, y_{C_2} = \frac{4a}{3\pi} = \frac{4 \cdot 40}{3\pi} = 16,98 \text{ см},$$

$$S_2 = \pi a^2/2 = 40^2 \pi/2 = 2513,27 \text{ см}^2;$$

3) Треугольник 3

$$x_{C_3} = \frac{a}{3} = \frac{40}{3} = 13,33 \text{ см}, y_{C_3} = \frac{R}{3} = \frac{15}{3} = 5 \text{ см},$$

$$S_3 = -0,5aR = -0,5 \cdot 40 \cdot 15 = 300 \text{ см}^2$$

Треугольник 3 вырезаем, поэтому его площадь считаем отрицательным числом.

Положения центров тяжести элементарных частей заданной фигуры отображены на рисунке 52.

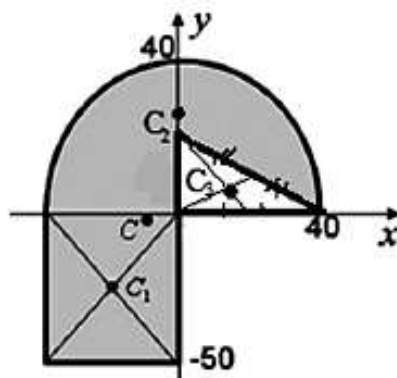


Рисунок 1.52 - Положения центров тяжести элементарных частей

Подставив все значения в формулу (1.87), получим:

$$x_C = \frac{-20 \cdot 2000 - 13,33 \cdot 300}{2000 + 2513,27 - 300} = -10,44 \text{ см};$$

$$y_C = \frac{-25 \cdot 2000 + 16,98 \cdot 2513,27 - 5 \cdot 300}{2000 + 2513,27 - 300} = -2,09 \text{ см}$$

Ответ: C(-10,44; -2,09)

Практическая работа № 3.

Тема: Основные параметры механического движения

Задание. К горизонтальному валу, закрепленному в подшипниках *A* и *B* (рис. 53), жестко прикреплены стальные сплошной цилиндр диаметром D_1 и шириной h_1 и шкив, масса которого равномерно распределена по его ободу (массами спиц шкива, массой вала, а, также, всеми силами сопротивления пренебречь). Внутренний диаметр шкива d_2 , наружный - D_2 , ширина - h_2 . Центры тяжести цилиндра и шкива смещены от оси вала на расстояния O_1C_1 и O_2C_2 соответственно (где C_1 - центр масс цилиндра, а C_2 - центр масс шкива).

Положения точек C_1 и C_2 определяются радиусами-векторами \vec{r}_1 и \vec{r}_2 соответственно (рис. 1.54).

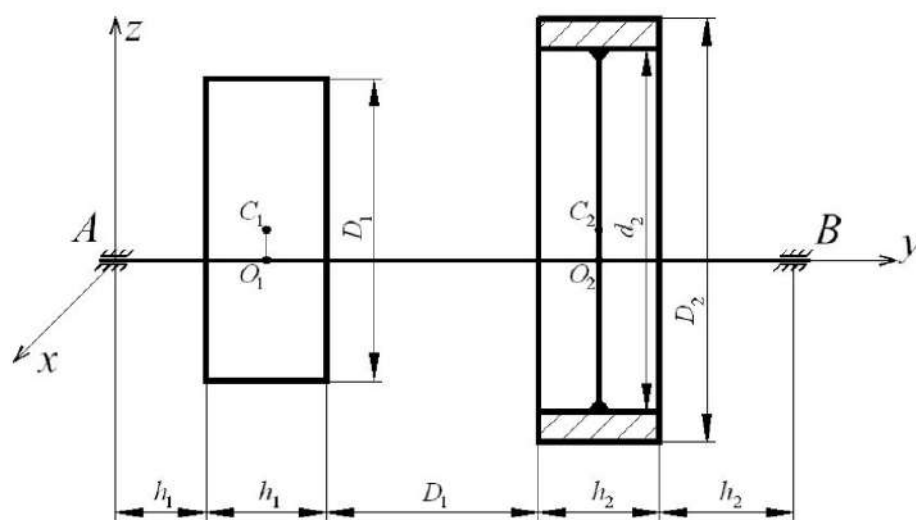
Вал вращается с постоянной угловой скоростью, соответствующей « n » об/мин.

Определить момент инерции системы относительно оси вращения и динамические реакции подшипников *A* и *B* в момент времени, когда радиус-вектор \vec{r}_1 направлен вертикально вверх, а радиус-вектор \vec{r}_2 отклонен от него на угол α по направлению движения часовой стрелки приведены в таблице 1.4. Варианты расчетных схем приведены на рисунке 1.53.

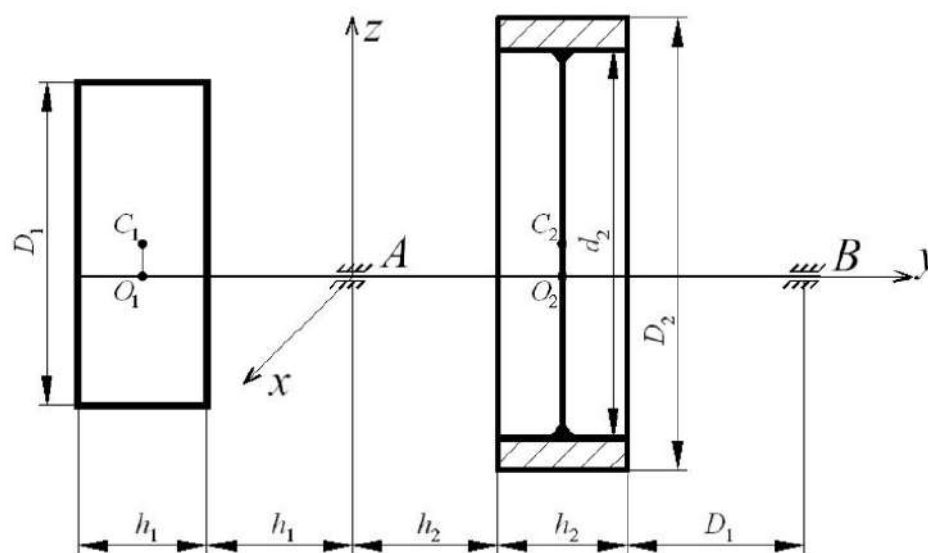
Таблица 1.4 - Исходные данные

Вариант	D_1	h_1	D_2	d_2	h_2	O_1C_1	O_2C_2	n , об/мин	α , °
	М								
1	0,7	0,50	1,00	0,85	0,40	0,007	0,008	1200	90
2	0,8	0,45	1,10	0,90	0,30	0,010	0,012	1000	135
3	0,9	0,40	1,20	1,00	0,25	0,012	0,015	750	180
4	1,0	0,35	1,30	1,15	0,20	0,014	0,017	500	225
5	0,9	0,30	0,80	0,70	0,50	0,016	0,019	750	270

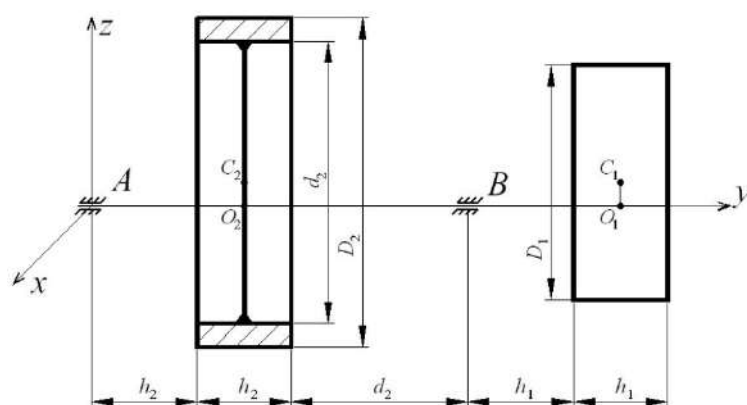
1



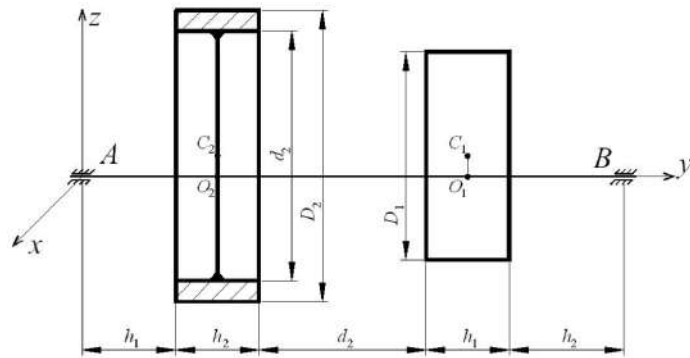
2



3



4



5

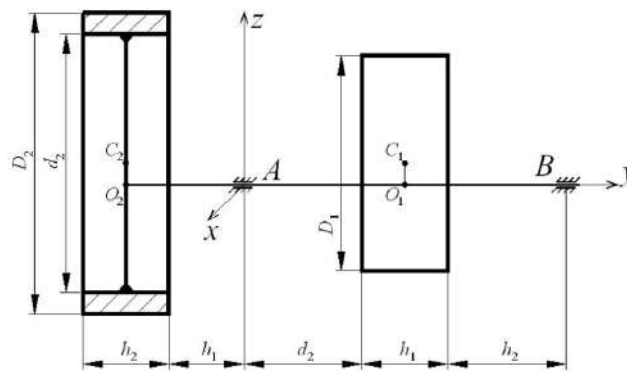


Рисунок 1.53 – Варианты заданий

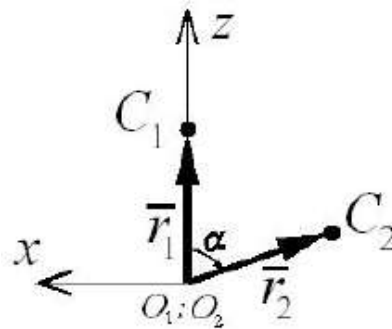


Рисунок 1.54 – Положения центров масс цилиндра и шкива

Рекомендации к выполнению задания № 3

Если к каждой материальной точке движущейся механической системы приложить силу инерции этой точки, то все эти силы инерции будут уравновешены заданными (внешними) силами и реакциями связей, приложенными к данной системе. В этом и состоит сущность принципа Даламбера для механической системы.

Так как рассматривается механическая система, находящаяся в равновесии под действием плоской произвольной системы сил, то составляем три уравнения равновесия: два уравнения проекций сил на координатные оси и одно уравнение моментов всех сил относительно выбранной точки.

Обычно искомыми величинами в этих задачах являются ускорения тел и реакции связей.

Последовательность решения задач:

а) выполняем рисунок (расчетную схему) строго в соответствии с условием задачи;

б) выбираем систему координат;

в) на расчетной схеме показываем внешние (заданные) нагрузки, реакции связей и силы инерции, причем, определяя главный вектор и главный момент сил инерции, руководствуемся видом движения твердого тела и, при плоском или вращательном движениях, положением центра масс тела;

г) составляем уравнение равновесия; при этом учитываем, что неизвестных величин должно быть не более числа уравнений равновесия;

д) при составлении уравнений проекций сил на координатные оси пользуемся правилами нахождения проекции вектора на ось;

е) при составлении уравнения моментов целесообразно за рассматриваемую точку, относительно которой берутся моменты, выбрать точку, через которую проходит линия действия двух искомых реакций;

ж) если в задаче рассматривается составная конструкция, состоящая из двух или более тел, то приходится, расчленив эту систему, составлять уравнения равновесия для каждого тела в отдельности;

з) рассматривая вращательное движение тела вокруг неподвижной оси, следует учитывать, что ускорение каждой точки этого тела равно геометрической сумме ускорений нормального и касательного. Если тело вращается равномерно, то касательные ускорения, а, следовательно, и касательные силы инерции всех его материальных точек равны нулю.

Пример

К горизонтальному валу, закрепленному в подшипниках A и B (рис. 1.55) жестко прикреплены медный сплошной диск 1 диаметром 1,2 м и шириной 0,10 м и алюминиевый стакан 2 наружным диаметром 1,8 м, шириной 1,0 м и толщиной стенки 0,15 м. Массой вала, а также всеми силами сопротивления пренебречь. Центры тяжести диска и стакана смещены от оси вала на расстояния $O_1C_1 = 0,01$ м и $O_2C_2 = 0,015$ м соответственно (где C_1 - центр масс диска, а C_2 - центр масс стакана).

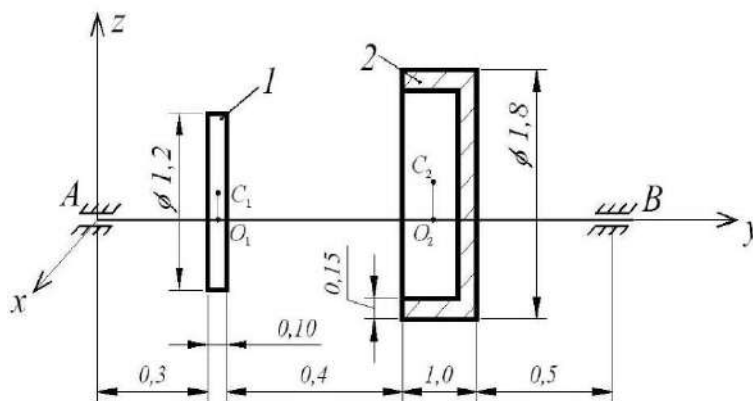


Рисунок 1.55 – Механическая система

Положение точек C_1 и C_2 определяются радиус-векторами \vec{r}_1 и \vec{r}_2 (рис. 1.54).

Вал вращается с постоянной угловой скоростью, соответствующей $n = 5000$ об/мин.

Определить: \vec{r}_1 и \vec{r}_2

1) Момент инерции данной механической системы относительно оси вращения.

2) Динамические реакции подшипников A и B в момент времени, когда радиус вектор \vec{r}_1 направлен вдоль оси X , а радиус-вектор \vec{r}_2 отклонен от него на угол $\alpha = 90^\circ$ по направлению движения часовой стрелки (рис. 1.54).

Дано:

$$D_1 = 1,2 \text{ м};$$

$$h = 0,10 \text{ м};$$

$$\rho_1 = 8900 \text{ кг/м}^3;$$

$$D_2 = 1,8 \text{ м};$$

$$\delta = 0,15 \text{ м};$$

$$O_1C_1 = 0,01 \text{ м};$$

$$O_2C_2 = 0,015 \text{ м};$$

$$n = 5000 \text{ об/мин};$$

$$\alpha = 90^\circ;$$

$$\rho = 2700 \text{ кг/м}^3;$$

$$H_2 = 1,0 \text{ м}.$$

Решение

1. Определим массу и координату «у» центра масс диска:

$$m_1 = \rho_1 \cdot V_1 = \rho_1 \cdot \frac{\pi D_1^2}{4} \cdot h_1 = 8900 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,2^2}{4} \cdot 0,1 = 1010 \text{ кг}$$

где: V_1 - объем диска, м^3 ; ρ_1 - плотность меди, $\rho_1 = 8900 \text{ кг/м}^3$;

Так как диск однородный, то его координата « y_1 » в показанной на рис. 55 системе отсчета равна:

$$y_1 = 0,3 + \frac{h_1}{2} = 0,3 + \frac{0,1}{2} = 0,35 \text{ м}.$$

Определим массу и координату «у» центра масс стакана:

Для определения веса (силы тяжести) стакана условно разобьем его на две части:

- диск диаметром $D_2 = 1,8 \text{ м}$ и толщиной $\delta = 0,15 \text{ м}$;

- кольцо наружным диаметром $D_2 = 1,8 \text{ м}$, внутренним диаметром $D_{2B} = D_2 - 2\delta = 1,8 - 2 \cdot 0,15 = 1,5$ и толщиной $1,0 - 0,15 = 0,85 \text{ м}$.

Масса условного диска:

$$m_D = \rho_2 \cdot V_D = \rho_2 \cdot \frac{\pi D_2^2}{4} \cdot \delta = 2700 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,8^2}{4} \cdot 0,15 = 1030 \text{ кг},$$

где: ρ_2 - плотность алюминия, $\rho_2 = 2700 \text{ кг/м}^3$;

Координата «у» центра масс условного диска:

$$y_D = 0,3 + 0,1 + 0,4 + 1,0 - \frac{0,15}{2} = 1,725 \text{ м.}$$

Масса кольца:

$$m_k = \rho_2 \cdot V_k = \rho_2 \cdot \pi \left(\frac{D_2^2}{4} - \frac{(D-\delta)^2}{4} \right) \cdot (1,0 - 0,15) = 2700 \cdot 3,14 \left(\frac{1,8^2}{4} - \frac{(1,8-0,15)^2}{4} \right) \cdot (1,0 - 0,15) = 930 \text{ кг}$$

Координата «у» центра масс кольца:

$$y_k = 0,3 + 0,1 + 0,4 + \frac{1,0-0,15}{2} = 1,225 \text{ м.}$$

Масса стакана равна:

$$m_2 = m_D + m_k = 1030 + 930 = 1960 \text{ кг.}$$

Координата y_2 точки приложения силы тяжести стакана:

$$y_2 = \frac{\sum m_i \cdot y_i}{m_2} = \frac{1030 \cdot 1,425 + 930 \cdot 1,225}{1960} = 1,49 \text{ м.}$$

Вес диска и вес стакана:

$$P_1 = m_1 \cdot g = 1010 \cdot 9,8 = 9898 \text{ Н};$$

$$P_2 = m_2 \cdot g = 1960 \cdot 9,8 = 19208 \text{ Н.}$$

2. Определим момент инерции данной механической системы относительно оси вращения.

Момент инерции системы вал + диск + стакан относительно оси вращения (оси вала) равен:

$$I = I_e + I_D + I_c$$

где: I_e - момент инерции вала; $I_e = 0$, т.к. массой вала пренебрегаем;

I_D - момент инерции диска;

I_c - момент инерции стакана.

Поскольку ось вращения не совпадает с центром тяжести диска и стакана, для определения их моментов инерции воспользуемся теоремой Штейнера:

$$I_d = m_1 \cdot (O_1 C_1)^2 + \frac{1}{2} m_1 \cdot \left(\frac{D_1}{2}\right)^2 = m_1 \left[(O_1 C_1)^2 + \frac{1}{8} D_1^2 \right] = 1010 \left[(0,01)^2 + \frac{1}{8} \cdot 1,2^2 \right] = 182 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$$

Момент инерции стакана относительно оси вращения складывается из момента инерции условных диска и кольца, т.е.

$$I_c = I_{y.d.} + I_{y.k.} = m_D \cdot (O_2 C_2)^2 + \frac{1}{2} m_d \cdot \left(\frac{D_2}{2}\right)^2 + m_k \cdot (O_2 C_2)^2 + \frac{m_k}{2} \left[\frac{D_2^2}{4} + \frac{(D_2 - 2\delta)^2}{4} \right] = 1030 \cdot (0,015)^2 + \frac{1}{2} \cdot 1030 \cdot \left(\frac{1,8}{2}\right)^2 + 930 \cdot (0,015)^2 + \frac{930}{2} \cdot \left[\left(\frac{1,8}{2}\right)^2 + \frac{(1,8 - 2 \cdot 0,15)^2}{4} \right] = 1056 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$$

Таким образом, момент инерции системы относительно оси вращения равен:

$$I = 0 + 182 + 1056 = 1238 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

3) Определим динамические реакции опор A и B .

Для определения динамических реакций подшипников A и B воспользуемся принципом Даламбера: в любой момент времени векторная сумма главных векторов внешних сил, реакций связей и сил инерции и главных моментов этих сил относительно произвольного центра равняются нулю.

Такой метод решения динамических задач, когда наряду с внешними силами, силами реакций связей рассматриваются и силы инерции, условно приложенные к соответствующим точкам механической системы, позволяет считать, что система находится в состоянии условного равновесия, а, следовательно, позволяет использовать известные из раздела «статика» уравнения равновесия. Данный метод называется методом кинестатики.

Составим расчетную схему, на которой покажем все внешние силы, силы реакций подшипников A и B и силы инерции (рис. 1.56).

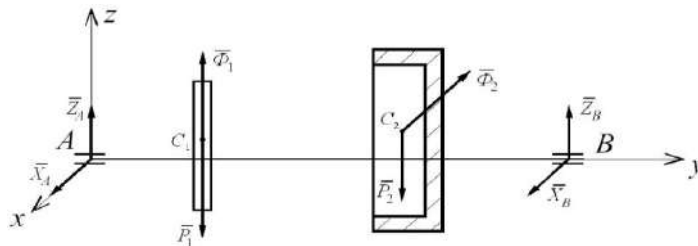


Рисунок 1.56- Расчетная схема

Внешние силы - \vec{P}_1 и \vec{P}_2 .

Силы реакций подшипников - $\vec{X}_A, \vec{Z}_A, \vec{X}_B$ и \vec{Z}_B .

Силы инерции. Учитывая, что диск и стакан вращаются с постоянной угловой скоростью, силы инерции, условно прикладываемые к центрам масс диска и стакана, приводятся к главным векторам:

$$\vec{\Phi}_1 = -m_1 \cdot \vec{a}_{C_1}^n, \text{ и } \vec{\Phi}_2 = -m_2 \cdot \vec{a}_{C_2}^n,$$

где $\vec{a}_{C_1}^n$ и $\vec{a}_{C_2}^n$ - нормальные ускорения точек C_1 и C_2 соответственно.

Знак «минус» в уравнениях (1) означает, что главные векторы сил инерции направлены в сторону, противоположную соответствующему нормальному ускорению точки вращающегося твердого тела.

Нормальные ускорения точек C_1 и C_2 равны:

$$a_{C_1}^n = \omega^2 \cdot O_1C_1 \text{ и } a_{C_2}^n = \omega^2 \cdot O_2C_2,$$

где ω - угловая скорость вращения вала.

Угловая скорость ω равна:

$$\omega = \frac{\pi n}{30} = \frac{3.14 \cdot 500}{30} = 52.3 \text{ с}^{-1}.$$

Нормальные ускорения равны:

$$a_{C_1}^n = (52,3)^2 \cdot 0,01 = 27,4 \text{ м/с}^2;$$

$$a_{C_2}^n = (52,3)^2 \cdot 0,015 = 41,0 \text{ м/с}^2.$$

Координаты точек C_1 и C_2 : C_1 (0; 0,35; 0,01) и, в соответствии с условием задачи ($\alpha = 90^\circ$), C_2 (-0,015; 1,49; 0).

Нормальное ускорение т. C_1 параллельно оси AZ , направлено в сторону, противоположную этой оси. Следовательно, главный вектор $\vec{\Phi}_1$ направлен параллельно оси Z в ту же сторону (рис. 1.56). Модуль этой силы:

$$\Phi_1 = m_1 \cdot a_{C_1}^n = 1010 \cdot 27,4 = 27674 \text{ Н};$$

Нормальное ускорение т. C_2 параллельно оси AH и направлено в ту же сторону. Следовательно, главный вектор $\vec{\Phi}_2$ направлен параллельно оси AH в сторону, противоположную положительному направлению этой оси. Модуль:

$$\Phi_2 = m_2 \cdot a_{C_2}^n = 1960 \cdot 41,0 = 80360 \text{ Н}.$$

Силы $\vec{\Phi}_1$ и $\vec{\Phi}_2$ показаны на рисунке 56.

Считаем, что механическая система «вал + диск + стакан» находится в равновесии под действием произвольной пространственной системы сил. Составим уравнения равновесия:

$$1. \Sigma F_{ix} = 0; X_A + X_B - \Phi_2 = 0;$$

$$2. \Sigma F_{iy} = 0; 0 = 0;$$

$$3. \Sigma F_{iz} = 0; Z_A + Z_B - P_1 - P_2 + \Phi_1 = 0;$$

$$4. \Sigma M_x(\vec{F}_i) = 0; Z_B \cdot AB - P_2 \cdot y_2 - P_1 \cdot y_1 + \Phi_1 \cdot y_1 = 0;$$

$$5. \Sigma M_y(\vec{F}_i) = 0; 0 = 0.$$

$$6. \Sigma M_z(\vec{F}_i) = 0;$$

$$- X_B \cdot AB + \Phi_2 \cdot y_2 = 0.$$

Из (6) уравнения:

$$X_B = \frac{\Phi_2 \cdot y_2}{AB} = \frac{80360 \cdot 1.49}{2.3} = 52059 \text{ Н}.$$

Из уравнения (1):

$$X_A = \Phi_2 - X_B = 80360 - 52059 = 28301 \text{ Н}$$

Из уравнения (4):

$$Z_B = \frac{P_1 \cdot y_1 + P_2 \cdot y_2 - \Phi_1 \cdot y_1}{AB} = \frac{9898 \cdot 0.35 + 19208 \cdot 1.49 - 27674 \cdot 1.49}{2.3} = -3978 \text{ Н}.$$

Из уравнения (3):

$$Z_A = -Z_B + P_1 + P_2 - \Phi_1 = -(-3978) + 9898 + 19208 - 27674 = 5410 \text{ Н}.$$

Ответ: $X_A = 28301 \text{ Н}$; $Z_A = 5410 \text{ Н}$; $X_B = 52059 \text{ Н}$; $Z_B = -3978 \text{ Н}$; $I = 1238 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$

Практическая работа № 4

Тема: Расчет на прочность

Задача № 1. Для заданного стержня (рис. 1.57) требуется:

1. Изобразить расчетную схему стержня.
2. Построить эпюры продольной силы N_x и нормального напряжения σ_x

3. Из условия прочности подобрать площадь поперечного сечения стержня A .

Исходные данные представлены в таблице 5, а вариант расчетной схемы – на рисунке 56.

Задача № 2. Для заданных двух схем балок (шарнирно-консольной и консольной, рис. 1.58) требуется:

1. Изобразить расчетную схему каждой балки
2. Построить эпюры изгибающего момента M_z (на растянутых волокнах) и поперечной силы Q_y .

Данные для расчета приведены в таблице 1.5 и на рисунке 1.58.

Таблица 1.5- Исходные данные

Номер варианта	I	II			III	IV
	Номер схемы	$F1$, кН	$F2$, кН	q , кН/м	a , м	Расчетное сопротивление R , МПа
1	5	10	42	10	0,40	10
2	6	15	46	12	0,42	12
3	7	20	50	14	0,44	14
4	8	45	34	16	0,46	16
5	9	35	20	8	0,30	18

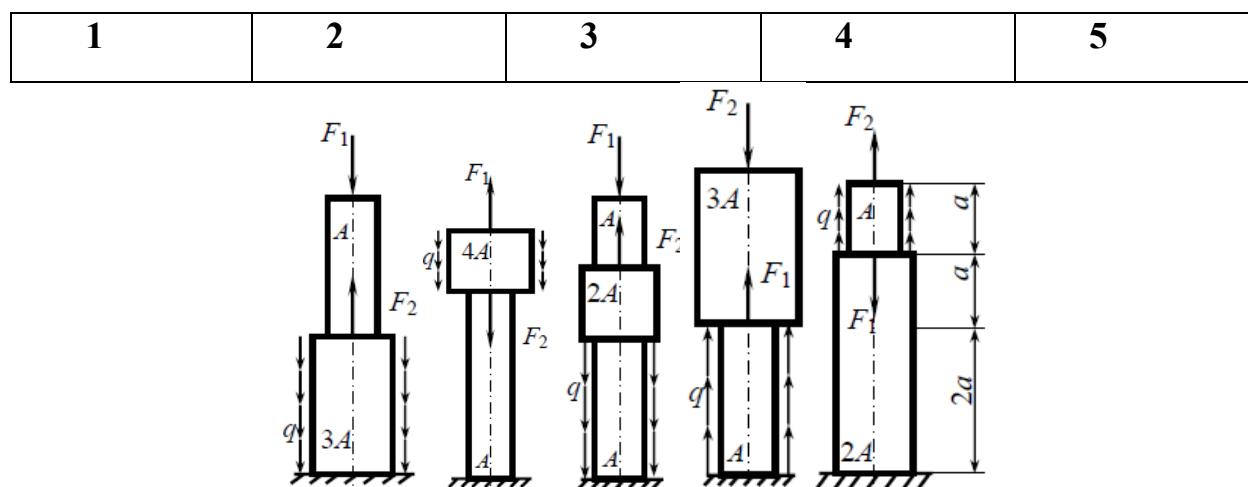


Рисунок 1.57 – Расчетные схемы стержней

Таблица 1.6- Данные для расчета

Номер варианта	I	II			III		IV
	Номер схемы	a , м	b , м	C , м	F , кН	M , кН-м	q , кН/м
1	10	1,0	0,8	2,0	15	10	30
2	9	1,2	0,9	1,8	17	12	28
3	8	1,4	1,0	1,6	19	14	26
4	7	1,3	1,1	1,4	10	16	24
5	6	1,1	1,4	1,7	12	18	22

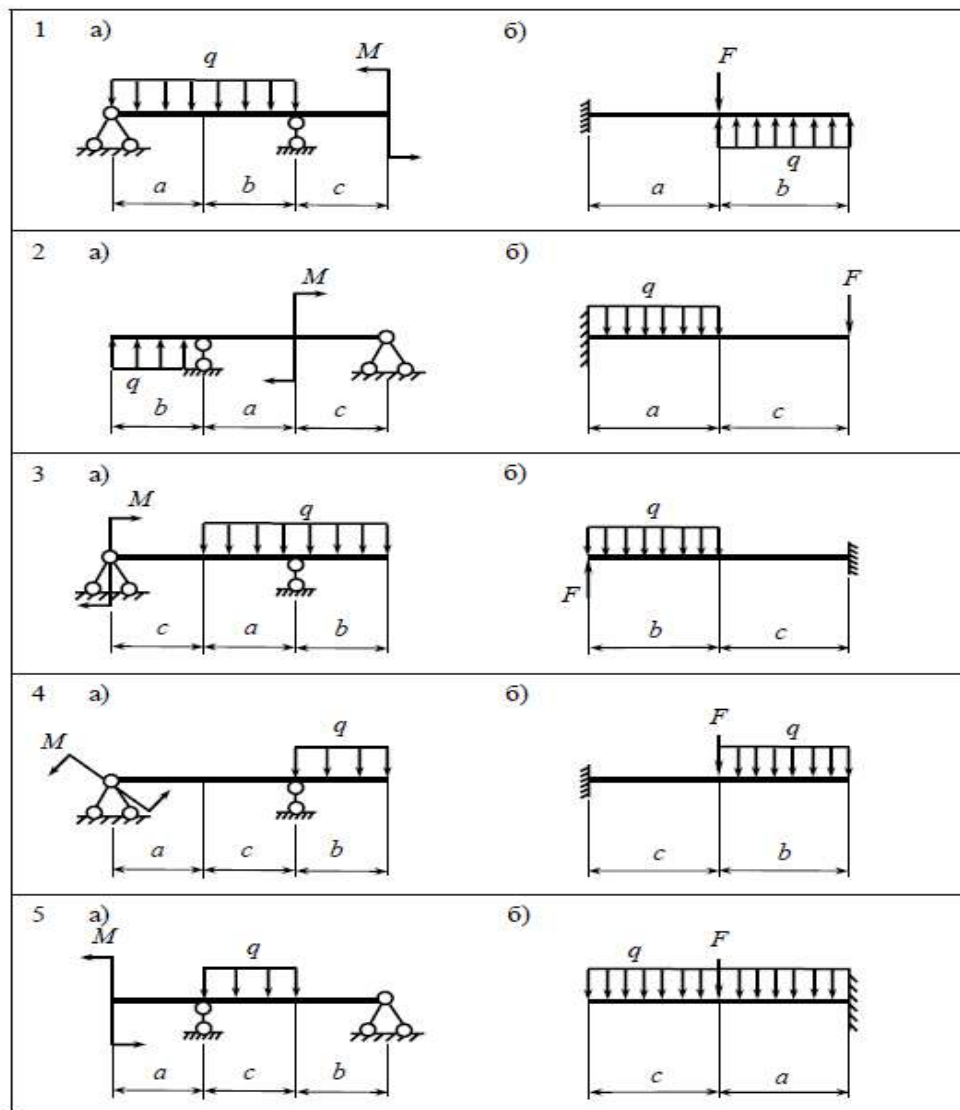


Рисунок 1.58 -Расчетные схемы балок

Рекомендации к выполнению задания № 4

В данном задании рассматривается методика построения эпюр внутренних силовых факторов и расчета на прочность при центральном растяжении-сжатии (задача № 1) и при плоском поперечном изгибе (задача № 2).

Внутренними силовыми факторами являются: продольная сила N_x , изгибающий момент M_z и поперечная сила Q_y . Методика построения эпюр внутренних силовых факторов основывается на методе сечений. Рекомендуется следующий порядок выполнения каждой задачи:

1. Определить реакции опор.
2. Разбить рассматриваемую расчетную схему на участки так, чтобы в пределах каждого участка разбиения характер внешней нагрузки и площадь поперечного сечения не менялись.
3. Для каждого участка разбиения составить выражения N_x (задача № 1), M_z и Q_y (задача № 2) и построить соответствующие эпюры. Эпюры строятся на базисных линиях, параллельных оси заданного стержня балки).

Располагают эпюры непосредственно под расчетными схемами.

4. В задаче № 1 построить эпюру нормальных напряжений для каждого i -го участка разбиения:

$$\sigma_{x_i} = \frac{N_{x_i}}{A_i}$$

где A_i - искомая площадь поперечного сечения на i -м участке;

5. Определить искомые характеристики поперечного сечения из условия прочности по нормальным напряжениям:

$$\text{- при растяжении-сжатии } |\sigma_{\max_i}| = \frac{|N_{x \max}|}{A_i} \leq R,$$

$$\text{- при изгибе } |\sigma_{\max_i}| = \frac{|M_{z \max}|}{W_i} \leq R,$$

где W_z - момент сопротивления сечения.

Заметим, что условие прочности при изгибе записано для пластичного материала, одинаково хорошо сопротивляющегося и растяжению и сжатию ($R_{\text{сж}} = R_p = R$ - задача № 2, схема «а»)

Если материал по-разному сопротивляется сжатию и растяжению (хрупкий материал), то $R_{\text{сж}} \neq R_p$ и условие прочности следует писать в виде системы неравенств

Пример задачи № 1

Для стального ступенчатого бруса (рис.1.59) ($E = 2 \cdot 10^5 \text{ МПа}$), нагруженного силами, кратными $F=30 \text{ кН}$, с длиной участков $l=0,4 \text{ м}$ при допуске нормальном напряжении $[\sigma]=160 \text{ МПа}$ требуется:

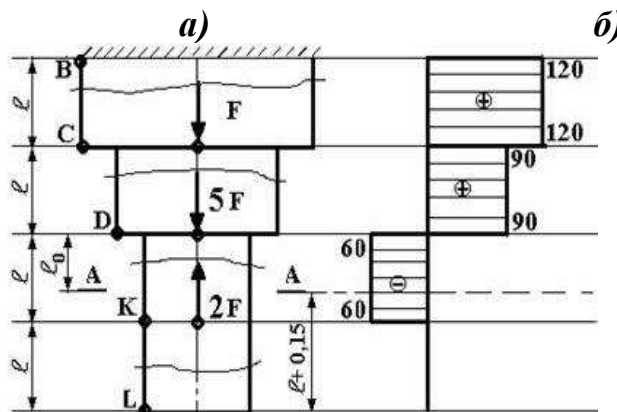


Рисунок 1.59 – Стальной ступенчатый брус

1. Определить величину продольных сил на каждом участке бруса и построить их эпюру.
2. Подобрать площади поперечных сечений для каждого участка бруса.
3. Определить перемещение заданного сечения А-А.

Решение

1. *Определение величины продольных сил.* Разбиваем брус на четыре участка и определяем продольные силы N .

Участок KL: рассекаем брус поперечным сечением и отбрасываем ту его часть, на которой расположена заделка. Заменяем ее действие неизвестной, продольной силой N_1 , предположительно направив ее на растяжение, т.е. от сечения (рисунок 1.60, а). Составляем уравнение статического равновесия, выбрав положительное направление оси Z , и определяем величину продольной силы N_1 :

$$\Sigma Z = 0; N_1 = 0;$$

Участок DK: аналогично участку KL делаем сечение в любом месте по длине участка DK; отбрасываем верхнюю часть с заделкой, заменяем верхнюю отброшенную часть бруса неизвестной продольной силой N_2 , также направив ее на растяжение (рисунок 1.60, б) и составляем условие статического равновесия:

$$\Sigma Z = 0; 2F + N_2 = 0;$$

$$N_2 = -2F = -2 \cdot 30 = -60 \text{ кН}.$$

Отрицательное значение продольной силы N_2 говорит о том, что действительное направление этой силы противоположное, т.е. не на растяжение, а на сжатие. Исправляем свою ошибку, направив силу N_2 в обратную сторону, и отбросив минус в ее значении.

Участок CD: продольную силу N_3 определяем аналогично определению продольных сил на участках KL и DK (рисунок 1.60, в).

$$\Sigma Z = 0; 2F - 5F + N_3 = 0;$$

$$N_3 = 5F - 2F = 3F = 3 \cdot 30 = 90 \text{ кН}.$$

В данном случае получили знак продольной силы N_3 положительный. Это говорит о том, что выбранное направление силы N_3 сделано верно.

Участок BC: для расчетной схемы (рис. 1.60, г) аналогично выше изложенному получаем:

$$\Sigma Z = 0; 2F - 5F - F + N_4 = 0;$$

$$N_4 = 5F + F - 2F = 4F = 4 \cdot 30 = 120 \text{ кН}.$$

Знак у продольной силы N_4 положительный – направление ее выбрано верно.

Далее строим эпюру продольных сил. Условимся откладывать положительные значения продольных сил справа от оси, а отрицательные (сжимающие) – слева от оси (рисунок 1.58, б):

1). Участок KL: продольная сила $N_1 = 0$;

2). Участок DK: продольная сила $N_2 = 60 \text{ кН}$ вызывает сжатие. Следовательно, откладывается в отрицательную сторону.

3). Участок CD: величина продольной силы $N_3 = 90 \text{ кН}$, она направлена на растяжение и, соответственно, откладывается в положительную сторону от оси эпюры.

4). Участок BC: здесь продольная сила $N_4 = 120 \text{ кН}$ растягивает стержень и откладывается в положительную сторону.

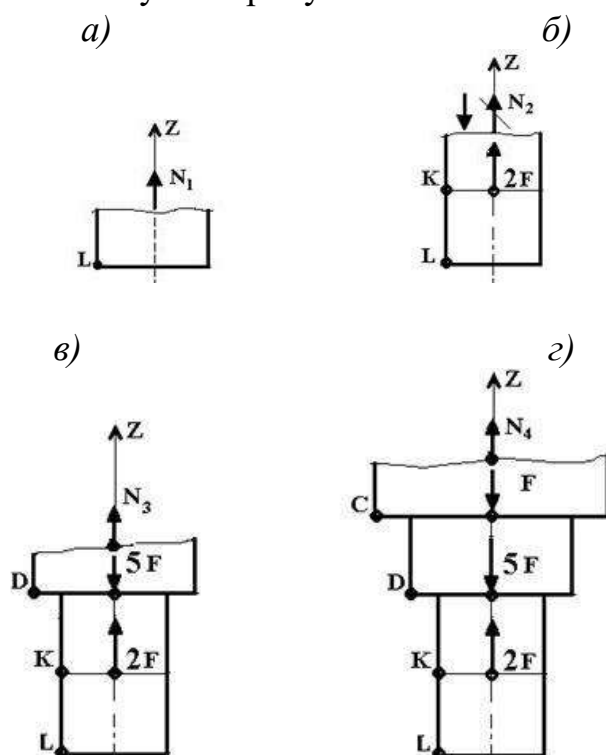


Рисунок 1.60 – Рассеченные участки бруса

Правило проверки эпюры продольных сил: в точке приложения к брусу внешней сосредоточенной нагрузки на эпюре появляется скачок, равный величине внешней нагрузки и направленный в сторону действия этой нагрузки.

2. Подбор площадей поперечных сечений для каждого участка бруса. Величины площадей поперечных участков находятся из условия прочности при растяжении и сжатии.

$$\sigma_{max} = \frac{N}{A} \leq [\sigma]; \text{ отсюда } A = \frac{N}{[\sigma]}.$$

Участки KL и DK: Площади поперечных сечений участков KL и DK, согласно расчетной схемы, одинаковы и будут равны

$$A_1 = A_2 = \frac{N_2}{[\sigma]} = \frac{60 \cdot 10^3}{160 \cdot 10^6} = 3,75 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Участок CD:

$$A_3 = \frac{N_3}{[\sigma]} = \frac{90 \cdot 10^3}{160 \cdot 10^6} = 5,63 \cdot 10^{-4}$$

Участок BC:

$$A_4 = \frac{N_4}{[\sigma]} = \frac{120 \cdot 10^3}{160 \cdot 10^6} = 7,5 \cdot 10^{-4}$$

Пример задачи № 2

Требуется построить эпюры поперечных сил и изгибающих моментов и подобрать размеры поперечного сечения стальной балки (рис. 1.61) для различных форм сечения: двутавровой балки, балки прямоугольного сечения со сторонами h и b при $h/b = 2$ и круглого поперечного сечения. Балка выполнена из стали с допускаемым напряжением $[\sigma] = 190 \text{ МПа}$;

$a = 1 \text{ м}$; $q = 10 \text{ кН/м}$.

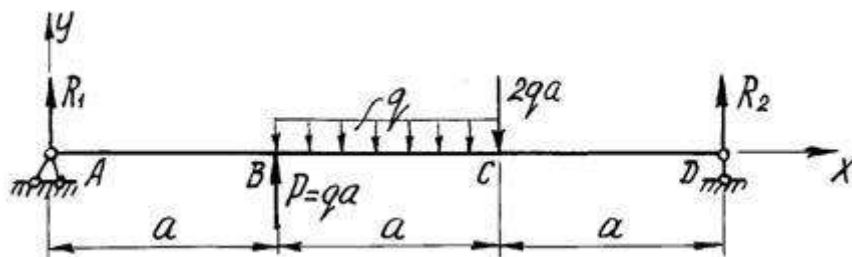


Рисунок 1.61 - Расчетная схема балки

1. Определение опорных реакций.

На схеме показываем опорные реакции R_1 , H , R_2 . Вертикальные реакции направляем вверх и записываем уравнения равновесия:

$$\sum X = 0; \quad H = 0;$$

$$\sum M_D = 0; \quad R_1 3a + qa \cdot 2a - qa \cdot 1.5a - 2qa \cdot a = 0.$$

$$\text{Отсюда} \quad R_1 = 0.5qa;$$

$$\begin{aligned} \sum M_A = 0; \quad R_2 3a - 2qa \cdot 2a - qa \cdot 1.5a + qa \cdot a &= 0; \\ R_2 &= 1.5qa \end{aligned}$$

Проверим правильность вычислений, составив еще одно уравнение равновесия:

$$\Sigma Y = 0; \quad 0,5qa + qa - qa - 2qa + 1,5qa = 0.$$

Условие равновесия удовлетворяется, реакции определены правильно.

2. Построение эпюры Q .

Мысленно разбиваем балку на участки. Границами участков являются сечения, в которых к балке приложены сосредоточенные силы или пары сил, начинаются или заканчиваются распределенные нагрузки, имеются промежуточные шарниры. В рассматриваемой балке граничными сечениями будут сечения А, В, С и D. Для каждого из трех участков запишем аналитическое выражение $Q(x)$.

Участок АВ, $0 < x < a$. Рассмотрим произвольно выбранное сечение с абсциссой x . Рассекая балку в этом сечении на две части и отбросив правую часть, вычисляем алгебраическую сумму проекций на ось y всех сил, действующих на оставшуюся часть:

$$Q(x) = R_1 = 0,5qa.$$

Поперечная сила не зависит от переменной x на протяжении всего участка, следовательно, эпюра Q ограничена прямой, параллельной оси абсцисс. Отложив от оси эпюры вверх в выбранном масштабе $0,5qa$ (рис.60), строим эпюру на этом участке.

Участок ВС, $a < x < 2a$. Алгебраическая сумма проекций всех сил на ось y слева от сечения с абсциссой x

$$Q(x) = 0,5qa + qa - q(x - a) = 1,5qa - q(x - a).$$

Полученное выражение является уравнением наклонной прямой, которая может быть построена по двум лежащим на ней точкам. Для ее построения найдем значения поперечной силы на границах участков балки

$$x = a, Q(a) = 1,5qa; \quad x = 2a, Q(2a) = 0,5qa.$$

Участок CD, $2a < x < 3a$. Поперечная сила на расстоянии x от начала координат

$$Q(x) = 0,5qa + qa - qa - 2qa = -1,5qa.$$

Так как поперечная сила не зависит от переменной x , на последнем участке эпюра Q ограничена прямой, параллельной оси балки (рис 1.60).

3. Построение эпюры M_z .

Аналитическое выражение для вычисления изгибающего момента в сечении x необходимо записать для каждого участка балки.

Участок АВ:

$$M_z(x) = 0,5qax.$$

На этом участке балки изгибающий момент возрастает по линейному закону и эпюра M_z ограничена наклонной прямой. Вычисляя его значения в сечениях на границах участка, строим в масштабе (рис 1.60) эпюру M_z на сжатом волокне

$$x = 0, M_z(0) = 0; \quad x = a, M_z(a) = 0,5qa^2.$$

Участок ВС:

$$M_z(x) = 0,5qax + qa(x - a) - \frac{q(x-a)^2}{2}.$$

Полученное уравнение является уравнением квадратной параболы и, поскольку поперечная сила Q на участке ВС не изменяет знак, экстремума на эпюре M_z не будет.

Определим изгибающий момент на границах участка:

$$x = a, M_z(a) = 0,5qa^2;$$

$$x = 2a, M_z(2a) = 0,5qa \cdot 2a + qa(2a - a) - \frac{q(2a - a)^2}{2} = 1,5qa^2.$$

Отложив вверх от оси балки найденные значения, проводим квадратную параболу выпуклостью вверх (навстречу вектору усилия равномерно распределенной нагрузки).

Участок CD:

$$M_z(x) = 0,5qax + qa(x - a) - qa(x - 1,5a) - 2qa(x - 2a).$$

В пределах последнего участка балки ($2a < x < 3a$) изгибающий момент линейно зависит от абсциссы x , и эпюра ограничена прямой линией.

При $x = 2a, M_z(2a) = 1,5qa^2$, при $x = 3a, M_z(3a) = 0$

Эпюры Q и M_z показаны на рисунке 1.62

По эпюре M_z находим опасное сечение балки - сечение, в котором изгибающий момент максимален по абсолютной величине.

Для заданной балки изгибающий момент в опасном сечении

$$M_z^{max} = M_z(2a) = 1,5qa^2$$

или после подстановки числовых значений

$$M_z^{max} = 1.5 \cdot 10 \cdot 1^2 = 15 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

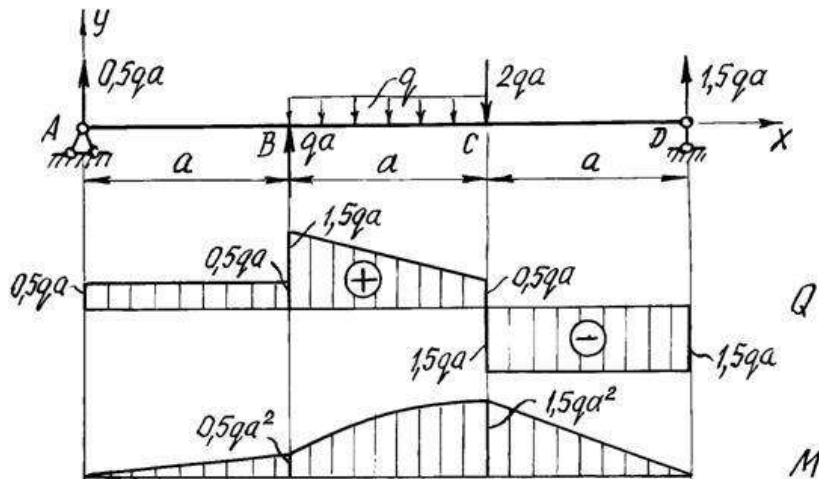


Рисунок 1.62 - Расчетная схема балки. Эпюры поперечных сил и изгибающих моментов

Из условия прочности определим требуемый момент сопротивления сечения

$$W_z \geq \frac{M_z^{max}}{[\sigma]} = \frac{15 \cdot 10^3}{190 \cdot 10^6} = 79 \cdot 10^{-6} \text{ см}^3 = 79 \text{ см}^3$$

Номер двутавра находим по расчетному значению момента сопротивления W_z , используя таблицы сортамента прокатной стали.

В таблицах сортамента прокатной стали ось z соответствует ось x, это означает, что $W_z = W_x$.

Наиболее близок к требуемому момент сопротивления двутавра №14, равный $W_x = 81.7 \text{ см}^3$. Выбрав это сечение, определяем нормальные напряжения в поперечном сечении балки:

$$\sigma = \frac{M_z^{max}}{W_x} = \frac{15 \cdot 10^3}{81.7 \cdot 10^{-6}} = 18410^6 \text{ Па} = 184 \text{ МПа}.$$

Подбираем прямоугольное сечение, момент сопротивления которого определяется с учетом того, что $h=2b$:

$$W_z = \frac{bh^2}{6} = \frac{b(2b)^2}{6} = \frac{2}{3}b^3 = 79 \text{ см}^3.$$

Отсюда

$$b = \sqrt[3]{\frac{3W_z}{2}} = \sqrt[3]{\frac{3 \cdot 79}{2}} = 4.9 \text{ см}, h = 2b = 2 \cdot 4.9 = 9.8 \text{ см}$$

Круглое поперечное сечение имеет момент сопротивления

$$W_z = \frac{\pi d^3}{32} = 79 \text{ см}^3.$$

Диаметр круга

$$d = \sqrt[3]{\frac{32W}{\pi}} = \sqrt[3]{\frac{32 \cdot 79}{\pi}} = 9.3 \text{ см}$$



Тестовые задания

1. Что изучает статика?

- А) статика изучает силы, их действия, сложение, разложение и равновесие их
- В) статика изучает статистические движения тел
- С) статика изучает механическое движение тел
- Д) статика изучает равнодействие силы
- Е) статика изучает динамическое движение тел

2. На какие разделы делится теоретическая механика?

- А) статика, кибернетика, механика.
- В) статика, кинематика, динамика.
- С) кинематика, механика, кибернетика.
- Д) статика и динамика
- Е) кибернетика и динамика

3. Когда расстояние между двумя точками тела остается неизменным его называют

- А) абсолютно твердым телом
- В) прочным телом
- С) материальным телом
- Д) деформированным телом
- Е) нет верного ответа

4. Если система сил эквивалентна одной силе, то эта сила называется

- А) уравновешенной
- В) равнодействующей
- С) сосредоточенной
- Д) кинематической
- Е) динамической

5. На чем базируются все теоремы и уравнения статики?

- 1) на законах статики
- 2) на наблюдениях
- 3) на аксиомах
- D) на опытах
- E) на гипотезах

6. Что называется изгибом?

- A) это такой вид деформации, при котором возникают только касательные напряжения
- B) это такой вид деформации, при котором в поперечном сечении бруса возникают изгибающие моменты
- C) это такой вид деформации, при котором возникают поперечные силы
- D) это такой вид деформации, при котором возникают продольные силы
- E) это такой вид деформации, при котором возникают сосредоточенные силы

7. Назовите единицу измерения силы?

- A) Паскаль
- B) Герц
- C) Ньютон
- D) Джоуль
- E) Кулон

8. Раздел механики, в котором изучается движение материальных тел под действием приложенных к ним сил – это

- A) статика
- B) динамика
- C) кинематика
- D) механика
- E) кибернетика

9. Детали машин и узлы бывают:

- A) общего назначения
- B) специального назначения
- C) общего и специального назначения
- D) двигательного назначения
- E) передаточного назначения

10. К неразъемным соединениям относятся:

- A) сварные
- B) клепаные, клееные
- C) штифтовые, шпилечные.

- D) сварные, клепаные, клееные.
- E) штифтовые и сварные

Вопросы для самостоятельного контроля

1. Сформулируйте задачи статики.
2. Что мы называем материальной точкой?
3. Дайте определение твердого тела.
4. В каком случае для описания деформируемого тела можно применять модель абсолютно твердого тела?
5. Что такое сила?
6. Какие силы называются равными?
7. Какие системы сил называются эквивалентными?
8. Какая система сил называется уравновешенной?
9. Что такое равновесие?
10. Что называется связями?
11. Перечислите типы связей, приведенные в данной лекции.
12. Что такое реакция связи?
13. Как определить направление силы реакции связи?
14. Сформулируйте аксиомы статики.
15. Что называется плоской и пространственной системой сил?
16. Как определяется момент силы относительно точки?
17. Перечислите способы определения положения центра тяжести твердого тела.
18. Запишите основной закон динамики.
19. Чему равна работа силы тяжести? Зависит ли она от вида траектории точки приложения силы?

Выводы

После изучения данного раздела обучающиеся понимают основные определения, аксиомы и теоремы статики, кинематики, динамики, сопротивления материалов и деталей машин, и применяют их при решении поставленных задач; формируют расчетные схемы и выполняют по ним силовые расчеты, расчеты на прочность элементов конструкций и деталей машин при различных видах деформации; определяют предварительные и проектировочные расчетные допустимых напряжений и размеры поперечных сечений при растяжении-сжатии, изгибе, кручении; осуществляют подбор стандартных и нормализованных деталей машин.

Рекомендуются формы организации занятий: урочная и внеурочная, фронтальная и индивидуальная.

Рекомендуются методы:

- словесные - объяснение, беседа;
- наглядные - демонстрация наглядных пособий, показ трудовых приемов, самостоятельные наблюдения учащихся;
- практические - самостоятельные работы, упражнения по выполнению приемов, операций, комплексных работ.

Рекомендуемые темы рефератов:

1. Виды износа и деформации деталей и узлов машин
2. Виды смазочных материалов, требования к свойствам масел
3. Классификация устройств и принцип действия передач
4. Конструкции и назначение валов
5. Конструкции, типы и назначение подшипников
6. Виды зубчатых передач
7. Цепные передачи – виды и назначение
8. Шпоночные и штифтовые соединения
9. Профильные и фланцевые соединения
10. Выбор подшипников и конструирование опор валов

Список рекомендуемой литературы и дополнительных источников

1. Андреев, В.И. Техническая механика: Учебник для бакалавров. / В.И. Андреев, А.Г. Паушкин, А.Н. Леонтьев. - М.: АСВ, 2013. - 256 с.
2. Аркуша, А.И. Техническая механика: Теоретическая механика и сопротивление материалов / А.И. Аркуша. - М.: Ленанд, 2016. - 352 с.
3. Ахметзянов, М.Х. Техническая механика (сопротивление материалов): Учебник для СПО / М.Х. Ахметзянов, И.Б. Лазарев. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 300 с.
4. Батиенков, В.Т. Техническая механика: Учебное пособие / В.Т. Батиенков, С.И. Евтушенко, В.А. Лепихова и др. - М.: Риор, 2017. - 368 с.
5. Вереина, Л.И. Техническая механика: Учебник / Л.И. Вереина. - М.: Academia, 2018. - 316 с.
6. Вереина, Л.И. Техническая механика: Учебник / Л.И. Вереина. - М.: Academia, 2017. - 224 с.
7. Михайлов, А.М. Техническая механика: Учебник / А.М. Михайлов. - М.: Инфра-М, 2018. - 160 с.
8. Молотников, В.Я. Техническая механика: Учебное пособие / В.Я. Молотников. - СПб.: Лань, 2017. - 476 с.
9. Олофинская, В.П. Техническая механика: Курс лекций с вариантами практических и тестовых заданий: Учебное пособие / В.П. Олофинская. - М.: Форум, 2013. - 352 с.
10. Петровский, В.В. Техническая механика. Часть 1 / В.В. Петровский. - М.: МГИУ, 2010. - 76 с.
11. Сафонова, Г.Г. Техническая механика: Учебник / Г.Г. Сафонова, Т.Ю. Артюховская, Д.А. Ермаков. - М.: Инфра-М, 2017. - 400 с.

РАЗДЕЛ II. ПРИМЕНЕНИЕ ОСНОВНЫХ ЗАКОНОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И МАГНИТНЫХ ЦЕПЕЙ И ИХ ПРОЯВЛЕНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ СИЛОВЫХ ЦЕПЯХ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЙ

Цели обучения:

После прохождения данного раздела студенты смогут:

- применять формулы в расчетах простых и сложных электрических цепей, законы и свойства электрических цепей постоянного тока, электрического поля, электрических измерений, электромагнетизма, однофазных и трехфазных электрических цепей и их соединения, основ электроники, полупроводниковых приборов и электроизоляционных материалов в профессиональной деятельности;
- читать электрические схемы;
- изображать основные элементы электрических цепей в схемах;
- владеть понятиями и методами расчета электрических цепей;
- понимать классификацию и функциональное назначение современных изделий микроэлектроники;
- объяснять характеристики электронных устройств;
- производить оценку работоспособности приборов и схем и расчеты электронных схем.

Предварительные требования:

Перед началом работы с данным модулем студенты должны изучить такие дисциплины, как «Черчение», «Математика», «Физика», «Геометрия».

Введение

Раздел «Применение теоретических основ электротехники и электроники в профессиональной деятельности» имеет большое общеобразовательное значение: способствует развитию логического мышления, служит для общеинженерной подготовки студентов и создания теоретической базы для изучения последующих специальных дисциплин.

При изучении курса студенты имеют достаточно полное представление об электрических и магнитных цепях и их составных элементах, основных методах анализа и расчета этих цепей в статических и динамических режимах работы, т.е. в создании научной базы для последующего изучения различных специальных машиностроительных дисциплин.

Задачи курса заключаются в освоении теории физических явлений, а также в привитии практических навыков использования методов анализа и расчета электрических и магнитных цепей для решения широкого круга задач.

При изучении дисциплины предполагается, что студент имеет соответствующую математическую подготовку в области дифференциального и интегрального исчисления, линейной и нелинейной алгебры, комплексных чисел и тригонометрических функций, а также знаком с основными понятиями и законами электричества и магнетизма, рассматриваемыми в курсе физики.

В разделе приведены примеры решения типовых задач по всем темам. Решения задач сопровождаются рядом рекомендаций, которые должны помочь студенту при самостоятельном изучении материала.

2.1. Расчеты электрических цепей производства

2.1.1. Основные законы и элементы электрических цепей

Электрическое поле – частный случай электромагнитного поля. Особая форма материи, источником которой является неподвижный электрический заряд [19].

Электрический заряд – мера электромагнитного взаимодействия двух тел (количество электричества).

Основные свойства электрического поля представлены на рисунке 2.1

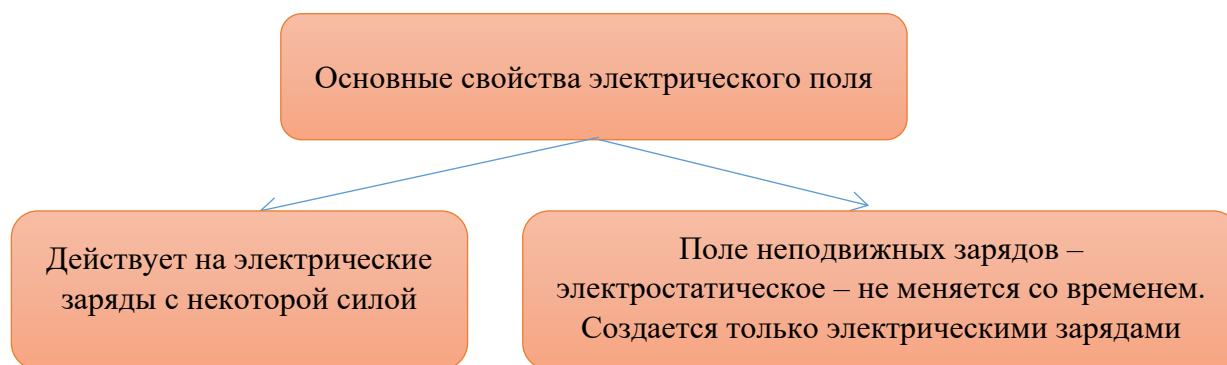


Рисунок 2.1 - Основные свойства электрического поля

Электрической цепью (рис. 2.2) называют совокупность различных электротехнических устройств (источники, потребители, измерительные приборы, коммутационная аппаратура), соединенных между собой проводниками. Все электротехнические устройства, входящие в электрическую цепь, условно можно разделить на две большие группы: *источники* и *приемники* электрической энергии.

Основные параметры цепей.

Сила тока:
$$i = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\Delta q}{\Delta t} = \frac{dq}{dt} . \quad (2.1)$$

Единица измерения - Ампер, (А)

Электродвижущая сила, ЭДС:
$$E = \frac{A}{q} \quad (2.2)$$

Единица измерения - Вольт, (В)

Напряжение -
$$U = \frac{A}{q} \quad (2.3)$$

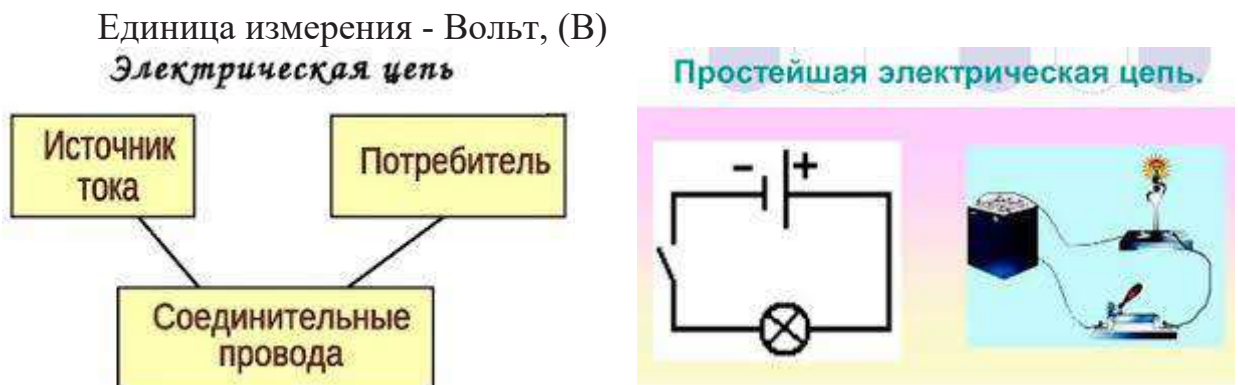


Рисунок 2.2 – Схема электрической цепи

Мгновенное значение скорости изменения энергии, поступающей в цепь, называется мгновенной мощностью и равно[20]:

$$p = ui \quad (2.4)$$

Мгновенная мощность измеряется в Джоулях в секунду (Дж/с) или в Ваттах (Вт).

Электрическое сопротивление: Единица измерения - Ом

Формула зависимости сопротивления проводника от материала проводника и его геометрических размеров:

$$R = \frac{\rho l}{s}; \quad (2.5)$$

где, ρ - удельное сопротивление проводника [Ом · м]

l - длина проводника, [м]

s - площадь поперечного сечения проводника, [м²]

Зависимость сопротивления от температуры:

$$R = R_{t_1} [1 - \alpha(t_2 - t_1)], \quad (2.6)$$

где, R_{t_1} - сопротивление при температуре t_1 , Ом

α - температурный коэффициент

t_1 - начальная температура

t_2 - конечная температура

Основные сведения об элементах электрической цепи [2]:

1. Резистивный элемент (резистор)

В простейшем случае проводника длиной ℓ и сечением S его сопротивление определяется выражением (5)

Основной характеристикой резистивного элемента является зависимость $u(i)$ (или $i(u)$), называемая вольт-амперной характеристикой (ВАХ).

2. Индуктивный элемент (катушка индуктивности)

Условное графическое изображение катушки индуктивности приведено на рисунке 2.3, а

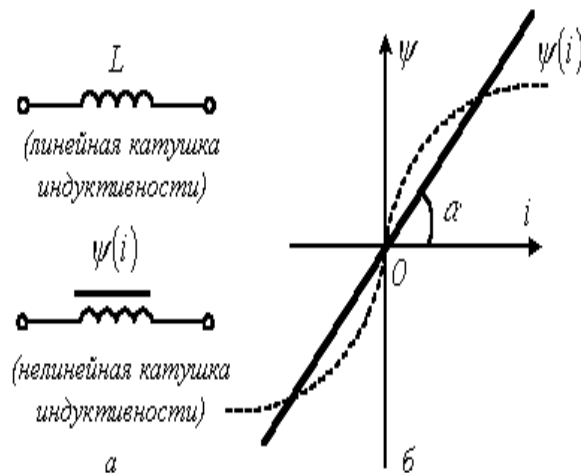


Рисунок 2.3 - Условное графическое изображение катушки индуктивности

Индуктивность определяется отношением потокосцепления к току, протекающему по виткам катушки. Единицей измерения является Гн (Генри).

3. Емкостный элемент (конденсатор)

Условное графическое изображение конденсатора приведено на рис. 2.4 а.

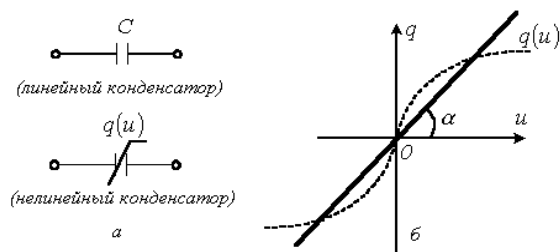


Рисунок 2.4 - Условное графическое изображение конденсатора

Конденсатор – это пассивный элемент, характеризующийся емкостью (рис. 2.5). Вольт-амперная характеристика конденсатора представлено на рисунке 2.6.



Рисунок 2.5 - Конденсатор



Рисунок 2.6 - Вольт-амперная характеристика конденсатора

Элементы электрической цепи представлено в таблице 2.1

Таблица 2.1 - Элементы электрической цепи

Элементы электрической цепи	функции	виды
Пассивные	элементы электрической цепи, которые преобразуют энергию источников в любой другой вид энергии или запасают ее в электрическом или магнитном поле.	двухполюсные и многополюсные

В любой электрической цепи, безотносительно элементов ее образующих, можно выделить пути, по которым протекает один и тот же электрический ток и места соединения таких путей.

Для описания топологических свойств электрической цепи используются топологические понятия, основными из которых являются узел, ветвь и контур.

Узлом электрической цепи называют место (точку) соединения трех и более элементов. Графически такое соединение может изображаться различными способами (рис.2.7).

Ветвью называют совокупность связанных элементов электрической цепи между двумя узлами. Ветвь по определению содержит элементы, поэтому вертикальные связи рис.2.7 а) и б) ветвями не являются.

Контуром (замкнутым контуром) называют совокупность ветвей, образующих путь, при перемещении вдоль которого мы можем вернуться в исходную точку, не проходя более одного раза по каждой ветви и по каждому узлу[31].

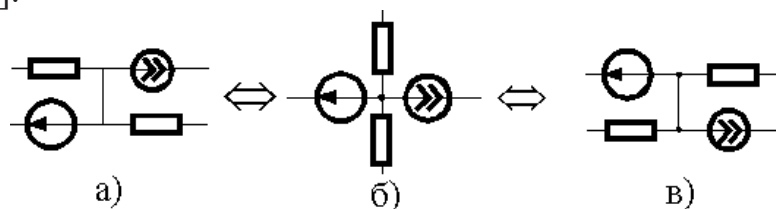


Рисунок 2.7 - Соединения электрической цепи

Законы Кирхгофа (рис. 2.8) являются одной из форм закона сохранения энергии и относятся к фундаментальным законам природы.



Рисунок 2.8 – Законы Кирхгофа

Первый закон - алгебраическая сумма токов ветвей, сходящихся в любом узле электрической цепи, равна нулю

$$\sum_{k=1}^n I_k = 0 \quad (2.7)$$

где m - число ветвей, сходящихся в узле.

Второй закон - закон напряжений Кирхгофа (ЗНК) формулируется по отношению к контурам и гласит: **алгебраическая сумма напряжений ветвей в любом контуре цепи равна нулю.**

$$\sum_{k=1}^n U_k = \sum_{k=1}^m E_k \quad (2.8)$$

где n – число ветвей, входящих в контур.

2.1.2. Расчет однофазных и трехфазных электрических цепей переменного тока

Переменный электрический ток по сравнению с постоянным имеет большое преимущество в быту и на производстве. Преимущество переменного тока обусловлено в первую очередь в том, что напряжение и силу тока можно в очень широких пределах преобразовывать (трансформировать) почти без потерь энергии и передавать на большие расстояния. Именно поэтому переменный ток и напряжение широко применяется в промышленности.

В промышленности (на электростанциях) переменный электрический ток вырабатывается генераторами переменного тока, в которых используется явление электромагнитной индукции. Простейшая схема получения переменного тока и напряжения показана на рис.2.9:

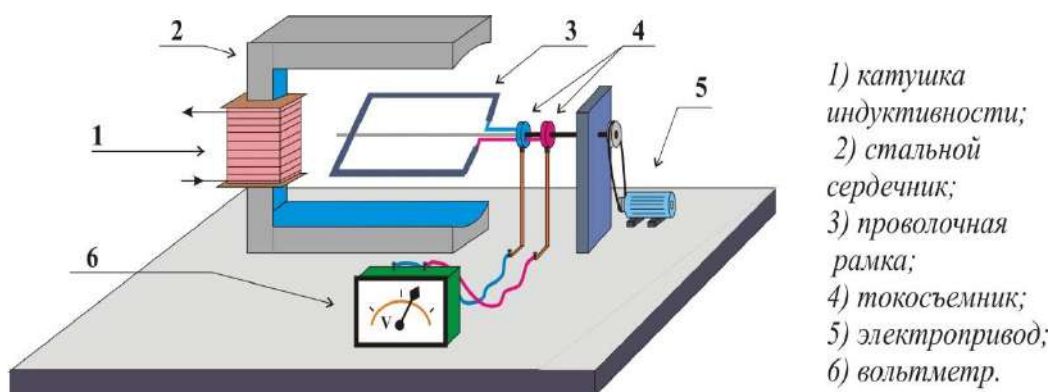


Рисунок 2.9 – Простейшая схема получения переменного тока и напряжения

Ток, возникающий в рамке под действием ЭДС индукции, с течением времени будет изменяться как и сама ЭДС. Такой ток называется **переменным синусоидальным током**.

Промежуток времени, в течение которого ток совершает одно полное колебание (один оборот), называется периодом переменного тока. Период колебания обозначают T , число колебаний за 1 сек. Называют частотой тока и обозначается буквой f . Единицей частоты обозначают в герцах (Гц):

$$F = \frac{1}{T} \quad \text{или} \quad T = \frac{1}{f} \quad (2.9)$$

Заметим, что в нашей стране и в большинстве других стран в промышленности и в быту применяют переменный ток с частотой 50 Гц.

Переменный ток, полученный при помощи вращения в магнитном потоке проводника или системы проводников, соединенных в одну катушку, называется **однофазным переменным током**. Синусоидальные переменные токи находят наибольшее применение в технике. Однако можно встретить переменные токи, изменяющиеся не по закону синуса. Такие переменные токи называются **несинусоидальными**[21].

Многофазной системой называется совокупность электрических цепей, называемых **фазами**, в которой действуют синусоидальные напряжения одной частоты, отличающиеся друг от друга по фазе. Чаще всего применяются симметричные многофазные системы, напряжения которых равны по величине и сдвинуты по фазе на угол $2\pi/m$, где m – число фаз.

Наибольшее распространение имеет **трехфазная система** (созданная русским ученым М.О. Доливо-Добровольским в 1891 году), он также изобрел и разработал все звенья этой системы (генераторы, трансформаторы, линии электропередач и двигатели трехфазного тока). Трехфазной системой (рис. 2.10) называют систему, состоящую из трех цепей, в которой действуют переменные ЭДС, имеющие одинаковые амплитуды и частоту, но сдвинутые по фазе друг относительно друга на 120° или на $1/3$ периода (так называемый электрический угол)

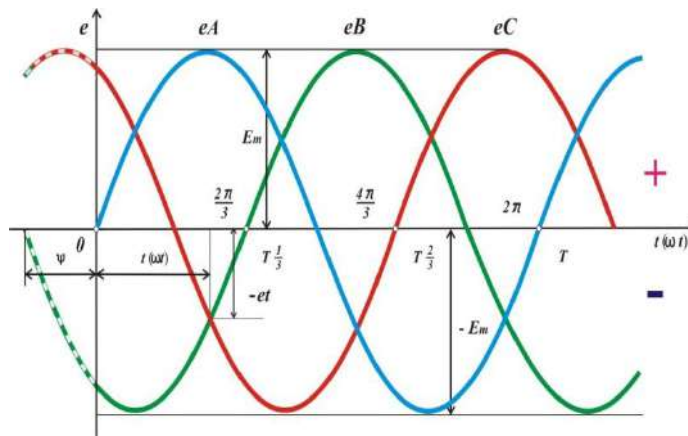


Рисунок 2.10 - Трехфазная система

Для получения связанной трехфазной цепи используют трехфазный генератор.

Характеристика электрической емкости представлена на рисунке 2.11

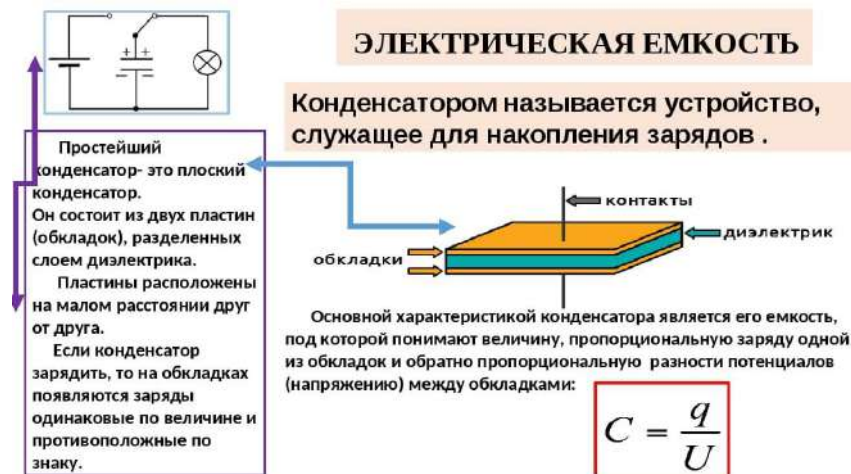


Рисунок 2.11 - Характеристика электрической емкости

2.1.3. Сборка различных электрических схем

Схемы электрических цепей. Схемы трехфазных электрических цепей

Электрическая схема - это документ, составленный в виде условных изображений или обозначений составных частей изделия, действующих при помощи электрической энергии, и их взаимосвязей

Для уменьшения количества проводов в линии фазы генератора гальванически связывают между собой. Различают два вида соединений: в звезду и в треугольник. В свою очередь при соединении в звезду система может быть трех- и четырехпроводной (рис.2.12)

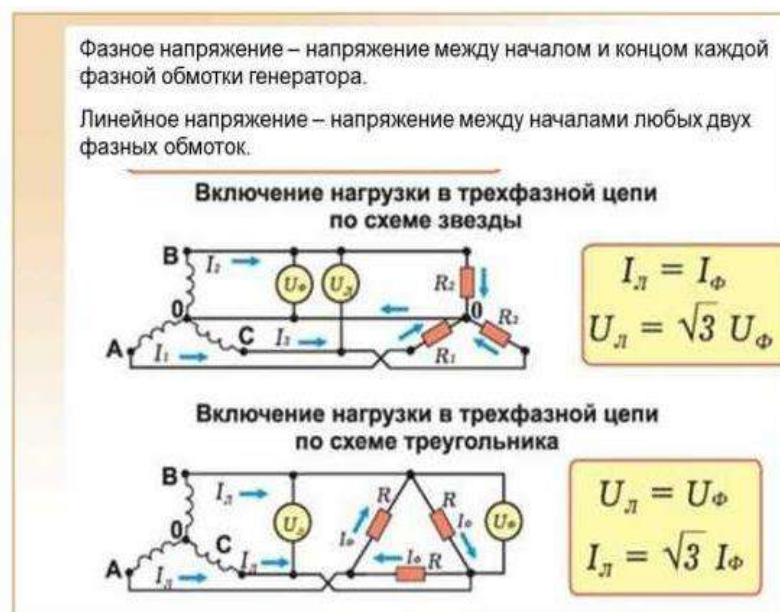


Рисунок 2.12 - Соединения в трехфазных цепях

Здесь провода А, В и С – линейные провода.

Линейным называется провод, соединяющий начала фаз обмотки генератора и приемника[3]. Трехфазная система при соединении в звезду без нейтрального провода называется трехпроводной, с нейтральным проводом – четырехпроводной. Все величины, относящиеся к фазам, носят название фазных переменных, к линии - линейных.

2.1.4. Составление электрических схем

Один из этапов проектирования электрических устройств - составление электрических схем. Согласно ГОСТ определены следующие виды схем: электрические, гидравлические, пневматические, газовые (кроме пневматических), кинематические, вакуумные, оптические, энергетические и комбинированные.

В данном случае мы рассмотрим электрические принципиальные схемы и основные правила их составления. Принципиальная схема устройства необходима, во-первых, для того, чтобы иметь представление о том, какие элементы входят в состав устройства, во-вторых, как эти элементы соединены между собой и, в-третьих, какие характеристики имеют эти элементы.

Необходимо соблюдать следующие правила:

Правило 1. Порядковые номера элементам (устройствам) следует присваивать, начиная с единицы, в пределах группы элементов (устройств), которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение, например, R1, R2, R3 и т.д., C1, C2, C3 и т.д. Не допускается пропуск одного или нескольких порядковых номеров на схеме [21-22].

Правило 2. Порядковые номера должны быть присвоены в соответствии с последовательностью расположения элементов или устройств

на схеме сверху вниз в направлении слева направо. При необходимости допускается изменять последовательность присвоения порядковых номеров в зависимости от размещения элементов в изделии, направления прохождения сигналов или функциональной последовательности процесса.

Правило 3. Позиционные обозначения проставляют на схеме рядом с условными графическими обозначениями элементов и (или) устройств с правой стороны или над ними. Кроме того, не допускается пересечение позиционного обозначения линиями связи, УГО элемента или любыми другими надписями и линиями.



Рисунок 2.13 – К правилу 3

Правило 4. Линии связи должны состоять из горизонтальных и вертикальных отрезков и иметь наименьшее количество изломов и взаимных пересечений. В отдельных случаях допускается применять наклонные отрезки линий связи, длину которых следует по возможности ограничивать. Пересечение линий связи, которого не удаётся избежать, выполняется под углом 90° .

Правило 5. Толщина линий связи зависит от формата схемы и размеров графических обозначений и выбирается из диапазона 0.2 – 1.0 мм. Рекомендуемая толщина линий связи – 0.3 – 0.4 мм. В пределах схемы все линии связи должны быть изображены одинаковой толщины. Допускается использование нескольких (не более трех) различных по толщине линий связи для выделения функциональных групп в пределах изделия [23].

Правило 6. Условные графические обозначения элементов изображают на схеме в положении, в котором они приведены в соответствующих стандартах, или повернутыми на угол, кратный 90° , если в соответствующих стандартах отсутствуют специальные указания. Допускается условные графические обозначения поворачивать на угол, кратный 45° , или изображать зеркально повернутыми.

Правило 7. При указании около условных графических обозначений номиналов элементов (резисторов, конденсаторов) допускается применять упрощенный способ обозначения единиц измерения:

Правило 8. Расстояние между линиями связи, между линией связи и УГО (условно-графическое обозначение) элемента, а так же краем листа должно быть не менее 5 мм. В таблице 2.2 приведены УГО некоторых элементов цепи.

Таблица 2.2 - УГО некоторых элементов цепи

Название элемента	УГО	Буквенное обозначение	ГОСТ
Аккумуляторная батарея		GB	2.768-90
Контакт		SA	2.755-87
Лампа накаливания		HL	2.732-68

А теперь последовательно включим эти элементы, собрав электрическую цепь:

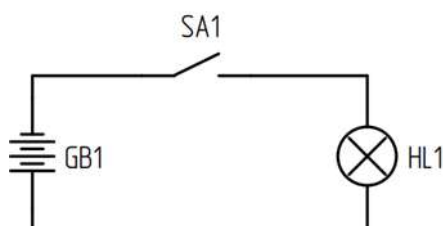


Рисунок 2.14 – Первая принципиальная электрическая схема

Контакт SA1 называется нормально разомкнутым контактом, потому что в изначальном положении он разомкнут и ток через него не течет. При замыкании SA1 (например, это может быть выключатель, которым мы все зажигаем дома свет) лампа HL1 загорится, подпитываясь энергией батареи GB1, и гореть она будет до тех пор, пока не разомкнется ключ SA1, либо не кончится заряд аккумулятора. Данная схема абсолютно точно и наглядно показывает последовательность соединения элементов и тип этих элементов, что исключает ошибки при сборке устройства на практике[24].

2.1.5. Устройство и назначение приборов электрооборудования

Устройство и назначение электроизмерительных приборов

Электроизмерительные приборы используются в промышленности, энергетике, научной области, в быту.

Классифицируются электроизмерительные приборы по разным критериям (рис.2.15)

1. По назначению: для измерения напряжения, силы тока, мощности, сопротивления и т. д.



Рисунок 2.15 – Классификация электроизмерительных приборов

2. По принципу действия: магнитоэлектрические (рис.2.16), электромагнитные, электростатические, тепловые, индукционные, электронные, вибрационные, самопишущие, цифровые и т. д. Принцип работы основан на взаимодействии магнитного поля неподвижной катушки с сердечником из ферро магнитного материала, внесенного в это поле.

Основные детали: неподвижная катушка и подвижный сердечник из ферромагнетика.

Электромагнитная система. Принцип работы основан на взаимодействии двух катушек (рамок), по которым течет ток. Одна из них неподвижна, а другая подвижна. Перемещение катушек относительно друг друга обуславливается тем, что проводники, по которым протекают токи одного направления, притягиваются, а с токами противоположных направлений – отталкиваются.

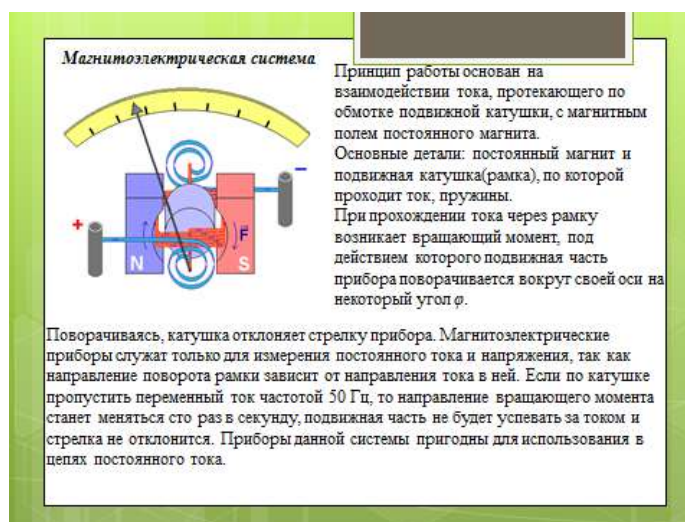


Рисунок 2.16 – Магнитоэлектрическая система

Электростатическая система.

Принцип работы основан на действии электростатического поля, созданного между двумя неподвижными электродами, на подвижный электрод. Когда к неподвижным электродам приложено напряжение, подвижный электрод стремится расположиться так, чтобы емкость была наибольшей, вследствие чего подвижная часть отклоняется от первоначального положения.

Вращающий момент, действующий на подвижную часть прибора, пропорционален квадрату напряжения. Вследствие этого шкала приборов электростатической системы неравномерна[23].

Цифровые измерительные прибор (рис.2.17).

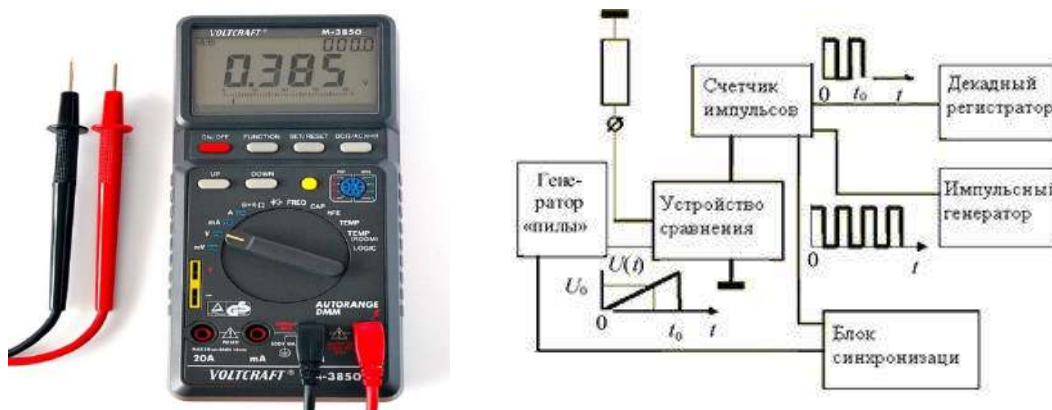


Рисунок 2.17 - Цифровые измерительные приборы

Основой цифрового вольтметра является аналого-цифровой преобразователь (АЦП). В настоящее время имеется множество схемотехнических принципов построения АЦП, однако общим из них является сравнение измеряемой величины с набором эталонов.

Основными характеристиками АЦП являются точность преобразования (число разрядов в выходном коде) и быстродействие.

Можно условно разделить АЦП на два класса: последовательного счета, когда выходной код определяется равенством измеряемого напряжения с дискретно растущим эталонным напряжением и параллельного, когда сигнал сравнивается с набором эталонных напряжений.

Цифровой амперметр можно реализовать установив на входе цифрового вольтметр калиброванный резистор небольшой величины, через который протекает измеряемый ток. Падение напряжения на входном резисторе, пропорциональное протекающему току, измеряется цифровым вольтметром, табло которого соответствующим образом градуируется.

Общие элементы приборов

Шкала. Шкала обычно представляет собой светлую поверхность с черными делениями и цифрами, соответствующими определенным значениям измеряемой величины.

На шкале каждого прибора наносятся следующие обозначения: обозначение единицы измеряемой величины, условное обозначение системы прибора (или принципа действия прибора), обозначение класса точности прибора, условное обозначение положения прибора, условное обозначение степени защищенности от магнитных и других влияний, величина испытательного напряжения изоляции измерительной цепи по отношению к корпусу, год выпуска и заводской номер, обозначение рода тока, тип прибора, значение силы тока, соответствующее определенным значениям напряжения, и значения напряжения, соответствующие определенным значениям силы тока.

Указатель.

Может быть выполнен в виде стрелки или светового пятна с темной нитью посередине. По форме стрелки бывают нитевидными, ножевидными и копьевидными.

Шкалы приборов имеют деления.

Для перевода числа делений в единицы измеряемой величины необходимо отсчет по шкале умножить на цену деления шкалы для данного предела измерения.

Цена деления – это число единиц измеряемой величины, приходящееся на одно деление шкалы.

Чтобы определить цену деления шкалы, нужно предел измерения прибора разделить на общее число делений шкалы.

Пример: предельное значение силы тока $I_{\text{пред.}} = 75 \text{ А}$, шкала амперметра имеет 150 делений. В этом случае цена деления шкалы: $C_I = 0,5 \text{ А/дел.}$

Класс точности Обозначается на лицевой стороне прибора числами: 0,05; 0,1; 0,2; 4,0 и т. д.

Эти числа указывают величину возможной относительной ошибки в процентах при отклонении стрелки прибора на всю шкалу[23].

2.1.6. Устройство, назначение и режимы работы трансформаторов

Трансформатор – это статический электромагнитный аппарат, преобразующий величину переменного напряжения при неизменной частоте[4]. Классификация трансформаторов представлена в таблице 2.3:

Таблица 2.3 - Классификация трансформаторов

По количеству фаз	однофазные и трехфазные
По виду магнитопровода:	стержневые, броневые, тороидальные
По назначению:	силовые (питающие), измерительные (расширяют пределы измерения приборов) и специальные (например сварочные)
По значению выходного напряжения:	понижающие и повышающие

Виды однофазных трансформаторов представлены на рисунке 2.18



Рисунок 2.18 - Виды однофазных трансформаторов

Устройство однофазного трансформатора.

Замкнутый магнитопровод (шихтован) набран из листов электротехнической стали толщиной 0,35-0,5 мм, изолированных лаком (для уменьшения потерь на вихревые токи).

Верхняя часть магнитопровода – ярмо, там где одеты обмотки – стержень. Обмотки из медного провода располагаются на стержнях, изолированы от них. Первичная обмотка запитывается от сети, а к вторичной, присоединяют нагрузку.

Принцип работы однофазного трансформатора основан на явлении взаимной индукции и законе электромагнитной индукции (рис. 2.19)

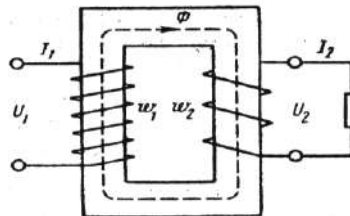


Рисунок 2.19- Принцип работы однофазного трансформатора

Принципиальная схема трехфазного трансформатора представлено на рис.



Рисунок 2.20 - Принципиальная схема трехфазного трансформатора

Устройство трансформаторов представлено на рис. 2.21



Рисунок 2.21 - Устройство силового трансформатора



Контрольные вопросы:

1. Основные свойства электрического поля.
2. Что представляет собой электрическая цепь?
3. Назовите основные параметры и элементы цепей.
4. Что такое конденсатор?
5. Какие соединения электрической цепи вы знаете?
6. Что такое цифровые устройства?
7. Для чего служат преобразовательные устройства?
8. Законы Кирхгофа.
9. Перечислите функции выпрямителя.

2.2. Основные характеристики трехфазных асинхронных двигателей

Асинхронные машины чаще используют в качестве двигателей. Трёхфазные асинхронные двигатели делятся на двигатели с короткозамкнутым и фазным роторами. Последний, иногда называют двигателем с контактными кольцами или коллекторным.

Простейшая модель асинхронного двигателя предстала на рис. 2.22, а характеристики на рис. 2.23

Наибольшее распространение получили бесколлекторные двигатели с короткозамкнутым ротором, которые обладают лучшими эксплуатационными характеристиками и меньшей стоимостью по сравнению с коллекторными. Основное эксплуатационное преимущество их заключается в том, что они не имеют трущихся колец и щеток.

Двигатель состоит из станины, к которой крепятся статор и две боковины с подшипниками для опоры вала ротора. Статор содержит магнитопровод и обмотки, к которым подводится напряжение питающей сети.

Магнитопровод представляет собой набор кольцеобразных пластин, изготовленных из электротехнической стали толщиной 0,35... 0,5 мм. С

целью снижения потерь от вихревых токов пластины изолируются друг от друга окалиной, лаком или тонкой бумагой. На внутренней стороне пластины при штамповке вырубается пазы, в которые после сборки пластин укладываются три обмотки, образующие трехфазную систему[24-25].

Концы обмоток выводятся на щиток, располагаемый на станине. В зависимости от схемы переключения обмоток можно получить соединение их либо звездой, либо треугольником. В первом случае двигатель включают на напряжение питания 380/220 В, во втором -220/127 В.

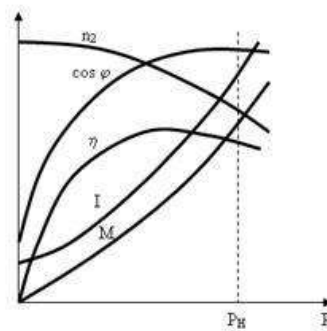
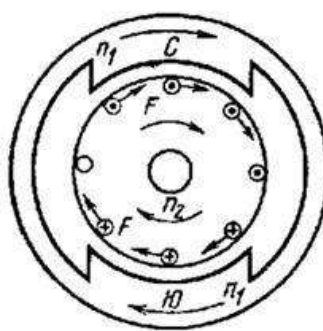


Рисунок 2.22 - Простейшая модель асинхронного двигателя

Рисунок 2.23 - Характеристики

2.2.1.Характеристика устройств машин постоянного тока

Электрические машины широко применяются во многих отраслях промышленности. Они осуществляют преобразование энергии, а также различных электрических и других сигналов. Достоинствами их являются высокий к.п.д., достигающий в мощных электрических машинах 95,99%, сравнительно малый вес и габаритные размеры, а также хорошее использование материалов.

Электрические машины могут быть выполнены на различные мощности (от долей ватта до сотен мегаватт) и скорости вращения, на различный род тока, а также различные величины напряжения и частоты. Они характеризуются высокой надежностью и долговечностью, простотой управления и обслуживания, удобством подвода и отвода энергии, а также небольшой стоимостью при массовом и крупносерийном производстве.

По роду тока электрические машины делятся на машины переменного и постоянного тока[26].

Машины постоянного тока используются в качестве генераторов, двигателей, электромашинных усилителей, преобразователей скорости вращения в электрические сигналы (тахогенераторов) и преобразователей напряжения. В последние годы в связи с развитием управляемых полупроводниковых преобразователей все более широко применяются электроприводы с двигателями постоянного тока.

Электрические машины при всем их разнообразии подразделяются на две группы:

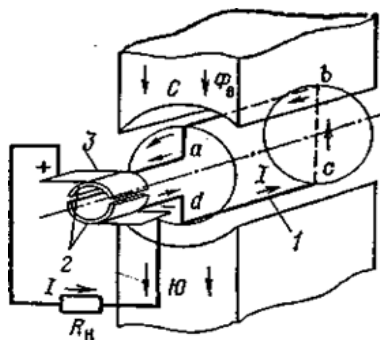
а) генераторы - электрические машины, с помощью которых вырабатывается электрическая энергия;

б) двигатели - электрические машины, с помощью которых электрическая энергия преобразуется в механическую.

Принцип действия электрического генератора основан на законе электромагнитной индукции, который формулируется так: «При всяком изменении магнитного потока, пронизывающего проводящий контур, в этом контуре наводится электродвижущая сила (ЭДС)». Использование этой ЭДС позволяет преобразовывать механическую энергию в электрическую.

Если магнитный поток пересекает проводник, по которому течет электрический ток, то на этот проводник будет действовать механическая сила, это позволяет преобразовывать электрическую энергию в механическую. Электрическая машина, работающая на этом принципе, является двигателем. Машина постоянного тока состоит из неподвижной и вращающейся частей, называемых статором и якорем.

Принцип действия генератора постоянного тока рассмотрим с помощью рисунка 2.24.



1-рамка; 2-коллекторные пластины; 3-щетки.

Рисунок 2.24 – Простейшая модель генератора постоянного тока

При вращении рамки 1 в магнитном поле с потоком Φ_B в ней будет наводиться ЭДС, которая в зависимости от времени t будет изменяться по синусоидальному закону. Подсоединим к концам рамки коллекторные пластины 2, которые при вращении рамки будут касаться двух неподвижных щеток 3. С помощью щеток коллекторные пластины окажутся соединенными с нагрузкой R_{Π} .

Чтобы перевести генератор в режим двигателя, необходимо к обмоткам возбуждения статора и якоря подвести электрический ток от внешнего источника. В этом случае электрическая энергия внешнего источника будет преобразовываться в механическую энергию вращения якоря. Протекание тока в обмотке возбуждения создает магнитный поток полюсов, который, взаимодействуя с током рабочей обмотки якоря, создает вращающий момент, под действием которого якорь начинает вращаться[26].

В двигателях постоянного тока, где электрическая энергия преобразуется в механическую, взаимодействие тока в обмотке якоря с

магнитным полем полюсов создает вращающий момент, который приводит якорь во вращение. Значение вращающего момента определяется, как и в случае генератора, конструктивными данными машины, магнитным потоком Φ и током в обмотке якоря. Развиваемый двигателем вращающий момент уравнивается суммой моментов холостого хода, тормозного и динамического. Динамический момент возникает при всяком изменении скорости вращения и зависит от инерции вращающихся частей машины и угловой скорости вращения. В двигателях постоянного тока может создаться такая ситуация, при которой вращающий момент остается больше тормозного момента. В этом случае частота вращения начинает увеличиваться, что может привести к разрушению машины. В литературе подобный режим называют «разносом» двигателя.

2.2.2. Применение схем приборов и устройств

Операционные усилители. Схемы различных электронных устройств. Операционный усилитель (ОУ)- это электронный усилитель напряжения с высоким коэффициентом усиления ($K=10^3, 10^6$), имеющий дифференциальный вход (два входа) и один выход.

Свое начало операционные усилители ведут от аналоговых компьютеров, где они применялись во многих линейных, нелинейных и частото-зависимых схемах. Параметры схем с операционными усилителями определяются только внешними компонентами, а также небольшой температурной зависимостью или разбросом параметров при их производстве, что делает операционные усилители очень популярными элементами при конструировании электронных схем. С развитием электронных вычислительных машин (ЭВМ) и вытеснением аналоговых первоначальная функция ОУ была утрачена, но термин «операционный» за ними сохранился.

Нужно подчеркнуть, что реализовать высококачественный ОУ на дискретных элементах в промышленных масштабах практически невозможно. Поэтому широкое распространение ОУ получили лишь с широким использованием интегральной технологии, где несущественна сложность электрической схемы и легко решается проблема симметрии.

Операционные усилители являются наиболее востребованными приборами среди современных электронных компонентов, они находят своё применение в потребительской электронике, применяются в промышленности и в научных приборах. Многие стандартные микросхемы операционных усилителей стоят несколько рублей. Но некоторые модели гибридных или интегрированных операционных усилителей со специальными характеристиками, выпускаемые мелкими партиями, могут стоить тысячи рублей. Операционные усилители выпускаются и как отдельные компоненты, и как элементы сложных электронных схем[27-28].

Выводы для подачи напряжения питания (см. рис. 2.25) могут обозначаться по-разному. Невзирая на различное обозначение, их функция

остаётся одной и той же - обеспечение энергии для усиления сигнала. Часто на схемах эти выводы не изображают, чтобы не загромождать чертёж, и их наличие либо указывается отдельно, либо должно быть ясно из схемы.

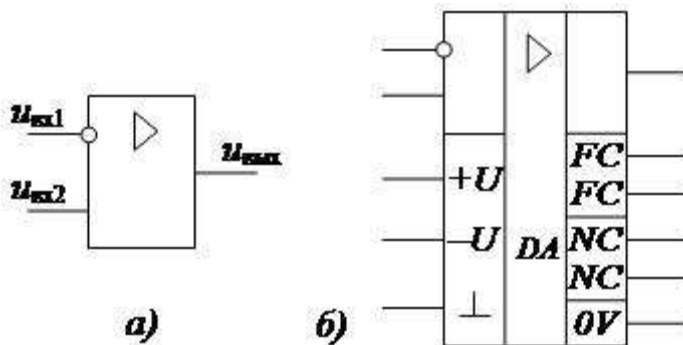


Рисунок 2.25- Обозначение ОУ на схемах.

Условные обозначения на схемах для ОУ, изображённых на рис. 11.1:

- неинвертирующий вход: $U_{\text{вх2}}$, V_+
- инвертирующий вход: $U_{\text{вх1}}$, V_- , (обозначается окружностью на входе)
- выход: $U_{\text{вых}}$, V_{out}
- плюс напряжения питания: $+U$, V_{S+}
- минус напряжения питания: $-U$, V_{S-}
- общий информационный вывод: $0V$
- FC – выводы частотной коррекции. Частотная коррекция необходима, чтобы устранить возможные автоколебания при введении ОС.
- NC - выводы балансировки. Выводы балансировки предназначены для подключения подстроечного резистора с целью дополнительной, более точной балансировки плеч ОУ.

Современные ОУ, как правило, имеют цепи внутренней частотной коррекции, а дополнительная балансировка часто не требуется. Поэтому ОУ, у которых дополнительные выводы в конкретной схеме не используются, целесообразно обозначать в упрощенном виде – без дополнительных полей.

Принцип действия ОУ. Дифференциальный вход усилителя состоит из двух выводов: $U_{\text{вх1}}$ и $U_{\text{вх2}}$, идеальный операционный усилитель усиливает только разницу напряжений между двумя этими входами, эта разница называется дифференциальным напряжением на входе. Напряжение на выходе операционного усилителя определяется формулой

$$U_{\text{вых}} = K_{\text{ОУ}}(U_{\text{вх2}} - U_{\text{вх1}}) \quad (2.10)$$

где $U_{\text{вх2}}$ - напряжение на неинвертирующем (прямом) входе,

$U_{\text{вх1}}$ - напряжение на инвертирующем (инверсном) входе,

$K_{\text{ОУ}}$ - коэффициент усиления усилителя с разомкнутой петлей обратной связи (то есть обратная связь от выхода ко входу отсутствует).

Значение коэффициента усиления у микросхем операционных усилителей велико, следовательно, небольшая разница напряжений между входами $U_{вх2}$ и $U_{вх1}$ приведёт к появлению на выходе усилителя напряжения почти равному напряжению питания. Это называется насыщение усилителя.

2.2.3. Параметры и характеристики аналоговых и цифровых электронных устройств

Электронные устройства делятся на аналоговые и цифровые. Аналоговые (АЭУ) – это устройства, предназначенные для усиления, преобразования и обработки сигналов, изменяющихся по закону непрерывной функции. Преимущества аналоговых устройств (сравнительная простота, надежность и быстродействие) обеспечили им самое широкое применение. Цифровые устройства служат для обработки импульсных сигналов в двоичном или каком-либо другом коде. АЭУ делятся на две большие группы (рисунок 2.26). Электронный усилитель электрических колебаний – это устройство для увеличения мощности сигнала за счет энергии источника постоянного напряжения. Является одним из основных узлов радиоаппаратуры и радиоаппаратуры и электронных систем.



Рисунок 2.26 - Классификация аналоговых и электронных устройств

б) преобразователи сопротивлений. Строятся также на усилителях с обратной связью. Они преобразуют величину, знак и характер сопротивлений;

в особый класс составляют всевозможные генераторы сигналов и связанные с ними устройства.

Усилители классифицируются по нескольким признакам:

- по диапазону усиливаемых частот:

а) усилители постоянного тока (УПТ). УПТ усиливают входной сигнал в диапазоне от нулевой до некоторой верхней частоты $0 \propto f_{УПТ} \propto f_B$. Они усиливают как переменную, так и постоянную составляющую входного сигнала в диапазоне Гц.

б) усилители переменного тока способны усиливать только переменную составляющую сигнала. Они усиливают колебания с частотами от нижней f_H граничной частоты до верхней f_B граничной частоты $f_H \ll f_B$.

- по виду амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) усилители переменного сигнала делятся на:

а) УНЧ или УЗЧ - усилитель низких или звуковых частот, у которых $f_B = 20\text{кГц}$; $f_H = 15\text{кГц}$

б) УВЧ (усилитель высоких частот) имеет f_H - десятки кГц; f_B - десятки МГц;

- широкополосные усилители (ШПУ), у которых f_H - десятки Гц; f_B - сотни МГц;

- избирательные усилители или узкополосные; резонансные строятся на основе резонансных LC- контуров, полосовые – на основе RC-фильтра.

По роду усиливаемых сигналов они делятся на УПТ (усилитель постоянного тока), усилитель гармонических (синусоидальных) колебаний и усилитель импульсных сигналов;

По режиму работы усилителя – на усилитель тока, усилитель напряжения и усилитель мощности;

По элементной базе – на ламповые, транзисторные, интегральные и оптоэлектронные;

По способу межкаскадной связи – с гальванической (непосредственной) связью, с резистивно-емкостной (RC) связью и с трансформаторной связью.

По назначению и области применения – микрофонные, трансляционные, измерительные, радиолокационные, малошумящие, многоканальные, высоколинейные и т. д.

Кроме рассмотренных основных признаков классификации могут использоваться и другие: например, по типу питания, числу каскадов, конструктивному или технологическому исполнению и др.

Цифровые микросхемы первоначально разрабатывались для построения электронно-вычислительных машин, получивших в дальнейшем название компьютеры. То есть первое их предназначение было заменить человека при выполнении рутинной работы. Сейчас, наверное, никто и не вспомнит, что слово калькулятор ещё каких-нибудь шестьдесят лет назад обозначало не маленький карманный прибор, а профессию большого числа людей, которые занимались расчётами по конкретным математическим формулам[29].

2.2.4. Особенности цифровых устройств

Изучение цифровой техники начнем с самых элементарных вопросов: из каких элементов строятся цифровые схемы и как они устроены? Затем научимся реализовывать на основе этих простейших элементов цифровые устройства любой сложности. Для этого нам потребуется изучить основы алгебры логики и методы запоминания цифровых сигналов. Мы научимся отображать цифровую информацию и вводить ее в цифровые микросхемы.

Прежде всего, отметим, что уровни логических сигналов не уменьшаются при распространении по цифровой схеме. Это означает, что цифровые микросхемы принципиально должны обладать усилением.

В то же самое время логические уровни на выходе цифрового устройства точно такие же, как и на входе, то есть они не возрастают при прохождении через логический элемент. Это обеспечивается тем, что на выходе цифровой микросхемы происходит ограничение сигнала.

То есть цифровые микросхемы работают в ключевом режиме: транзистор может быть только открыт или закрыт. В результате на идеальном транзисторе рассеивания энергии не происходит и это означает, что в цифровых микросхемах можно достичь КПД близкого к 100%.

Виды цифровых микросхем.

В настоящее время используется несколько видов логических элементов:

- диодно-транзисторная логика (ДТЛ);
- транзисторно-транзисторная логика (ТТЛ, TTL);
- логика на основе комплементарных МОП транзисторов (КМОП, CMOS);
- логика на основе сочетания комплементарных МОП и биполярных транзисторов (BiCMOS).

Первоначально получили распространение цифровые микросхемы, построенные на основе ТТЛ технологии. Поэтому до сих пор существует огромное количество микросхем, построенных по этой технологии или совместимые с этими микросхемами по напряжению питания, логическим уровням и цоколёвке[26-28].



Контрольные вопросы

1. Перечислите типы трехфазные асинхронных двигателей.
2. В качестве чего используют асинхронные машины?
3. Что представляет собой магнитопровод?
4. Где применяются электрические машины?
5. Что такое генератор постоянного тока?
6. Принцип действия генератора постоянного тока.
7. Что такое операционные усилители?
8. Классификация аналоговых устройств
9. Классификация цифровых устройств
10. Виды логических элементов.



2.3. Контрольно-измерительные материалы

Практическое занятие 1

Тема: Методы расчета цепей постоянного тока

Цель занятия: Научить применять преобразования электрической цепи при расчетах. Научить составлять уравнения по законам Кирхгофа

1.1. Методы преобразования электрической цепи

Основные положения и соотношения

Пример преобразования «звезда—треугольник». Кроме последовательного и параллельного соединений элементов весьма распространенными являются соединения элементов треугольником и звездой (рис.2.27).

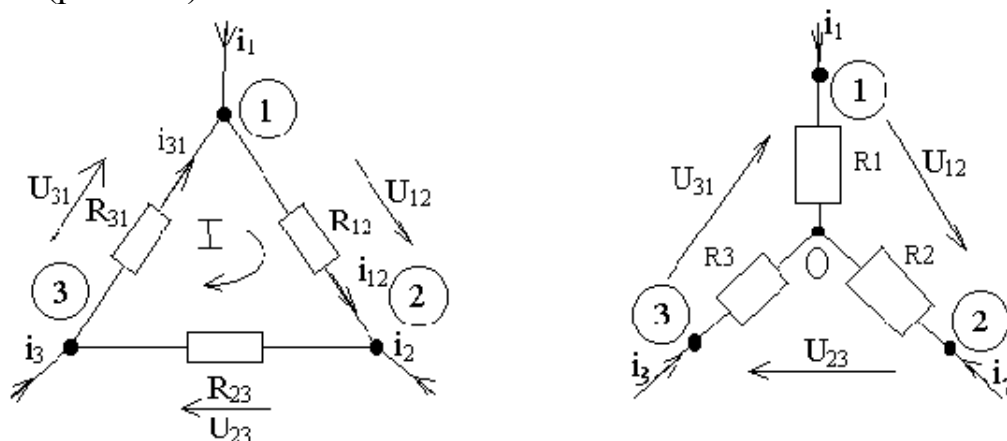


Рисунок 2.27 - Соединения треугольником и звездой

Существуют формулы преобразования соединения треугольника в звезду:

$$R_1 = \frac{R_{12} R_{31}}{R_{12} + R_{23} + R_{31}} \quad R_2 = \frac{R_{12} R_{23}}{R_{12} + R_{23} + R_{31}} \quad R_3 = \frac{R_{31} R_{23}}{R_{12} + R_{23} + R_{31}} ; \quad (2.11)$$

Обратный переход можно получить по формулам, которые получены из предыдущих[7]:

$$\begin{aligned} R_{12} &= R_1 + R_2 + \left(\frac{R_1 R_2}{R_3} \right) \\ R_{23} &= R_2 + R_3 + \left(\frac{R_2 R_3}{R_1} \right) \\ R_{31} &= R_3 + R_1 + \left(\frac{R_3 R_1}{R_2} \right) \end{aligned} \quad (2.12)$$

Задача 1.1. Найти эквивалентное сопротивление цепи (рис.2.28,а) и все токи, если $U = 114В$, $r_1 = 30Ом$, $r_1 = r_3 = 100Ом$, $r_4 = 26Ом$, $r_5 = 110Ом$, $r_6 = 100Ом$, $r_7 = 40Ом$, $r_8 = 50Ом$. Задачу решить методом преобразования треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.

Методические рекомендации по решению задачи

Используем формулы преобразования соединения треугольника в звезду (2.11)

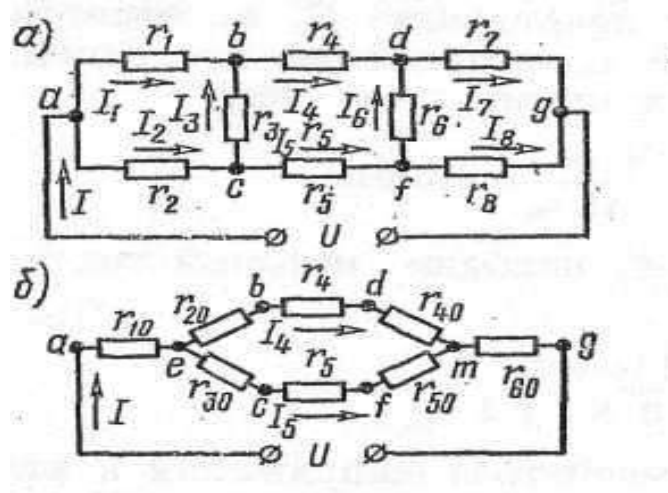


Рисунок 2.28 - а) Схема цепи к задаче 1.1. б) эквивалентная схема

Заменим треугольники сопротивлений abc и dfg эквивалентными звездами (рис. 3.28б). В преобразованной схеме появились новые узлы e и m . Обратим внимание на то, что в преобразованной схеме сохраняются значения токов I , I_4 , I_5 в участках цепи, которые не подвергались преобразованию [10]. Подсчитаем сопротивления лучей звезды r_{10}, r_{20}, r_{30} эквивалентной треугольнику abc сопротивлений r_1, r_2, r_3

$$r_{10} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2 + r_3} = 60\text{Ом};$$

$$r_{20} = \frac{r_1 r_3}{r_1 + r_2 + r_3} = 60\text{Ом};$$

$$r_{30} = \frac{r_2 r_3}{r_1 + r_2 + r_3} = 20\text{Ом}$$

Определим сопротивления лучей звезды r_{40}, r_{50}, r_{60} эквивалентной треугольнику dfg сопротивлений r_6, r_7, r_8

$$r_{40} = \frac{r_6 r_7}{r_6 + r_7 + r_8} = 4 \text{ Ом};$$

$$r_{50} = \frac{r_6 r_8}{r_6 + r_7 + r_8} = 5 \text{ Ом};$$

$$r_{60} = \frac{r_7 r_8}{r_6 + r_7 + r_8} = 20 \text{ Ом};$$

Входное сопротивление всей схемы

$$r_3 = r_{10} + \frac{r_1 r_{11}}{r_1 + r_{11}} + r_{60} = 38 \text{ Ом},$$

$$\text{где } r_1 = r_{20} + r_4 + r_{40} = 36 \text{ Ом};$$

$$r_{11} = r_{30} + r_5 + r_{50} = 18 \text{ Ом}.$$

Ток в неразветвленной части цепи:

$$I = \frac{U}{r_3} = \frac{114}{38} = 3 \text{ А}$$

Ток в параллельных ветвях:

$$I_4 = I \frac{r_{11}}{r_1 + r_{11}} = 3 \frac{18}{38 + 18} = 1 \text{ А}; \quad I_5 = I - I_4 = 2 \text{ А}.$$

Теперь найдем токи в сопротивлениях заданной цепи. Для этого предварительно из схемы рис. 2б определим напряжения между точками а и b, а и с, с и b, d и g, f и g, f и d:

$$U_{ab} = r_{10} I + r_{20} I_4 = 6 * 3 + 6 * 1 = 24 \text{ В}$$

$$U_{ac} = r_{10} I + r_{30} I_5 = 6 * 3 + 2 * 2 = 22 \text{ В}$$

$$U_{cd} = U_{ad} - U_{ac} = (\varphi_a - \varphi_b) - (\varphi_a - \varphi_c) = \varphi_c - \varphi_b = 24 - 22 = 2 \text{ В}$$

$$U_{dg} = r_{40} I_4 + r_{60} I = 4 * 1 + 20 * 3 = 64 \text{ В}$$

$$U_{fg} = r_{50} I_5 + r_{60} I = 5 * 2 + 20 * 3 = 70 \text{ В}$$

$$U_{fd} = U_{fg} - U_{dg} = (\varphi_f - \varphi_g) - (\varphi_d - \varphi_g) = \varphi_f - \varphi_d = 70 - 64 = 6 \text{ В}$$

Искомые токи:

$$I_1 = \frac{U_{ab}}{r_1} = \frac{24}{30} = 0.8 A;$$

$$I_2 = \frac{U_{ac}}{r_2} = \frac{22}{10} = 2.2 A;$$

$$I_3 = \frac{U_{cb}}{r_3} = \frac{2}{10} = 0.2 A; I_4 = 1 A;$$

$$I_5 = 2 A; I_6 = \frac{U_{fd}}{r_6} = \frac{6}{10} = 0.6 A;$$

$$I_7 = \frac{U_{dg}}{r_7} = \frac{64}{40} = 1.6 A; I_8 = \frac{U_{fg}}{r_8} = \frac{70}{50} = 1.4 A.$$

Задачи по вариантам для самостоятельного решения:

Найти эквивалентное сопротивление цепи (рис.2,а) и все токи, если U , $r_1, r_2 = r_3, r_3, r_4, r_5, r_6, r_7, r_8$, даны по вариантам (табл.2.4). Задачу решить методом преобразования треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.

Таблица 2.4 - Исходные данные

Варианты	U , B	r_1 , $Ом$	r_2 $Ом$	r_4 $Ом$	r_5 $Ом$	r_6 $Ом$	r_7 $Ом$	r_8 $Ом$
1	110	32	10	26	11	10	46	50
2	220	31	12	27	13	12	45	60
3	210	29	8	28	10	8	42	55
4	200	28	6	29	9	6	43	52
5	150	26	12	25	15	12	49	59
6	105	22	11	23	16	11	48	62
7	115	25	9	22	9	9	47	58
8	130	20	11	21	10	11	41	56
9	150	21	9	20	12	9	40	51
0	190	23	9	30	9	9	39	61

Практическое занятие №2

Тема: Расчет сложной электрической цепи переменного тока

Цель занятия: Научить определять параметры переменного синусоидального тока, использовать аналитическую, графическую и комплексную формы представления синусоидального тока.

1 Основные положения и соотношения

Гармоническое колебание $i(t)$ (рис.2.29) характеризуется следующими основными параметрами: амплитудой I_m , угловой частотой ω , начальной фазой j_0 . Начальная фаза $\varphi_0 = \omega t_0$ так как $\varphi = \omega t$ (или $t = \varphi/\omega$).

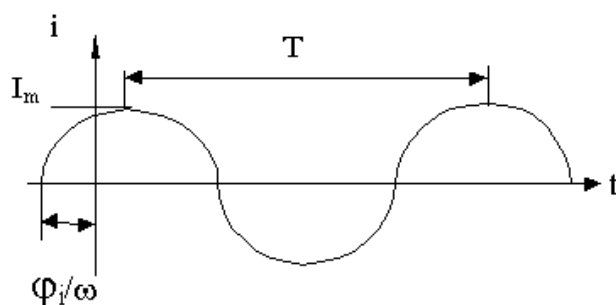


Рисунок 2.29 - Гармонический сигнал

Аналитически гармонические колебания можно определить уравнением[8]:

$$i(t) = I_m \sin(\omega t + j_0) \quad (2.13)$$

Действующее значение гармонического тока:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt}. \quad (2.14)$$

После интегрирования получим для действующего значения тока:

$$I = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \approx 0,707 I_m \quad (2.15)$$

Аналогично определяется действующее значение напряжения: $U \approx 0,707 U_m$.

Среднее значение гармонического тока:

$$I_{cp} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t) dt} \quad (2.16)$$

Гармонические колебания можно представить различными способами: функциями времени (временные диаграммы); вращающимися векторами (векторные диаграммы) комплексными числами; амплитудными и фазовыми спектрами. Тот или иной способ представления применяется в зависимости от характера решаемых задач.

На рисунке 2.30, а показано векторное представление двух колебаний i_1 и i_2 :

Величина $j = j_2 - j_1$ называется фазовым сдвигом между колебаниями i_1 и i_2 .

На рис. 2 а показано векторное представление двух колебаний i_1 и i_2 :

$$i_1 = I_{m1} \sin(\omega t + j_1); \quad i_2 = I_{m2} \sin(\omega t + j_2) \quad .$$

Их сумму i_3 можно найти по формулам суммирования векторов:

$$i_3 = i_1 + i_2 = I_{m3} \sin(\omega t + j_3) \quad (2.17)$$

где
$$I_{m3} = \sqrt{I_{m1}^2 + I_{m2}^2 + 2I_{m1}I_{m2} \cos(\varphi_2 - \varphi_1)}$$

$$\varphi_3 = \arctg \frac{I_{m1} \sin \varphi_1 + I_{m2} \sin \varphi_2}{I_{m1} \cos \varphi_1 + I_{m2} \cos \varphi_2} \quad .$$

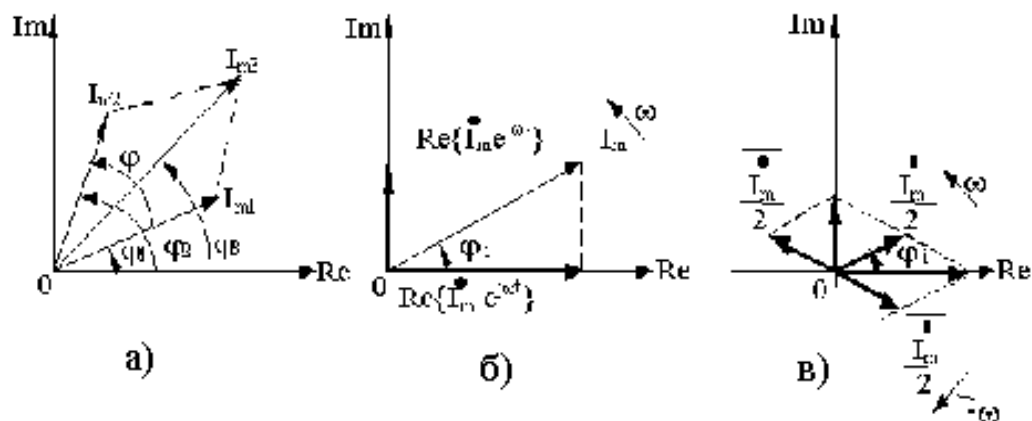


Рисунок 2.30 - Представление гармонических колебаний в виде вращающихся векторов

Задача 1. Построить кривые изменения напряжения и тока во времени и начертить вектора, изображающие эти функции. Вычислить, чему равен сдвиг фазы между напряжением и током. Определить период, частоту, моменты начала положительных полуволн напряжения и тока

$$u = 100 \sin\left(157t + \frac{\pi}{10}\right), B; \quad i = 5 \sin\left(157t - \frac{\pi}{8}\right), A$$

Решение.

Синусоиды и соответствующая векторная диаграмма изображена на рисунке 2.31.

$$\text{Период } T = \frac{2\pi}{\omega} = \frac{2 \cdot 3,14}{157} = 0,04 \text{ с}$$

$$\text{частота } f = \frac{1}{T} = \frac{1}{0,04} = 25 \text{ Гц}$$

Ток по фазе отстает от напряжения на угол

$$\varphi = \frac{\pi}{10} - \left(-\frac{\pi}{8}\right) = \frac{9\pi}{40} \text{ рад} (40^\circ 30')$$

Моменты начала положительных полуволн напряжения и тока [8]:

$$t' = -\frac{\frac{\pi}{10}}{\omega} = -\frac{1}{20} \frac{2\pi}{\omega} = -\frac{T}{20} = -0,002 \text{ с}$$

$$t'' = \frac{\frac{\pi}{8}}{\omega} = \frac{1}{16} \frac{2\pi}{\omega} = \frac{T}{16} = 0,0025 \text{ с}$$

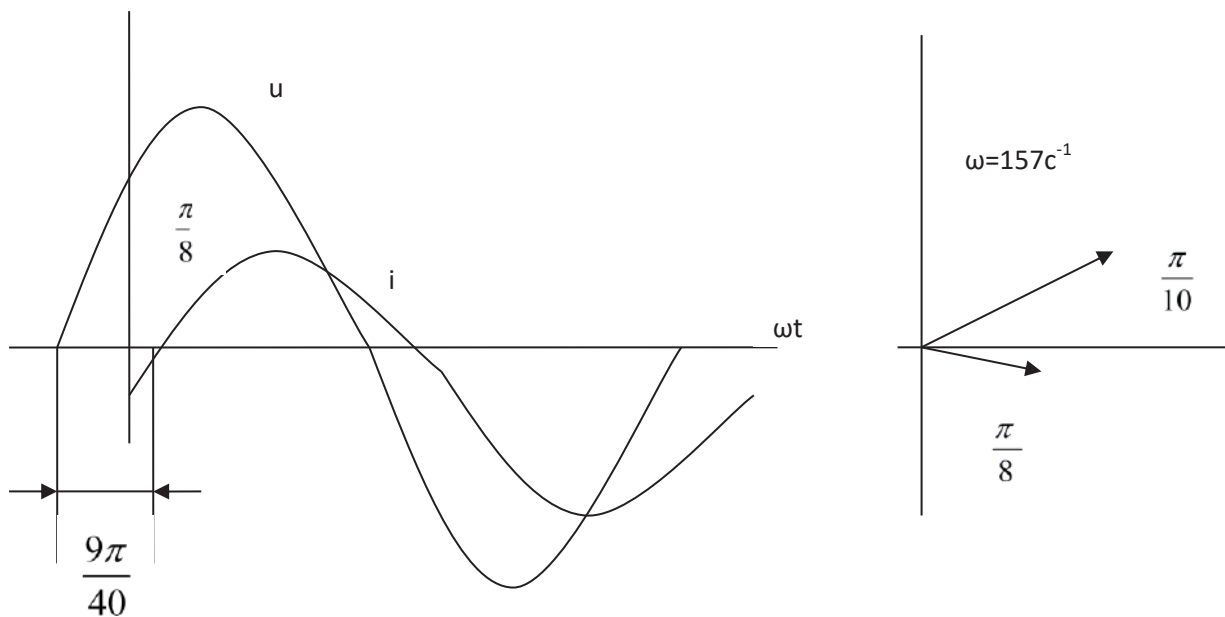


Рисунок 2.31 – Синусоиды

Задание

Решить эту задачу для случая, когда начальная фаза тока будет равна нулю.

Задача 2. Найти аналитически и при помощи векторной диаграммы сумму и разность двух синусоидальных токов: $i = 100 \sin(\omega t + 30^\circ)$, мА $i = 120 \sin(\omega t - 45^\circ)$, мА . Рисунок 2.32

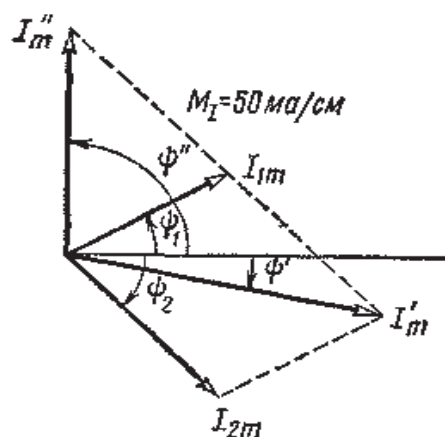


Рисунок 2.32 - Векторная диаграмма к задаче 3.1

Практическое занятие № 3

Тема: Расчет цепей трехфазного переменного тока.

Цель занятия: отработка техники расчёта симметричных и несимметричных режимов в трёхфазных электрических цепях

Основные положения и соотношения

Трёхфазной электрической цепью называют совокупность цепей, в которых действуют синусоидальные Э.Д.С. одной частоты, сдвинутые друг относительно друга по фазе и создаваемые общим источником электрической энергии. Если указанная совокупность цепей соединена по способу, изображённому на схеме рисунок 3.33, её называют трёхфазной цепью соединённой звездой[28].

При этом начала обмоток фаз объединяются в нейтральную (нулевую) точку. Провода, соединяющие концы фаз генератора и приёмника называются линейными проводами. Провод, соединяющий нулевые точки генератора и приёмника, называется нейтральным или нулевым.

Напряжения на зажимах отдельных фаз генератора и приёмника называют фазными напряжениями U_ϕ . Напряжения между линейными проводами – линейными напряжениями U_L .

Непосредственно из схемы видно, что линейные токи равны соответствующим фазным токам $I_L = I_\phi$, а линейные напряжения равны разностям соответствующих фазных напряжений:

$$U_{ab} = U_a - U_b; \quad U_{bc} = U_b - U_c; \quad U_{ca} = U_c - U_a \quad (2.18)$$

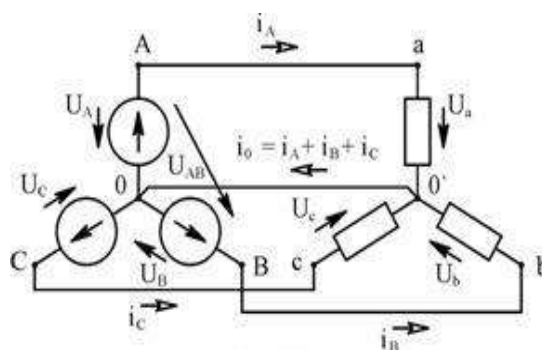


Рисунок 2.33 - Трёхфазная цепь соединённая звездой

$$U_{\text{Л}} = \sqrt{3}U_{\phi} \quad (2.19)$$

При симметричной системе напряжений генератора и симметричной нагрузке необходимости в нейтральном проводе нет. Если нагрузка не симметрична, то нейтральный провод (если его сопротивлением пренебречь) обеспечивает симметричную систему фазных напряжений генератора на нагрузке. В этом случае принято говорить, что «отсутствует смещение нейтрали на нагрузке».

Если же пренебречь сопротивлением нейтрального провода нельзя, происходит смещение нейтрали, вызванное падением напряжения на нейтральном проводе:

$$U_{0'-0} = \frac{Y_a \dot{U}_A + Y_b \dot{U}_B + Y_c \dot{U}_C}{Y_a + Y_b + Y_c} \quad (2.20)$$

Здесь Y - комплексные проводимости фаз нагрузки и нейтрального провода.

Как следует из схемы (рис.1), фазные напряжения на нагрузке будут:

$$\dot{U}_a = \dot{U}_A - \dot{U}_{0'-0} \quad \dot{U}_b = \dot{U}_B - \dot{U}_{0'-0} \quad \dot{U}_c = \dot{U}_C - \dot{U}_{0'-0} \quad (2.21)$$

Токи в фазах:

$$I_A = (E_A - U_N)Y_A; \quad I_B = (E_B - U_N)Y_B; \quad I_C = (E_C - U_N)Y_C \quad (2.22)$$

Топографическая диаграмма. При изображении установившегося гармонического режима в трёхфазных цепях с помощью векторных диаграмм, вектора напряжений на диаграмме целесообразно размещать (с точки зрения наглядности) таким образом, что бы вектор напряжения между двумя точками на диаграмме в определённом масштабе соответствовал напряжению между теми же точками реальной цепи (схемы). Соответствие

должно быть как по амплитудному (действующему) значению, так и по углу фазового сдвига. Векторная диаграмма, в которой каждой точке на диаграмме соответствует точка на схеме цепи, называется топографической диаграммой.

Задача 1. К трехфазному трансформатору с линейным напряжением на вторичной обмотке 380В включены звездой электрические лампы мощностью 40 Вт каждая (по 100 штук в фазе) и трехфазный двигатель мощностью 10 кВт, имеющий К.П.Д. 85%, $\cos \varphi = 0,8$. Пренебрегая сопротивлением проводов определить токи в линиях

Решение: Заданная нагрузка симметричная, так как в каждой фазе включены одинаковые по величине и характеру приемники: осветительная нагрузка $P=40 \times 100=4000$ Вт и одна фаза двигателя.

Расчет можно вести на одну фазу:

$$U_{\phi} = U_{\text{л}} / \sqrt{3} = 380 / 1,73 = 220 \text{ В}$$

Ток осветительной нагрузки:

$$I_{\text{лам}} = P_{\phi} / U_{\phi} = 4000 / 220 = 18,2 \text{ А}$$

Ток в фазе двигателя:

$$I_{\text{д}} = \frac{P}{3U\eta \cos \varphi} = \frac{10000}{3 \cdot 220 \cdot 0,85} = 22,3 \text{ А}$$

Для нахождения тока в линии нужно сложить токи ламп и двигателя. Эти токи не совпадают по фазе. Поэтому разложим их на активные и реактивные составляющие и сложим одноименные составляющие.

Ток в лампах совпадает по фазе с напряжением, поэтому реактивный ток ламп равен нулю $I_{\text{лам} \cdot p} = 0$, активная составляющая тока ламп $I_{\text{лам} \cdot a} = I_{\text{лам}} = 18,2 \text{ А}$

Активная составляющая тока в двигателе: $I_{\text{д} \cdot a} = I_{\text{д}} \cos \varphi = 22,3 \cdot 0,8 = 17,8 \text{ А}$

Реактивный ток в фазе двигателя: $I_{\text{д} \cdot p} = I_{\text{д}} \sin \varphi = 22,3 \cdot 0,6 = 13,4 \text{ А}$

Общий активный ток в линии: $I_{\text{а}} = I_{\text{лам} \cdot a} + I_{\text{д} \cdot a} = 18,2 + 17,8 = 36 \text{ А}$

Общий реактивный ток в линии: $I_{\text{р}} = I_{\text{лам} \cdot p} + I_{\text{д} \cdot p} = 0 + 13,4 = 13,4 \text{ А}$

Ток в линии: $I = \sqrt{I_{\text{а}}^2 + I_{\text{р}}^2} = \sqrt{36^2 + 13,4^2} = 38,5 \text{ А}$

Задача 2. К симметричному трехфазному генератору с фазной ЭДС $E = 230\text{ В}$ и с внутренним сопротивлением $Z_0 = (0,3 + j0,9)\text{ Ом}$ подключена несимметричная нагрузка, соединенная в звезду с нулевым проводом (рис.2.34, а). Сопротивления фаз нагрузки: $Z_a = (2 + j4)\text{ Ом}$, $Z_b = (4 - j8)\text{ Ом}$, $Z_c = 5\text{ Ом}$. Сопротивление каждого провода линии $Z_{\text{лп}} = (0,4 + j0,3)\text{ Ом}$, а сопротивление нейтрального провода $Z_N = 0,5\text{ Ом}$. Определить токи и напряжения на каждой фазе нагрузки и генераторе при наличии нейтрального провода и при его обрыве. Для каждого случая построить векторную диаграмму.

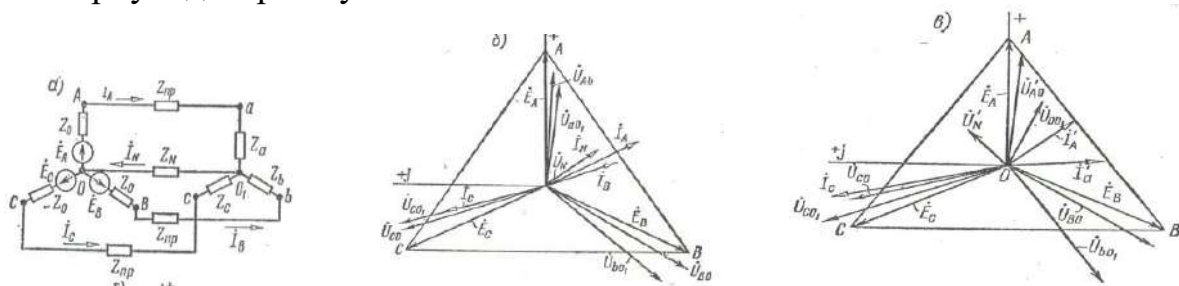


Рисунок 2.34 - а) Схема цепи к задаче 6.1.2; б) векторная диаграмма при наличии нейтрального провода; в) векторная диаграмма при обрыве нейтрального провода

Решение. Запишем фазные ЭДС генератора в комплексном виде:

$$E_A = E_A = 230\text{ В}; \quad E_B = 230e^{-j120^\circ} = -115(1 + j1,73)\text{ В};$$

$$E_C = 230e^{-j240^\circ} = -115(1 - j1,73)\text{ В}$$

Комплексные проводимости фаз:

$$Y_A = \frac{1}{Z_a + Z_0 + Z_{\text{лп}}} = \frac{1}{2,7 + j5,2} = (0,0788 - j0,152)\text{ См};$$

$$Y_B = \frac{1}{Z_b + Z_0 + Z_{\text{лп}}} = \frac{1}{4,7 - j6,8} = (0,0688 + j0,0995)\text{ См};$$

$$Y_c = \frac{1}{Z_c + Z_0 + Z_{\text{лп}}} = \frac{1}{5,7 + j1,2} = (0,168 - j0,0354)\text{ См}.$$

$$Y_N = \frac{1}{Z_N} = \frac{1}{0,5} = 2\text{ См}.$$

При наличии нейтрального провода.

По формуле (3) найдем напряжение между точками O_1 и O :

$$U_N = \frac{230(0,0788 - j0,152) - 115(1 + j1,73)(0,0688 + j0,0995) - 115(1 - j1,73)(0,168 - j0,0354)}{2,32 - j0,088} =$$
$$= 8,03 - j9,38 = 12,4e^{-j49^\circ 25'} B,$$

по формуле (4) все вычисляем токи:

$$I_A = (E_A - U_N)Y_A = 18,9 - j33 = 37,9e^{-j60^\circ 10'} A;$$
$$I_B = (E_B - U_N)Y_B = 10,4 - j25,2 = 27,4e^{-j67^\circ 40'} A;$$
$$I_C = (E_C - U_N)Y_C = -13,3 + j39,4 = 41,6e^{j108^\circ 35'} A;$$
$$I_N = U_N Y_N = 16 - j18,8 = 24,8e^{-j49^\circ 25'} A.$$

Проверка показывает, что $I_A + I_B + I_C + I_N = 0$

Напряжения на фазах нагрузки:

$$U_{a0_1} = I_A Z_a = 170e^{j3^\circ 15'} B; \quad U_{b0_1} = I_B Z_b = 230e^{-j134^\circ 20'} B.$$

$$U_{c0_1} = I_C Z_c = 208e^{j108^\circ 35'} B$$

Напряжения на каждой фазе генератора

$$U_{AO} = E_A - I_A Z_0 = 195e^{-j2^\circ 5'} B; \quad U_{BO} = E_B - I_B Z_0 = 243e^{-j125^\circ} B;$$

$$U_{CO} = E_C - I_C Z_0 = 213e^{j110^\circ 45'} B.$$

На рисунке 2.34,б построена векторная диаграмма при наличии нейтрального провода.

При обрыве нейтрального провода ($Y_N = 0$).

$$U_N = \frac{E_A Y_A + E_B Y_B + E_C Y_C}{Y_A + Y_B + Y_C} = 70,8 - j51,8 = 87,6e^{-j36^\circ 15'} B;$$

Токи:

$$I_A = (E_A - U_N)Y_A = 20,4 - j20,1 = 28,6e^{-j44^\circ 40'} A;$$

$$I_B = (E_B - U_N)Y_B = 1,9 - j28,6 = 28,6e^{-j86^\circ 15'} A;$$

$$I_C = (E_C - U_N)Y_C = -23,3 + j48,7 = 53,6e^{j114^\circ 40'} A.$$

Напряжения на фазах нагрузки:

$$U_{a0_1} = I_A Z_a = 128e^{j18^\circ 45'} B; \quad U_{b0_1} = I_B Z_b = 256e^{-j149^\circ 40'} B;$$
$$U_{c0_1} = I_C Z_c = 268e^{j114^\circ 35'} B.$$

Напряжения на фазах генератора:

$$U_{AO} = E_A - I_A Z_O = 206 - j12,3 = 206e^{-j3^\circ 25'} B;$$
$$U_{BO} = E_B - I_B Z_O = -141 - j192 = 239e^{-j125^\circ 20'} B;$$
$$U_{CO} = E_C - I_C Z_O = -64,5 + j205 = 215e^{j107^\circ 25'} B.$$

Задания для самостоятельного выполнения

Задача 1

К зажимам трехфазного симметричного источника энергии с линейным напряжением $U_\lambda = 380$ В подключена соединенная звездой несимметричная нагрузка (рис. 2.34,а), сопротивления фаз которой $Z_A = (6 + j8)$ Ом, $Z_B = (24 + j7)$ Ом и $Z_C = 20$ Ом. Определить токи и напряжения на каждой фазе, показания каждого ваттметра, мощность, расходуемую в нагрузке. Построить векторную диаграмму токов и напряжений.

Задача 2

К симметричному трехфазному генератору с фазной ЭДС $E = 127$ В внутренним сопротивлением $Z_0 = (0,3 + j0,9)$ Ом через линию, сопротивление каждого провода которой $Z_{лр} = (0,5 + j1)$ Ом, подключена симметричная нагрузка $Z = (10 + j6)$ Ом, соединенная звездой (рис. 3.34, а). Определить ток в каждой фазе, фазное и линейное напряжения генератора, ток, фазное и линейное напряжения нагрузки, мощность, доставляемую генератором и расходуемую в нагрузке. Построить векторную диаграмму.

Задача 3.

К трехфазной линии с симметричными линейными напряжениями $U_\lambda = 220$ В подключен треугольником приемник, сопротивление каждой фазы которого $(Z = (10 + j10)$ Ом (рис. 3.34, а). Найти токи в каждой фазе нагрузки и линии и показания каждого ваттметра. Найти те же величины в случае обрыва в точке a_1 .

Лабораторная работа №1

Тема: Опытная проверка закона Ома.

Цель: На опыте установить зависимость силы тока от напряжения и сопротивления.

Оборудование: Мультимедийный комплекс.

Краткая теория

Согласно закону Ома сила тока на участке цепи прямо пропорциональна напряжению на его концах и обратно пропорциональна его сопротивлению.

$$I = \frac{U}{R} \quad (2.23)$$

где I – сила тока (А);

U – напряжение (В);

R – сопротивление.

Порядок проведения работы:

1. Нарисовать электрическую цепь приведенную на рисунке 2.35

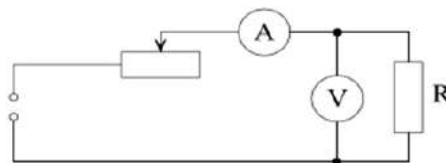


Рисунок 2.35 – Электрическая цепь

2. Определить предел измерения и цену деления шкалы вольтметра и амперметра. Результаты занести в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Результат измерений

Прибор	Предел измерения	Предел измерения
Амперметр		
Вольтметр		

3. Выбрать первый резистор R_1 .
4. Установить движок реостата в крайнее правое положение. Записать показания амперметра и вольтметра.
5. Передвинуть движок реостата в среднее положение. Записать показания амперметра и вольтметра.
6. Передвинуть движок реостата в крайнее левое положение. Записать показания амперметра и вольтметра.
7. Повторить измерения для резисторов R_2 и R_3 .
8. Результаты измерений занести в таблицу 2.5.
9. Пользуясь таблицей, построить графики зависимости силы тока на участке цепи от напряжения на его концах для каждого резистора. Графики можно расположить на одних осях координат.
10. Построить графики зависимости силы тока от сопротивления проводника при постоянном напряжении.

11. На основании построенных графиков сделать вывод о характере зависимости силы тока от напряжения, силы тока от сопротивления и о справедливости закона Ома.

12. Подготовить отчет о работе

Таблица 2.5 – Результат измерений

№	R	U	I
	Ом	В	А



Контрольные вопросы:

1. Как изменится сила тока в проводнике при увеличении напряжения на нем в два раза?
2. Как изменится сопротивление проводника при увеличении напряжения на нем в два раза?
3. Можно ли включить в сеть с напряжением 15 В реостат на котором написано 6 Ом; 2 А?

Лабораторная работа № 2

Тема: Исследование цепи синусоидального переменного тока с параллельным соединением элементов

Цель работы: В работе исследуются соотношения между токами и напряжениям в разветвленной цепи, содержащей активные и реактивные сопротивления. По результатам измерений производится расчет сопротивлений, строятся векторные диаграммы токов и топографические диаграммы напряжений для разветвленной цепи.

Описание установки

Установка состоит из активных сопротивлений переменной ёмкости и индуктивности с соответствующими измерительными приборами – амперметрами, вольтметром и ваттметром, осциллографом, фазометром.

Порядок выполнения работы

1. Собрать схему по рисунку 3.36.

1.

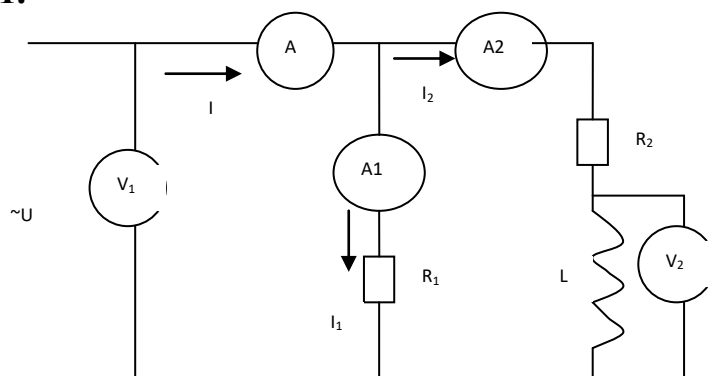


Рисунок 2.36 - Схема исследуемой линейной цепи

Изменяя индуктивность катушки (от холостого хода до короткого замыкания) записать показания всех приборов в таблицу 2.6. При этом напряжение на входе установить 20 В так, чтобы токи не превышала 0,8 А[9].

2. По данным опыта п. 1 определить Z , X_L , также угол сдвига между током I_2 и U . Построить векторную диаграмму для токов и напряжений. Построить зависимости $I_2 = f(L)$, $I = f(I_2)$;

3. Заменить на рисунке 2.36 сопротивление R_1 с емкостью C и рассчитать ёмкостное сопротивление X_c . Повторить опыт п.1 только для одного промежуточного режима и проверить соблюдение I и II закона Кирхгофа.

Таблица 2.6 - Показания всех приборов

$R_1 = R_2 = L = C =$										
Схема	Режимы работы	$\cos \varphi$	I	I_1	I_2	U_1	U_2	U_c		
№ 4.1	Р.Х.Х. Р.К.З. Промежуточный режим									
№ 4.2	Р.Х.Х. Р.К.З. Промежуточный режим									
№ 4.3	Р.Х.Х. Р.К.З. Промежуточный режим									

4. Собрать схему по рисунку 3.37 и, изменяя емкость от холостого хода до короткого замыкания, записать показания всех приборов в таблицу

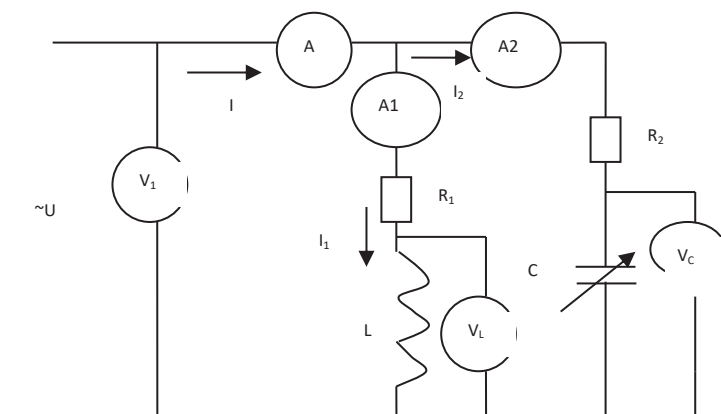


Рисунок 2.37 - Схема электрической цепи

5. По данным п.4. рассчитать X_L и величину емкости C и U_2 - угол сдвига между током I_2 и напряжением. Построить векторную диаграмму для токов и напряжений для одного из режимов. Построить зависимости

$I_2 = f'(C)$. Для этих режимов рассчитать входной ток и построить векторные диаграммы для токов и напряжения параллельной R, L, C

6. Подготовить отчет о работе

Контрольные вопросы

1. Проводимости в цепях переменного тока: формулы из треугольника проводимостей

2. Проводимость в комплексной форме

3. Расчет цепи переменного тока методом проводимостей

4. Построение векторной диаграммы параллельной цепи переменного тока

5. Как по показаниям приборов рассчитать полное сопротивление ветвей, активное и реактивное сопротивления, а также построить векторные диаграммы для схемы;

6. Понятие о мгновенном, действующем, среднем комплексном значении периодической синусоидальной функции)



Тестовые задания

1. Какие методы расчета используются при анализе нелинейных электрических цепей переменного тока (указать неправильный ответ):

А) частотный метод;

В) графический метод с использованием характеристик нелинейных элементов по мгновенным значениям величин;

С) аналитический метод кусочно-линейной аппроксимации характеристик по мгновенным значениям;

Д) графо-аналитический метод с использованием характеристик по первым гармоникам;

Е) графо-аналитический метод с использованием характеристик по действующим значениям.

2. Рассчитать частоту среза ω_c фильтра ВЧ с параметрами $L=5$ мГн, $C=1$ мкФ:

А) 0

В) 1000 рад/с

С) 5000 рад/с

Д) 10000 рад/с

Е) 14140 рад/с

3. В цепи синусоидального тока? содержащей индуктивные и емкостные элементы, возможны резонансные явления при изменении одного из следующих параметров... Укажите неправильный ответ

А) угловой частоты ω ;

- В) индуктивности L ;
- С) входного напряжения U ;
- Д) емкости C ;
- Е) активного сопротивления.

4. В методе узловых потенциалов токи ветвей определяются...

- А) по первому закону Кирхгофа;
- В) по второму закону Кирхгофа;
- С) по закону Ома;
- Д) через алгебраическую сумму контурных токов;
- Е) через арифметическую сумму контурных токов.

5. В методе узловых потенциалов токи ветвей определяются...

- А) по первому закону Кирхгофа;
- В) по второму закону Кирхгофа;
- С) по закону Ома;
- Д) через алгебраическую сумму контурных токов;
- Е) через арифметическую сумму контурных токов.

6. Какое из определений является верным для электрического потенциала?

- А) работа сил стороннего поля по перемещению единичного, положительного заряда от отрицательного зажима источника электрической энергии к положительному;
- В) качественная оценка сил электрического поля по перемещению электрических зарядов;
- С) количество зарядов, проходящих через сечение проводника в единицу времени;
- Д) вольт-амперная характеристика источника электрической энергии;
- Е) работа сил электрического поля по перемещению единичного, положительного заряда из данной точки поля в точку с нулевым потенциалом.

7. Ваттметр служит для измерения

- А) напряжения на зажимах цепи;
- В) энергии на участке электрической цепи;
- С) реактивной мощности;
- Д) активной мощности;
- Е) полной мощности.

8. В цепи синусоидального тока, содержащей индуктивные и емкостные элементы, возможны резонансные явления при изменении одного из следующих параметров. Укажите неправильный ответ

- А) входного напряжения U ;
- В) емкости C ;

- С) индуктивности L ;
- Д) частоты f ;
- Е) активного сопротивления R .

9. Какая из формул определения мощности содержит ошибку?

- А) $S = U \cdot I$;
- В) $P = U \cdot I \cdot \sin \varphi$;
- С) $Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi$;
- Д) $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$;
- Е) $P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$.

10. Что измеряет ваттметр в электрической цепи?

- А) реактивную мощность $Q = U \cdot I \cdot \sin \varphi$;
- В) энергию переменного тока $W = I^2 R t$;
- С) полную мощность $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$;
- Д) активную мощность $P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$;
- Е) коэффициент мощности $\cos \varphi = \frac{P}{S}$.

11. Какое из правил является наиболее строгим при анализе переходных процессов в линейных электрических цепях для момента коммутации $t = 0$?

- А) Ток через индуктивность не изменится скачком;
- В) Напряжение на конденсаторе не изменится скачком;
- С) Напряжение на резисторе изменится скачком;
- Д) Потокосцепление индуктивности не изменится скачком;
- Е) Нет правильного ответа.

Вопросы для самостоятельного контроля

1. Основные параметры цепей.
2. Основные свойства электрического поля.
3. Закон Ома.
4. Законы Кирхгофа.
5. Методы расчетов электрических цепей.
6. Принцип работы однофазных и трехфазных трансформаторов.
7. Цифровые и аналоговые измерительные приборы.
8. Синхронные и асинхронные машины.
9. Электродвигатели.
10. Транзисторы.
11. Полупроводники.

Выводы

После изучения данного раздела обучающиеся понимают основные определения, и законы электрических цепей, и применяют их при решении поставленных задач; формируют расчетные схемы и выполняют по ним расчеты, владеют понятиями и методами расчета электрических цепей; характеризуют электронные устройства, читают электрические схемы.

Рекомендуются формы организации занятий: урочная и внеурочная, фронтальная и индивидуальная.

Рекомендуются методы: словесные, наглядные, практические.

Рекомендуемые темы для самостоятельной работы:

1. Начертите схему электрической цепи при наличии источника напряжения с известными внутренним сопротивлением и сопротивлением внешней нагрузки.

2. Начертите графики зависимости тока в цепи и напряжения на зажимах источника от сопротивления нагрузки.

3. Чем отличаются источники напряжения и тока? Начертите схему источника тока, нагруженного на пассивный приемник энергии с известным сопротивлением. Рассчитайте ток через приемник и падение напряжения на нем. При каких условиях источник тока эквивалентен источнику напряжения?

4. В осветительную сеть последовательно с выключателем включена лампочка. Какое напряжение имеется на лампочке и на выключателе в том случае, когда выключатель: а) включен; б) выключен?

5. Участок цепи состоит из двух параллельно включенных резисторов с сопротивлениями R_1 и R_2 и включенного последовательно с ними резистора с сопротивлением R_3 . Выведите формулу для эквивалентного сопротивления.

6. Возьмите любую разветвленную электрическую цепь с источниками напряжения при известных сопротивлениях нагрузки. Рассчитайте эту цепь с помощью законов Кирхгофа. Перед составлением уравнений подсчитайте, сколько их должно быть составлено на основании первого и второго законов Кирхгофа.

Список рекомендуемой литературы

1. Электротехника: Учебник / Под ред. Бутырина П.А.. - М.: Academia, 2018. - 187 с.

2. Аполлонский, С.М. Электротехника (для спо) / С.М. Аполлонский. - М.: КноРус, 2018. - 352 с.

3. Ванюшин, М. Занимательная электроника и электротехника для начинающих и не только / М. Ванюшин. - СПб.: Наука и техника, 2016. – 352

4. Данилов, И.А. Общая электротехника: Учебное пособие для бакалавров / И.А. Данилов. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 673 с.

5. Ермуратский, П. Электротехника и электроника / П. Ермуратский, Г. Лычкина. - М.: ДМК, 2015. - 416 с.

6. Жаворонков, М.А. Электротехника и электроника: Учебное пособие / М.А. Жаворонков. - М.: Academia, 2017. - 398 с.
7. Иванов, И.И. Электротехника и основы электроники: Учебник / И.И. Иванов, Г.И. Соловьев, В.Я. Фролов. - СПб.: Лань, 2019. - 736 с.
8. Иньков, Ю.М. Электротехника и электроника. / Ю.М. Иньков. - М.: Academia, 2019. - 12 с.
9. Комиссаров, Ю.А. Общая электротехника и электроника: Учебник / Ю.А. Комиссаров, Г.И. Бабокин. - М.: Инфра-М, 2017. - 190 с.
10. Кривоногов, Н.А. Общая электротехника: учебное пособие / Н.А. Кривоногов. - РнД: Феникс, 2016. - 222 с.
11. Кузовкин, В.А. Электротехника и электроника: Учебник для СПО / В.А. Кузовкин, В.В. Филатов. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 431 с.
12. Мартынова, И.О. Электротехника (спо) / И.О. Мартынова. - М.: КноРус, 2018. - 160 с.
13. Морозова, Н.Ю. Электротехника и электроника: Учебник / Н.Ю. Морозова. - М.: Академия, 2018. - 320 с.
14. Немцов, М.В. Электротехника: В 2 кн. Кн. 1: Учебник / М.В. Немцов. - М.: Академия, 2018. - 528 с.
15. Покотило, С.А. Электротехника и электроника: учебное пособие / С.А. Покотило. - РнД: Феникс, 2018. - 283 с.
16. Прошин, В.М. Электротехника: Учебник / В.М. Прошин. - М.: Академия, 2019. - 384 с.
17. Рыбков, И.С. Электротехника: Учебное пособие / И.С. Рыбков. - М.: Риор, 2018. - 184 с.
18. Фуфаева, Л.И. Электротехника: учебник / Л.И. Фуфаева. - М.: Academia, 2017. - 447 с.
19. Штеренлихт, Д.В. Электротехника и основы электроники: Учебное пособие / Д.В. Штеренлихт. - СПб.: Лань П, 2016. - 432 с.
20. Ярочкина, Г.В. Электротехника. Рабочая тетрадь: Учебное пособие / Г.В. Ярочкина. - М.: Academia, 2019. - 526 с.

РАЗДЕЛ III. КОНТРОЛЬ РЕЖИМА РАБОТЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЙ В СООТВЕТСТВИИ ЗАДАННОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ

Цели обучения: приобретение студентами знаний и навыков, необходимых для свободной ориентации в практике эксплуатации основного оборудования ТЭС.

Задача: ознакомить студентов с режимами работы котельных агрегатов, теоретическими основами процессов, протекающих в паровых котлах при пусках и остановах, основами их рациональной эксплуатации, знакомство с основами теории эксплуатации паровых и газовых турбин и их вспомогательного оборудования.

В результате изучения дисциплины студенты должны:

иметь представление:

- об условиях работы основных элементов паровых котлов, паровых и газовых турбин в процессе эксплуатации;
- о структуре управления работой основного оборудования ТЭС;

знать:

- режимы работы котельных агрегатов, паровых и газовых турбин;
- порядок пуска и останова котельных установок и процессы, влияющие на рациональное ведение пуско-остановочных режимов;
- основы организации и управления процессом эксплуатации;
- основы теории теплообмена в турбомашинах при переходных режимах их работы;
- пусковые схемы турбомашин;
- технологию пусков, остановов и обслуживания турбомашин и их вспомогательного оборудования.

уметь:

- анализировать техническое состояние основного оборудования ТЭС, оценивать экономичность и надежность работы основного оборудования ТЭС.

Предварительные требования:

Перед началом работы с данным разделом студенты должны изучить такие дисциплины, как «Математика», «Физика», «Химия», Черчение», «Основы электротехники и электроники», «Техническая термодинамика и теплотехника».

Необходимые учебные материалы: презентации по темам, рекомендуемая литература.

Введение

В данном разделе представлены сведения об основах эксплуатации энергетических котлов и паровых турбин, о режимах их работы, приведены пусковые операции и пусковые схемы котельных и турбинных установок. Представлены сведения об основных процессах, происходящих на внешней стороне поверхностей нагрева паровых котлов. Рассмотрены основные

повреждения и аварии паровых котлов. Представлены сведения по системам маслоснабжения, регулирования современных паровых турбин. Вопросы эксплуатации и расчета конденсационных установок.

3.1.1. Режимы работы котельных агрегатов

Работа на ТЭС связана с выполнением графика электрической нагрузки, который изменяется крайне неравномерно. Различают суточный, недельный и сезонный графики нагрузки. Базовым считается режим в основном на нагрузке, близкой к номинальной, хотя допускается изменение нагрузок и даже останов котельных агрегатов на нерабочие дни. Полупиковым считается режим, при котором котел останавливается в резерв в ночное время в будние дни и на все выходные дни. Пиковым считается режим, когда котельный агрегат работает только для покрытия максимальных нагрузок.

Так как график электрической нагрузки крайне неравномерен, котельный агрегат должен работать в широком диапазоне нагрузок, иметь высокие маневренные свойства. В понятие *маневренности котельных агрегатов* входят: показатели, определяющие диапазон рабочих нагрузок котлов; пуско-остановочные характеристики оборудования; его динамические свойства; характеристики внезапных сбросов (набросов) нагрузки.

Условия эксплуатации оборудования при различных его нагрузках характеризуются регулировочным диапазоном и диапазоном допустимых нагрузок.

Режим работы на любой из нагрузок с незначительными отклонениями параметров пара называют *стационарным*. Режимы, характеризующиеся изменениями нагрузки, а также отклонениями параметров пара в результате внутренних или внешних возмущений, называют *нестационарными*.

Внутренними называют возмущения режима вследствие изменения одного или нескольких входных параметров котла (расход или температура питательной воды, расход топлива или воздуха и т. п.). Соответственно внешними называют возмущения, связанные с изменением выходных условий (таких, как давление пара в общестанционном коллекторе, нагрузка турбогенератора, степень открытия пускосбросных устройств и т. п.). Важным показателем является способность котла к быстрому изменению нагрузки, которую часто называют *приемистостью*. В основном она определяется динамическими свойствами котла, т. е. его реакцией на возмущения режима.

Задачей оперативного персонала является поддержание наиболее благоприятного режима работы котла при данных условиях, в соответствии с режимной картой, при составлении которой используются рекомендации завода-изготовителя, данные наладки котла, руководящие циркуляры вышестоящих организаций и накопленный опыт эксплуатации[30].

3.1.2. Режимные карты

Режимные карты представляют собой документ, выполненный чаще всего в виде таблицы с указанием параметров, которые должны выдерживаться для надежной и экономичной работы котла. Режимные карты составляют по результатам испытаний при оптимальных, наиболее экономичных и надежных режимах, определенных нагрузках, качестве топлива и сочетаниях основного и вспомогательного оборудования.

В режимную карту входят:

- давление и температура острого и промежуточного пара, питательной воды;
- температура уходящих газов;
- количество и сочетание работающих мельниц, горелочных устройств, дутьевых вентиляторов и дымососов;
- состав продуктов сгорания (O_2 или CO_2);
- показатели надежности и экономичности работы поверхностей или элементов котла;
- расход воздуха на мельницы и их загрузка;
- температура среды и металла некоторых наиболее опасных с точки зрения перегрева поверхностей нагрева;
- другие показатели, например характеризующие шлакование, загрязнение.

По параметрам, входящим в режимную карту, настраивают защиты и системы автоматического регулирования. Паровые котлы, вводимые после монтажа, подлежат первичной наладке, на основе которой составляются временные режимные указания, действующие до завершения режимно-наладочных испытаний и появления режимной карты.

3.1.3. Эксплуатационные показатели работы котлов

Основные показатели работы котельных установок могут быть разделены на технологические, определяющие функциональные зависимости рабочих процессов, экономические и режимные.

Основными показателями тепловой экономичности котельных установок за данный период времени являются КПД, удельный расход условного топлива на выработку пара, а также удельный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды котла.

Различают КПД брутто, %,

$$\eta_{\delta p} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{бр}}}{B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} \cdot 100 \quad (3.1)$$

и КПД нетто, %,

$$\eta_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{выр}}^{\text{вр}} - q^3}{B \cdot Q_{\text{и}}^{\rho}} \cdot 100 \quad (3.2)$$

Где B - расход топлива, т/мес. или т/год;

$Q_{\text{и}}^{\rho}$ - теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$Q_{\text{выр}}^{\text{вр}}$ - количество теплоты, переданной пару в котле, МДж/мес. или МДж/год;

q_3 - количество теплоты топлива, затрачиваемой на потребляемую котлом электроэнергию и теплоту, МДж/мес или МДж/год; для котлов высокого давления, работающих на газе и мазуте, составляет 4 -5 %, а при работе на пылевидном топливе 5,5 - 8 %.

Коэффициент полезного действия котла определяется в основном его конструктивной характеристикой, режимом работы, видом топлива и качеством обслуживания. Для современных котлов средней и большой мощности, работающих на пылевидном топливе, $\eta_{\text{бр}} = 88 - 92 \%$, а при работе на газе и мазуте $\eta_{\text{бр}} = 90 - 94 \%$.

Удельный расход условного топлива на тонну выработанного пара данных параметров, т/т,

$$b_{\text{сп}} = \frac{B \cdot Q_{\text{и}}^{\rho}}{D \cdot 29,4} \cdot 10^{-3} \quad (3.3)$$

Где D - количество выработанного пара, т/мес. или т/год.

Основными показателями режима работы котлов являются: годовой коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов.

Основными показателями режима работы котлов являются: годовой коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов.

Годовой коэффициент рабочего времени,

$$\kappa_{\text{раб}} = t_{\text{раб}} / 8760 \quad (3.4)$$

где $t_{\text{раб}}$ - число часов работы котла в году.

Полная продолжительность готовности агрегата к несению нагрузки, характеризуется коэффициентом готовности

$$\kappa_{\text{гом}} = (t_{\text{раб}} + t_{\text{рез}}) / 8760 \quad (3.5)$$

где $t_{\text{рез}}$ - продолжительность нахождения агрегата в резерве, ч.

Показателями, характеризующими режимы нагрузки котла, являются:
а) коэффициент использования тепловой мощности котлов, %,

$$\kappa_u = SD / (SD_{ном} \times t) \quad (3.6)$$

где SD - фактическая выработка пара котлами, т/год;
 $SD_{ном}$ - номинальная производительность котлов, т/ч;
 t - фактическое время работы котлов, ч;

б) число часов использования установленной производительности котлов, т. е. число непрерывной работы котлов при полной их производительности, при которой могла бы быть получена годовая выработка пара, ч,

$$t_{ном} = SD / SD_{ном} . \quad (3.7)$$

Использование установленной производительности котлов определяется графиком нагрузки, резервной производительностью, надежностью установленного оборудования и т.д. Снижение экономичности работы при увеличении числа часов использования указывает на работу агрегатов с нагрузкой выше экономичной или ухудшение их состояния[30].

Организация управления котлами

Организацией управления называют структуру связей между объектом управления, обслуживающим персоналом и устройствами для контроля и управления объектом. Система управления котла должна обеспечивать его работу с заданными оптимальными технико-экономическими показателями.

Управление котельными установками применяется *индивидуальное, групповое и централизованное*. При групповом и централизованном управлении дежурный и его помощники обслуживают группу или все котельные установки данного объекта.

В современных котельных установках система управления включает следующие технические устройства - подсистемы: информационную; сигнализации; дистанционного и автоматического управления; автоматического регулирования; технологической защиты и блокировок.

3.1.4. Стационарные режимы эксплуатации котлов

При постоянной нагрузке регулирование экономичности процесса горения заключается в поддержании оптимального коэффициента избытка воздуха в топке ($O_{2т}$) и распределение воздуха по отдельным горелкам в соответствии с распределением топлива.

В эксплуатационных условиях важно обеспечить поддержание температур стенок труб в зоне обогрева не выше допустимых величин, определяемых примененной маркой стали и параметрами среды.

На барабанном котле дополнительно должен поддерживаться в допустимых пределах уровень воды в барабане.

Важным направлением работы эксплуатационного персонала является организация режима с минимальной интенсивностью протекания низкотемпературной коррозии хвостовых поверхностей нагрева и газоходов.

Стационарные режимы при работе котла на различных нагрузках неодинаковы. Зависимость значения данного параметра среды или показателя режима работы от нагрузки называют его *статической характеристикой*[31-32].

Информационная подсистема обеспечивает непрерывный сбор, обработку и представление информации о работе и состоянии оборудования и ходе технологического процесса, получение информации вспомогательного характера, необходимой для изучения установки, а также для составления технической отчетности и расчета показателей работы котла. Эта подсистема включает первичные и вторичные приборы и устройства для представления информации.

Подсистема сигнализации включает устройства, представляющие персоналу информацию о нарушениях в режиме технологического процесса или работы агрегатов при помощи светового или звукового сигналов. Сигнализация имеет функции привлечения внимания персонала к нарушению режимов работы агрегата или к аварийной ситуации и должна обеспечить понимание причины происходящего и исключить возможность ошибочных действий персонала. Технологическая сигнализация служит для предупреждения персонала о недопустимых отклонениях параметров; аварийная сигнализация дает представление о работе или останове механизмов.

Подсистема дистанционного и автоматического управления осуществляет дискретное воздействие на электрифицированные приводы механизмов и запорно-регулирующих органов. На современных котлах дистанционное управление достигает высокой степени централизации. Наиболее широко применяется индивидуальное дистанционное управление для каждого электропривода.

Подсистема автоматического регулирования является одной из важнейших частей системы управления, так как она создает основу для автоматизации процессов, происходящих в котельной установке, и является высшей ступенью системы управления. Автоматическое регулирование повышает экономичность и надежность работы котельной установки, повышает производительность и облегчает условия труда персонала.

Автоматическое регулирование выполняет следующие основные функции: стабилизирует и поддерживает параметры на заданном уровне (например, уровень воды в барабане, температуру перегрева пара и т. п.); поддерживает соответствие между зависимыми величинами (например, соотношение топливо - воздух в процессе горения); изменяет регулируемую величину во времени по определенному закону (например, режим горения во время разогрева агрегата); поддерживает оптимальное значение регулируемой величины, так называемой функции оптимизации (например, режим процесса горения), функции автоматического регулирования

выполняют регуляторы различного типа. Наиболее распространена электронная система регулирования.

Подсистема технологической защиты и блокировки применяется для защиты от повреждений и предупреждения аварий. Устройство защит действует при глубоких нарушениях технологического процесса или неисправностях оборудования, грозящих вызвать аварийную ситуацию. При этом автоматически осуществляются отключение отдельных неисправных элементов оборудования, снижение нагрузки или остановка агрегата. В качестве технических средств защиты используют обычные контрольно-измерительные приборы, имеющие контактную систему и работающие в комплекте с датчиками температуры, давления, расхода и т. п.

Степень оснащения рассмотренными подсистемами котельных установок определяется их назначением (производственные и отопительные котельные установки, котлы электростанций), мощностью и условиями работы. Общей тенденцией развития автоматизации котельных установок является переход от автоматизации отдельных процессов и операций к полной, комплексной их автоматизации, что особенно наглядно проявляется на мощных современных электростанциях[33].

3.1.5. Рабочие диапазоны нагрузки котельных агрегатов ТЭС

Возрастающая с каждым годом неравномерность энергопотребления значительно усложняет условия эксплуатации паровых котлов и требует расширения пределов изменения нагрузки. Пределы изменения длительно допустимой максимальной и минимальной нагрузки котельного агрегата являются важнейшей маневренной характеристикой ТЭС и обычно оцениваются по коэффициенту регулирования, который для парового котла равен

$$K_{рег}=(D_{max}-D_{min})/D_{max}=1-(D_{min}/D_{max}) \quad (3.8)$$

или по коэффициенту глубины (уровня) разгрузки

$$K_y=(D_{min}/D_{max})*100, \quad (3.9)$$

Где D - паропроизводительность котла, т/ч.

Чем ближе $K_{рег}$ к единице, тем больше возможности котла для покрытия неравномерностей графика нагрузки, и, наоборот, чем меньше этот коэффициент, тем меньшее участие могут принимать агрегаты станции в регулировании графика нагрузки[5, 9, 12, 14].

Факторов, ограничивающих минимальную нагрузку парового котла, достаточно много, основными являются надежность гидравлического режима, устойчивость топочного процесса, поддержание нормальных параметров пара, надежность шлакоудаления.

Максимальная нагрузка парового котла, как правило, не должна превышать его номинальной производительности[33].

3.1.6. Подготовка котла к пуску

Пуск котла - наиболее сложный режим его работы с большим числом операций по управлению, которые должны проводиться в определенной последовательности и часто за минимальное время. В этих условиях требуются четкое распределение обязанностей между персоналом оперативной вахты, координация ее действий, высокая дисциплина.

Поэтому после монтажа, выхода из капитального или среднего ремонта пуск котла должен производиться под руководством начальника цеха или его заместителя. Во всех остальных случаях котел пускается под руководством начальника смены или старшего машиниста.

Перед пуском котлоагрегата из ремонта или длительного резерва (более 3 суток) необходимо проверить исправность и готовность к работе вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов (КИП), средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, защит, блокировок и средств оперативной связи. Выявленные неисправности должны быть устранены.

При неисправности защит, действующих на останов котла, пуск его запрещается.

Пуск оборудования в эксплуатацию после монтажа или ремонта производится только после составления заключения лабораторией металлов электростанции (или договорной организации) о выполнении установленного объема работ по входному контролю металла[34].

3.1.7. Подготовительные работы и осмотр котлоагрегата

Растопку котла производят после очередного останова или ремонта. Предварительно проверяют качество выполнения ремонтных работ, а также устранены ли дефекты и учтены ли замечания, записанные в журнал дефектов перед останом котла. Для этого осматривают котел и его вспомогательное оборудование, проверяя состояние горелок, обмуровки, обшивки, коллекторов, паро- и водопроводов, их арматуры и подвесок (опор).

Кроме того, осматривают: вспомогательные механизмы и их приводы, тягодутьевые машины (вентиляторы, дымососы, воздухоувки, электро- и турбоприводы, системы охлаждения и смазки); мельницы, питатели сырого топлива и пыли, бункера; элементы системы пылеприготовления, обдувки; системы шлакозолоулавливания и удаления. Обязательным условием является проверка связи, освещения, противопожарной готовности блока. Затем проверяют запасы топлива в бункерах и воды в баках конденсата, положение арматуры и гарнитуры на пароводяном и газовоздушном трактах, подготовку мазутного и газового хозяйства, работу защитно-запальных

устройств, бесперебойность подачи пара от постороннего источника, правильность установки грузов предохранительных клапанов.

После осмотра основного и вспомогательного оборудования, проверки выполнения работ и закрытия нарядов начальник смены цеха делает соответствующую запись в оперативном журнале с указанием времени начала пусковых операций, о чем оповещаются связанные с пуском начальники электрического, химического, топливного и транспортного цехов, а также цеха контрольно-измерительных приборов и автоматики.

После сборки электрических схем дистанционного управления, сигнализации, блокировок, защит и автоматики, их проверки в соответствии с местными условиями и включения контрольно-измерительных приборов собирают электрические схемы электропривода собственных нужд блока и начинают собирать и готовить к включению технологические схемы котла (газовоздушного тракта, растопочного, паромазутного хозяйства, пылеприготовления, шлакозолоулавливания и удаления, обдувки и очистки).

Тщательно вентилируют топку и газоходы котла в течение 10 минут при открытых шибергах газовоздушного тракта с расходом воздуха не менее 25% номинального. Перед растопкой котла из неостывшего состояния при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте вентиляция должна начинаться не ранее, чем за 15 минут до розжига форсунок, для предотвращения опасных термических напряжений и переохлаждения.

До вентиляции котла запрещается вносить в топку и газоходы котла любой открытый огонь, а также переносную электролампу из-за опасности хлопков или взрыва скопившихся газов. После вентиляции котла необходимо взять пробу из верхней части топки для определения отсутствия газа.

Не допускается растопка котлоагрегата при неисправном состоянии КИП, автоматики, защит, блокировок и сигнализации.

Кроме того, в период подготовки к пуску, необходимо проверить запально-защитные устройства, а при их отсутствии подготовить достаточное количество ручных запальников. Подготовить схему дренажей главных паропроводов. Опробовать в работе шлаковые транспортеры шлакоудаления.

Подать воду в шлаковые ванны, на систему золоочистки и на побудительные сопла по каналам ГЗУ[35].

3.1.8. Заполнение котла водой

Для заполнения котельного агрегата должна использоваться деаэрированная вода. Заполнение не деаэрированной водой, содержащей растворенный кислород и свободную углекислоту, способствует интенсификации коррозии внутренней поверхности трубной системы и поэтому недопустимо.

В котельном агрегате элементы водного и парового тракта имеют разную толщину стенок и прогреваются с различной скоростью. Экономайзерные и парообразующие трубы, имеющие относительно

небольшую толщину, прогреваются быстро, а толстые стенки барабанов и коллекторов значительно медленнее (рис.3.1).

Внутренние слои металла барабана быстрее нагреваются, чем наружные. Опыты показали, что температурная разность в стенке $\Delta t_{ст}$ (рисунок 3.1) может быть определена по следующей формуле

$$\Delta t_{ст} = \frac{\omega}{2a} x^2 \quad (3.10)$$

Здесь ω - скорость подъема температуры греющей среды;
 A - коэффициент теплопроводности.

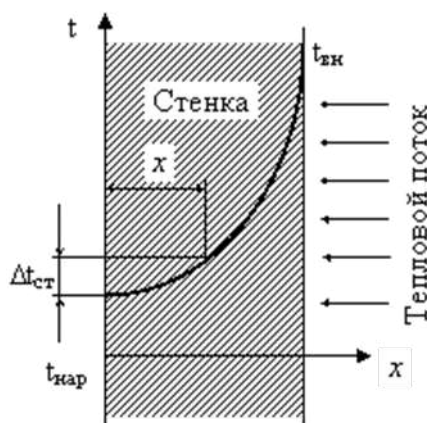


Рисунок 3.1 – Изменение температуры в стенке барабана при заполнении его водой

Следовательно, изменение температуры по толщине стенки происходит по квадратичной параболе. Разность температур внутренней и наружной поверхностей стенки барабана пропорциональна скорости подъема температуры греющей среды, которую определить достаточно трудно

$$\Delta t_{ст} = \frac{\omega}{2a} \delta^2 \quad (3.11)$$

При быстром заполнении горячей водой неравномерный прогрев барабана может вызвать опасные температурные напряжения внутри стенок барабана, в особенности при низкой начальной температуре стенок. Нагретые слои металла стремятся расшириться, в то время как холодные слои препятствуют расширению. В результате этого, во внутренних слоях стенок барабана возникают напряжения сжатия, а в наружных - напряжения растяжения. Теоретические расчеты показали, что эти напряжения могут достигать достаточно больших значений и при многократном повторении пусков могут вызвать малоцикловую усталость металла и трещины в нем.

В приближенных расчетах, принимая стенку барабана плоской, температурные напряжения можно рассчитать по упрощенной формуле

$$\sigma_x = \frac{\beta E \Delta t_{\text{макс}}}{3} \left(1 - 3 \frac{x^2}{\delta^2} \right) \quad (3.12)$$

Технические обследования, проводимые на электростанциях, выявили повреждения барабанов котлов высокого давления в виде трещин на поверхности трубных отверстий, на поверхности обечаек, днищ, в швах приварки штуцеров, в зонах приварки внутрибарабанных устройств. Указанные повреждения связаны с комплексом различных факторов, в том числе и эксплуатационных, связанных с заполнением котла водой с температурой, значительно отличающейся от температуры металла барабана.

Поэтому при заполнении котла водой во избежание недопустимых термических напряжений в теле барабана, следует руководствоваться следующими положениями:

1. Запрещается заполнение водой горячего барабана ($t_{\text{ст}} = 200 - 300^\circ\text{C}$) при давлении в котле близком к атмосферному. Заполнение неостывшего котла для проведения растопки разрешается при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160°C . Если температура в какой-либо точке барабана превышает 140°C заполнение его водой для гидроопрессовки запрещается.

2. При пуске котла из холодного состояния и заполнении его питательной водой с температурой выше температуры стенки барабана котел должен вначале питаться небольшим количеством воды, чтобы при охлаждении ее в экономайзере разность температур между водой, поступающей в барабан и телом барабана не превышала 40°C .

3. При заполнении барабана котла питательной водой с температурой ниже температуры стенки барабана допускается разность температур стенки низа барабана и питательной воды не более 40°C .

Во избежание повышенных напряжений, которые могут вызвать расстройство соединений, для заполнения котла при пусках из холодного состояния желательно использовать воду с температурой не выше 100°C .

В начальный период рекомендуется вести заполнение котла с небольшим расходом, чтобы температура воды на входе в барабан не превышала $60 - 70^\circ\text{C}$. По мере прогрева тракта и повышения расхода температуру перед барабаном доводят до $80 - 90^\circ\text{C}$. Учитывая, что величина перепада температур определяется скоростью прогрева, заполнение котла водой рекомендуется вести в течение 1 - 2 часов, в зависимости от состояния металла барабана[33-36].

Котел следует заполнить водой до растопочного уровня (низший уровень в водоуказательном приборе). Во время заполнения котла следует проверить плотность дренажей экранов котла и экономайзера (по температуре труб после запорных вентилей на ощупь).

После заполнения котла следует убедиться, что уровень воды в барабане не снижается, в противном случае, нужно найти неплотности и устранить их, после чего подпитать котел до прежнего уровня.



Контрольные вопросы:

1. Типы графиков нагрузки.
2. Что входит в понятие маневренности котельных агрегатов?
3. Чем отличаются стационарные режимы от нестационарных?
4. Что является задачей оперативного персонала?
5. Что представляют собой режимные карты?
6. Когда производят растопку котла?
7. Основные показатели работы котельных установок.
8. Для чего применяется подсистема технологической защиты и блокировки?
9. Какими положениями следует руководствоваться при заполнении котла водой?
10. Какая вода должна использоваться для заполнения котельного агрегата?
11. Что необходимо проверить перед пуском котлоагрегата из ремонта или длительного резерва?
12. В каких случаях запрещается пуск котла?
13. Какие шаги необходимо выполнить для пуска оборудования в эксплуатацию после монтажа или ремонта?
14. Перечислите факторы, ограничивающих минимальную нагрузку парового котла.
15. В каких случаях максимальная нагрузка парового котла должна превышать его номинальной производительности?

3.2. Пуск котельной установки (барабанный котел)

3.2.1. Общие положения

Целью пуска котельной установки является достижение номинальных параметров пара и такой паропроизводительности, при которых котел мог бы работать без использования растопочных горелок.

Продолжительность пуска котла (период времени от розжига первой растопочной горелки до достижения требуемой нагрузки и параметров пара) зависит главным образом:

- от начального теплового состояния котла, определяемого длительностью его простоя и способом останова;
- рабочих параметров, схемы и мощности котла;
- приспособленности котла к пуску (в том числе от степени автоматизации пусковых процессов);
- применяемой технологии пуска [33-34].

Режим пуска котла должен удовлетворять следующим требованиям: должно обеспечиваться надежное протекание внутрикотловых процессов, необходимых для охлаждения или равномерного прогрева всех элементов



Приступить к розжигу. При отсутствии на котле 33У допускается

Если при розжиге первой мазутной форсунки мазут сразу не загорится или погаснет в процессе регулирования горения, то следует немедленно прекратить подачу мазута и пара к форсунке, установить причину погасания и устранить ее. После этого, вновь приступить к розжигу в вышеуказанном порядке, предварительно провентилировав в течении 10 - 15 минут топку и газоходы котла.

При погасании мазутного факела нескольких форсунок следует немедленно прекратить подачу мазута и пара ко всем форсункам. Только после устранения причин погасания и тщательной вентиляции топки и газоходов котла пятидесятипроцентным расходом воздуха в течении 15 минут приступить к растопке в вышеуказанном порядке.

Отсутствие достаточного количества воздуха у устья горелки или плохое перемешивание его с мазутом может привести к забросу мазута на экранные поверхности и под топки, выносу его из топочной камеры, осаждением в газоходах котла и возможным загоранием на поверхностях нагрева.

Многочисленные исследования условий пуска котла свидетельствуют о том, что узлами, лимитирующими эти процессы, являются толстостенные элементы котла, змеевики пароперегревателя, пускосбросные устройства, система розжига, устройства контроля, автоматики и управления.

Контроль за скоростью растопки удобней всего производить по температуре насыщения. В современных котельных агрегатах в начальный период растопки наблюдается существенная неравномерность прогрева стенок барабана. Стенки его верхней части, находящиеся в паровом пространстве, прогреваются более интенсивно, чем нижней, так как коэффициент теплоотдачи при конденсации пара в 3 - 4 раза превышает коэффициент теплоотдачи от воды к стенке. В результате неравномерность может достигать 60 - 80°C в разные периоды растопки. При значительной разности температур барабан может подвергаться деформации в форме изгиба. Исследования показывают, что уже при разности температур 20 - 30 °C напряжения в металле возрастают примерно в 2 раза.

Исходя из вышесказанного в период растопки котла скорость роста температуры насыщения, по условию допустимых термических напряжений стенок барабана котла и допустимых температур стенок пароперегревателя не должна превышать 2°C в минуту при давлении в барабане меньше 20 кгс/см² и 2,5°C в минуту при давлении более 20 кгс/см², что обеспечивается подъемом давления в котле в соответствии с графиком растопки [35].

Отсюда следует, что продолжительность растопки из холодного состояния барабанного котла составляет, в зависимости от параметров пара, примерно 3 - 5 часов.

Основным условием нормального пуска котла является соблюдение критериев пуска, т.е. работа в пределах допустимых температур, перепадов температур и скоростей их изменения для всех элементов котла. По условиям экономичности каждый из этапов пуска котла должен проводиться с

предельно допустимой скоростью, что позволяет сократить продолжительность пуска и уменьшить пусковые потери.

Во время растопки необходимо тщательно следить за температурами дымовых газов в конвективной части котла и температурой воздуха за воздухоподогревателем. При признаках возникновения пожара (практически признаком загорания следует считать резкое повышение температуры газов в газоходе на 20 - 30⁰С выше обычной) немедленно произвести осмотр газоходов. Если в результате осмотра подтвердится возникновение пожара, необходимо немедленно прекратить растопку, остановить дутьевые вентиляторы, вентиляторы горячего дутья, дымососы, закрыть направляющие аппараты дымососов и вентиляторов, закрыть клапаны на подводах вторичного воздуха к горелкам, проверить плотность закрытия всех гляделок и лазов и включить установку пожаротушения.

Обязательно проверить включение и исправность работы сниженных указателей уровня. Переход на контроль за уровнем воды в барабане по сниженным указателям уровня производится лишь после того, как их показания будут совпадать с показаниями водоуказательных приборов.

При растопке котла необходимо поддерживать уровень воды в барабане между нижним и верхним допускаемым значениями, сбрасывая при необходимости избыток воды через линию аварийного слива. Подпитка котла в начале растопки производится вручную. Перед включением автоматики регулятора питания котла следует включить защиты по уровню воды в барабане.

При подпитках температура воды, поступающей в барабан, не должна отличаться от температуры тела барабана более, чем на 40⁰С.

3.2.3. Повышение надежности работы экономайзера и пароперегревателя при пуске

Большое значение при пусках котла уделяется повышению надежности охлаждения экономайзера. В нормальных условиях работы скорость воды в водяных экономайзерах (ВЭ) достаточна и тепловая неравномерность мала. Однако в процессе пуска режим работы ВЭ резко отличается от нормального. При отсутствии надежного охлаждения в его выходных участках может образоваться перегретый пар и чрезмерный перегрев труб. В период растопки питание обычно осуществляется периодически. Поэтому возникают пульсации температуры воды и температурные напряжения в стенках.

Для защиты водяных экономайзеров от перегрева в период растопки широко используют две схемы: схема рециркуляции, в которой барабан котла соединяется с нижним коллектором экономайзера (при многоступенчатой компоновке - к входному коллектору выходной ступени); схема со сгонной линией, в которой вода после экономайзера возвращается в деаэратор или питательный бак станции.

При растопке котла необходимо следить за температурами металла змеевиков пароперегревателя. Режим растопки организовать таким образом, чтобы эти температуры не превышали допустимых.

Хотя количество теплоты, отдаваемое газами в области пароперегревателя при пуске значительно меньше, чем при номинальной нагрузке, расход пара через них невелик и поэтому возможен существенный перегрев змеевиков ПП во время растопки. В обычных условиях температура стенки выше температуры пара на 12 - 30⁰С. Иная картина при пуске котла. В начальный период растопки эта разница может достигать 150 - 250⁰С, поэтому во избежание пережога труб в период растопки через пароперегреватель необходимо пропускать 10 - 15 % пара (продувка пароперегревателя). В зависимости от параметров пара продувка может полезно использоваться. Для горизонтальных пароперегревателей можно использовать заливку его водой.

В случае недостаточности охлаждения труб протекающим паром, следует изменить режим растопки, чтобы не допускать чрезмерного повышения температуры газов в районе пароперегревателя.

Кроме того, для защиты металла змеевиков топочных ширм во время растопки на котлах устанавливаются растопочные пароохладители с впрыском питательной воды[36].

3.2.4. Включение котла в магистраль и переход на основной вид топлива

Прогрев паропровода до магистрали. До включения котла в магистраль необходимо прогреть соединительный паропровод от котла до паровой магистрали. Подъем давления и температуры в паропроводе необходимо вести равномерно для предотвращения чрезмерных внутренних напряжений.

При прогреве убедиться, что подключены все приборы по давлению пара и его температуры, металла на прогреваемом участке, что открыты все вентили ревизии на прогреваемом участке.

Прогрев паропровода осуществлять через байпасы паровой задвижки. Медленно дать пар в паропровод и установить давление 1-2 кгс/см². Затем параллельно с подъемом давления на котле осуществлять подъем давления в паропроводе.

В процессе подъема давления убедиться, что конденсат с ревизий сошел и идет пар. Открыть вентиль продувки главного паропровода на расширитель продувок высокого давления, закрыть ревизии.

Следить чтобы скорость прогрева паропровода не превышала 3 - 4 - С/мин.

Общая продолжительность прогрева паропровода составляет обычно 2,5 - 3 часа.

При подъеме давления в паропроводе скорость повышения температуры металла главного паропровода регулировать вентилем продувки

на расширитель продувок высокого давления. После подъема давления до полного, открыть ГПЗ и закрыть ее байпасы.

При прогреве паропровода не допускать гидроударов, вибрации, следить за состоянием опор, подвесок, арматуры, за тепловыми расширениями паропровода по реперам.

Включение котла в магистраль Включение котла в магистраль производить только после тщательного дренирования и прогрева паропровода от ГПЗ-1 до ГПЗ-2.

Давление пара за котлом при включении должно быть несколько ниже (не более 1 - 2 кгс/см²) или равно давлению в общем паропроводе. Это условие необходимо выполнять для того, чтобы поток пара, возникающий из-за разницы давлений при открытии байпаса, двинулся не в магистраль, а в котел, где в паровом объеме барабана он затормозится, при этом давление станет ровным без возникновения скачков давления. Большие перепады давления, как в большую, так и в меньшую сторону приведут к возникновению гидравлических ударов и изменению температуры в паропроводе.

При включении необходимо следить за температурой острого пара и не допускать резких снижений или набросов температуры перед турбинами. Включение котла следует производить осторожно, медленным открытием байпаса магистральной паровой задвижки. После выравнивания давления по сторонам задвижки открывается задвижка, а байпас после полного ее открытия закрывается.

Если при этом в паропроводе возникают гидравлические удары и толчки, следует немедленно приостановить операции по включению котла, понизить давление в котле, тщательно прогреть паропровод, после чего вновь приступить к включению котла.

Дренажи на паропроводе перед магистральными задвижками закрыть после полного открытия задвижек.

Во время включения котла запрещается изменять режим горения. После включения котла в магистраль следует приступить к отключению РРОУ (или продувки пароперегревателя) и подъему нагрузки, тщательно следя при этом за показаниями манометров, расходомеров воды и пара, уровнем воды в барабане, а также за температурами пара по тракту пароперегревателя и за температурами металла змеевиков пароперегревателя.

Включение регуляторов температуры перегретого пара производится при достижении номинальной температуры пара. Остальные автоматические регуляторы включаются после достижения устойчивого режима работы и нагрузки котла около 70 % от номинальной.

Если котел растапливается впервые или после капитального ремонта, то при достижении полного давления, до включения котла в магистраль производится регулировка предохранительных клапанов.

Для надежного воспламенения угольной пыли при растопке котла необходимо предварительно прогреть топочную камеру растопочным

топливом. Степень прогрева зависит от вида топлива, его реакционной способности, влажности и т.д.

При переводе котла на сжигание твердого топлива все мазутные форсунки должны находиться в работе. Перевод котла на сжигание твердого топлива должен производиться только при достижении устойчивого горения факела мазутных форсунок и при температуре горячего воздуха за воздухоподогревателем более 250°C , что соответствует устойчивому воспламенению угольной пыли. На котлах, работающих на топливах с выходом летучих менее 15%, переход на сжигание твердого топлива разрешается при тепловой нагрузке топki не ниже 30 % номинальной. При работе на топливах с выходом летучих более 15 % разрешается подача пыли при меньшей нагрузке, которая устанавливается инструкцией по эксплуатации.

При переходе на сжигание пыли и настройке режима работы системы пылеприготовления необходимо следить за факелом в топке. В случае полного обрыва факела необходимо прекратить подачу пыли в топку, отключить подачу мазута к форсункам. После тщательной вентиляции топki и газоходов вновь зажечь мазутные форсунки и при достижении устойчивого горения возобновить подачу пыли к горелкам.

В процессе перевода котла на сжигание пыли, внимательно следить за уровнем воды в барабане, за температурами металла, змеевиков пароперегревателя, за температурами газов по тракту, за отсутствием сепарации пыли из факела[36].

3.2.5. Пусковая схема прямоточного котла. Особенности пуска

Пусковые схемы прямоточных котлов

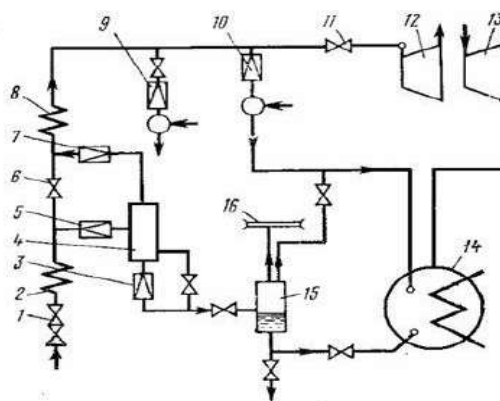
Прямоточные котельные установки применяются в основном для мощных энергетических блоков. Необходимость обеспечения маневренности и мобильности блоков, сохранение их высокой надежности и экономичности при различных режимах работы требуют большого внимания к разработке тепловых и пусковых схем.

Разнообразие пусковых схем блоков объясняется применением различных типов котлов, турбин, растопочных и пускосбросных устройств, методов регулирования температуры основного и промежуточного пара, а также конструкций и способов охлаждения промежуточного пароперегревателя. Основное внимание, уделено блокам с прямоточными паровыми котлами сверхкритического давления как наиболее распространенным и перспективным.

Наиболее полно условия надежного пуска блока удовлетворяются при режиме скользящего изменения параметров свежего и промежуточного пара. В тракте котла имеются встроенные задвижки. Тогда перед задвижкой давление поддерживается близким к рабочему, а за ней снижается до требуемого уровня (в зависимости от условий прогрева последующих поверхностей и турбины). Чтобы обеспечить режим работы на скользящих

параметрах, наряду с встроенными задвижками предусматривают растопочные сепараторы, которые могут располагаться за паровым котлом или у задвижки. В соответствии с этим схемы получили названия: с выносными и встроенными сепараторами.

Наиболее часто используют схему с встроенными сепараторами 4 (рисунок 3.3), которые через трубопроводы с дроссельными клапанами 5 присоединяют к тракту 2 котла перед встроенной задвижкой 6. Сепараторы устанавливают на каждый поток рабочего тела.



1 - регулирующий питательный клапан. 2, 8 - парообразующий и пароперегревательный тракты котла, 3, 5, 7 - дроссельные клапаны. Др 1, Др2 и Др3 на сбросе воды из сепаратора, на входе в него и на выходе, 4 - встроенный сепаратор, 6, 11 - встроенная и главная паровые задвижки, 9 - РОУ, 10-ПСБУ, 12, 13 - паровая турбина, 14 - конденсатор, 15 - растопочный расширитель, 16 - коллектор пара

Рисунок 3.3 – Пусковая схема проточного котла со встроенным сепаратором

Отсепарированная влага через систему трубопроводов и дроссельный клапан 3 сбрасывается в конденсатор 14 турбины, а пар поступает в перегревательный тракт 8 за встроенной задвижкой. Расход пара регулируется открытием редукционно-охладительной установки 9 (РОУ) или пускосбросного устройства 10 (ПСБУ).

По условиям охлаждения топочных экранов при пуске целесообразно поддерживать расход рабочего тела около 30% номинального. Максимальный расход топлива при пуске определяется температурными условиями работы первого пакета пароперегревателя за встроенной задвижкой. По результатам исследований температуры стенки этого пакета на обеспаренном режиме стартовый расход топлива при пуске из холодного состояния должен быть не более 10 - 12% (иногда до 20 %) номинального. Контрольным параметром является температура газов перед этой поверхностью, которая не должна превышать 550⁰С.

В зависимости от схемы сброса пара и охлаждения промежуточного пароперегревателя различают одно - и двухбайпасные пусковые схемы блоков[37].

При однобайпасной схеме избыток свежего пара из паропровода через пускосбросное устройство сбрасывается в конденсатор. Промежуточный пароперегреватель либо не охлаждается, либо охлаждается паром из коллектора собственных нужд или растопочного узла котла.

В двухбайпасной схеме предусмотрен сброс пара из паропровода свежего пара в «холодный» паропровод промперегрева, а затем после прохождения промежуточного пароперегревателя из «горячего» паропровода промперегрева в конденсатор. Для этой цели устанавливают два пускосбросных устройства, которые должны работать синхронно. Двухбайпасную схему применяют, когда промежуточный пароперегреватель располагается в зоне высоких температур газа (более 850°C) и его необходимо обязательно охлаждать.

Пусковые операции

При сепараторном режиме перед ВЗ рабочая среда направляется в сепаратор 4, после которого требуемое количество пара поступает в перегревательные поверхности, а остальная часть – в растопочный расширитель. Применение встроенной задвижки позволяет поддерживать номинальное давление среды до нее и переменные, постепенно повышающиеся давление и температуру в перегревательных поверхностях, паропроводах и перед турбиной. Это обеспечивает надежную работу напряженных поверхностей до ВЗ при постепенном прогреве их и паропроводов за ней. Повышение параметров за ВЗ определяется начальным состоянием котла перед пуском и требуемой скоростью прогрева наиболее толстостенных деталей – коллекторов, арматуры, корпусов устройств парораспределения и турбин.

Пуск из холодного состояния. После длительного останова пуск блока начинается при низком уровне температуры и давления рабочей среды и обычно сопровождается горячей промывкой поверхностей нагрева до ВЗ, проводимой при включенных растопочных горелках. Тракты промперегрева начинают прогреваться после толчка турбины и поступления в них пара. При этом постоянно контролируют температуру пара, стенок элементов котла и паропроводов и регулируют ее, включая впрыски и охлаждение. После прогрева паропроводов подают пар в ЦСД и начинают постепенно повышать нагрузку.

Завершив подготовительные операции, включают форсунки, после чего сразу открывается клапан 7 (Др-3) во избежание последующих тепловых ударов при внезапном вводе в перегреватели разогретого пара и его конденсации на еще холодных поверхностях. При проведении горячей промывки до ее окончания устанавливают расход топлива $B = (0,06 - 0,07)B_{\text{ном}}$. Окончив горячую промывку, переводят воду из расширителя Р-20 в конденсатор 14 и настраивают регулятор уровня Р-20. Затем начинают повышать параметры и расход пара, увеличивая расход топлива до

растопочного $B_p = (0,10 - 0,12)B_{\text{ном}}$. При этом контролируют температуру среды перед ВЗ ($t_{\text{воз}} = 300 - 310^\circ\text{C}$) и газов в поворотной камере ($\Delta_{\text{ПК}} = 500 - 550^\circ\text{C}$).

После достижения перед ВЗ температуры $t'_{\text{ВЗ}} = 410^\circ\text{C}$, превышающей температуру насыщения, переходят на прямоточный режим, полностью закрывая клапан Др-2 и задвижки на сбросе воды и пара из сепаратора 4. Дальнейшее нагружение турбины проводят на прямоточном режиме, увеличивая тепловыделение в котле (расход топлива) и переходя в это время на основное топливо.

При нагрузке $N = 0,6N_{\text{ном}}$, прикрывая регулирующие клапаны, переводят свежий пар на номинальное давление 24 МПа, включают регулятор давления блока, полностью открывают ВЗ и переводят систему впрысков на полное давление. С переходом на номинальное давление нагружают блок на 100%-ную нагрузку, постепенно повышая температуру пара. До достижения номинальной температуры свежего пара и пара промперегрева регулирование ведут пусковыми впрысками, а затем переходят на штатные впрыски, отключая пусковые.

Пуски блока из холодного состояния и их графики-задания являются базовыми для проведения пусков из других состояний.

Пуски из неостывшего и горячего состояния, из горячего резерва. При неполном охлаждении котла (температура коллектора превышает 80°C) пуск производят как из неостывшего состояния. Различают несколько разновидностей пусков блоков из неостывшего состояния в зависимости от продолжительности предыдущего останова и степени охлаждения коллекторов, паропроводов и толстостенных деталей турбин. Условно выделяют пуски из неостывшего состояния после длительных остановов (до 90 ч), когда требуется прогрев паропроводов промперегрева, и после остановов меньшей продолжительности (до 45 ч), когда предварительный прогрев не требуется.

Пуск из горячего состояния производится после останова блока на 2-8 ч и характеризуется более быстрым его включением, исключением сброса воды из расширителя в циркуляционный водовод, уменьшением или отсутствием пропуска пара на предварительный прогрев паропроводов, повышением частоты вращения после толчка турбины сразу до $n = 50$ 1/с без выдержек на промежуточной частоте. Время пуска из горячего состояния до полной нагрузки составляет до 2,5 ч, что в 1,8-2,5 раза меньше времени пуска из неостывшего и холодного состояния.

Пуск из горячего резерва (после простоя менее 30 мин) непродолжителен и может выполняться по прямоточному режиму.

Существующая тенденция развития энергетики и энергопотребления предполагает частый вывод блоков в горячий резерв или на останов, поэтому пуски их из неостывшего и горячего состояния становятся наиболее распространенными [37].



Контрольные вопросы:

1. Какие схемы используют для защиты водяных экономайзеров от перегрева в период растопки?
2. Назовите основные условия нормального пуска котла
3. Какие операции необходимо выполнить перед розжигом котла?
4. Каким требованиям должен удовлетворять режим пуска котла ?
5. От чего зависит продолжительность пуска котла (период времени от розжига первой растопочной горелки до достижения требуемой нагрузки и параметров пара)?
6. Прогрев паропровода до магистрали
7. Пуск из холодного состояния
8. Типы пусковых схем блоков
9. Что такое выносные и встроенные сепараторы?
10. Для каких блоков применяют прямоточные котельные установки?
11. Цель пуска котельной установки

3.3. Останов и расхолаживание котельной установки

3.3.1. Нормальный останов парового котла

При останове котла постепенно снижают нагрузку, уменьшая расход топлива, питательной воды, воздуха и загрузку дымососов. В схемах с прямым вдуванием пыли расход топлива уменьшают разгрузкой питателей сырого топлива и последующим постепенным остановом их и соответствующих мельниц. В схемах с промежуточными бункерами первоначально отключают питатели сырого топлива и мельницы, а затем уменьшают загрузку питателей пыли и постепенно выводят их из работы. Скорость снижения нагрузки определяется допустимой скоростью изменения температуры металла наиболее толстостенных элементов оборудования. Чтобы не появились значительные температурные напряжения в начальный период останова (иногда до минимально устойчивой нагрузки), поддерживают номинальную температуру пара. Номинальное давление пара за котлом разрешается поддерживать до нагрузки не ниже 50% от номинальной.

Если котел или система пылеприготовления останавливаются на длительное время, следует срабатывать все топливо из бункеров и питателей сырого угля.

После отключения системы пылеприготовления погасить все мазутные форсунки, провентилировать топку и газоходы в течение 10 - 15 минут, при условии, что расход воздуха через топку, определяемый по загрузке электродвигателей дутьевых вентиляторов, составляет не менее 50 % от номинального. Остановить дутьевые вентиляторы и дымососы, закрыть их направляющие аппараты [30-36].

По мере снижения нагрузки питания котла перевести с основной на байпасную линию узла питания. При переходе на питание котла через байпас перейти с основного регулятора питания на растопочный регулятор питания.

При прекращении постоянной подпитки котла открыть задвижки на линии рециркуляции из барабана к экономайзеру. При снижении уровня воды в барабане на 100 мм от среднего произвести подпитку котла с возможно меньшим расходом для предотвращения недопустимых термических напряжений в теле барабана. Подпитать котел до +100 мм от среднего уровня после чего питание прекратить. Перед подпиткой проверить закрытие задвижек на линии рециркуляции из барабана в трубопровод перед экономайзером. Наблюдение за уровнем продолжать до сохранения в котле давления.

Запрещается производить подпитку остановленного котла с дренированием воды в целях ускоренного охлаждения барабана.

Во время останова котла также, как при пуске необходим тщательный контроль за разностью температур верха и низа барабана, которая не должна превышать 60 С, для чего необходимо охлаждение проводить со скоростью 1,5 С/мин при давлении в барабане меньше 100 кгс/см².

В процессе снижения нагрузки следить за температурой пара и при ее снижении уменьшить подачу конденсата в пароохладители. При снижении температуры пара до минимально возможной по условиям работы станции включить РРОУ и закрыть магистральную задвижку перед главным паропроводом. После снижения параметров пара до минимально возможных, по условиям работы РРОУ, (давление 16-20 кгс/см² и температура 300⁰С) отключить РРОУ, включить продувку пароперегревателя в атмосферу или на барбатер, закрыть ГПЗ-1 и открыть дренаж паропровода.

При прекращении подачи пара из котла продувку пароперегревателя закрыть.

В случае необходимости ускоренного расхолаживания котла для ремонта включить паровое расхолаживание барабана согласно инструкции по эксплуатации УПРО.

После останова котла следует внимательно следить за температурой газов и воздуха по конвективной шахте по приборам и производить обходы с целью выявления загораний через 5-6 часов.

При признаках загорания немедленно произвести осмотр газохода, проверить температуру газов и воздуха по всем установленным термопарам, поставить в известность пожарную команду и в дальнейшем вести наблюдение за участком вероятного возгорания.

При останове котла без применения устройства парового охлаждения барабана пуск дымососа для расхолаживания разрешается не ранее, чем через 10 часов после останова котла - для котлов с давлением пара до 140 кгс/см², через 18 часов - для котлов давлением 140 кгс/см² и выше, при условии, если разность между температурой стенки верха и низа барабана не превышает 60⁰С.

Через шесть часов после останова котла необходимо произвести продувку нижних точек для удаления шлама, после чего медленно подпитать котел до высшего уровня.

Через восемь - десять часов продувку через нижние точки и подпитку повторить.

В случае необходимости спуска воды при останове котла, спуск следует производить немедленно после снижения давления до атмосферного, используя для осушки внутренних поверхностей тепло, аккумулированное обмуровкой.

При необходимости ревизии внутрибарабанных устройств после слива воды отключить котел от всех трубопроводов, находящихся под давлением. Люк барабана открывать осторожно: вначале слегка ослабить болты и лишь убедившись, что воды и пара нет, открыть люк.

Для обеспечения безопасности во время расхолаживания дежурный персонал должен осуществлять контроль за остановленным котлом до полного снижения давления в котле и снятия напряжения с электродвигателей.

Это требование обусловлено также тем, что на остановленном оборудовании не исключены случаи загорания отложений в пылесистемах и газоходах котла[35].

3.3.2. Консервация котла

Для предотвращения стояночной коррозии пароводяной тракт котла должен подвергаться консервации при выводе котла в резерв, останове его на текущий и капитальный ремонт и других кратковременных аварийных и плановых остановах.

Стояночная коррозия протекает под воздействием кислорода воздуха, попадающего в пароводяной тракт при останове котла и снижении давления в нем до атмосферного.

Характерные особенности стояночной коррозии - образование на поверхности металла язвин и накопление большого количества продуктов коррозии металла, что приводит к развитию коррозионных процессов при последующей эксплуатации оборудования.

Остановы котла по длительности можно условно разделить на две группы:

- кратковременные остановки в резерв на срок не более трех суток;
- длительные остановки на срок более трех суток (резерв или ремонт).

Для защиты от коррозии применяют сухой, мокрый и газовый способ консервации, в ряде случаев применяют консервацию избыточным давлением.

Если котел остановлен на длительное время, то необходимо его законсервировать. При консервации котлов необходимо руководствоваться указаниями инструкции завода-изготовителя по монтажу и эксплуатации.

Для защиты котлов от коррозии применяют сухой, мокрый и газовый способы консервации, а также в отдельных случаях консервацию методом избыточного давления.

Сухой способ консервации применяют при длительной остановке котла и когда невозможно отапливать помещение котельной зимой.

Сущность его заключается в том, что после удаления воды из котла, пароперегревателя и экономайзера и очистки поверхностей нагрева сушку котла производят пропуском горячего воздуха (тщательной вентиляцией) или разводят в топке небольшой костер.

При этом предохранительный клапан должен быть открыт для удаления водяных паров из барабана и труб котла.

При наличии пароперегревателя необходимо открыть дренажный вентиль на камере перегретого пара для удаления оставшейся в нем воды. После окончания сушки через открытые лазы в барабанах помещают заранее приготовленные железные противни с негашеной известью CaO или силикагелем (в количестве 0,5-1,0 кг CaCl_2 , 2-3 кг CaO или 1,0-1,5 кг силикагеля на 1 м³ объема котла).

Плотно закрывают лазы барабана и перекрывают всю арматуру. При остановке котла более чем на 1 год рекомендуется снять всю арматуру, а на штуцерах установить заглушки.

В дальнейшем не реже 1 раза в месяц должно проверяться состояние реактивов, а затем через каждые 2 месяца в зависимости от результатов проверки обязательно должна производиться его замена. Рекомендуется периодически следить за состоянием обмуровки и в случае необходимости производить ее сушку.

Мокрый способ. Мокрую консервацию котлов применяют тогда, когда нет опасности замерзания в них воды. Сущность ее заключается в том, что котел полностью заполняют водой (конденсатом) с повышенной щелочностью (содержание едкого натра 2 - 10 кг/м³). Затем подогревают раствор до температуры кипения для удаления из него воздуха и растворенных газов и плотно закрывают котел. Применение щелочного раствора обеспечивает при равномерной концентрации достаточную устойчивость защитной пленки на поверхности металла.

Газовый способ. При газовом способе консервации из остывшего котла спускают воду, тщательно очищают внутреннюю поверхность нагрева от накипи. После этого котел заполняют через воздушник газообразным аммиаком и создают давление около 0,013 МПа (0,13 кгс/см²). Действие аммиака состоит в том, что он растворяется в пленке влаги, которая находится на поверхности металла в котле.

Эта пленка становится щелочной и защищает котел от коррозии. При газовом способе персонал, производящий консервацию, должен знать правила техники безопасности.

Метод избыточного давления заключается в том, что в котле, отключенном от паропроводов, поддерживают давление пара несколько выше атмосферного и температуру воды выше 100 °С. Это предотвращает

попадание в котел воздуха, а следовательно, и кислорода, являющегося основным коррозионным агентом. Добиваются этого периодически подогревами котла.

При выводе котла в холодный резерв до 1 месяца его заполняют деаэрированной водой и поддерживают в нем небольшое избыточное гидростатическое давление, подключив к расположенному выше бачку с деаэрированной водой. Однако этот способ по сравнению с предыдущим менее надежен.

При всех способах консервации котлов необходимо обеспечить полную герметичность арматуры; все люки и лазы должны быть плотно закрытыми; при сухом и газовом способе неработающие котлы нужно отделять от работающих заглушками. Консервация оборудования и ее контроль проводятся по особой инструкции и под руководством химика[35].

3.3.3. Аварийный останов котла

Котельный агрегат должен быть немедленно остановлен действием защит или персоналом, без согласования действий с руководством цеха и станции, в случаях:

а) недопустимого повышения или понижения уровня воды в барабане или выходе из строя всех водоуказательных приборов;

б) быстрого снижения уровня воды в барабане несмотря на усиленное питание котла;

в) прекращения действия всех питательных устройств (насосов);

г) недопустимого повышения давления в пароводяном тракте котла;

д) прекращения действия более 50% предохранительных клапанов или других заменяющих предохранительных устройств;

е) разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, выпучин, пропусков в сварных швах в основных элементах котла (барабане, коллекторах, паропроводах), питательных трубопроводах и пароводяной арматуре);

ж) погасания факела в топке;

з) недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном(при работе котла на одном из этих видов топлива);

и) отключения всех дымососов или дутьевых вентиляторов;

к) взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах и золоуловителе, разогрева докрасна несущих балок каркаса, при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

л) пожара, угрожающего персоналу или оборудованию, а также цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в систему защиты котла;

м) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и на всех контрольно-измерительных приборах.

Допустимые повышения и понижения параметров оговариваются в инструкциях по эксплуатации. Отключение котла, в большинстве случаев, должно осуществляться действием защит, однако, если не сработает защита, все операции по останову котла должен производить оперативный персонал.

Кроме перечисленных выше аварийных случаев, могут возникнуть такие повреждения, с которыми котел может проработать некоторое время. В этих случаях решение об останове котла принимает главный инженер станции по согласованию с диспетчером энергосистемы. Приведем некоторые примеры. Котел должен быть остановлен в случаях:

а) обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых соединениях;

б) недопустимого повышения температуры металла поверхностей нагрева, если снизить температуру изменением режима работы не удастся;

в) выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;

г) резкого ухудшения качества питательной воды против установленных норм;

д) прекращение работы золоуловителей;

е) неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления, а также контрольно-измерительных приборов.

Следует сказать, что длительная работа с указанными повреждениями недопустима, так как может привести к серьезным авариям[35].

3.3.4. Загрязнения, эрозия и коррозия конвективных поверхностей нагрева

Поступающие вместе с топливом в зону горения минеральные примеси подвергаются высокотемпературным физическим преобразованиям: часть из них плавится и даже испаряется, другие в этих условиях образуют новые эвтектические сплавы и соединяются в более крупные расплавленные частицы, которые выпадают в нижнюю часть топки (холодную воронку) в виде шлака. Основная масса мелких золовых частиц уносится из топки с продуктами сгорания в виде летучей золы.

В составе летучей золы имеются три группы частиц, отличающиеся по химическому составу и физическим свойствам в зоне высоких температур.

Легкоплавкие компоненты имеют температуру плавления 700-850⁰С (NaCl, CaCl₂, Na₂SO₄, MgCl₂, Al₂(SO₄)₃).

Среднеплавкие компоненты золы с температурой плавления 900-1100⁰С (FeS, Na₂SiO₃, K₂SO₄ и др.).

Тугоплавкими компонентами являются, как правило, оксиды металлов типа MeO (CaO, MgO, FeO), а также SiO₂, Fe₂O₃, Al₂O₃ и др. Температура их плавления (1600-2800⁰С) превышает температуру газов в ядре факела.

Особенно неблагоприятными характеристиками обладает оксид кальция. При содержании в золе CaO = 25 - 40% и наличии оксидов серы в

потоке газов, в отложениях активно происходит сульфатизация. В результате развивается цементация (спекание) слоя отложений и его постепенное нарастание. Это явление называют шлакованием конвективной поверхности нагрева.

При увеличении в золе оксидов $\text{Al}_2\text{O}_3 + \text{SiO}_2$ (особенно более 60% массы летучей золы) температура плавления золы заметно увеличивается и шлакование поверхностей исключается.

Особый вид связанных липких и цементирующихся отложений образуется на поверхности воздухоподогревателя при температуре стенки ниже 200°C , где начинается конденсация на поверхности нагрева паров серной кислоты совместно с влагой.

В зоне относительно низких температур газового потока - менее 700°C - наиболее распространены при сжигании твердых топлив сыпучие отложения, которые имеют слабую механическую связь с поверхностью и между собой и легко удаляются при встряхивании или прямом ударе по участку отложений. Интенсивность образования сыпучих отложений сильно зависит от фракционного состава золы. Крупные фракции золы размером свыше 30 мкм обладают достаточно большой кинетической энергией при движении около трубы и разрушают нарастающие отложения за счет более мелких частиц. В таких случаях отложения оказываются незначительными.

Большое влияние на степень загрязнения поверхности оказывают тип пучка труб (шахматный или коридорный) и продольный шаг труб S_2 в шахматном пучке. При равных прочих условиях (скорость газов, диаметр труб) коэффициент загрязнения коридорного пучка в 1,7-3,5 раза больше, чем шахматного.

Загрязнение труб существенно возрастает при низких скоростях газового потока, поэтому скорости газов в поверхностях менее 3-4 м/с не допускаются, а с учетом рабочего диапазона нагрузок котла скорости газов при номинальной нагрузке принимаются не ниже 6 м/с для поперечно омываемых пучков труб и не менее 8 м/с - для продольного тока газов в поверхностях воздухоподогревателей.

Абразивный износ определяется тем, что крупные частицы золы, обладающие достаточной твердостью и остротой граней, при ударах о стенку трубы непрерывно срезают с поверхности микроскопически малые слои оксида металла, постепенно уменьшая в этом месте толщину стенки трубы. Частицы несгоревшего топлива (чаще у антрацитов и полуантрацитов) также вызывают истирание поверхности.

Таким образом, золовой износ, прежде всего, определяется абразивностью частиц золы. Абразивность зависит от содержания SiO_2 в золе и заметно увеличивается, когда $\text{SiO}_2 > 60\%$. Так, например, сильно абразивными свойствами обладают зола экибастузского каменного угля, так как в ее составе содержание $\text{SiO}_2 > 80\%$. Интенсивность износа также зависит от общего количества золы в топливе.

Интенсивность износа неравномерна как по сечению газохода, так и по периметру труб. При входе в конвективную шахту из горизонтального

газохода газы имеют разворот на 90°C , в результате чего наиболее грубые фракции золы отбрасываются к задней стене шахты и имеют там повышенную концентрацию. При поперечном обтекании трубы наибольшему износу подвергаются боковые ее стенки под углом $30-50^\circ\text{C}$, где обтекающий трубу поток проходит по касательной к поверхности. Коридорные пучки подвергаются существенно меньшему износу, так как по ходу газов трубы находятся в аэродинамической тени первой (лобовой) трубы, на которую к тому же поток газов набегает с более низкой скоростью (из свободного газохода), чем скорость газов в межтрубном пространстве пучка[36].

Интенсивность износа определяется:

- кинетической энергией отдельных частиц золы, которая зависит от квадрата скорости газов w_r^2 ;
- количеством частиц, проходящих у поверхности в единицу времени, которое зависит от концентрации частиц в потоке газов $m_{3л}$ и является возрастающей функцией от скорости w_r ;
- неравномерностью концентраций золы в потоке k_m и скоростей газов в сечении k_w ;
- плотностью расположения труб в поперечно омываемом пучке, что определяет торможение частиц при контакте с поверхностью и уменьшение их скорости по сравнению со скоростью газов.

В итоге интенсивность износа, мм/год, зависит в третьей степени от скорости газов:

$$I_{кз} = 0.028 a m_{\mu} \mu_{3л} (k_w w_r)^3 \left(\frac{s_1 - d}{s_1} \right)^{1,8} R_{90}^{0,6} \tau_p \quad (3.12)$$

Где a - коэффициент абразивности золы, $\text{мм} \cdot \text{с}^3 / (\text{г} \cdot \text{ч})$;

m - относительный показатель износоустойчивости труб, зависящий от химического состава стали;

τ_p - время эксплуатации поверхности, ч/год;

$k_m = 1,2 - 1,25$, $k_w = 1,25 - 1,3$.

Допустимым считается износ стенки трубы $I_{из} = 0,2$ мм/год из расчета нормальной работы трубы не менее 10 лет ($\tau_p = 60 - 70$ тыс. ч).

Методами пассивной локальной защиты являются накладки сверху на всю длину трубы полуцилиндрических сменных манжет, наплавка прутков с двух сторон трубы в зоне наибольшего износа, установка на входе в трубы воздухоподогревателя внутренних цилиндрических вставок длиной не более $10d_{вн}$.

3.3.5. Высокотемпературная и низкотемпературная коррозия

Под термином высокотемпературная коррозия понимается коррозионное разрушение металла труб поверхностей нагрева, соприкасающихся с продуктами сгорания высокой температуры ($t > 700^\circ\text{C}$).

К высокотемпературной коррозии относятся два вида коррозии металла, происходящие в разных зонах котла и имеющие различный химический характер.

Одним из видов является наружная коррозия экранов топочной камеры в зоне расположения ядра, определяемая контактом сернистых газов с металлом труб.

Другой вид характеризуется коррозией труб пароперегревателей, разрушением элементов их креплений за счет присутствия в газовом потоке оксидов ванадия.

Наружная коррозия труб экранов возникает при сжигании топлив с малым выходом летучих веществ и сернистого мазута и связана с образованием вблизи поверхности труб экранов заметной концентрации сероводорода H_2S .

Коррозия экранов развивается интенсивно на уровне расположения горелок, когда экраны непосредственно омываются расширяющейся струей аэросмеси на выходе из горелки.

Второй вид коррозии связан с окислением труб и крепежных деталей пароперегревателей, когда температура металла превышает $610 - 620^{\circ}C$. Этот тип коррозии определяется участием оксидов ванадия и называется ванадиевой коррозией и проявляется при сжигании мазутов, зола которых содержит оксид V_2O_4 .

Радикальным средством предупреждения коррозии могла бы быть очистка сжигаемого мазута от примесей ванадия и натрия, но это довольно дорого и требует строительства специальных заводов.

Поэтому кардинальным решением этой проблемы для паровых котлов, сжигающих мазут, явилось снижение температуры перегретого пара (основного и промежуточного перегревателей) до $545^{\circ}C$, хотя при этом снижается термодинамический КПД цикла перегретого пара. При сжигании других видов топлив этот тип коррозии не имеет места.

Низкотемпературная коррозия. Коррозия возникает в нижней части поверхности воздухоподогревателя, находящейся в области наиболее низких температур, как газов, так и рабочей среды (воздуха).

По своему характеру - это сернокислотная коррозия. Определяющим фактором интенсивной низкотемпературной коррозии является наличие в потоке дымовых газов паров серной кислоты H_2SO_4 .

Содержание SO_3 в газах составляет 1-5% количества SO_2 или 0,002-0,10% полного объема газов.

В зоне температур газов ниже $500^{\circ}C$ начинается образование паров серной кислоты за счет реакции SO_3 с водяными парами, находящимися в газовом потоке. Этот процесс завершается при температуре около $250^{\circ}C$.

Коррозия поверхности нагрева может начаться при условии, если температура стенки и пристенного пограничного слоя окажется ниже температуры конденсации паров влаги или паров серной кислоты, соответствующей их парциальному давлению в газах.

Для исключения низкотемпературной коррозии необходимо иметь $t_{ст} < t_{р}^s + (10 - 15) ^\circ\text{C}$, однако, это экономически оправдано лишь при сжигании малосернистых мазутов и сернистых твердых топлив, у которых $t_{р}^s$ не превышает 110°C . В других случаях при высоком значении $t_{ст}$ температура уходящих газов будет чрезмерно велика, заметно возрастут потери с уходящими газами[36-68].

При значении $t_{р}^s > 130^\circ\text{C}$ допускается в поверхности воздухоподогревателя невысокая скорость коррозии (не более 0,2 мм/год), что обеспечивается за счет предварительного подогрева воздуха на входе в воздухоподогреватель.



Контрольные вопросы:

1. Виды остановов котла по длительности.
2. Когда применяют сухой способ консервации?
3. Когда применяют мокрую консервацию котлов?
4. Что такое высокотемпературная коррозия?
5. Что такое низкотемпературная коррозия?
6. Что является определяющим фактором интенсивной низкотемпературной коррозии?
7. Как определяется интенсивность износа?

3.4. Аварии и повреждения паровых котлов

При эксплуатации паровых котлов возможны нарушения – устранимые и неустраняемые, для ликвидации которых соответственно требуется или не требуется останавливать оборудование. В зависимости от характера неполадок, их последствий и степени повреждения оборудования различают отказы, аварии и внезапные (незапланированные) отключения потребителя.

Нарушение работоспособности оборудования электростанции называют отказом. Внезапное возникновение режима работы, создающего условия, опасные для обслуживающего персонала, либо приводящего к полному или частичному разрушению оборудования, называют аварией.

При возникновении аварийных ситуаций необходимы быстрые, решительные действия, порядок выполнения которых строго регламентирован.

Большое значение имеют противоаварийные тренировки, во время которых отрабатываются практические навыки работы с оборудованием в аварийных ситуациях.

Аварии и отказы в работе происходят в результате поломок оборудования, вызванных физическими и химическими процессами, а также неправильных действий обслуживающего персонала электростанции, низкого качества изготовления оборудования, его монтажа или ремонта.

Воздействие физико-химических процессов на оборудование может быть своевременно зарегистрировано персоналом с помощью средств контроля.

В котельных цехах аварийные остановки вызываются разрывами труб поверхностей нагрева, а также трубопроводов пара и воды; пожарами, хлопками взрывами в топке, газоходах, системах топливоподачи и пылеприготовления; повреждениями арматуры; разрушением обмуровки и элементов каркаса; шлакованием топочных экранов и поверхностей нагрева; выходом из строя отдельных видов оборудования, вызывающим останов котла.

Кроме того, причиной остановки может быть повреждение или неисправность контрольно-измерительных приборов, системы управления, автоматики и защиты[39].

3.4.1. Обнаружение и устранение аварий и неполадок в паровых котлах

Разрывы труб поверхностей нагрева являются основной причиной аварийных остановов и отказов котлов.

Наиболее серьезные последствия с обязательным остановом котла наблюдаются при разрывах экранных труб. При появлении свищей и трещин в экономайзерах и пароперегревателях иногда допускается работа котла в течение некоторого времени, однако при этом усиливают контроль, особенно дефектных участков, и, как только предоставляется возможность, котел останавливают, чтобы избежать более серьезных повреждений.

Разрывы экранных труб в барабанных котлах сопровождаются сильным шумом в топочной камере и газоходах, понижением уровня воды в барабане (несмотря на усиленное питание), ростом давления в топке и выбиванием из нее газов, снижением давления в барабане и др.

При разрывах в других поверхностях нагрева вследствие меньших диаметров труб эти же признаки проявляются в меньшей степени: разрыв труб пароперегревателей не сказывается на изменении уровня воды.

Основными причинами разрывов труб поверхностей нагрева являются:

- превышение давления;
- нарушение температурных условий работы;
- коррозионно-эрозионные процессы, происходящие на наружной и внутренней поверхностях труб;
- неудовлетворительный водный режим котла;
- усталостные разрушения и повышенные напряжения (например, при заземлениях труб);
- низкое качество изготовления труб и применение несоответствующего материала;
- некачественные монтаж и ремонт (особенно плохая сварка);
- недостаточный технический надзор за состоянием труб.

Во избежание чрезмерного повышения давления на паропроводах свежего и вторично перегретого пара устанавливают предохранительные клапаны, исправность которых регулярно контролируют. Пуск котла при неисправных предохранительных клапанах запрещается.

Нарушения температурных условий работы труб наблюдаются при повышении температуры сверх допустимых пределов или резких ее колебаниях, вызывающих появление усталостных трещин. Сопротивление металла действующим нагрузкам уменьшается при повышении температуры, которое может быть вызвано недостаточным расходом пара или воды через трубу, ростом температуры газа и тепловых потоков образованием значительных внутренних отложений из-за неустойчивой циркуляции среды по трубам.

Недостаточный расход охлаждающей среды может возникнуть из-за невнимательности машиниста, упуска воды из барабана, появления разрывов в трубах, неустойчивости или нарушения циркуляции, неисправности контрольно-измерительных приборов, связанных с питанием котла. Причиной повышения температуры газов может быть чрезмерный расход топлива, неудовлетворительный топочный режим, вызывающий общее затягивание горения, или неравномерность («перекосы» температур) газов по сечению топки и газоходов (неправильная загрузка горелок).

Внутренние отложения появляются при неудовлетворительных водном режиме и химподготовке воды, интенсивном протекании коррозионных процессов, недостаточной очистке пара.

Увеличение содержания солей в котлах вызывается забросом влаги из барабана при повышении уровня воды сверх допустимого. Кроме точного соблюдения режима эксплуатации и топочного процесса, а также постоянного контроля показаний приборов для сокращения аварий из-за разрыва труб персоналу станции следует регулярно проводить водяные и кислотные промывки внутренних поверхностей труб.

Коррозионные процессы протекают как с внутренней стороны труб, так и со стороны движения газа. Внутренняя коррозия определяется наличием в воде или паре коррозионно-активных соединений (кислорода, водорода, углекислого газа, нитратов, нитритов и др.).

Коррозия может протекать как при работающем, так и остановленном котле (стояночная коррозия). При работе оборудования в большинстве случаев внутренняя коррозия происходит из-за неудовлетворительной деаэрации питательной воды и низкого качества внутрикотловой обработки воды.

Стояночную коррозию, вызванную проникновением атмосферного воздуха в трубы при остановках оборудования, устраняют при консервации котлов, которую выполняют в соответствии с «Руководящими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования».

Наружная коррозия труб в высокотемпературных котлах наиболее сильно проявляется при сжигании мазута и твердых топлив с повышенным содержанием серы (ванадиевая, сульфидная коррозия) и в поверхностях

нагрева в зоне низких температур газов (низкотемпературная сернистая коррозия) 4].

Водный режим котла в значительной степени определяет коррозионные процессы и образование внутренних отложений.

Для снижения аварийности в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации» следует:

- поддерживать общее солесодержание питательной воды и содержание соединений железа, меди, кремния, кислорода не выше допустимых пределов;

- правильно дозировать обрабатывающие материалы (гидразин, аммиак, фосфат и др.);

- выдерживать требуемый расход воды непрерывной продувки и своевременно выполнять периодическую продувку; проводить предпусковые промывки котлов.

Повышенные напряжения и усталостные разрушения могут быть вызваны неправильным проектированием оборудования, а также заклиниванием (защемлением) труб, резкими сменами температур. При пусках, остановках и эксплуатации оборудования контролируют удлинение трубопроводов и состояние поверхности труб, выявляют поврежденные участки и своевременно заменяют их.

Аварии и отказы из-за низкого качества изготовления, монтажа и ремонта вызываются: браком металла; отсутствием входного контроля; браком заводских, монтажных или ремонтных сварных стыков; применением несоответствующих материалов; нарушениями технологии и объема работ.

При разрыве труб пароводяного тракта, появлении трещин, выпучин, пропусков в сварных стыках и соединениях основных элементов (барабане, коллекторе, перепускных трубах и др.) котел следует немедленно остановить.

В прямоточных котлах при резком снижении давления в тракте до встроенной задвижки может произойти вскипание воды, что приводит к неравномерной раздаче пароводяной смеси по отдельным трубам, вызывает пульсацию давлений и расхода в них, увеличение температуры. Поэтому при недопустимом превышении или понижении давления до встроенной задвижки котел должен быть остановлен.

Хлопки и взрывы в топках и газоходах происходят из-за скопления значительных количеств непрореагировавшего топлива при не налаженном топочном режиме, обрыве факела и повторном зажигании его без вентиляции, и особенно при подаче угольной пыли в ненагретую топку. Хлопки и взрывы могут происходить также при обрушении значительных глыб шлака в водяную ванну шлакового комода.

При сжигании газообразного топлива взрывы (часто с тяжелыми последствиями) наблюдаются во время растопки котла с не провентилированной топкой при утечке в нее газа, а также зажигании факела (после обрыва) без предварительной вентиляции топки и газоходов. Пожары и взрывы при сжигании жидкого топлива происходят вследствие плохого его распыла и неналаженного топочного процесса. При взрыве в топке или

газоходах, особенно, в случае разрушения обмуровки, каркаса или других элементов, котел следует немедленно остановить.

Котел должен быть также остановлен в ситуациях, которые могут вызвать взрыв с серьезными последствиями. Такими аварийными ситуациями являются погасание факела и недопустимое понижение давления за регулирующими клапанами газа или мазута. Аварии с хлопками и взрывами большей частью происходят по вине обслуживающего персонала, нарушающего пусковые и эксплуатационные инструкции, в частности указания о вентиляции котла перед пуском.

Пожары в газоходах возникают вследствие неудовлетворительного ведения топочного процесса, когда продукты неполного сгорания (несгоревшее топливо, сажа, смолистые вещества) оседают и скапливаются на поверхностях нагрева экономайзеров и воздухоподогревателей. Возгорание этих отложений вызывает серьезные повреждения поверхностей нагрева и газоходов. Признаками загораний являются несвойственное для данной зоны повышение температуры газов, ухудшение тяги, выбивание пламени, разогрев обшивки. Обнаружив пожар, немедленно прекращают подачу топлива, локализуют горение (отключением дутьевых вентиляторов и дымососов и плотным закрытием газовых и воздушных шиберов) и включают местное пожаротушение.

Шлакование топок и поверхностей нагрева также снижает надежность работы и создает аварийные ситуации. Кроме неравномерности обогрева труб и нарушения циркуляции шлакование вызывает деформацию и повреждение отдельных экранных труб и их подвесной системы, разрушение холодной воронки, шлаковых шахт, устройств шлакоудаления и обмуровки (при падении глыб шлака), повышает температуру в топке и увеличивает тепловые потоки на незашлакованные участки труб.

Шлакование экранов и поверхностей нагрева значительно ограничивает мощность котла и увеличивает затраты на тягу. При сильном шлаковании топки, когда наблюдаются, перекрытие шлаком ее нижней части и прекращение его выхода с накоплением в топке, производят аварийный останов котла[40].



Контрольные вопросы

1. Что являются основной причиной аварийных остановов и отказов котлов?
2. Перечислите основные причины разрывов труб поверхностей нагрева.
3. Вследствии чего возникают пожары на газоходах?
4. Из чего происходят хлопки и взрывы в топках и газоходах?
5. В каких случаях наиболее сильно проявляется наружная коррозия труб в высокотемпературных котлах?
6. Что такое отказ оборудования?
7. Чем сопровождаются разрывы экранных труб в барабанных котлах?

3.5. Основы эксплуатации паротурбинных установок

3.5.1. Обеспечение надежности и экономичности – основные принципы эксплуатации

К паровым турбинам в процессе эксплуатации предъявляются два основных связанных между собой требования: надежность и экономичность. Под надежностью ПТУ понимают ее способность к выработке предусмотренных мощности и тепла при заданных условиях и режимах эксплуатации.

Надежность ПТУ как сложной системы определяется прежде всего надежностью ее оборудования: турбины, теплофикационной и конденсационной установок, питательных и конденсационных насосов, деаэраторов, подогревателей и т.д. Чем выше надежность элементов ПТУ, тем выше ее надежность в целом.

Событие, заключающееся в нарушении работоспособности ПТУ, называется отказом. Отказ, после возникновения которого ПТУ становится полностью неработоспособной, называется полным. Если же отказ приводит только к частичной потере работоспособности, то такой отказ называется частичным.

Свойство ПТУ или турбины непрерывно сохранять работоспособность называется безотказностью. Безотказность не может быть абсолютной. Количественной мерой безотказности в работе является наработка на отказ - средняя суммарная (без учета перерывов) продолжительность работы между отказами. Мощные турбины при соблюдении правил технической эксплуатации должны иметь наработку на отказ не менее 6250 ч.

Свойство ПТУ или турбины, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения их отказов, предупреждений и устранению их последствий путем проведения ремонтов и технического обслуживания, называется ремонтпригодностью. Чем проще вскрытие турбины, совершеннее диагностика повреждений и их ликвидация, тем выше ее ремонтпригодность.

Процесс обнаружения и устранения отказа (повреждения) ПТУ или турбины с целью восстановления работоспособности (исправности) называется восстановлением, а время этого процесса - временем восстановления.

Для поддержания высокой надежности оборудование проходит техническое обслуживание, текущий, средний или капитальный ремонты. При текущем или среднем ремонте заменяются или восстанавливаются поврежденные детали и узлы, контролируются исправность и техническое состояние других узлов, предусмотренные нормативно-технической документацией. При капитальном ремонте проводится почти полное восстановление работоспособности и ресурса оборудования с заменой, если требуется, любых его частей. Время между капитальными ремонтами

называется межремонтным периодом. Межремонтный период составляет не менее 5 лет.

Для комплексной оценки надежности используют коэффициент готовности - отношение наработки на отказ к сумме времен наработки на отказ и восстановление. У освоенных турбин коэффициент готовности равен 98-99 %, а у осваиваемых может составить 60-65 %. Коэффициент готовности современных турбин должен быть не ниже 98 %.

В число показателей надежности входят также безопасность и долговечность. Под безопасностью понимают свойство не допускать ситуаций, опасных для обслуживающего персонала и окружающей среды. Под долговечностью оборудования понимают его свойство сохранять работоспособность в течение определенной предельной наработки (ресурс) или календарного времени (срок службы). Срок службы турбины 40 лет.

Следует подчеркнуть, что требования надежности и экономичности тесно связаны. Ненадежная установка не может быть экономичной.

Задача эксплуатации как раз и состоит в том, чтобы обеспечить наивысшую экономичность при высокой надежности. Грамотная эксплуатация оборудования, основанная на четком понимании тепловых и механических процессов, протекающих в турбине, на понимании связи турбоагрегата с другим оборудованием, играет исключительно важную роль в обеспечении надежности и экономичности[38].

3.5.2. Классификация режимов работы паровых турбин

Прежде всего, по тепловому состоянию турбины режимы работы можно разделить на стационарные и переходные. Для теплофикационных турбин, обеспечивающих выработку электрической и тепловой энергии, характерно очень большое число возможных режимов работы. Оно настолько велико, что их классификация весьма затруднительна и потому условна.

Классификация по тепловому состоянию турбины

Стационарный режим - это режим, при котором параметры пара внутри турбины (температура, давление, влажность, скорости пара) и состояние ее деталей (температура, деформация) не изменяются во времени. Строго говоря, стационарных режимов не существует, поскольку всегда имеются некоторые пульсации параметров. Однако, при стационарных режимах их уровень мал на фоне средних значений, а сами средние значения остаются неизменными во времени.

Переходный, или нестационарный режим работы - это процесс перехода от одного стационарного режима к другому. Поскольку параметры пара и температурное состояние деталей на различных стационарных режимах разные, то в процессе переходного периода параметры пара и температурное состояние деталей изменяются, что приводит к ряду новых явлений, в том числе к появлению температурных напряжений и расширений, которые могут привести к аварийной ситуации.

Стационарные режимы паровых турбин можно разделить на две большие группы: ординарные и специфические.

Ординарные стационарные режимы - это режимы нормальной эксплуатации турбины. Ординарные режимы в свою очередь можно разделить на три вида:

- а) режим номинальной нагрузки;
- б) режим частичной нагрузки;
- в) режим максимальной нагрузки.

Специфические стационарные режимы - это режимы, при которых условия работы турбины таковы, что необходимы ограничения их длительности, изменения состава работающего оборудования и т.д.

Условно к ним можно отнести:

- режимы с отклонениями частоты вращения, начальных, конечных и промежуточных параметров пара;
- режимы холостого хода;
- режимы с отключенными регенеративными подогревателями; беспаровые и малорасходные режимы; моторный режим.

Малорасходные режимы - это режимы с малым расходом пара через турбину, ее отдельные цилиндры или отсеки. К ним относятся беспаровой режим, холостой ход, режим нагрузки собственных нужд, моторный режим.

Беспаровым режимом называется режим работы при отсутствии расхода пара через цилиндр. Он возникает, например, в ЦНД при полном закрытии регулирующей диафрагмы.

Холостым ходом называется работа турбины при номинальной частоте вращения с мощностью на зажимах генератора, равной нулю.

Режим нагрузки собственных нужд реализуется при расходе пара, обеспечивающем мощность, достаточную для электроснабжения всего оборудования энергоблока и общестанционного оборудования, необходимого для работы энергоблока; электрическая энергия в сеть при этом режиме не отпускается.

Моторный режим - это режим, при котором вращение ротора турбины осуществляется генератором при номинальной частоте вращения. В моторном режиме пар в переднюю часть турбины не подается, в конденсаторе турбины поддерживается давление, близкое к номинальному, а охлаждение проточной части, нагревающейся за счет трения, осуществляется паром сниженной температуры от постороннего источника, подаваемым в ресивер ЦНД или в один из отборов ЦСД.

Переходные, или нестационарные режимы можно условно разделить на три вида: изменения нагрузки, пуски и остановки.

В свою очередь, изменения нагрузки можно разделить на две категории: автоматические и плановые.

Пуском турбоагрегата называется процесс его подготовки к развороту, толчка ротора и разворота до синхронной частоты вращения, синхронизации и нагружения до требуемой мощности.

Пуски турбин различаются либо по времени простоя, либо по температуре металла перед пуском. Чаще всего пуск после нескольких часов простоя называют пуском из горячего резерва, после ночного простоя - пуском из горячего состояния, после простоя в воскресенье или в субботу и воскресенье - пуском из неостывшего состояния, при большей длительности простоя - пуском из холодного состояния.

Остановкой турбоагрегата называется процесс его разгрузки с прекращением подачи пара в турбину, отключения генератора от сети и выбега вплоть до момента включения валоповоротного устройства. Различают три вида остановок: в резерв, с расхолаживанием и аварийные.

Остановку в резерв ведут с учетом последующего пуска через относительно короткое время (после ночного простоя или после простоя в субботу и воскресенье). Поэтому ее ведут так, чтобы по возможности сохранить температуру оборудования, что облегчает последующий пуск.

Наоборот, остановку с расхолаживанием используют при последующем выводе оборудования в ремонт, для начала которого необходимо ее охлаждение до достаточно низкой температуры.

Аварийная остановка осуществляется при возникновении аварийных ситуаций, угрожающих аварией в настоящее время или в будущем, или при авариях. При остановках турбины возникают такие же явления, как и при пуске, однако проявляются они более специфично и часто более опасно, чем при пусках[32].

3.5.3. Классификация по составу работающего оборудования

Режимы работы теплофикационной турбоустановки можно разделить на две большие группы: конденсационные и теплофикационные.

Конденсационные режимы - это режимы, при которых нет тепловой нагрузки (промышленные и теплофикационные отборы отключены). Пар, поступающий на турбину, проходит всю ее проточную часть (часть пара, естественно, уходит в систему регенерации) и поступает в конденсатор. Иными словами, эти режимы работы ничем не отличаются от режимов работы конденсационной турбины. В таких режимах теплофикационная турбина работает летом, когда небольшая тепловая нагрузка (чаще всего, горячее водоснабжение) обеспечивается одним или несколькими турбоагрегатами ТЭЦ, а остальные работают в конденсационном режиме.

Теплофикационные режимы - это режимы, при которых через отборы турбины осуществляется отпуск тепла для целей промышленного потребления или нагрева сетевой воды. В свою очередь, теплофикационные режимы можно разделить на две подгруппы: режимы работы по тепловому графику и режимы работы по электрическому графику.

При работе по тепловому графику теплофикационная турбина работает как турбина с противодавлением: она обеспечивает выработку тепла в заданном количестве и с заданными параметрами теплоносителя, попутно вырабатывая количество электроэнергии, определяемое расходом и

параметрами свежего и отработавшего пара. Режим работы по тепловому графику часто называют просто «теплофикационным режимом», «режимом работы с противодавлением» или «режимом работы с закрытой диафрагмой» (имеется в виду регулирующая диафрагма ЧНД).

При режимах работы по теплофикационному графику в работе находится и конденсатор турбины, в трубную систему которого (в основной и встроенные пучки) поступает охлаждающая вода (циркуляционная, сетевая, подпиточная и т.д.). Работа конденсатора обеспечивает конденсацию небольшого количества пара, поступившего в ЧНД через неплотности регулирующих органов (диафрагмы).

Теплофикационный режим, особенно при нагреве сетевой или подпиточной воды во встроенном пучке конденсатора, является самым экономичным режимом главным образом из-за малых потерь тепла конденсации в конденсаторе (или их отсутствия вообще).

Режимы работы по электрическому графику - это режимы, при которых тепловая и электрическая нагрузки регулируются независимо (правильнее, поэтому сказать, что это режимы работы по двум графикам - электрическому и тепловому). При этом режиме в конденсатор поступает охлаждающая вода и через турбину протекает два потока пара: теплофикационный и конденсационный. Экономичность работы по электрическому графику зависит от соотношения расходов этих потоков: чем больше доля теплофикационного потока, тем более экономичной будет работа турбоустановки[33].



Контрольные вопросы:

1. Как определяется надежность ПТУ как сложной системы?
2. Стационарные режимы паровых турбин.
3. Что такое теплофикационный режим?
4. Что такое режимы работы по электрическому графику?
5. От чего зависит экономичность работы по электрическому графику?
6. Перечислите категории изменения нагрузки.
7. Количественная мера безотказности в работе.

3.6. Система регулирования и защиты

3.6.1. Регулирование частоты вращения валопровода турбоагрегата

Качество электроэнергии определяется частотой и напряжением переменного тока. Номинальное значение частоты сети энергосистем в Казахстане равно 50 Гц, поддержание которой при любых нагрузках составляет основную задачу регулирования турбоустановок ТЭС. Для этого, все турбоагрегаты снабжены системами автоматического регулирования (САР).

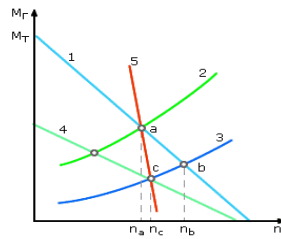


Рисунок 3.4. – Моментные характеристики турбины $M_T(1 и 4)$ и генератора $M_T(2 и 3)$ статистическая характеристика турбоагрегата(5)

На рисунке 3.4 представлены кривые изменения крутящего момента M_T (турбины), и момента сопротивления M_T на валу электрогенератора. При изменении нагрузки электрической сети характеристика электрогенератора сместится (например, в положение, определяемое линией 3 на рисунке 3. 4).

Если положение регулирующих клапанов не изменится, то установится новый режим работы в точке b с другой частотой вращения n_b . Таким образом, турбина и генератор могут переходить из одного устойчивого режима работы в другой без какого-либо воздействия на них.

Этот процесс называют саморегулированием и он определяется тем, что в точке пересечения моментных характеристик $M_T/n < 0$, а $M_T/n > 0$. Для того, чтобы частота вращения оставалась в допустимом диапазоне ее изменения (например, со значением n_c), следует сместить характеристику турбины в положение 4 изменением расхода пара.

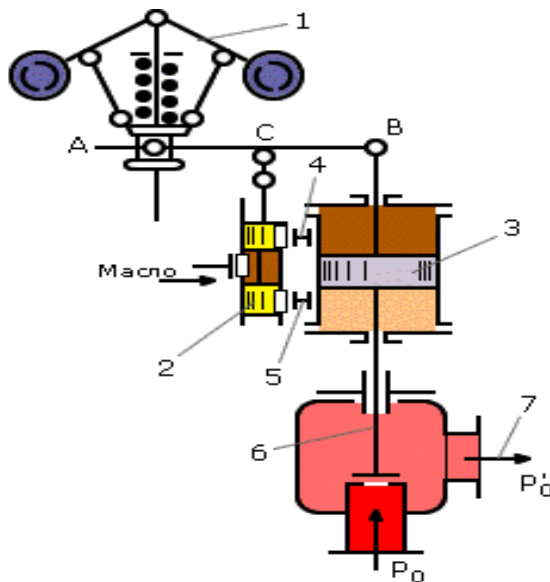
Все установившиеся режимы работы турбоагрегата при совместном изменении характеристик турбины и генератора в итоге определяются линией 5, которую называют статической характеристикой турбоагрегата.

Допуская некоторое малое отклонение частоты вращения от номинального значения, это отклонение можно использовать в качестве командного импульса для системы автоматического управления турбиной. При этом речь в итоге идет о воздействии на крутящий момент, формируемом водяным паром в рабочих решетках турбинных ступеней[34]. Это воздействие определяется изменением расхода пара в турбину посредством его дросселирования в регулирующих клапанах системы парораспределения.

3.6.2. Принципиальная схема регулирования частоты вращения

Схема регулирования частоты вращения ротора турбины показана на рисунке 3.5, в которой основными элементами являются: регулятор скорости, отсечной золотник, сервомотор, регулирующий клапан турбины.

Поршень сервомотора перемещается вниз и через передаточные механизмы формируется усилие на закрытие регулирующего клапана 6. В итоге расход пара в турбину сокращается и уменьшается крутящий момент на валу турбины, что приводит к смещению моментной характеристики M_T в положение, обеспечивающее исходное значение частоты вращения ротора.



1 - регулятор скорости, 2 - управляющий отсечной золотник, 3 - сервомотор, 4,5 –соединительные линии системы, 6 - регулирующий клапан турбины, 7 - водяной пара в турбину

Рисунок 3.5 - Принципиальная схема САР

Одновременно с помощью обратной связи (правый конец рычага АВ связан со штоком сервомотора) отсечной золотник возвращается в исходное среднее положение, что стабилизирует переходный процесс и обеспечивает устойчивость регулирования[30].

С ростом частоты вращения ротора турбины под действием центробежных сил грузы регулятора скорости перемещают его муфту (сжимая пружину в ней), в результате чего рычаг АВ поворачивается вокруг точки В. Тогда поршни золотника 2 смещаются вверх, в результате чего верхняя полость сервомотора 3 соединяется с линией 4 (в этом случае напорной), а нижняя - с линией 5 (сливной).

3.6.3. Характеристики системы регулирования

Совокупность установившихся режимов работы турбины и положений органов ее САР представляется развернутой статической характеристикой (рисунок 3.6,а).

Здесь зависимость перемещения муфты регулятора скорости от частоты вращения $x=f(n)$ в квадранте II представленной диаграммы является статической характеристикой регулятора частоты, характер которой определяется его конструкцией.

Зависимость хода поршня сервомотора от перемещения муфты регулятора является прямолинейной ($z=f(x)$ в III квадранте). В IV квадранте дана зависимость электрической мощности от хода сервомотора $N_э=f(z)$. В итоге простых построений в I квадранте получается собственно статическая

характеристика регулирования $n=f(N_{\text{э}})$, связывающая частоту вращения с мощностью турбоагрегата.

Из нее следует, что при изменении мощности турбины частота вращения не остается постоянной, например, несколько снижается с ростом мощности. Наклон статической характеристики определяется степенью неравномерности регулирования частоты

$$\delta = \frac{n_{\text{кк}} - n_{\text{нн}}}{n_0} \times 100\%$$

где $n_{\text{кк}}$ - частота вращения при холостом ходе, $n_{\text{нн}}$ - то же при номинальной мощности, n_0 – то же номинальная.

При номинальных значениях параметров водяного пара в турбине степень неравномерности не должна превышать $\delta=4\ldots5\%$.

Наличие сил трения в механических элементах системы автоматического регулирования, люфтов в ее передаточных механизмах и других приводит к нечувствительности регулирования (рисунок 3.6,б), которая характеризуется степенью нечувствительности по частоте вращения: $\varepsilon_n = n/n_0$.

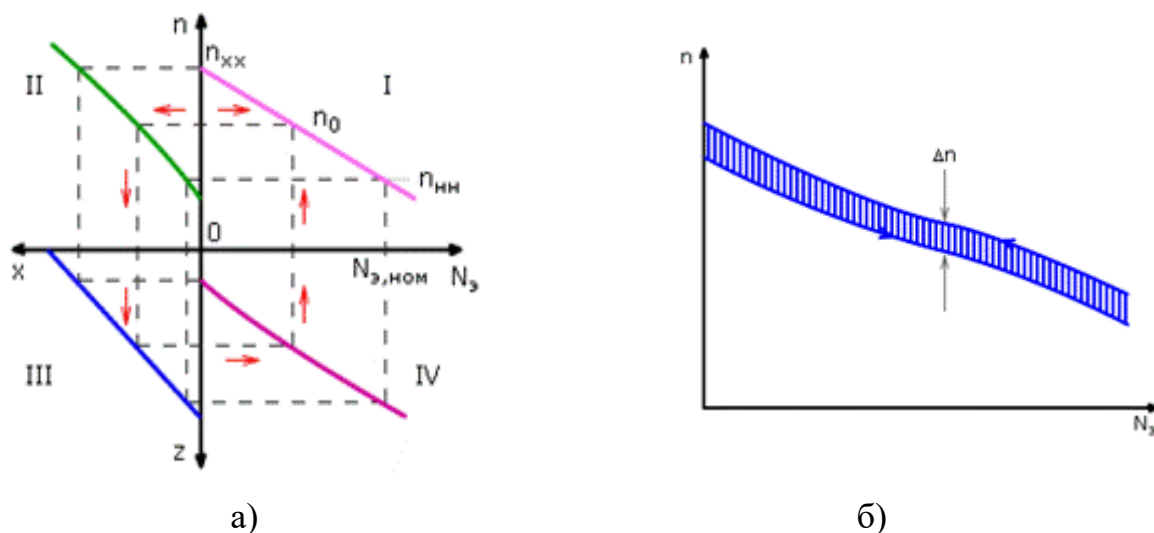


Рисунок 3.6- Развернутая (а) и реальная (б) статические характеристики САР турбоагрегата

Этой величиной определяется совершенство САР. Для паровых турбин мощностью свыше 150 МВт с гидравлическими системами регулирования степень нечувствительности не должна превышать 0,1%, а в электрогидравлической системе с регулятором мощности – $\varepsilon_n < 0,06\%$.

Частота электрического тока в энергосистеме в соответствии с ПТЭ (правилами технической эксплуатации энергетического оборудования) должна поддерживаться на уровне $50 \pm 0,1$ Гц. Временно допускается отклонение частоты не более $\pm 0,2$ Гц. В то же время степень неравномерности

$\delta=4-5\%$ соответствует изменению частоты 2-2,5Гц, т.е. на порядок больше допустимого уровня.

Поэтому в САР должен быть механизм управления частотой вращения при работе турбины в энергосистеме, когда частота в ней поддерживается всеми параллельно работающими турбоагрегатами. Этот механизм называют МУТ - механизмом управления турбиной (ранее МУТ называли синхронизатором). С его помощью изменяется положение какого-либо звена системы передачи импульса на перемещение от регулятора скорости к регулирующим клапанам (буксы золотника регулятора частоты вращения[30].

3.6.4. Статическое и астатическое регулирование

Представленная на рисунке 3.7 схема позволяет осуществлять статическое регулирование, при котором в изолированной сети любое изменение нагрузки потребителей электроэнергии приводит к отклонению частоты вращения ротора турбины в пределах, определяемых степенью неравномерности δ . Но изменение частоты можно свести к нулю при смещении статической характеристики $n=f(N_{\Sigma})$, воздействуя на МУТ (рисунок 3.5).

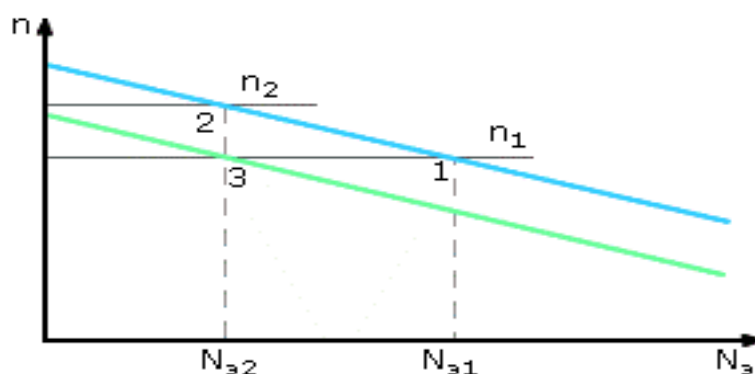
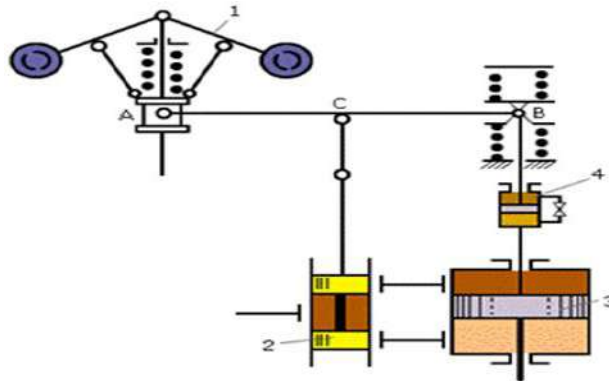


Рисунок 3.7 – Поддержание постоянного значения частоты вращения ТА смещением статической характеристики САР посредством МУТ, 1-частота вращения n_1 при нагрузке $N_{\Sigma 1}$ 2-частота вращения n_2 при нагрузке $N_{\Sigma 2}$ 3- задание частоты вращения n_1 при нагрузке $N_{\Sigma 2}$ после воздействия МУТ

Механизм, который осуществляет эту операцию автоматически, называют изодромным устройством (изодромом). В схемах изодромного (астатического) регулирования после завершения переходного процесса при изменении нагрузки частота вращения восстанавливается к исходному значению. Схема изодромного регулирования показана на рисунке 3.1.4, в которой правый конец рычага АВ связан со штоком сервомотора не непосредственно, а через катаракт 4.

Катаракт представляет собой цилиндр с поршнем, полости которого соединяются через дроссельное устройство.

Допустим, что при работе турбины в изолированной сети сократилась нагрузка потребителей электроэнергии. Это приведет к росту частоты вращения ее ротора с n_1 до n_2 (рисунок 3.8).



1 - регулятор скорости, 2 - отсечной золотник, 3 - сервомотор, 4 - катаракт

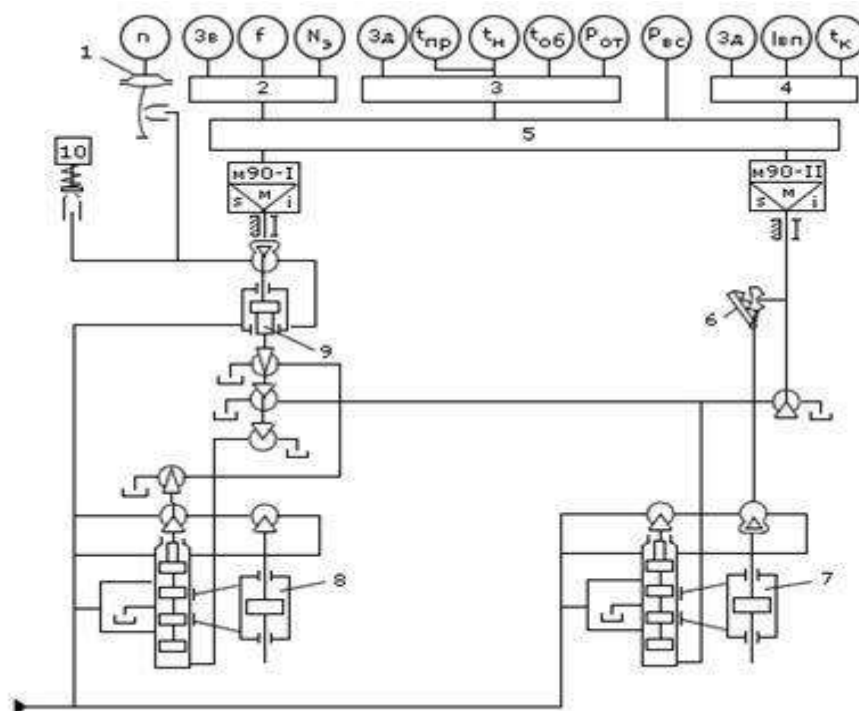
Рисунок 3.8 – Схема издромного регулирования

На начальном этапе переходного процесса система регулирования с издромом (при большом сопротивлении его дроссельного устройства) действует как обычная САР с жесткой обратной связью и со степенью неравномерности δ_d , которую называют временной или динамической. На втором этапе переходного процесса издром дополнительным прикрытием главного сервомотора постепенно снижает частоту вращения от n_2 до n_1 при постепенном смещении статической характеристики вниз (рисунок 3.8). В точке 3 статическая характеристика пересекает линию $n_1 = \text{const}$ при $N_{\Sigma 2}$.

3.6.5. Системы регулирования теплофикационных турбин

Системы регулирования теплофикационных турбин поддерживают в заданных пределах два регулируемых параметра: частоту вращения валопровода ТА и давление водяного пара в одном из двух отопительных отборов. Поэтому в составе САР находятся два регулятора - частоты вращения и давления, управляющих двумя главными сервомоторами систем парораспределения ЧВД и ЧНД.

В теплофикационных турбинах применяются как гидравлические, так и электрогидравлические несвязанные (статически) системы регулирования (рисунок 3.9)



1 - регулятор частоты вращения, 2 - регулятор мощности, 3 - регулятор тепловой нагрузки, 4 - регулятор температуры воды на выходе из встроенного пучка конденсатора, 5 - переключатель режимов, 6 - защелка, 7 - сервомотор ЧНД, 8 - сервомотор ЧВД, 9 - золотник регулятора частоты вращения, 10 - ЭГП

Рисунок 3.9 – Принципиальная схема электрогидравлической несвязанной системы регулирования теплофикационной турбины типа Т,

В такой САР нет необходимости в использовании сложного гидравлического блока регуляторов, в котором в связанной системе осуществляется суммирование импульсов от регуляторов и формирование воздействий на сервомоторы.

В представленной схеме указаны следующие импульсы:

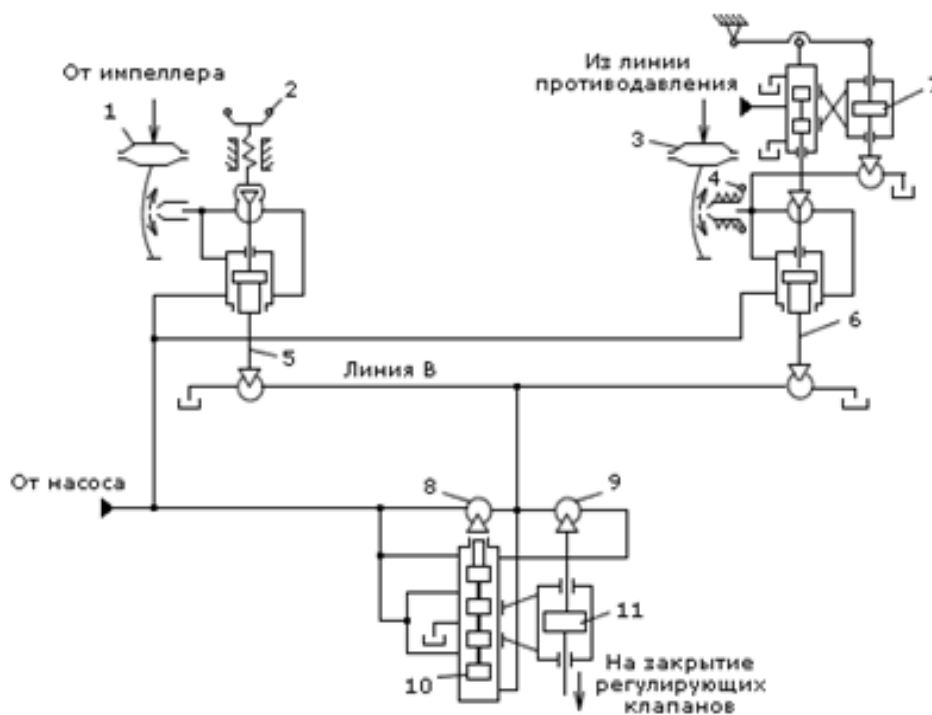
- n - по частоте вращения;
- f - по частоте сети;
- N_3 - по электрической мощности;
- $t_{пр}$ - по температуре сетевой воды на выходе из верхнего сетевого подогревателя;
- t_n - по температуре сетевой воды на выходе из нижнего сетевого подогревателя; $t_{об}$ - по температуре обратной сетевой воды;
- $p_{от}$ - по давлению водяного пара в отборе турбины;
- $p_{вс}$ - по давлению воды за сетевыми насосами;
- $t_{вп}$ - по температуре воды на выходе из встроенного пучка конденсатора;
- t_k - по температуре пара в конденсаторе;
- $З_d$ - от задатчика.

Главные сервомоторы и весь контур регулирования частоты вращения здесь выполнены гидравлическими, что обеспечивает выполнение высоких требований по быстродействию и надежности.

Процессы регулирования мощности, тепловой нагрузки отборов пара и температуры подпиточной воды на выходе из встроенного пучка конденсатора протекают сравнительно медленно, что дает возможность применения электронных регуляторов.

Соединение регуляторов с их исполнительными механизмами, например МЭО (механизм электрический однооборотный), и тем самым формирование контуров регулирования осуществляется переключателем режимов 5.

Система регулирования паровой турбины с противодавлением (рисунок 3.10) поддерживает в заданных пределах один из двух регулируемых параметров - частоту вращения или противодавление. Оба регулятора управляют одним главным сервомотором ЧВД.



1 - регулятор частоты вращения (МУТ), 3 - регулятор противодавления, 4 - механизм управления регулятора противодавления 5 - золотник регулятора частоты вращения, 6 - золотник регулятора противодавления, 7 - изодромное устройство, 8 - дроссель обратной связи промежуточного сервомотора отсечного золотника, 9 - дроссель обратной связи главного сервомотора, 10 - отсечной золотник, 11 - главный сервомотор

Рисунок 3.10 – Принципиальная схема гидравлической системы регулирования турбины типа Р

При работе по тепловому графику (с противодавлением) турбоагрегатом управляет регулятор давления, который формирует команды на поддержание расхода водяного пара в турбину, определяемого тепловым потребителем. Например, при росте тепловой нагрузки давление пара на выходе из турбины снижается, и регулятор давления дает команду на открытие регулирующих клапанов.

Регулятор частоты вращения обеспечивает некоторое участие турбоагрегатов в первичном регулировании частоты сети. Так, при увеличении частоты сети регулятор формирует команду на закрытие клапанов.

При этом уменьшается расход пара на выходе из нее и, соответственно его давление, что приводит в действие регулятор давления, который дает команду на возврат клапанов в прежнее положение.

Таким образом, при работе по тепловому графику функции регулятора давления являются ведущими. Регулятор частоты вращения управляет САР при пуске турбоагрегата и осуществляет защитные функции при сбросе нагрузки с отключением его от сети.

В этом случае регулятор частоты дает команду на закрытие клапанов, несмотря на противодействие регулятора давления[40].

3.6.6. Системы защиты турбоагрегатов

Наряду с режимами нормальной эксплуатации энергоблоков могут возникать и аварийные режимы, в том числе, связанные со сбросом нагрузки и отключением турбоагрегата от сети (из-за коротких замыканий, отключений линий электропередачи, сильного отклонения напряжения и частоты). На ТЭС при сбросе полной нагрузки с отключением электрогенератора от сети основным требованием является условие, чтобы максимальное повышение частоты вращения оставалось ниже уровня настройки автоматов безопасности турбины.

При этом необходимо очень большое быстродействие системы регулирования, чтобы предотвратить увеличение частоты вращения на 10...11% от номинального значения ($n_{сз}=(1,11-1,12) \cdot n_0$). Это обеспечивается быстрым закрытием автоматических стопорных клапанов (АСК) и регулирующих клапанов, а также поворотных диафрагм и обратных клапанов на линиях регулируемых и регенеративных отборов водяного пара из турбины. Сброс водяного пара из котла в таких ситуациях осуществляется через БРОУ и предохранительные клапаны. Система защиты является заключительной ступенью управления турбоустановкой и срабатывает при недопустимом:

- повышении частоты вращения валопровода;
- увеличении осевого сдвига ротора;
- снижении давления масла в системе маслоснабжения подшипников турбоагрегата;
- повышении давления в конденсаторе;

- росте уровня вибрации валопровода турбоагрегата;
- повышении температуры свежего пара или при ее резком снижении;
- повышении уровня конденсата в ПВД регенеративной системы.

Все турбины оснащаются двумя обязательными и независимыми линиями защиты, первой из которых является сама система автоматического регулирования, а второй - собственно система защиты турбоагрегата. Кроме представленных ранее, применяются и многие другие виды защит, например:

- от недопустимого относительного удлинения ротора;
- от недопустимой разности температур по верху и низу корпуса цилиндра турбины;
- при резком сбросе нагрузки до 30% и до 50%;
- при повышении давления свежего пара до 1-го предела (включение БРОУ) и 2-го предела (открытие импульсных предохранительных клапанов);
- при повышении температуры вторичного перегретого пара;
- при понижении давления среды в системе автоматического регулирования турбины[35-36].



Контрольные вопросы:

1. Как определяется качество электроэнергии?
2. Что представляет собой катаракт?
3. В каких случаях срабатывает система защиты?
4. Какие системы регулирования применяются в теплофикационных турбинах?
5. Что такое изодромное устройство?
6. Для чего предназначены системы защит в турбинах?
7. Какими видами защит оснащаются турбины?

3.7. Пуск паротурбинной установки

3.7.1. Подготовка к пуску

Нормальная работа турбинной установки складывается из нескольких характерных режимов: пуска, длительной работы на номинальной мощности или частичных нагрузках, переходных режимов, останова. Пуск турбины – одну из ответственных операций – выполняют, точно соблюдая Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также действующие инструкции.

Особенностью пуска является необходимость прогрева металлоемкого оборудования: паропроводов, стопорных клапанов и арматуры, корпуса и ротора турбины. При слишком быстром прогреве в металле оборудования возникают большие разности температур, которые вызывают появление опасных температурных напряжений, тем больших, чем выше температура пара, его расход и разница температур между металлом и паром в начале пуска.

Температура металла оборудования перед пуском зависит от того, сколько времени прошло с момента останова турбинной установки.

Паропроводы свежего пара и стопорные клапаны остывают двое-трое суток, а цилиндры турбины – только через пять-шесть суток. Температура оборудования зависит от времени простоя перед пуском.

Различают пуски из холодного, горячего и неостывшего состояний. Холодным называют такое состояние оборудования, когда котел и паропроводы блока остыли полностью, а температура металла турбины составляет не более 150°C. Мощные энергоблоки остывают до такого состояния за 90...100 ч. Горячим называют такое состояние, при котором металл турбины имеет температуру не ниже 420—450°C (обычно через 6...10 ч после останова). Состояния, соответствующие промежуточным температурам металла турбины, называют неостывшими.

Принципиально схема пуска при всех тепловых состояниях примерно одинакова. Начальное тепловое состояние оборудования в основном влияет на длительность отдельных операций, которые должны выполняться в строгом соответствии с указаниями станционной инструкции по пуску турбины.

Любой пуск включает в себя такие этапы, как подготовка к нему, прогрев паропроводов и арматуры, пуск конденсационной установки и турбины, синхронизация генератора, нагружение турбины. Проверка оборудования – важный элемент подготовки к пуску.

Перед пуском турбины обязательно проверяют исправность и положение всех ее запорных и управляющих органов и состояние средств технологической защиты (плотность задвижек, стопорных и регулирующих клапанов и т. д.).

При полностью закрытых регулирующих и стопорных клапанах и электрогенераторе, отключенном от сети, ротор турбины не должен вращаться. Если закрыт только стопорный или регулирующий клапан, ротор разгоняется паром, проходящим через неплотности между седлами и головками клапанов. Эти неплотности появляются в процессе работы, например из-за тепловых расширений. Нельзя пускать турбину, если неисправны элементы автоматической защиты (реле осевого сдвига, вакуум-реле, реле падения давления масла в системе смазки и др.).

При срабатывании любой из защит турбины появляются световой и звуковой сигналы. До пуска должна быть проверена и опробована система регулирования и защиты турбины от разгона. Это особенно важно, так как разгон турбины при внезапном сбросе нагрузки может вызвать серьезную аварию, если неисправна система регулирования или защиты.

Особое внимание уделяют системе маслоснабжения турбины. Масло должно быть прозрачным, без влаги и механических примесей и иметь температуру не менее 40-45°C. При более низкой температуре масло становится слишком вязким, и ротор после пуска может начать вибрировать на масляной пленке.

Для подогрева масла его до пуска некоторое время (особенно зимой) прокачивают масляным насосом через систему смазки. Нельзя пускать турбину, если неисправны один из вспомогательных масляных насосов или система автоматического включения резерва [40-41].

Перед пуском необходимо убедиться также, что все контрольно-измерительные приборы, позволяющие следить за режимом работы турбины и вспомогательного оборудования, исправны и включены, а дистанционное управление готово к работе.

3.7.2. Пуск турбины

Одной из первых пусковых операций является прогрев паропроводов свежего пара и промперегрева, а также стопорных клапанов турбины. В это время из паропроводов и органов паровпуска через дренажные линии отводится конденсат, образующийся при прогреве холодных стенок паром. Скорость прогрева паропроводов и стопорных клапанов обязательно контролируют.

Контроль температуры позволяет следить за тепловым состоянием элементов и вести прогрев в точном соответствии с требованиями инструкции. Нельзя превышать предписанную инструкцией скорость прогрева, так как при слишком быстром прогреве из-за температурных напряжений в стенках паропроводов и стопорных клапанов могут появиться трещины. Во время прогрева необходимо следить по указателям в контрольных сечениях за перемещением паропроводов в результате расширения.

После прогрева паропроводов и стопорных клапанов включают систему маслоснабжения турбины, проверив уровень масла в масляном баке, а затем вспомогательный масляный турбонасос, после чего масло начинает поступать в систему смазки и регулирования.

Давление, которое должен создать вспомогательный масляный насос, указано в инструкции по пуску. При давлении ниже необходимого ротор турбины задевает поверхности вкладышей подшипников.

При малом давлении масла система регулирования турбины не работоспособна, так как развиваемые им усилия недостаточны для перемещения отдельных элементов системы регулирования (золотников, поршней и др.). Поэтому, если давление масла меньше указанного в инструкции, пуск турбины запрещается.

При проверке системы следует убедиться, что масло поступает ко всем подшипникам и его температура после подшипников, а также давление в контрольных точках соответствует инструкции. Затем проводят пробный пуск валоповоротного устройства.

Следующей операцией является пуск конденсационной установки. До подачи пара на концевые уплотнения турбина и конденсационная установка заполнены воздухом атмосферного давления.

Для эффективного конденсирования пара после турбины необходимо откачать этот воздух из конденсатора. Предварительно конденсатор заполняют конденсатом или химически очищенной водой, так чтобы уровень по водоуказательному стеклу находился на $\frac{3}{4}$ его высоты, запускают циркуляционные насосы с закрытыми задвижками на напорной линии и подают в трубки конденсатора циркуляционную воду, для чего сначала открывают задвижки на выходе ее из конденсатора, а потом – на впуске.

Затем включают конденсатные насосы, работающие в это время в режиме рециркуляции, и запускают основной и пусковой эжекторы, которые начинают откачивать воздух из конденсатора и корпуса турбины. После включения валоповоротного устройства, когда начинает вращаться ротор, пар подается на концевые уплотнения турбины. Если ротор неподвижен, подавать пар на концевые уплотнения нельзя. Количество пара, которое подается на уплотнения, зависит от давления в корпусе турбины и конденсаторе. По мере того, как это давление уменьшается («углубляется вакуум»), расход пара на уплотнения увеличивают.

При вакууме в конденсаторе 40 кПа (300 мм рт. ст.) начинают сбрасывать пар и горячий конденсат из пускосбросных устройств и дренажей паропроводов, что уменьшает потери воды при пусках. Так как поступающий в конденсатор конденсат может быть загрязнен, его возвращают в цикл тепловой электростанции после очистки в блочной обессоливающей установке. После прогрева паропроводов и стопорного клапана, проверки нормальной работы маслосистемы и конденсационной установки пар подается в проточную часть турбины. В конденсаторе, в это время вакуум должен быть равен 53-77 кПа (400-500 мм.рт.ст.).

Когда под действием пара ротор начинает вращаться, валоповоротное устройство автоматически отключается. Момент начала ускорения вращения ротора под действием пара называют толчком ротора.

Вначале подают такое количество пара, которое обеспечивает частоту вращения ротора 400-500 об/мин, убеждаются прослушиванием, в нормальной работе подшипников турбины и проверяют температуру масла после них. При вакууме в конденсаторе примерно 80 кПа (600 мм.рт.ст.) отключают пусковой эжектор и оставляют работать только основной. К моменту выхода ротора турбины на номинальную частоту вращения вакуум должен быть не менее 86 кПа (650 мм рт. ст.).

Чтобы снизить температуру в выхлопной части низкого давления и не допустить ее перегрев, а также перегрев рабочих лопаток последней ступени, необходимо при работе на холостом ходу поддерживать вакуум на уровне 86 кПа. Особенно опасен перегрев турбин, у которых лопатки последней ступени выполнены из титановых сплавов, так как прочность этих сплавов значительно снижается с увеличением температуры[38].

Для каждой турбины существуют такие частоты вращения, при которых резко увеличивается вибрация турбоагрегата, т. е. роторы турбины и электрогенератора попадают в резонанс. Эти частоты, называемые критическими, необходимо «проходить» быстро и не допускать работу

турбины при них. Когда частота вращения ротора увеличивается до 1500-2000 об/мин, убедившись, что главный масляный насос вступил в работу, отключают вспомогательный масляный турбонасос. Для проверки начала работы главного насоса уменьшают частоту вращения ротора вспомогательного масляного турбонасоса и следят за давлением масла. Если оно не падает, значит, главный масляный насос работает нормально. После этого, частоту вращения ротора турбины доводят до номинальной, увеличивая пропуск пара через проточную часть, проверяют регулирование турбины, автомат безопасности и, если турбина устойчиво работает на холостом ходу, синхронизируют работу электрогенератора с сетью и подключают его к сети.

В мощных турбинах скорость прогрева металла корпуса и ротора существенно зависит от расхода пара и, следовательно, от нагрузки. Нагружать турбину нужно быстро, но с такой скоростью, при которой не возникает опасных температурных напряжений и деформаций. Именно такой график нагружения предписан инструкцией по пуску.

Увеличение нагрузки быстрее, чем это допускается инструкцией, может привести к аварии. При нагружении турбины необходимо обращать внимание на работу системы обогрева фланцев и смещение ротора относительно корпуса. При нагрузке, равной 25-30 % номинальной, расход пара, поступающего в конденсатор, достаточен, чтобы, отключив рециркуляцию конденсата, довести нагрузку турбины с заданной скоростью до номинальной.

3.7.3. Особенности пусковых режимов блочных установок

Особенностью пусковых режимов блочных установок является то, что одновременно пускают котел и турбину. График и режим их пуска должны быть хорошо согласованы друг с другом. Пуск блоков из холодного состояния производят на скользящих параметрах. Это позволяет экономить топливо, так как котел при пуске вырабатывает практически столько пара, сколько потребляется турбиной. В начальный момент пара требуется немного: для прогрева паропроводов и «разворота» ротора турбины. При пуске из холодного состояния прогревать паровпускные устройства и цилиндр высокого давления нужно паром возможно меньшей температуры, которая определяется пусковой схемой блока. Однако давление должно быть таким, чтобы температура была выше температуры насыщения не менее чем на 50⁰С.

Наилучшие условия пуска создаются при температуре свежего пара 250-300⁰С. Пар такой температуры должен поступать в турбину при толчке ротора и увеличении частоты вращения до номинальной.

Особенности пуска блока с неостывшей турбиной связаны с тем, что металл турбины нагрет, а паропроводы успевают остыть и их необходимо прогреть. Кроме того, нельзя подавать в горячую турбину пар, температура которого ниже температуры металла. Так, для блоков 300 МВт температура

свежего пара должна быть больше температуры металла наружного корпуса ЦВД на 80°C .

Правила технической эксплуатации предписывают во время пуска блока из любого состояния контролировать скорость прогрева паропроводов, стопорных клапанов, пароперепускных труб, относительное удлинение и осевое положение роторов, вибрацию подшипников турбины, генератора и возбuditеля, прогиб ротора части высокого давления турбины, разность температур в верхней и нижней частях ее цилиндров, фланцев и шпилек, температуру масла на сливе из подшипников.

При пуске турбины, действующие на ротор и воспринимаемые упорным подшипником осевые усилия могут достигать предельных значений. При этом поверхности колодок подшипника могут подплавиться, в результате чего ротор будет задевать корпус.

Поэтому во время пуска важно постоянно следить за осевым положением ротора. Об увеличении осевого усилия можно судить по температуре масла на сливе из упорного подшипника или упорных колодок.

Особо ответственным является пуск турбины после капитального ремонта. Операции, которые необходимо дополнительно провести в этом случае, оговариваются специальной инструкцией[37].

3.7.4. Останов паротурбинной установки

Плановый останов турбины. При плановом останове турбины известны время и цель. Время и причины аварийного останова турбины, заранее неизвестны. Останов турбины производят в основном двумя способами: без расхолаживания и с расхолаживанием. «Правила технической эксплуатации» не предписывают единых жестких требований к режимам останова, так как каждая установка, имеет свои особенности. Общими требованиями являются проверка исправности и опробование резервных и аварийных масляных насосов, а также стопорного клапана.

При останове турбины без расхолаживания важно так подобрать режим, чтобы возможно дольше сохранить ее в горячем состоянии. Например, при останове блока мощностью 300МВт сначала производят плавную разгрузку до 150МВт. На этом режиме блок еще работает устойчиво (по условиям работы питательного турбонасоса). Затем котел гасят, в течение 1-2 мин турбину разгружают до 90-100МВт и отключают. При этом давление в котле сохраняется близким к номинальному и блок находится в состоянии «горячего резерва».

При нулевом расходе пара цилиндры среднего и низкого давления быстро разогреваются до недопустимых температур, если электрогенератор не отключен от сети и ротор вращается на холостом ходу. Потери на вентиляцию преобразуются в теплоту, которая разогревает турбину. Поэтому работа на беспаровом режиме не должна превышать 10-20 мин. Из этого состояния можно наиболее быстро выйти на исходную нагрузку.

При останове турбины с расхолаживанием следует поддерживать температуру пара не менее чем на 50 °С больше, чем температура насыщения при данном давлении. Это условие необходимо, чтобы в турбину не попал влажный пар. Начиная с определенного давления, система автоматики перестает работать и далее температуру свежего пара снижают с помощью ручного управления. Из-за трудности ручного управления на этом этапе допускается поочередное изменение паропроизводительности, температуры и давления свежего пара.

Одновременное снижение паропроизводительности, давления и температуры свежего пара возможно в конце расхолаживания при сепараторном режиме. Расхолаживание можно вести без перевода котла на сепараторный режим, т. е. на прямоточном режиме, как это делается на блоках 300МВт. При постоянных параметрах свежего пара блок разгружают примерно наполовину. Затем закрывают встроенные задвижки котла и полностью открывают регулирующие клапаны турбины при необходимом снижении температуры и давления пара. Далее при постоянном температуре и давлении паропроизводительность котла уменьшают до растопочной. На последнем этапе часть пара через БРОУ сбрасывают в конденсатор турбины, и расход пара через турбину уменьшается. Для прекращения подачи пара в турбину закрывают стопорный кран и отключают электрогенератор. При этом остается подача пара на уплотнения и запускается резервный масляный насос.

При выбеге ротора турбины ее необходимо «прослушивать». В это время ротор вращается по инерции, пар не шумит внутри турбины, поэтому и хорошо прослушиваются посторонние звуки. С момента прекращения подачи пара в проточную часть до полной остановки ротора проходит определенное для каждой турбины время. Согласно «Правилам технической эксплуатации» время выбега ротора определяют при всех остановках турбины. Через 200-300 ч эксплуатации на исправной турбине проводят специальные испытания, во время которых снимают график выбега ротора при ее останове с нормальным вакуумом в конденсаторе. Этот график показывает зависимость частоты вращения ротора от времени с момента закрытия стопорного клапана до момента полной остановки ротора. Такой график имеется у машиниста турбины. При изменении состояния турбины (увеличении трения в подшипниках или редукторах, задеваниях) время выбега заметно, уменьшается. Задевания легко определяют на слух во время выбега ротора. Появление неплотностей в стопорном или регулирующих клапанах и запорной арматуре отборов также увеличивает время выбега ротора. Об отклонении времени выбега более чем на 2-3 мин от контрольного ставят в известность дежурного инженера станции и руководство цеха. Для разных турбин время выбега колеблется от 20 до 30 мин.

После снижения частоты вращения ротора до 400-500об/мин, уменьшая подачу пара в конденсатор, чтобы к моменту остановки ротора в нем установилось атмосферное давление, одновременно уменьшают подачу пара на эжекторы: Сразу после остановки ротора включают валоповоротное

устройство, время работы которого для каждой турбины оговорено инструкцией и обычно составляет несколько часов. В это время масло на смазывание подшипников подается от резервного масляного насоса.

Конденсатные насосы останавливают после прекращения подачи пара в турбину. Через 1 ч после полного останова турбины можно остановить циркуляционные насосы. Заключительной операцией является закрытие всех запорных органов паропровода. Паропровод, подводящий пар к турбине, отключают от паровой магистрали и соединяют с атмосферой. При останове турбины необходимо следить за разницей температур между верхом и низом ее корпуса, фланцами и шпильками, наружными и внутренними стенками стопорных клапанов и паропроводов[30-35].

Аварийный останов турбины. При возникновении аварийных ситуаций, если не сработала одна из защит, персонал обязан прекратить доступ пара в турбину командой с дистанционного щита управления или нажатием кнопки автомата безопасности на корпусе переднего подшипника. При этом необходимо убедиться, что стопорный и регулирующий клапаны закрылись. «Правилами технической эксплуатации» предусмотрены следующие основные причины останова:

- частота вращения ротора выше уровня, при котором срабатывает автомат безопасности;
- недопустимо большие осевой сдвиг или относительное перемещение ротора турбины;
- резкие отклонения температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева от установленных верхних и нижних предельных значений;
- слышимые металлические звуки и необычные шумы внутри турбины;
- появление искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора;
- внезапная сильная вибрация турбоагрегата;
- появление признаков гидравлических ударов в паропроводах свежего пара или турбине;
- разрыв или трещины в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева или отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в корпусах клапанов и распределительных коробках;
- возгорание масла на турбине и невозможность немедленной ликвидации пожара имеющимися средствами;
- уменьшение разности давлений между маслом и водородом ниже предельного значения;
- недопустимое снижение давления масла в системе смазки турбины или его уровня в масляном баке, а также недопустимое повышение температуры масла на сливе из любого подшипника или на любой из колодок упорного подшипника;
- снижение вакуума в конденсаторе до аварийного.

Разгон турбины до частоты вращения, превышающий значение, указанное заводом-изготовителем, при несрабатывании автомата безопасности и дополнительной защиты приводит к разрушению лопаточного аппарата, поломке валопровода.

Разрушение валопровода приводит к повреждению подшипников турбины и генератора, загоранию масла и водорода, выводу из строя турбоагрегата на длительное время.

Наиболее опасными режимами с точки зрения возможности разгона роторов являются:

- испытание автомата безопасности повышением частоты вращения, сопровождающееся неправильными действиями персонала;
- неконтролируемый пуск турбины с самопроизвольным набором частоты вращения из-за неисправности систем парораспределения, регулирования и ошибок персонала;
- внезапный сброс нагрузки с отключением генератора и динамическим забросом частоты вращения ротора, неудержанием холостого хода и несрабатыванием автомата безопасности.

После закрытия стопорного клапана отключают от сети генератор и перекрывают доступ пара к стопорному клапану и отборам турбины. Для этого закрывают главные паровые задвижки на паропроводах регулируемых отборов. Время работы на беспаровом режиме ограничено. В ряде случаев немедленный останов турбины не требуется. Решение о времени останова принимает главный инженер электростанции[30-36].



Контрольные вопросы:

1. Из каких характерных режимов складывается нормальная работа турбинной установки?
2. Как осуществляется пуск турбины?
3. Особенности пусковых режимов блочных установок.
4. К чему приводит разгон турбины до частоты вращения, превышающий значение, указанное заводом-изготовителем, при несрабатывании автомата безопасности и дополнительной защиты?
5. Перечислите основные причины останова турбины?
6. Что такое плановый останов турбины?
7. Кто принимает решение о времени останова турбины?

3.8. Управление работой оборудования в соответствии с заданной нагрузкой

3.8.1. Проверка систем регулирования при мгновенных сбросах нагрузки

Испытания системы регулирования турбины мгновенным сбросом нагрузки соответствующей максимальному расходу пара, должны

выполняться: при приемке турбин в эксплуатацию после монтажа; после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

Испытания системы регулирования серийных турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), могут быть произведены путем парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием только регулирующих клапанов) без отключения генератора от сети.

На головных образцах турбин и на первых образцах турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики агрегата или характеристик регулирования), и на всех турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания должны проводиться со сбросом электрической нагрузки путем отключения генератора от сети.

При мгновенном сбросе электрической нагрузки с отключением генератора от сети система регулирования должна удерживать турбоагрегат на холостом ходу, не допустить повышения частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания противоразгонной защиты.

В практике эксплуатации часто встречаются случаи, когда со стороны энергосистемы поступают различные возмущения вызывающие полный сброс нагрузки. Это могут быть режимы с перегрузкой линий электропередачи, короткое замыкание на линии, повреждение обмоток генератора или повышающего трансформатора. Поэтому требование удержания системой регулирования частоты вращения ротора на холостом ходу при сбросе нагрузки является очень важным. Срабатывание автомата безопасности при этом считается аварийным режимом.

Испытания со сбросом нагрузки после монтажа турбоустановки являются важнейшей проверкой качества изготовления и монтажа турбины и ее системы регулирования.

Реконструкция проточной части турбины (перевод на противодавление, удаление отдельных ступеней проточной части, удаление ротора низкого давления с заменой его фальш-валом, организация дополнительных отборов из некоторых отсеков проточной части) приводит к изменению динамических характеристик турбоагрегата.

Поэтому после реконструкции такого типа необходимо выполнить весь объем работ по проверке характеристик системы регулирования, в том числе и испытания мгновенным сбросом нагрузки. Очевидно, такие же проверки следует выполнять и после реконструкции, изменяющей характеристики самой системы регулирования.

Испытание системы регулирования турбины мгновенным сбросом электрической нагрузки проводится путем отключения генератора от сети. Данные испытания являются сложной и ответственной операцией, выполняются по специальной программе, утверждаемой техническим руководителем электростанции[39].

При подготовке к испытаниям проводится большое число предварительных проверок:

- плотности закрытия стопорных и регулирующих клапанов;
- работы автомата безопасности при повышении частоты вращения ротора;
- посадки обратных клапанов регенеративных отборов пара;
- плотности закрытия обратных клапанов регулируемых отборов;
- статической характеристики системы регулирования;
- работы предохранительных клапанов;
- работы АВР резервных и аварийных масляных насосов.

В случае неудовлетворительного результата любой из предварительных проверок испытания откладываются до устранения выявленного недостатка с последующим повторением проверки.

При испытаниях мгновенным сбросом паровой нагрузки турбины генератор остается включенным в сеть.

Целью этого испытания является проверка эксплуатационной надежности всего комплекса защит турбины от разгона - канала регулирования частоты вращения ротора (за исключением регулятора скорости), канала противоразгонной защиты (за исключением бойков и золотников автомата безопасности), стопорных и регулирующих клапанов, обратных клапанов отборов и др.

Опыт проводится мгновенным закрытием регулирующих клапанов турбины с помощью электрической части системы регулирования.

При обработке результатов испытания сбросом паровой нагрузки определяется энергия, выработанная турбиной до момента снижения нагрузки до нуля.

Затем по специальным методикам определяется энергия, соответствующая условиям мгновенного сброса номинальной электрической нагрузки. По значению этой энергии можно определить значение вероятного максимального повышения частоты вращения ротора при мгновенном сбросе электрической нагрузки[39].

3.8.2. Работа оборудования в условиях переменного графика нагрузки, маневренность энергоблока

Энергосистема производит столько электроэнергии, сколько требуют в данный момент потребители (плюс расход на собственные нужды и потери). Этим определяется и характер работы электростанций, график электрической нагрузки которых определяется условиями работы энергосистемы и распределением нагрузки.

Суточные графики нагрузки электростанций видоизменяются в зависимости от времени года, от дней недели (рабочий и нерабочий день), от снабжения различными видами топлива, от метеорологических факторов. Все это определяет многообразие режимов работы оборудования тепловых электростанций.

Основная задача электростанции - выполнение диспетчерского графика электрической нагрузки, а для теплоэлектроцентралей - в первую очередь

графика тепловой нагрузки. При покрытии суточного графика электрической нагрузки электростанции основные трудности связаны с обеспечением максимума нагрузки и необходимой скорости набора нагрузки в часы утреннего максимума, а также необходимой разгрузки в часы провала электрической нагрузки.

Выполнение диспетчерского графика электрической и тепловой нагрузки должно сочетаться с обеспечением достаточно высоких технико-экономических показателей, важнейшим из которых является удельный расход топлива на один отпущенный киловатт-час электроэнергии.

Эксплуатация тепловых электрических станций включает в себя:

1) управление оперативным персоналом режимами работы оборудования, а также преодоление возникающих аварийных ситуаций. Сюда же следует отнести исследование, оптимизацию, наладку и отработку режимов работы оборудования (например, пусковых режимов, работы блоков со скользящим давлением и т. п.), которые ведутся как персоналом ТЭС, служб и предприятий энергосистемы.

2) планирование, нормирование, расчет и анализ технико-экономических показателей. В этой работе также помимо персонала ТЭС участвуют службы эксплуатации теплового оборудования энергосистем и другие организации;

3) планирование, организация и проведение ремонтов оборудования, включая также работы по его модернизации и реконструкции.

Прогнозирование ремонтов требует систематического сбора информации об отказах оборудования, повреждаемости и износа его узлов. Статистическая обработка этих данных позволяет получить оценки целесообразных сроков и объемов ремонтов.

Ведение эксплуатации электрических станций регламентировано в «Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей» [1-7], а также эксплуатационными инструкциями, в которых даются как общие установки, так и конкретные указания для различных типов оборудования. Остановимся на некоторых особенностях эксплуатации ТЭС, имеющих общий характер[40].

Непрерывность работы. Эта особенность определяется непрерывностью потребления электроэнергии. В соответствии с графиком потребления электроэнергии в принципе возможна остановка отдельных электростанций на нерабочий день, однако это не практикуется, так как последующий пуск электростанций связан с рядом трудностей.

Кроме того, на старых ТЭС обычно имеются потребители на генераторном напряжении. Остановка всех агрегатов электростанции случается вследствие наложения отказов оборудования. Так, например, полный сброс нагрузки неблочной части одной электростанции из-за аварийного отключения линии электропередачи привел к ее остановке. Поскольку эжекторные установки оставшихся в работе трех блоков получали пар от неблочной части, блоки были остановлены защитой из-за срыва вакуума.

Работа ТЭС по диспетчерскому графику нагрузки. Это же обязательно и для других типов электростанций, разница лишь в характере суточного графика нагрузки. Выше уже подчеркивалось, что это важнейшая особенность ТЭС, которые, с одной стороны, не могут «выдавать продукцию на склад» и, с другой стороны, не терпят перерыва в топливоснабжении и поэтому должны иметь запас топлива на складе.

Покрытие переменного графика нагрузки создает значительные трудности в эксплуатации ТЭС, требует высокой маневренности оборудования и высокой квалификации персонала. Эффективность работы ТЭС должна оцениваться в первую очередь не по валу, а по выполнению графиков нагрузки и по уровню удельных показателей.

Успешное покрытие суточного графика невозможно без высокой готовности оборудования. Весьма отрицательное явление - частичные отказы, при которых оборудование работает, но не дает установленной мощности.

При работе блоков частичный отказ какого-либо последовательного звена приводит к снижению максимальной рабочей мощности блока. Ограничения мощности часто принимают хронический характер, и службы режимов энергосистемы вынуждены учитывать их при распределении электрической нагрузки между ТЭС.

Участие ТЭС в регулировании частоты в электрической сети. Непрерывное изменение потребления электроэнергии сопровождается соответствующими колебаниями частоты и нагрузки ТЭС. Это предопределяет некоторую незначительную пульсацию параметров оборудования. При системных авариях возможны толчки частоты, приводящие к сбросам или набросам электрической нагрузки на ТЭС.

Автоматизация управления ТЭС. Работа современных ТЭС без автоматизации управления технологическим процессом, без автоматических защит и блокировок практически невозможна.

Объем автоматизации все время увеличивается, что не только позволяет сократить численность оперативного персонала и облегчить работу, но и повышает надежность ТЭС. Создаются автоматизированные системы технологического и экономического управления (АСТУ и АСЭУ).

Необходимость систематического контроля за состоянием оборудования. Для контроля за состоянием действующего оборудования используется большой объем измерений параметров. Оперативный персонал наблюдает за отклонениями параметров от номинальных значений, которые автоматически даются им световым табло.

Необходим также контроль за элементами оборудования, находящимися в состоянии готовности. Это относится к клапанам, блокировкам, защитным устройствам, резервному вспомогательному оборудованию. При проведении пуска оборудования необходимо предварительное опробование отдельных элементов: защит, блокировок, вспомогательного оборудования, маслосистем.

Необходимость строжайшего соблюдения техники безопасности и охраны труда. Наличие оборудования, находящегося под электрическим напряжением, под высоким внутренним давлением, вращающихся частей, горячих поверхностей, грузоподъемных механизмов создает ситуацию повышенной опасности для персонала.

Поэтому требуется неукоснительное соблюдение правил безопасности. Осуществляется систематическая проверка знаний правил техники безопасности (ПТБ) персоналом. При проведении ремонтов и ревизий оборудования осуществляется система допусков на проведение работ.

Энергетический блок представляет собой органическое целое и требует управления из единого центра - блочного щита управления (БЩУ), куда поступает вся информация о состоянии оборудования, где принимаются решения о проведении тех или иных режимов работы и откуда поступают команды на их выполнение.

Благодаря отсутствию поперечных связей блочная схема создает благоприятные условия для применения автоматического регулирования процессами, автоматических защит и блокировок. Блочная схема создает благоприятные условия для расчета технико-экономических показателей по каждому блоку отдельно. Отсутствие перетоков пара и воды между соседними блоками сокращает объем необходимых измерений, позволяет рассчитывать показатели тепловой экономичности блока в целом и отдельных его звеньев как прямым, так и обратным балансом.

Условия проведения ремонтов и контроля за готовностью оборудования. Готовность блока равняется произведению готовностей последовательных его элементов и по значению ниже готовности каждого из них. Отказ любого из последовательных звеньев приводит к отказу блока. Потеря мощности при отказах блоков должна компенсироваться аварийным резервом энергосистемы. Капитальный ремонт блока ведется одновременно для всего оборудования. При проведении аварийного ремонта одного из звеньев удобно вести профилактический ремонт других звеньев остановленного блока[41].

Возможность локализации аварийных ситуаций в пределах блока. Число поперечных связей на блочных ТЭС должно быть весьма ограничено. Выше был приведен случай, когда применение поперечной связи по питанию паром эжекторов разных блоков привело к аварийной ситуации и остановке всей станции.

Регулирование температуры пара после промежуточного перегрева. Для такого регулирования применяются паро-паровые теплообменники или рециркуляцию газов [1-12].

Снижение приемистости блока из-за паровой емкости системы промежуточного перегрева пара между ЦВД и ЦСД турбины. При набросе паровой нагрузки скачок мощности в первые секунды достигается только за счет ЦВД, так как возрастание пропуска пара через ЦСД из-за наличия паровой емкости промежуточного перегрева пара протекает с запаздыванием

Возможность регулирования мощности блока скользящим давлением

свежего пара. Подобное регулирование мощности нашло широкое применение на блоках 300 МВт. Такое регулирование улучшает маневренность турбины и дает экономию топлива.

Возможность одновременного пуска котла и турбины на скользящих параметрах пара. При блочном пуске в результате растопки котла должны быть достигнуты параметры пара, необходимые для пуска турбины в зависимости от ее температурного состояния. До момента начала подачи пара в турбину пар сбрасывается в конденсатор посредством пуско-сбросного устройства.

Обеспечение надежности при сбросах нагрузки. При аварийном отключении генератора от сети, т. е. при полном сбросе нагрузки блока, необходимо удерживать блок на нагрузке собственных нужд для того, чтобы сохранить готовность блока принять нагрузку непосредственно после устранения аварии в электрической части.

Такая необходимость диктуется требованиями надежности энергосистемы, ибо остановка блоков при сбросе нагрузки может привести к разрастанию системной аварии. Именно это и произошло в аварийном случае, описанном во введении. Для автоматического перевода блока в режим холостого хода или нагрузки собственных нужд предусмотрены различные схемы и устройства в зависимости от типа котла и уровня начальных параметров пара. Наиболее сложная система предусмотрена для блоков сверхкритического давления. До освоения таких систем перевода в режим собственных нужд на блоках временно действует защита на остановку при сбросе нагрузки. Ниже рассмотрены наиболее существенные особенности режимов блоков КЭС, требующие более детального изучения[39].

Частичные нагрузки энергоблоков

Энергоблоки КЭС, как правило, работают в различных режимах нагрузки, каждому из которых соответствуют определенные значения параметров установки; изменение значений некоторых или даже одного из параметров означает изменение режима. Определяющим параметром в работе энергоблока является его электрическая нагрузка. В то же время при одной и той же электрической нагрузке возможно множество режимов из-за изменения значений некоторых параметров (вакуум в конденсаторе, качество топлива, отборы пара на собственные нужды и т. д.).

Большое значение в эксплуатации имеют переходные режимы от одних значений параметров энергоблока к другим, например, переход от одной электрической нагрузки к другой. К переходным также относятся пусковые режимы оборудования. При покрытии суточного графика электрической нагрузки имеют место разнообразные режимы при частичной нагрузке энергоблока. Параметром, определяющим режим работы как котла, так и турбины, является расход свежего пара на турбину D , который в свою очередь определяется электрической нагрузкой.



Контрольные вопросы:

1. Что такое энергетический блок?
2. Основная задача электростанции.
3. Что включает в себя эксплуатация тепловых электрических станций?
4. Назовите параметр, определяющий режим работы как котла, так и турбины.
5. Что является определяющим параметром в работе энергоблока?
6. Чем должна компенсироваться потеря мощности при отказах блоков?

3.9. Регулирование мощности блока скользящим начальным давлением пара

При дроссельном парораспределении, в сущности, осуществляется регулирование мощности турбины скользящим давлением пара, которое имеет место после дроссельных клапанов.

На рис. 3.9 показано дросселирование пара в дроссельных клапанах до начального давления p'_0 , определяемого соотношением (1-9):

$$p'_0 = p_0 \frac{D}{D_0} \sqrt{\frac{T'_0}{T_0}}$$

При отсутствии поперечных связей, т. е. при блочной схеме, можно осуществлять регулирование скользящим Давлением пара после котла и соответственно перед турбиной; при этом дроссельные клапаны остаются полностью открытыми, а изменение давления и расхода пара определяется режимом подачи топлива в топку котла.

Температура свежего пара при регулировании мощности скользящим начальным давлением пара поддерживается постоянной и равной номинальной.

Если сравнить по тепловой экономичности режимы при постоянном и при скользящем давлениях в условиях дроссельного парораспределения при одинаковом пропуске пара в турбину, то, если принять при этом равенство начальных давлений p'_0 , оказывается, что режимы отличаются лишь значением начальной температуры t'_0 . Так как при скользящем давлении начальная температура равна номинальной, а при дросселировании пара температура всегда ниже номинальной, режим частичной нагрузки со скользящим давлением всегда экономичнее режима с постоянным давлением. В действительности при дроссельном парораспределении давление p_0 несколько ниже, чем при скользящем давлении из-за температурной поправки, однако эта разница в давлении незначительна и может не учитываться.

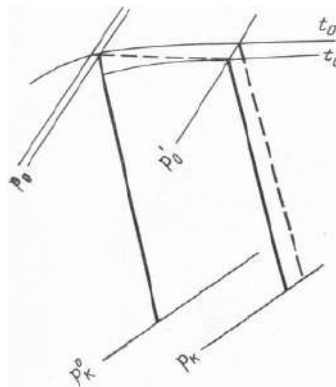


Рисунок 3.9 - Процесс расширения пара в турбине при дроссельном парораспределении

Дополнительный выигрыш в тепловой экономичности при скользящем давлении получается за счет сокращения расхода энергии на питательный насос из-за снижения давления питательной воды на нагнетании.

Таким образом, при дроссельном парораспределении всегда целесообразно регулировать мощность скользящим начальным давлением по соображениям тепловой экономичности.

Кроме того, при скользящем давлении обеспечивается устойчивый температурный режим турбины, что практически снимает ограничение по скорости ее нагружения.

Независимо от внедрения режимов работы со скользящим давлением в последние 10-20 лет наблюдается тенденция к переходу для мощных паровых турбин к дроссельному парораспределению.

И, наконец, при скользящем давлении имеется снижение затрат энергии на привод питательного насоса, так как необходимый напор снижается, что способствует росту к. п. д. нетто[39-40].

Пример расчета

Пример расчета режима частичной нагрузки турбины К-500-240 при скользящем начальном давлении пара.

Рассмотрим режим при $g=0,4$, который был просчитан выше при номинальном начальном давлении пара.

Определим давление пара перед первой ступенью ЦВД при скользящем давлении:

$$p_0^{ck} = p_0' = \frac{g}{g_4} = 22,36 \frac{0,4}{0,687} = 13,0 \text{ МПа}$$

где g_4 - относительный пропуск пара при полностью открытых клапанах (см. рис. 3.9).

При снижении начального давления пара протечка пара через штоки клапанов снижается пропорционально давлению пара, а доля протечки

$$\alpha_{um} = \frac{D_{um}}{D}$$

остается на уровне номинального режима: $\alpha_{um} = 0,003$; $\eta_{oi}^{p.c.ck} = 0,505$ т.е. равен $\eta_{oi}^{p.c.}$ при полностью открытых клапанах.

Находим давление пара за регулирующей ступенью:

$$p_{p.c}^{ck} = p_{p.c}^0 \frac{\alpha_{II}}{\alpha_{II}^0} \sqrt{\frac{T_{p.c}^{ck}}{T_{p.c}^0}}.$$

Для введения температурной поправки приходится прибегнуть к методу последовательного приближения.

Аналогично рассчитываем давления $p_{п8}, p_{п7}$. Следует отметить, что значения этих давлений практически те же, что и при режиме с постоянным давлением (см. рис. 1-11).

Строим процесс расширения пара в ЦВД в i,s-; η_{oi} ступеней ЦВД тот же, что и в расчетном режиме.

При равном расходе пара на турбину в режимах с постоянным и скользящим давлением пара давления пара перед ЦС/3 практически равны. Поэтому - процесс расширений пара в ЦСД и ЦНД при этих режимах совпадает.

Для того чтобы учесть разницу в отборах пара на регенеративные подогреватели и на турбину питательного насоса, а также затрату энергии на питательный насос, рассмотрим режим работы последнего.

Для режима $g=0,4$ при скользящем давлении пара давление питательного насоса $H_{пн}$. Равно:

$$H_{пн} = p'_0 + \Delta p_{РПК} + \Delta p_{mp} - p_{н.в};$$

$$\Delta p_{mp} = \Delta p_{mp}^0 g^2 = 8,86 \cdot 0,4^2 = 1,42 \text{ МПа};$$

$$H'_{пн} = 13 + 2 + 1,42 - 0,9 = 15,5 \text{ МПа}.$$

Наносим эту точку $C_{ск}$ в Q, H-координатах на рис. 1-10. Проводим через эту точку характеристику сети при скользящем давлении и характеристику насоса, эквидистантную характеристике при n^0 . Получаем точку $C'_{ск}$ на пересечении характеристики насоса и квадратичной характеристики сети, выходящей из начала координат[40].

Давление питательного насоса в точке $C'_{ск}$ равно 14,5 МПа; частота вращения, учитывая, что $H_{пн}^0 = 33,5 \text{ МПа}::$

$$n_{ск} = 4600 \sqrt{\frac{14,5}{33,5}} = 3030 \text{ мин}^{-1}.$$

По формуле (1-29) подсчитываем $\eta_{пн}$:

$$x_1 = -0,812; \quad x_2 = \frac{3030 - 3680}{920} = -0,705;$$

$$\eta_{\text{ПН}} = 72,4 - 21,6 \cdot 0,812 + 7,63 \cdot 0,705 - 7,25 \cdot 0,812^2 = 55,4\%;$$

$$\eta_{\text{ПНi}} = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}} = \frac{0,554}{0,95} = 0,585.$$

Повышение энтальпии воды в насосе по (1-28а) составит:

$$h_{\text{ПНi}} = \frac{0,001085 \cdot 15,5 \cdot 10^3}{0,585} 28,7 \text{ кДж/кг}.$$

Доля отбора пара на турбонасос по (1-28)

$$\alpha_{\text{ТН}} = \frac{28,7}{0,95 \cdot 730 \cdot 0,965} = 0,0435.$$

Энтальпия воды после питательного насоса, т. е. на входе в подогреватель П6, равна

$$i_{\text{ПН}} = i'_{\text{д}} + h_{\text{ПНi}} = 604,7 + 28,7 = 635,4 \text{ кДж/кг}.$$

Поскольку энтальпия воды после питательного насоса существенно ниже, чем при режиме с постоянным начальным давлением пара, соответственно возрастает отбор пара на П6. Отборы пара на П7 и П8 несколько снижаются из-за более высокой энтальпии греющего пара. Расчеты тепловых балансов подогревателей П6, П7, П8 дают:

$$\alpha_{\text{П6}} = 0,0145; \alpha_{\text{П7}} = 0,072; \alpha_{\text{П8}} = 0,033.$$

В табл. 3.3.1 приведен расчет мощности турбины по отсекам,, суммарная приведенная разность энтальпий равна $H_{\text{inp}} = 1273,5 \text{ кДж/кг}$. Внутренняя и электрическая мощности турбины составляют:

$$N_i = DH_{\text{inp}} = 178,4 \cdot 1273,5 \cdot 10^{-3} = 227,0 \text{ МВт};$$

$$N_{\text{э}} = 227,0 - 7,4 = 219,6 \text{ МВт}$$

Мощность турбопривода питательного насоса:

$$N_{\text{Тн}} = \alpha_{\text{ТН}} DH_i^{\text{ТН}} \eta_{\text{м}}^{\text{ТН}} = 0,0425 \cdot 178,4 \cdot 730 \cdot 0,975 \cdot 10^{-3} = 5,35 \text{ МВт}$$

Подсчитываем мощность теплового потока турбоустановки:

$$Q_3 = D(i_0 - i'_{n.г}) + D_{n.n} \Delta i_{n.n} = \\ = 178,4(3433 - 928,4) \cdot 10^{-3} + 0,860 \cdot 178,4(3560 - 2988) \cdot 10^{-3} = 541 \text{ MBm}.$$

Коэффициент полезного действия турбоустановки нетто (условный)

$$\eta_3'' = \frac{219,6}{541} = 0,405.$$

Относительный выигрыш в КПД. турбоустановки нетто

$$\frac{\Delta \eta_3''}{\eta_{3,n}''} = \frac{0,405 - 0,393}{0,393} 100 = 3,06\%,$$

где $\eta_{3,n}''$ - КПД при постоянном начальном давлении пара.

Результаты расчета примера показывают, что переход на скользящее начальное давление пара для турбины со сверхкритическим начальным давлением пара и с паровым приводом питательного насоса при глубокой разгрузке дает существенный выигрыш в тепловой экономичности по отношению к режиму с постоянным номинальным давлением пара.

Таблица 3.1 - Расчет мощности турбины по отсекам

Отсек	Отбор пара перед отсеком	Доля расхода пара через отсек	Разность энтальпий, кДж/кг	Приведенная разность энтальпий, кДж/кг
II (PC)	$\alpha_{um} = 0,003$	0,997	107	106,7
III	$\alpha_{np1} = 0,018$	0,979	265	262,7
IV	$\alpha_{II8} = 0,033$	0,946	63	59,5
V	$\alpha_{II7} = 0,072$	0,860	228	196,5
	$\alpha_{np2} = 0,008$	-	-	-
	$\alpha_{np3} = 0,006$	-	-	-
	0,086			
VI	$\alpha_{II6} = 0,0145$	0,8455	118	99,5
VII	$\alpha_{TH} + \alpha_D = 0,125$	0,7205	175	126,0
VIII	$\alpha_{II5} = 0,031$	0,6995	112	78,0
IX	$\alpha_{II4} = 0,023$	0,676	108	73,0
X	$\alpha_{II3} = 0,020$	0,656	106	
XI	$\alpha_{II2} = 0,036$	0,620	209	128,5
XII	$\alpha_{II1} = 0,020$	0,60	123	73,5
Всего	-	-	-	1273,5

Как уже было сказано, при скользящем начальном давлении пара имеет место устойчивый температурный режим ступеней турбины, что практически снимает ограничения по изменению скорости нагружения[41].

Для котла набор нагрузки при скользящем давлении, напротив, создает дополнительные трудности, так как одновременно с ростом нагрузки идет повышение давления, сопровождаемое аккумуляцией тепла.

До начала внедрения регулирования мощности блоков 300 МВт скользящим давлением считалось, что прямоточные котлы не допускают работы со скользящим давлением во всем пароводяном тракте по условиям надежности их гидродинамики. Поэтому потребовалась опытная проверка каждого типа котла для определения надежного диапазона нагрузок при режимах со скользящим давлением.

Для блоков 300 МВт снижение нагрузки при скользящем давлении имеет еще и то преимущество, что позволяет за счет снижения необходимого напора питательного насоса сохранять в работе питательный турбонасос и не переходить на менее мощный пускорезервный питательный электронасос.

На блоках докритического давления 160 и 210 МВт режимы со скользящим давлением пока не получили распространения. Были высказаны соображения против таких режимов из-за циклических напряжений в барабанах котлов[38].

Расчеты тепловой экономичности для турбин К-200-130 показывают, что режим со скользящим давлением при трех полностью регулирующих клапанах практически равноценен режиму с постоянным начальным давлением. Однако скользящее давление более эффективно при двух открытых клапанах, что соответствует области дроссельного регулирования.

Известно, что в трубах при пониженном внутреннем давлении можно повышать температуру пара, сохраняя то же напряжение в металле, что и при номинальном давлении. Приводим результаты сравнительных расчетов при исходном режиме и при работе на двух и трех клапанах (таблица 3.2):

Таблица 3.2 - Результаты сравнительных расчетов при исходном режиме и при работе на двух и трех клапанах

	545/535 ⁰ С	565/535 ⁰ С	565/565 ⁰ С
$q_0 = \kappa \text{Дж}/(\kappa \text{Вт} \cdot \text{ч}) \%$	8950100	-	-
$q_{3\text{кл}}^{\text{СК}} = \kappa \text{Дж}/(\kappa \text{Вт} \cdot \text{ч}) \%$	9000 100,23	8940 99,53	887599,16
$q_{2\text{кл}}^{\text{СК}} = \kappa \text{Дж}/(\kappa \text{Вт} \cdot \text{ч}) \%$	892099,39	875097,94	874097,57

Прямоточные котлы на докритическое давление пара, выполнявшиеся по типу Рамзина, по своей конструкции более пригодны к работе со скользящим давлением, чем котлы на закритическое давление. Так, например, экспериментально-расчетная проверка прямоточных котлов типа П-52 показала возможность их надежной работы при скользящем давлении в диапазоне от 210 до 120 МВт [1-34].



Контрольные вопросы:

1. В каких случаях можно осуществлять регулирование скользящим Давлением пара после котла и соответственно перед турбиной?
2. В каких случаях обеспечивается устойчивый температурный режим турбины, что практически снимает ограничение по скорости ее нагружения?
3. По каким соображениям целесообразно регулировать мощность скользящим начальным давлением при дроссельном парораспределении?

3.10. Маневренность тепловых электростанции

3.10.1. Общие положения

Выше уже отмечалось, что режимы работы электростанций и отдельных энергоблоков определяются суточным графиком нагрузки энергосистемы, в которой они работают.

Общая нагрузка энергосистемы распределяется между отдельными ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних.

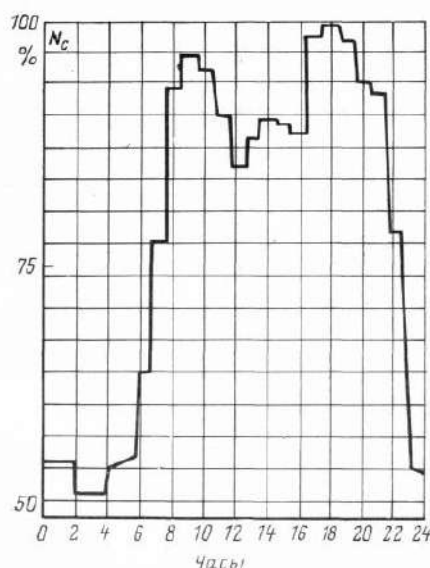


Рисунок 3.10 - Суточный график электрической нагрузки энергосистемы

Под маневренностью ТЭС следует понимать способность выполнять переменный суточный график электрической нагрузки. На рис. 3.10 приведен суточный график нагрузки энергосистемы N_c . Неравномерность суточного графика электрической нагрузки характеризуется отношением минимальной нагрузки $N_{мин}$ к максимальной $N_{макс}$:

$$m_0 = \frac{N_{мин}}{N_{макс}}. \quad (3.13)$$

Чем ниже m_0 , тем глубже ночной провал нагрузки и тем больше утренний набор нагрузки.

На рис. 3.11 приведен характерный суточный график электрической нагрузки энергоблоков 300 МВт (3х300), из которого видно, что в течение дня вплоть до вечернего максимума энергоблоки несут номинальную нагрузку; после вечернего пика нагрузки энергоблок разгружается до минимально возможной нагрузки, называемой техническим минимумом, утром нагрузка быстро возрастает с технического минимума до номинальной нагрузки.

Как было отмечено, суточный график нагрузки энергоблока формируется с учетом его маневренных характеристик. Энергоблок 300 МВт не приспособлен к ежесуточной остановке, и поэтому приходится ограничиваться разгрузкой его до технического минимума[39]. На том же рис. 3.11 штриховой линией показан суточный график электрической нагрузки маневренного блока 500 МВт, предназначенного для покрытия полупикового графика нагрузки с ежесуточной остановкой на часы ночного провала с последующим пуском и быстрым нагружением до номинальной нагрузки.

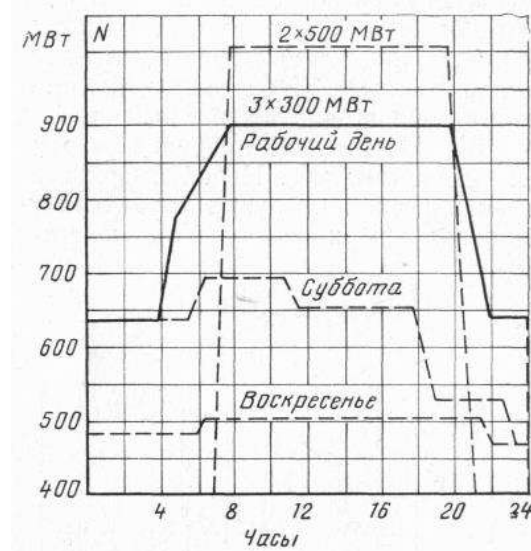


Рисунок 3.11 - Суточный график электрической нагрузки пылеугольных энергоблоков 300 МВт.

Таким образом, понятие маневренности ТЭС складывается из следующих элементов:

- 1) скорость изменения нагрузки, которая измеряется в процентах номинальной мощности в минуту;
- 2) диапазон изменения мощности от $N_{ном}$ до $N_{мин}$. Сюда же следует отнести возможность кратковременной перегрузки до $N_{макс}$ например, за счет отключения подогревателей высокого давления (ПВД);
- 3) пусковые характеристики энергоблока, включая длительность пусков после простоев в резерве различной длительности; вероятность успешного пуска в соответствии с нормативными графиками пуска; допустимое с точки зрения малоцикловой усталости элементов блока число

пусков в год и за время службы; пусковые потери топлива.

Следует иметь в виду, что реализация маневренных возможностей энергоблоков в значительной мере зависит от условий топливоснабжения ТЭС, что необходимо учитывать при выборе суточного графика нагрузок ТЭС и отдельных энергоблоков. Так, ограничения в потреблении жидкого топлива, являющегося растопочным топливом для ТЭС, работающих на твердом топливе, сокращают как возможный диапазон нагрузок, так как приходится отказываться от перехода на мазут, так и частые остановки с последующими пусками.

При создании отечественного оборудования ТЭС требования к повышенной маневренности предъявлялись в малой степени, в результате чего маневренные возможности энергоблоков оказались недостаточными для покрытия переменного графика нагрузки. Между тем происходящее из года в год разуплотнение графиков электрической нагрузки энергосистем заставляет все больше привлекать ТЭС к участию в покрытии переменного графика нагрузки.

Привлечение теплофикационных турбоустановок к покрытию переменной электрической нагрузки возможно при работе их по электрическому графику, т. е. в основном в летнее время.

Изменение мощности теплофикационных турбин за счет сокращения теплофикационных отборов носит вынужденный характер, так как связано с энергетическими потерями. Так, возможно передать тепловую нагрузку на редукционно-охладительные установки (РОУ), сохраняя паровую нагрузку энергетических котлов.

При реконструировании конденсационных энергоблоков в теплофикационные маневренность их не снижается, так как возможно снижение мощности путем перевода тепловой нагрузки на пускосбросное устройство (ПСБУ), сохраняя достаточную загрузку котла. Такое снижение тепловой нагрузки, естественно, связано со значительными энергетическими потерями.

В первую очередь к работе в полупиковом режиме используются неблочные КЭС с оборудованием на давление до 9,8 МПа. Так, на КЭС (с поперечными связями) можно останавливать в резерв часть котлов, не останавливая турбины, что исключается для энергоблоков. Поэтому рассмотрение вопросов маневренности начнем с неблочных конденсационных электростанций[40].

3.10.2. Диапазон нагрузок энергоблоков

Регулировочный диапазон нагрузок определяется минимально допустимой нагрузкой, которая называется техническим минимумом нагрузки блока. Экспериментальные исследования на блоках 200 МВт с барабанными котлами показали, что циркуляция в котлах достаточно устойчива до нагрузки, составляющей 25% номинальной.

Поэтому действовавшие ранее ограничения разгрузки по устойчивости

циркуляции были, затем сняты [2-8] и для указанных блоков были отработаны и внедрены режимы разгрузки до 25% с переходом при этом на работу на мазуте. Такая разгрузка производится при полностью открытых клапанах на скользящем давлении в режиме, когда блок разгружается до 50 МВт уменьшением тепловой нагрузки топки в течение 60-70 мин со скоростью снижения температуры насыщения в барабане 1,2-1,3 °С/мин (до 10,0-0,2 МПа в минуту, а в интервале от 10 до 0,4 МПа-0,15 МПа в минуту) при разности температур верх - низ барабана не более 40 °С.

Такой режим глубокой разгрузки для эксплуатационного персонала предпочтительнее, но он связан со значительным расходом мазута.

Для прямоточных котлов по условиям надежной гидродинамики минимально допустимая нагрузка составляет 30%, однако по условиям температурного режима поверхностей нагрева она повышается до 50-60%. Нагружение турбины после разгрузки производится со скоростью 3,7 МВт/мин, скорость подъема давления 0,17 МПа в минуту. В результате нагружение турбины с 50 до 200 МВт производится по времени за 40-45 мин [39]. Более детально вопросы нагружения блока рассмотрены в следующей теме.

3.10.3 .Скорость нагружения энергоблока

Наибольшая допустимая скорость повышения мощности блока в значительной мере зависит от исходного теплового состояния оборудования, заданного значения и способа изменения нагрузки. Поэтому следует различать процессы нагружения блока после достаточно длительной его работы при частичной нагрузке и при пуске. Этим двум режимам, имеющим много общего, в большинстве случаев присущи существенно различные скорости нагружения. Пусковые режимы и их особенности будут рассмотрены далее. Здесь же мы рассмотрим главным образом процесс нагружения блока после достаточно длительной его работы на частичной нагрузке.

По условиям регулирования нагрузки в энергосистемах могут потребоваться скорости нагружения блоков (в пределах их регулировочного диапазона) до 5% номинальной мощности в минуту. Скорость же нагружения блока определяется как турбиной, так и котлом.

Скорость нагружения турбины вообще зависит от способа регулирования ее мощности. Рассмотрим вкратце некоторые особенности процессов нагружения турбины с помощью ее регулирующих клапанов и при скользящем давлении свежего пара. Предварительно отметим, что и в первом случае возможно изменение давления пара перед турбиной, присущее любому переходному процессу, однако значение его, как правило, является довольно ограниченным и пока не будет приниматься нами во внимание.

Нагружение турбины открытием регулирующих клапанов сопровождается повышением температуры пара в паровпускных элементах, в проточной части ЦВД, причем тем большим, чем шире диапазон изменения

мощности (при постоянной температуре свежего пара). Это обуславливает, в частности, возникновение дополнительных температурных разностей и соответствующих термических напряжений в отдельных деталях и увеличение относительного удлинения ротора, которые, однако, ни в коем случае не должны быть больше допустимых (предельных) безопасных для турбины значений[33].

Таким образом, предельные допустимые значения разности температур по толщине стенки отдельных деталей турбины, а также относительного удлинения ротора, определяемые заводом-изготовителем, являются факторами, ограничивающими скорость нагружения. Понятно, что в диапазоне мощностей, характеризующемся изменением температуры пара меньшим, чем предельные температурные разности по толщине стенки, скорость нагружения турбины может быть весьма большой (вплоть до мгновенного наброса нагрузки).

Температурное состояние турбины в процессе ее нагружения при скользящем давлении свежего пара и неизменной его температуре практически не меняется. Поэтому скорость нагружения блока в данном случае турбиной не ограничивается и - целиком определяется возможностями котла.

Скорость нагружения котла представляет собой изменение его паропроизводительности в единицу времени и выражается либо в т/ч в минуту, либо в кг/с^2 . Таким образом, между этими единицами измерения существует следующая взаимосвязь: $1 \text{ кг/с}^2 - 216 \text{ т/ч в минуту}$.

Допустимая скорость нагружения котла зависит от множества факторов и в каждом конкретном случае определяется экспериментально. Существенную роль при этом играет тип котла. Так, проведенные исследования показали, что наибольшая возможная скорость нагружения барабанного котла определяется температурным режимом пароперегревателя. Вследствие большой аккумулирующей способности барабанного котла рост его паропроизводительности заметно отстает от повышения тепловыделения в топке при нагружении.

В результате этого при строго фиксируемой границе между испарительными и перегревательными поверхностями нагрева тепловосприятие пароперегревателя начинает превышать необходимое для данного расхода пара, что и приводит к росту температуры пара и металла пароперегревателя. Поэтому допустимый уровень температур металла пароперегревателя и оказывается фактором, ограничивающим наибольшую скорость нагружения котла. Некоторые другие факторы, как, например, надежность циркуляции или «набухание» уровня воды в барабане, допускают значительно большие скорости нагружения и в этих условиях, следовательно, не являются определяющими[30-36].

Специальные мероприятия конструктивного и режимного характера (соответствующая компоновка пароперегревателя, повышение запаса по впрыскам и их рассредоточение, перераспределение расхода топлива по ярусам горелок и др.) могут способствовать повышению надежности

температурного режима пароперегревателя при допустимых турбиной скоростях нагружения блока. В этой связи заслуживает внимание использование так: называемого опережающего (по отношению к скорости: нагружения котла) открытия регулирующих клапанов турбины. При этом процесс нагружения блока сопровождается некоторым падением давления в котле, вследствие чего за счет аккумулированного в нем тепла генерируется дополнительное количество пара, что способствует улучшению условий охлаждения пароперегревателя. Большая аккумулирующая способность барабанного котла даже при ограниченном падении давления может обеспечить ощутимую дополнительную выработку пара, что позволяет существенно увеличить скорости роста тепловыделения в топке и нагружения блока. Специально проведенные опыты, которые будут рассмотрены далее, подтвердили эффективность этого метода.

Однако возможность применения данного метода существенно ограничивается либо вовсе исключается в процессе нагружения блока при скользящем давлении свежего пара. В этом случае температурные условия пароперегревателя барабанного котла могут оказаться особенно тяжелыми, поскольку значительная доля тепла аккумулируется вследствие существенного повышения давления и несоответствие между тепловосприятием перегревателя и расходом пара становится еще большим, чем в рассмотренном выше варианте. Поэтому и скорость нагружения блока будет меньше, чем при постоянном давлении и прочих одинаковых возможностях.

Скорость нагружения прямоточного котла условиями надежной гидродинамики не ограничивается и при достаточно совершенной системе регулирования температуры пара определяется лишь его динамическими свойствами и инерционностью топочного устройства. При быстром нагружении котла для поддержания заданной температуры пара и с учетом характера ее изменения в переходном процессе рекомендуется осуществлять опережающее изменение расхода топлива или воды [2-10]. При скользящем давлении пара можно получить большие скорости нагружения блока, так как аккумулирующая способность прямоточных котлов значительно меньше, чем барабанных. Так, данные по некоторым зарубежным блокам [2-11] показывают, что при скользящем давлении может быть достигнута скорость нагружения по крайней мере вдвое большая, чем при постоянном.

Эксплуатация прямоточных котлов при скользящем давлении заводами-изготовителями не предусматривается. Поэтому производственным объединением Союзтехэнерго и отдельными электростанциями были проведены комплексные исследования, одной из задач которых являлась проверка возможности надежной работы котлов блоков 300 МВт в широком диапазоне нагрузок при докритических давлениях во всем водопаровом тракте.

Допустимые скорости нагружения блока определяются на основании экспериментальных исследований. Однако влияние отдельных факторов можно предварительно оценить, пользуясь аналитическими зависимостями,

описывающими переходный процесс по паровой стороне. С учетом этих результатов разрабатывается программа организации и проведения экспериментальных исследований[39-40].

Аналитическое описание переходного процесса при нагружении блока. Рассмотрим процесс нагружения блока открытием регулирующих клапанов турбины.

Аналитические зависимости для переходного процесса получаются в результате совместного решения системы уравнений, описывающих изменение отдельных параметров при нагружении и объединяемых уравнением пропускной способности турбины. При этом аналитическое решение задачи становится возможным благодаря упрощению исходных уравнений путем их линеаризации и при некоторых допущениях. С этой же целью переходный процесс во времени можно разбить на отдельные периоды, в пределах которых закономерность изменения того или иного параметра является наиболее простой. Точность получаемых при этом результатов, естественно, снижается, однако остается вполне приемлемой для приближенной оценки влияния отдельных факторов на скорость нагружения блока.

Расход пара на турбину определяется следующим образом:

$$D = D_{\max} \frac{p}{p_{\max}} \frac{\varphi}{\varphi_{\max}}, \quad (3.13)$$

где D, D_{\max} - заданный и максимальный расходы пара;

p, p_{\max} - заданное и максимальное (номинальное) давления пара перед клапанами;

φ, φ_{\max} - соответствующие положения регулирующих клапанов турбины (положение регулирующих клапанов определяется либо углом поворота кулачкового вала группового привода (в градусах), либо перемещением поршня сервомотора (в миллиметрах);

Изменения этих величин и пропуска пара в турбину связаны соотношением

$$\Delta D = k \Delta \varphi \quad (3.14)$$

где k - коэффициент пропорциональности $[(\text{кг}/\text{с} \cdot \text{К}) \text{ или } (\text{кг}/\text{с} \cdot \text{мм})]$, определяемый из характеристики системы парораспределения).

Так как в процессе нагружения блока допускается лишь незначительное изменение температуры свежего пара, влияние этого фактора в приведенном уравнении не учитывается.

При изменении степени открытия регулирующих клапанов на $\Delta \varphi$ и давления пара на Δp расход пара также меняется:

$$D + \Delta D = D_{\text{макс}} \frac{p + p}{p_{\text{макс}}} \frac{\varphi + \varphi}{\varphi_{\text{макс}}} = D_{\text{макс}} \frac{p\varphi}{p_{\text{макс}}\varphi_{\text{макс}}} + D_{\text{макс}} \frac{p\Delta\varphi + \Delta p\varphi + \Delta p\Delta\varphi}{p_{\text{макс}}\varphi_{\text{макс}}}. \quad (3.15)$$

Вычитая из этого уравнения предыдущее, получаем:

$$\Delta D = \frac{D_{\text{макс}}}{p_{\text{макс}}\varphi_{\text{макс}}} (p\Delta\varphi + \Delta p\varphi + \Delta p\Delta\varphi). \quad (3.16)$$

Третьим слагаемым, как величиной высшего порядка малости, можно пренебречь. Кроме того, величину $\Delta\varphi$ можно выразить через скорость открытия регулирующих клапанов φ' , град/с, принимая $\Delta\varphi = \varphi'\tau$. При заданных начальных условиях и неизменном значении φ' величины

$$\frac{D_{\text{макс}} p_{\text{нач}}}{p_{\text{макс}} \varphi_{\text{макс}}} \varphi' = a_1 \quad \text{и} \quad \frac{D_{\text{макс}} \varphi_{\text{нач}}}{p_{\text{макс}} \varphi_{\text{макс}}} = a_2 \quad (3.17)$$

являются постоянными. Тогда имеем:

$$\Delta D = a_1 \tau + a_2 \Delta p \quad (3.18)$$

или, в дифференциальной форме,

$$d\Delta D = a_1 d\tau + a_2 d\Delta p. \quad (3.19)$$

Последнее выражение является одной из разновидностей уравнения пропускной способности турбины. Изменение давления пара перед турбиной в общем случае равно алгебраической сумме изменений давления в котле $\Delta p_{\text{кот}}$ и сопротивления парового тракта $\delta\Delta p_{\text{тр}}$, т. е.

$$\Delta p = \Delta p_{\text{кот}} + (-\delta\Delta p_{\text{тр}}), \quad (3.20)$$

или

$$d\Delta p = d\Delta p_{\text{кот}} - d\Delta p_{\text{тр}} \quad (3.21)$$

(знак минус перед вторым слагаемым ставится с учетом: того, что изменения давления пара перед турбиной и сопротивления парового тракта всегда противоположны).

Изменение давления в котле является следствием: небаланса между паропроизводительностью и расходом пара на турбину. Поэтому, принимая аккумулирующую способность котла $\Delta D_{\text{ак}}$ постоянной, можно записать:

$$\Delta D = \omega\tau - \frac{d\Delta p_{\text{кот}}}{d\tau} \Delta D_{\text{ак}}, \quad (3.22)$$

откуда

$$d\Delta p_{\text{кот}} = \frac{\omega\tau - \Delta D}{\Delta D_{\text{ак}}} d\tau, \quad (3.23)$$

где ω - скорость нагружения котла при постоянном давлении за счет увеличения тепловыделения в топке (здесь и далее, где упоминается эта скорость, следует иметь в виду, что она не учитывает влияния аккумулирующей способности котла на его паропроизводительность в процессе нагружения и зависит только от скорости изменения тепловыделения в топке), кг /с².

Здесь и далее считаем, что нагружение котла и увеличение расхода пара на турбину начинаются одновременно (без сдвига во времени), а скорость нагружения ω принимаем постоянной. Кроме того, для упрощения выражения (2-10) количество пара, аккумулируемого в пароперегревателе и паропроводах, можно-условно прибавить к аккумулирующей способности котла, пренебрегая при этом влиянием разницы в изменениях давления в данных емкостях.

Учитывая, что сопротивление парового тракта меняется по квадратичному закону, можно также записать:

$$\delta\Delta p_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{тр.макс}}}{D_{\text{макс}}^2} (2D_{\text{нач}}\Delta D + \Delta D^2) \quad (3.24)$$

или, пренебрегая вторым слагаемым,

$$d\Delta p_{\text{тр}} = 2\Delta p_{\text{тр.макс}} \frac{D_{\text{нач}}}{D_{\text{макс}}^2} d\Delta D = a_3 d\Delta D. \quad (3.25)$$

После преобразований получаем линейное дифференциальное уравнение первого порядка:

$$\frac{d\Delta D}{d\tau} = \frac{a_3(\omega\tau - \Delta D)}{\Delta D_{\text{ак}}(1 + a_2 a_3)} + \frac{a_1}{1 + a_2 a_3}. \quad (3.26)$$

Решение этого уравнения с учетом того, что при $\tau=0$ $\Delta D=0$, может быть представлено в следующем виде:

$$\Delta D = \omega\tau + B \left[1 - \exp\left(-\frac{\tau}{T}\right) \right], \quad (3.27)$$

где

$$B = T \left(\frac{D_{\text{макс}}^2 P}{D_{\text{макс}} P_{\text{макс}} \varphi_{\text{макс}} + 2\Delta p_{\text{тр.макс}} \varphi_{\text{нач}} D_{\text{нач}}} \varphi' - \omega \right); \quad (3.28)$$

$$T = \Delta D_{ак} \left(\frac{p_{макс} \varphi_{макс}}{D_{макс} \varphi_{нач}} + 2 \frac{D_{нач} \Delta p_{тр.макс}}{D_{макс}^2} \right). \quad (3.29)$$

При опережающем открытии регулирующих клапанов турбины значение комплекса В будет положительным, и, следовательно, расход пара на турбину увеличивается как вследствие роста тепловыделения в топке, так и за счет аккумулирующей способности котла.

Это означает, что нагружение блока будет сопровождаться падением давления в котле и перед турбиной.

Падение давления пара зависит от гидравлических характеристик парового тракта, начальной и конечной нагрузок блока, аккумулирующей способности котла и скоростей нагружения. Допустимое значение падения давления пара перед турбиной указывается заводом-изготовителем. Пользуясь полученными выше зависимостями, можно подобрать соотношение между $\varphi/$ и ψ таким образом, чтобы в момент достижения заданной конечной мощности блока падение давления пара не превышало допустимого[40].

Следует также иметь в виду, что, при опережающем нагружении турбины давление пара будет снижаться и после достижения конечной нагрузки блока, так как расход топлива к этому моменту еще не обеспечивает требуемую мощность. Поэтому необходимо иметь некоторый запас по открытию регулирующих клапанов, чтобы, используя его, поддерживать мощность блока на достигнутом уровне.

Падение давления пара прекращается, когда паропроизводительность котла только за счет тепловыделения в топке становится равной расходу пара на турбину. Дальнейшее увеличение расхода топлива приводит к росту давления пара. Постоянство мощности блока при этом обеспечивается за счет соответствующего прикрытия регулирующих клапанов турбины.

Изменения расхода и давления пара для периода после достижения заданной конечной мощности блока можно рассчитать, пользуясь зависимостями, данными в [2-14].

Расход пара в ЧСД и ЧНД турбины при нагружении меняется также по экспоненциальному закону, причем на характер экспоненты оказывает влияние вместимость системы промежуточного перегрева. Зависимости, полученные с учетом этого фактора, приведены в [2-14]. Так как процесс планового нагружения блока является относительно медленным, влияние вместимости системы промежуточного перегрева оказывается незначительным и для упрощения практических расчетов им можно пренебречь, считая, что $D_{чсд} = \alpha D$ и принимая значение α таким же, как и в стационарных режимах. Как показывают расчеты по более точным зависимостям, значение α при нагружении на 1,0-1,5% ниже.

Изменение мощности турбины определяется по значениям ΔD и $\Delta D_{чсд}$ с учетом падения давления пара. Для расчетов используются заводские

данные или типовые энергетические характеристики турбин: $N = f(D, D_{\text{сд}}, p_0, t_0 \dots)$. При этом удобно пользоваться характеристиками, представленными в аналитической форме, полученной в результате обработки исходных данных по методу планирования эксперимента.

Нагружение блока при скользящем давлении свежего пара. Этот режим осуществляется при неподвижных регулирующих клапанах ($\varphi = \text{const}$), выражение (2-5) упрощается, и можно записать:

$$\Delta D = \frac{D_{\text{макс}}}{P_{\text{макс}} \varphi_{\text{макс}}} \varphi \Delta p = c_1 \Delta p \quad (2-$$

13)

или

$$d\Delta D = c_1 d\Delta p. \quad (2-14)$$

Кроме того, в данном случае можно принять, что сопротивление парового тракта меняется по линейному закону, и поэтому

$$\delta p_{\text{тр}} = \Delta p_{\text{тр.макс}} \frac{\Delta D}{D_{\text{макс}}} = c_1 \Delta D,$$

или

$$d\Delta p_{\text{тр}} = c_2 d\Delta D. \quad (3.30)$$

$$d\Delta p = \frac{\omega \tau - \Delta D}{\Delta D_{\text{ак}}} d\tau - c_2 d\Delta D. \quad (3.31)$$

После подстановки этого выражения в (2-14) и преобразований получаем линейное дифференциальное уравнение

$$\frac{d\Delta D}{d\tau} + \frac{\Delta D}{T_c} = \frac{\omega}{T_c} \tau, \quad (3.32)$$

где

$$T_c = \frac{1 + c_1 c_2}{c_1} \Delta D_{\text{ак}} = \frac{P_{\text{макс}} \frac{\varphi_{\text{макс}}}{\varphi_{\text{нач}}} + \Delta p_{\text{тр.макс}}}{D_{\text{макс}}} \Delta D_{\text{ак}}.$$

В действительности аккумулирующая способность котла существенно зависит от давления, особенно в диапазоне низких нагрузок блока. Поэтому для повышения точности результатов расчета при использовании полученных зависимостей целесообразно весь период нагружения блока разбивать на 2-3 участка, в пределах, которых аккумулирующая способность котла, условно принимаемая постоянной, мало отличается от действительных ее значений[40].

Решение уравнения (3.32) может быть представлено в следующем виде:

$$\Delta D = \omega \tau - \omega T_c \left[1 - \exp\left(-\tau/T_c\right) \right]. \quad (3.33)$$

Полученная зависимость четко отражает принципиальную особенность процесса нагружения блока при скользящем давлении: в связи с его увеличением часть выделяющегося в топке тепла в количестве $\omega \tau - \Delta D$ аккумулируется в котле и паропроводах, вследствие чего имеет место, положительный небаланс между паропроизводительностью, соответствующей данному тепловыделению в топке в стационарном режиме, и действительным расходом пара на турбину при нагружении. Это сказывается, естественно, и на температурном режиме пароперегревателя.

Указанный небаланс ΔD_n зависит от начальной нагрузки блока, аккумулирующей способности котла и скорости его нагружения. Поэтому возможны случаи, когда в момент достижения максимального (номинального) тепловыделения в топке нагрузка блока еще не достигает заданного значения. Тогда дальнейшее нагружение блока происходит при неизменном (максимальном) расходе топлива. Изменение расхода пара при этом можно определить, пользуясь следующей зависимостью [2-14]:

$$\Delta D = \Delta D_n \left[1 - \exp\left(-\tau/T_c\right) \right] \quad (3.34)$$

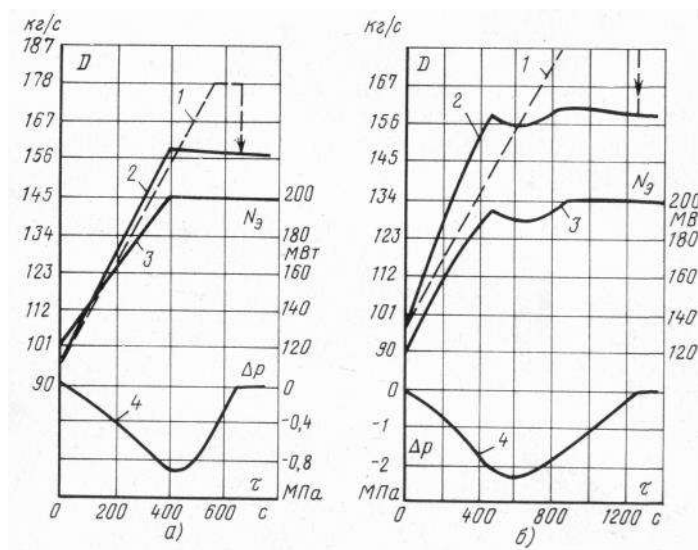
причем за начало отсчета времени принимается момент достижения максимально (номинального) расхода топлива. Изменение давления пара перед турбиной можно определить из (2-13), изменения других величин - так же, как и в предыдущем варианте.

Предложенные выше аналитические зависимости были использованы для расчета процесса нагружения блока мощностью 200 МВт с барабанным котлом ТП-100.

При сравнительно небольшом опережающем открытии регулирующих клапанов турбины ($\phi' = 0,1$ град/с, что соответствует скорости изменения расхода пара на турбину $0,19 \text{ кг/с}^2$ или 41 т/(ч·мин) при номинальном давлении) и скорости нагружения котла (по теплу) до $\omega = 0,15 \text{ кг/с}^2$ имеет место довольно плавное повышение нагрузки блока со скоростью около $11,5 \text{ МВт/мин}$ от начальной мощности 120 МВт (рис. 3.12, а). Максимальное падение давления пара перед турбиной составляет при этом около 1 МПа, что вполне допустимо.

Изменение паропроизводительности котла без учета влияния аккумулирующей способности на рисунках показано штриховыми линиями. При расчетах условно принималась одна и та же скорость нагружения котла ω как до момента достижения номинальной мощности блока, так и после.

Более целесообразно после достижения номинальной мощности снизить ω .



а - $\phi'=0,1$ град/с: $\omega=0,15$ кг/с²; б - $\phi'=0,1$ град/с: $\omega=0,1$ кг/с²; 1 – нагрузка котла при скорости изменения ω ; 2 – расход пара на турбину; 3 – мощность блока; 4 – изменение давления свежего пара.

Рисунок 3.12 - Расчетные графики нагружения блока при постоянном начальном давлении пара

Это приведет к несколько большему падению давления пара и удлинению процесса его восстановления, однако обеспечит более благоприятный температурный режим для пароперегревателя в этот период.

При скорости нагружения котла $0,1$ кг/с² и прежнем значении ϕ' процесс сказывается принципиально иным, что хорошо видно из рис. 2-4, б. В этом случае максимальная конечная мощность, несколько меньшая номинальной, достигается в момент полного открытия регулирующих клапанов турбины. Хотя при этом и обеспечивается довольно высокая скорость нагружения (около 10 МВт/мин), однако достигнутая мощность в дальнейшем снижается вследствие большого отставания роста паропроизводительности котла (дот) и обусловленного этим начительного падения давления, а также полного использования запаса по открытию регулирующих клапанов турбины. Этот пример показывает, что следует избегать чрезмерного опережения по открытию клапанов, ухудшающего условия работы турбины при нагружении и увеличивающего время, необходимое для достижения устойчивой максимальной мощности блока.

С помощью аналитических зависимостей можно определить оптимальное соотношение между ϕ' и ω при заданных значениях начальной нагрузки и максимально допустимого падения давления свежего пара.

Ограничение падения давления пара перед турбиной исключает возможность существенного использования аккумулирующей способности котла при начальных нагрузках блока менее 120 МВт вследствие довольно зна-

чительного роста сопротивления парового тракта в процессе нагружения. В этих случаях опережение по открытию клапанов получается незначительным, однако оно имеет важное значение, так как позволяет увеличить скорость нагружения котла ω и, следовательно, блока. Этот вывод следует из результатов экспериментальных исследований [35-39].

Так, при нагружении блока 200 МВт с барабанным котлом ТП-100, работавшим на газе, от 122 до 192 МВт без опережающего открытия регулирующих клапанов турбины средняя скорость нагружения не превышала 5 МВт/мин, причем падения давления свежего пара практически не было. При наличии небольшого опережения и падения давления перед турбиной, не превышающего 1 МПа, удалось получить более плавный процесс нагружения от 116 до 196 МВт со средней скоростью не менее 8 МВт/мин.

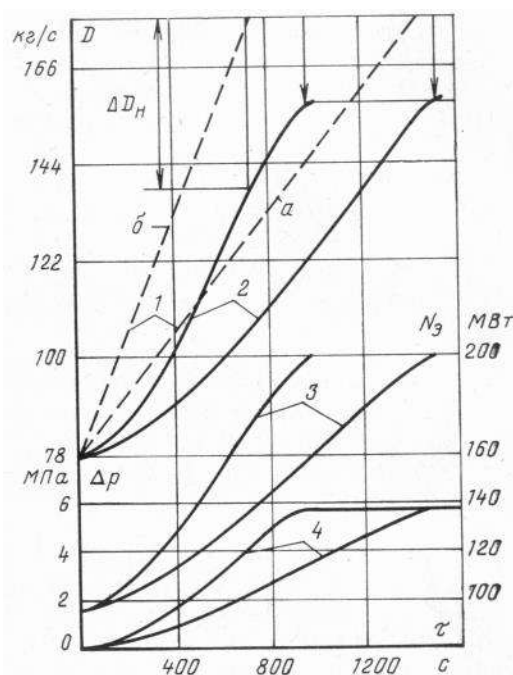
В обоих случаях температура пара удерживалась на максимально допустимом уровне при полном использовании всех впрысков. Отсюда следует также, что фактором, ограничивающим скорость нагружения блока, является прежде всего температурный режим пароперегревателя.

По этой причине, допустимая скорость нагружения котла данного типа при работе его на газе в достаточно широком диапазоне изменения мощности блока регулируемыми клапанами турбины составляет около 0,1 кг/с², что следует признать недостаточным. Поэтому для получения больших скоростей нагружения необходимы дополнительные средства регулирования температуры пара в данном процессе. По имеющимся в литературных источниках сведениям скорости нагружения котлов других типов существенно различаются и находятся в пределах от 0,07 кг/с² при работе на твердом топливе до 0,19 кг/с² при работе на газе.

В диапазоне повышенных начальных мощностей рассматриваемого блока и при возможном вследствие этого существенном опережающем открытии регулирующих клапанов можно получить достаточно большие скорости нагружения. Предельные скорости при этом должны определяться с учетом максимально допустимых термических напряжений в деталях турбины и относительных удлинений ротора.

Нагружение этого же блока при скользящем давлении свежего пара осуществляется довольно медленно (рис. 3.13): при скорости нагружения котла 0,15 кг/с² длительность повышения мощности до номинальной вдвое больше, чем в рассмотренном выше примере. Изменения отдельных параметров отличаются существенной неравномерностью: особенно медленное изменение имеет место в начале и конце процесса нагружения.

Это объясняется особенностями динамических свойств барабанных котлов с их большой аккумулирующей способностью: с повышением давления значительная доля выделяющегося в топке тепла аккумулируется в металле, воде и паре, что и обуславливает замедленный рост паропроизводительности. По этой же причине при увеличении скорости нагружения ω котла вдвое длительность процесса нагружения сокращается всего лишь на 35%.



а - $\omega = 0,07 \text{ кг/с}^2$; б - $\omega = 0,14 \text{ кг/с}^2$

Рисунок 3.13 - Расчетные графики нагружения блока при скользящем начальном давлении пара.

Таким образом, в процессе нагружения блока имеет место увеличивающийся небаланс между тепловыделением в топке и фактической паропроизводительностью котла $\Delta D_n = \omega \tau - \Delta D$ (рис. 3.13), обуславливающий возрастающее несоответствие между тепловосприятием пароперегревателя и расходом пара. Это обстоятельство и меньшая теплоемкость пара при пониженных давлениях являются причиной существенного повышения температуры пара, а также металла труб пароперегревателя. Предельные значения этих температур и определяют допустимую скорость нагружения котла при скользящем давлении.

Так, опытами было установлено, что по условиям надежного температурного режима пароперегревателя кола ТП-100, работающего на газе, максимально допустимая скорость нагружения блока не превышает 4 МВт/мин при полностью включенных впрысках [2-15]. Этому соответствует скорость нагружения котла ω по теплу около $0,07 \text{ кг/с}^2$, при котором имеет место незначительный упомянутый выше небаланс. Позже такие же выводы и предельные значения скорости были получены на основании экспериментальных исследований процессов нагружения блока мощностью 150 МВт с котлом ТГМ-94 [36].

Сравнение экспериментальных данных по скорости нагружения блока мощностью 200 МВт с котлом ТП-100 при постоянном и скользящем

давлениях пара также подтверждает общий вывод. Так, например, при средней скорости увеличения расхода газа $0,01 \text{ м}^3/\text{с}^2$ средние скорости нагружения блока при постоянном и скользящем давлениях составили соответственно 8 и 3,5 МВт/мин. В опыте при скользящем давлении мощность блока повышалась крайне неравномерно, и, кроме того, были отмечены недопустимые выбеги температур пара и металла отдельных змеевиков пароперегревателя при полностью включенных впрысках.

Скорость нагружения барабанного котла при скользящем давлении может ограничиваться и условиями работы барабана. Так, при допустимых термических напряжениях в металле барабана скорость повышения температуры насыщения не должна превышать $2,0\text{--}2,5 \text{ }^\circ\text{C}/\text{мин}$, чему соответствует скорость повышения давления (в возможном диапазоне его изменения) около $0,3 \text{ МПа}/\text{мин}$.

Кроме того, при скользящем давлении экономайзеры некоторых типов барабанных котлов блоков становятся «кипящими», а это может привести к возникновению значительных гидравлических разверок в них и, как следствие - к ухудшению температурного режима металла труб экономайзера, а также барабана.

Последнее обстоятельство и циклический характер напряжений при регулировании нагрузки блока скользящим давлением оказывают существенное влияние на долговечность барабана, что следует учитывать [37].

Таким образом, приведенные выше результаты исследований показывают, что отмеченные выше специфические свойства барабанных котлов обуславливают существенные ограничения скорости нагружения и, следовательно, снижают маневренность блока, особенно при скользящем начальном давлении.

Представляет интерес вопрос о возможных скоростях нагружения блоков с прямоточными котлами при скользящем давлении пара. Понятно, что это касается тех типов котлов, гидравлические и тепловые характеристики которых обеспечивают необходимую надежность таких режимов.

Данных о допустимых скоростях нагружения современных прямоточных котлов при скользящем давлении в настоящее время нет. Результаты расчетов показывают, что относительно небольшая аккумулирующая способность этих котлов не оказывает столь решающего влияния на процесс нагружения, как для барабанных. Это позволяет ожидать, что и скорости нагружения будут достаточно высоки [38].

Вместе с тем процесс нагружения прямоточного котла, а также регулирование перегрева пара при этом имеют свои особенности, обусловленные, в частности, отсутствием жесткой границы между парогенерирующими и перегревательными поверхностями нагрева, что имеет существенное значение в переходных процессах.

Поэтому фактические предельные скорости нагружения прямоточного котла должны определяться на основании результатов экспериментальных исследований.

3.10.4. Общая характеристика режимов пуска и останова энергоблоков

Организация пусков блока и общие требования к пусковым схемам. Пуск блока имеет свои особенности, и для его осуществления требуется специальная пусковая схема.

Одной из особенностей является совместный пуск котла и турбины, т. е. пусковые операции на турбине, паропроводах и котле оказываются взаимосвязанными и должны выполняться согласованно. Обязательным условием является полное соблюдение всех перечисленных выше критериев надежности пуска оборудования.

Пуск блока можно представить рядом последовательных этапов, которые именуются соответственно их целевому назначению:

- 1) подготовка к пуску;
- 2) растопка котла и повышение параметров пара до значений, необходимых для пуска турбины;
- 3) трогание роторов турбоагрегата впуском пара, повышение частоты их вращения до номинальной, синхронизация и включение генератора в электрическую сеть;
- 4) нагружение - повышение мощности блока до номинального или заданного значения.

Содержание и приемы выполнения всех пусковых операций на каждом из этапов, а также длительность последних в существенной мере зависят от типа теплового состояния оборудования, характеристик пусковой схемы и регламентируются соответствующим образом инструкциями, графиками-заданиями и сетевыми графиками пуска блока. В инструкции имеются, кроме того, указания по объему контроля теплового и механического состояния оборудования, по использованию и порядку включения авторегуляторов, а также о разбивке технологических защит по группам и о порядке их включения при пуске блока.

Отметим здесь, что под растопкой котла подразумевают лишь начальную стадию его пуска, обеспечивающую получение необходимых «стартовых» для турбины параметров пара. При этом режим пуска котла зависит не только от его свойств и теплового состояния, но в существенной мере определяется и соответствующими условиями прогрева паропроводов и турбины. На последующих этапах эта зависимость сказывается еще более ощутимо.

В зависимости от исходного теплового состояния оборудования согласно ПТЭ условно различаются следующие режимы пуска блока:

- 1) из горячего состояния - при длительности предшествующего простоя (ориентировочно) менее 6-10 ч;
- 2) из неостывшего - при простое от 6-10 до 70-90 ч;
- 3) из холодного и близких к нему состояний - при простое более 70-90 ч.

Для блоков с прямоточными котлами дополнительно выделяют еще режим пуска из состояния горячего резерва после простоя блока не более 1 ч; этот режим может быть осуществлен при особых исходных условиях, оговоренных ПТЭ и инструкциями.

Каждой из перечисленных трех групп соответствует определенный исходный уровень температур металла паровпускных частей турбины, определяющий технологические особенности пуска блока. При этом учитывается также то обстоятельство, что оборудование блока остывает неодинаково: быстрее остывают котлы (особенно прямоточные), медленнее - паропроводы, значительно медленнее - отдельные части турбины. Такая картина является следствием различий как в металлоемкости оборудования, так и в условиях отвода тепла.

В соответствии с требованиями ПТЭ пуски блока из любого теплового состояния (кроме состояния горячего резерва) должны осуществляться при скользких параметрах пара, благодаря чему обеспечиваются:

- 1) оптимальные параметры пара, необходимые для пуска турбины и исключающие тепловые удары и прогрев металла с недопустимыми скоростями;

- 2) сокращение длительности растопки котла, поскольку в большинстве случаев отпадает необходимость предварительного повышения параметров пара до номинальных значений перед пуском турбины;

- 3) сокращение общей длительности пуска блока за счет полного или частичного совмещения прогрева элементов котла, паропроводов и турбины;

- 4) возможность работы турбины в широком диапазоне нагрузок с полностью открытыми регулирующими клапанами, благодаря чему исключается дросселирование и вызываемое им снижение температуры пара, а прогрев осуществляется равномерно и более быстро без превышения допустимых термических напряжений в металле;

- 5) возможность осуществления начального прогрева оборудования при пуске блока из холодного и близких к нему состояний при пониженном тепловыделении в топке котла, что способствует сокращению пусковых потерь тепла на данном этапе пуска;

- 6) существенное сокращение потерь тепла и электроэнергии при пуске блока, обусловленное предыдущими преимуществами.

Наличие промежуточного перегрева пара также является причиной некоторых особенностей блочного пуска, вытекающих из условий работы промежуточного перегревателя, прогрева системы промежуточного перегрева и пуска турбины.

При пуске турбины требуется довольно тонкое регулирование температуры подаваемого в нее свежего и вторично перегретого пара. Для этого наряду со штатными средствами регулирования необходимы и пусковые (впрыски, байпасы и т. п.).

Возможности и условия осуществления различных режимов пуска в значительной мере определяются пусковой схемой блока. Пусковая схема - это совокупность установок, устройств, арматуры и трубопроводов,

необходимых при пуске и останове блока, а также при мгновенных сбросах нагрузки. К пусковым схемам блоков предъявляются следующие требования [2-24]:

1) возможность осуществления надежных пусков блока при любом исходном тепловом состоянии котла, паропроводов и турбины;

2) минимальные продолжительность пуска, потери топлива, электроэнергии и конденсата при оптимальных условиях прогрева оборудования блока;

3) возможность выполнения установленных норм водного режима при пуске блока;

4) предельное упрощение пусковых операций и возможность унификации программ автоматического управления пусками;

5) возможность удержания блока в работе при глубоком сбросе нагрузки вплоть до холостого хода.

Пусковая схема дубль - блока должна также обеспечивать возможность ремонта корпуса котла при работе турбины и второго корпуса.

Принципиальные отличия возможных вариантов пусковых схем обусловлены, главным образом, типом котла. Поэтому далее будут отдельно рассмотрены пусковые схемы и режимы пуска блоков с барабанными и прямоточными котлами.

Останов блока. В соответствии с ПТЭ остановки блока в зависимости от их причин и применяемой технологии подразделяются на следующие группы:

1) без расхолаживания оборудования - при выводе блока в резерв или для производства ремонтных работ, не зависящих от теплового состояния котла, паропроводов и турбины;

2) с расхолаживанием турбины - при выводе блока в капитальный ремонт или для производства ремонтных работ, требующих предварительного остывания турбины;

3) с расхолаживанием котла и паропроводов, если останов не вызван разрывом труб поверхностей нагрева - для производства ремонтных работ на котле и паропроводах;

4) с расхолаживанием тракта прямоточного котла до встроенной задвижки - для производства ремонтных работ по этому тракту;

5) аварийные остановки [30-38].

Технология остановов разрабатывается с учетом особенностей оборудования блока и подробно излагается в местных инструкциях.

Во всех случаях (кроме аварийных) при останове следует стремиться по возможности использовать тепло, аккумулированное в оборудовании, для выработки электроэнергии. Это достигается при постепенном снижении мощности турбины и давления в котле. Некоторое количество электроэнергии вырабатывается также при быстром разгрузке турбины после отключения всех горелок котла.

При останове блока в резерв отключение генератора и турбины производится при мощности, составляющей 20-30% номинальной. После

этого обеспаривают систему промежуточного перегрева, а также пароперегреватель и паропроводы свежего пара. Все отключающие шиберы на газоходах, направляющие аппараты тягодутьевой установки, лазы и лючки после вентиляции газового тракта плотно закрываются. При останове блока с барабанным котлом на время, не превышающее 10 ч, пар из пароперегревателя не выпускается.

Останов блока производится действием защит, а при их отказах - обслуживающим персоналом. Скорости снижения мощности блока и давления пара в барабане котла должны находиться в пределах, исключающих возникновение недопустимых относительных укорочений ротора и термических напряжений в металле. Аварийные случаи, при которых блок должен быть остановлен немедленно или по указанию главного инженера электростанции, оговорены ПТЭ.

3.10.5. Правила и нормы охраны труда, техники безопасности, производственной санитарии и противопожарной защиты

Основные требования правил безопасности и способы защиты людей от производственного травматизма на предприятиях тепловой энергетики

Охрана труда (ОТ) - система законодательных и нормативных документов, на основе которых разрабатываются социально-экономические, технические и гигиенические мероприятия, обеспечивающие безопасные условия труда на рабочих местах и сохраняющие работоспособность человека. Цель охраны труда можно описать формулой

$$\text{ЦЕЛЬ} = \text{БС} + \text{ПТ} + \text{СЗ} + \text{ПР} + \text{КТ} \quad (3.34)$$

где БС – достижение безаварийных ситуаций;

ПТ – предупреждение травматизма;

СЗ – сохранение здоровья;

ПР – повышение работоспособности;

КТ – повышение качества труда.

Для достижения поставленной цели необходимо решить две группы задач. Первая – научная, то есть математические модели в системах человек – машина, опасные (вредные) производственные факторы и так далее. Вторая – это практическое обеспечение безопасных условий труда при обслуживании оборудования.

Законодательные акты по охране труда составляют неразрывную часть трудового права Республики Казахстан, основой которого является статья 24 Конституции РК от 30.09.95 г.

В этой статье записано, что каждый имеет право на свободу труда, свободный выбор рода деятельности и профессии:

- Закон РК от 28.02.2004 г. № 528-П «О безопасности и охране труда»;

- Закон РК от 07.02.2005 г. № 30-П «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда

жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».

Кроме этого, к нормативным актам по охране труда относятся:

- стандарты Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), утверждаемые: государственные стандарты (ГОСТ); Межгосударственным Советом СНГ по стандартизации, метрологии и сертификации; отраслевые стандарты (ОСТ) - соответствующими министерствами, ведомствами, другими центральными органами исполнительной власти; стандарты предприятия (СТП) - предприятиями;

- санитарные правила, нормы, гигиенические нормативы, эргономические, физиологические и другие требования, утверждаемые Главным санитарно-эпидемиологическим управлением Министерства здравоохранения Республики Казахстан;

- правила и инструкции по охране труда отраслевого назначения, утверждаемые центральным органом исполнительной власти и соответствующим надзорным и контролирующим органом по согласованию с Департаментом охраны труда Министерства труда Республики Казахстан;

- правила и инструкции по охране труда межотраслевого назначения, утверждаемые Департаментом охраны труда Министерства труда Республики Казахстан по согласованию с министерствами, ведомствами.

Проведение инструктажа. Расследование, оформление и учет производственного травматизма

Каждая организация, где возможно возникновение травм и профессиональных заболеваний, должна иметь систему инструктажа как постоянных, так и временных работников[39].

Вновь поступающие рабочие могут быть допущены к работе только после прохождения вводного общего инструктажа по правилам техники безопасности и производственной санитарии, инструктажа по правилам техники безопасности непосредственно на рабочем месте. Последний необходим также при переходе на другую работу или при изменении условий работы.

Вводный инструктаж рабочих обеспечивает инженер по технике безопасности или главный инженер управления. Прораб (мастер, начальник участка), в распоряжение которого поступает рабочий, обязан провести инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

Повторный инструктаж проводится один раз в 3 месяца (в первый рабочий день квартала), а также в тех случаях, когда меняются условия работ, обнаруживаются грубые нарушения правил техники безопасности.

Кроме инструктажа, необходимо не позднее 3 месяцев со дня поступления рабочих на работу обучить их безопасным методам и приемам работ по программе, утвержденной главным инженером организации. После окончания обучения и в дальнейшем ежегодно проводится проверка знаний с выдачей удостоверений. Результаты проверки оформляются протоколом.

Порядок оформления, регистрации и учета несчастных случаев, связанных с производством определяется в соответствии с «Правилами

расследования и учета несчастных случаев», утвержденных Правительством РК 3.03.2001. №326.

О каждом несчастном случае пострадавший или очевидец обязан незамедлительно сообщить работодателю или организатору работы.

Работодатель обязан организовать первую медицинскую помощь пострадавшему и его доставку в организацию здравоохранения, а также сохранить до начала расследования обстановку на месте несчастного случая.

Работодатель о несчастном случае на производстве или ином повреждении здоровья работников немедленно сообщает в государственную инспекцию труда уполномоченного государственного органа по труду, представителям работников, страховой организации при наличии соответствующего договора со страховой организацией, правоохранительному органу по месту, где произошел несчастный случай и органам промышленного и ведомственного контроля и надзора [39-41].

Расследование несчастного случая проводится комиссией, создаваемой в течение двадцати четырех часов руководителем организации с момента его поступления в составе: - председателя организации или его заместителя; членов – руководителя службы охраны труда организации, представителя уполномоченного органа работников или доверенного лица потерпевшего.

Несчастные случаи с тяжелым или со смертельным исходом, групповые несчастные случаи, происшедшие одновременно с двумя и более работниками; групповые случаи острого профессионального заболевания подлежат специальному расследованию.

Специальное расследование проводится в течение десяти дней комиссией, создаваемой территориальным уполномоченным государственным органом по труду, в составе:

- председателя государственного инспектора труда;
- членов - работодателя, представителя уполномоченного органа работников или доверенного лица потерпевшего.

Расследование групповых несчастных случаев, при которых погибло два человека, проводится комиссией, которую возглавляет главный госинспектор труда области, городов Астаны и Алматы. Расследование групповых несчастных случаев, при которых погибло три - пять человек, проводится комиссией, создаваемой уполномоченным государственным органом по труду, а при гибели более пяти человек - Правительством Республики Казахстан.

Каждый несчастный случай, связанный с производством, вызвавший у работника потерю трудоспособности не менее одного дня оформляется актом о несчастном случае по форме Н-1.

Методы анализа травматизма. Анализ травматизма производится статистическим, групповым, монографическим и топографическим методами.

На основе актов расследования проводится статистический анализ, задача которого состоит в изучении совокупности несчастных случаев за определенный период. При статистическом анализе травматизма определяются показатели абсолютного числа несчастных случаев и

относительные показатели, учитывающие число работающих, коэффициенты частоты и тяжести травматизма. Коэффициент частоты травматизма $K_{\text{и}}$ за определенный период времени определяется по числу пострадавших, отнесенных к тысяче рабочих по среднесписочному составу:

$$K_{\text{и}} = \frac{n}{P} \cdot 1000 \quad (3.35)$$

где n - число пострадавших, в том числе умерших от несчастных случаев;

P - среднесписочное число работающих за данный период на том объекте, где было зарегистрировано n пострадавших от несчастных случаев.

Коэффициент тяжести травматизма $K_{\text{т}}$ применяется только для случаев, на котором за отчетный период закончилась временная нетрудоспособность, в том числе до смертельного исхода и до перехода на инвалидность.

Коэффициент тяжести $K_{\text{т}}$ - среднее число дней нетрудоспособности по одному несчастному случаю в отчетном периоде.

$$K_{\text{т}} = \frac{T}{n} \cdot 1000 \quad (3.36)$$

где T - суммарная время нетрудоспособности в днях (по законченным больничным листам);

n – число пострадавших от несчастных случаев.

Коэффициент потерь $K_{\text{п}}$ - число дней нетрудоспособности на 1000 работающих

$$K_{\text{п}} = K_{\text{и}} \cdot K_{\text{т}} = \frac{n}{P} 1000 \cdot \frac{T}{P} \quad (3.37)$$

Групповой метод изучения травматизма основан на повторяемости несчастных случаев независимо от тяжести повреждения. Они распределяются по группам с целью выявления несчастных случаев, одинаковых по обстоятельствам, происшедших при однородной обстановке, на однородном оборудовании, а также повторяющихся по характеру повреждений. Топографический метод изучения травматизма заключается в изучении причин, несчастных случаев по месту их происшествя. Принципом его является неповторимость их, а топография. Т.е. наносятся условными знаками на план цеха завода, в результате него наглядно видны места травматизма, требующие особого внимания, изучения и принятия профилактических мер.

На отдельных объектах, где происходит большое число несчастных случаев или особенно тяжелые случаи, проводится монографический анализ. При монографическом анализе изучается трудовой и технический процесс, основное и вспомогательное оборудование, условия производства, рабочие

места, траектории и маршруты движения людей и предметов, индивидуальные защитные средства, одежда и особенности работы, режим труда и отдыха и т.д.

Первая помощь при поражении электрическим током, при кровотечениях, ожогах, тепловом ударе.

Рекомендации по оказанию доврачебной помощи пострадавшему:

1. Освободить пострадавшего от воздействия на него опасного производственного фактора (электрического тока, химических веществ, воды, механического воздействия и др.) с использованием штатных или подручных средств и безопасных для себя приемов.

2. Оценить состояние пострадавшего, освободить от стесняющей дыхание одежды, при необходимости вынести пострадавшего на свежий воздух.

3. Определить характер и степень повреждения, для чего осторожно обнажить поврежденные участки, части тела и принять решение о мерах неотложной помощи.

4. Выполнить необходимые мероприятия по спасению пострадавшего в порядке срочности - восстановить дыхание, остановить кровотечение, иммобилизовать место перелома, наложить повязки и т.д.

5. Поддерживать основные жизненные функции пострадавшего до прибытия медицинских работников.

6. Вызвать медицинских работников, готовить пострадавшего к транспортировке.

Требования к персоналу при оказании доврачебной помощи[40]:

- оказывающий помощь должен знать: основы работы в экстремальных ситуациях;

- основные признаки нарушения жизненно важных функций организма человека;

- правила, метода, приемы оказания первой медицинской помощи применительно к конкретной ситуации;

- основные способы переноски и эвакуации пострадавших.

Оказывающий помощь должен уметь:

- быстро и правильно оценить ситуацию;

- оценить состояние пострадавшего, диагностировать вид и распознать особенности травмы;

- определить вид необходимой первой медицинской помощи, последовательность проведения мероприятий по ее оказанию;

- правильно осуществить весь комплекс экстренной реанимационной помощи с учетом состояния пострадавшего;

- временно останавливать кровотечение путем наложения жгута, давящей повязки, пальцевого прижатия сосуда;

- выполнять искусственное дыхание и закрыты массаж сердца; накладывать повязки, транспортные шины, оказывать помощь при ожогах, отравлениях, обморожениях, при поражении электрическим током и др.

Доврачебная помощь при ожогах, обморожениях

Первая помощь при термических и электрических ожогах

В зависимости от площади и глубины поражения ожоги делятся на 4 степени:

- первая - характеризуется покраснением, отеком, болезненными ощущениями;
- вторая - появлением пузырей, наполненных жидкостью желтоватого цвета;
- третья - наступлением неполного омертвления кожи;
- четвертая - наличие коричневого или черного струпа, омертвления кожи.

При термических и электрических ожогах - на загоревшуюся одежду набросить пальто, любую плотную ткань, сбить пламя водой. Первая помощь при ожогах - защита пораженных участков от инфекции, микробов и борьба с шоком. Пораженные участки - не следует касаться руками, смазывать мазями, жирами, маслами, присыпать содой; нельзя прокалывать, вскрывать пузыри, удалять приставшие к обожженному месту вещества во избежание обнажения раны; на небольшие ожоги 2-4 степени накладывается стерильная повязка, обширные поражения - заворачиваются в стерильную простыню. Одежду и обувь с обожженных мест нельзя срывать, необходимо разрезать и аккуратно снимать. Укрыть теплее, поить чаем, давать обезболивающие средства, создать покой до прибытия врача[40].

Первая помощь при химических ожогах. При химических ожогах необходимо учитывать, что глубина поражения тканей зависит от концентрации и длительности воздействия химического вещества. Поэтому важно как можно скорее уменьшить концентрацию и время действия этого вещества. Для этого пораженное место сразу необходимо промыть большим количеством проточной холодной воды в течение 15-20 минут.

Если кислота или щелочь попали на кожу через одежду - смыть водой с одежды, осторожно разрезать и снять с пострадавшего мокрую одежду, приступить к промывке водой пораженных участков кожи. При попадании на тело человека химически активных веществ в твердом виде - необходимо их удалить сухой ватой, пораженное место тщательно промыть водой. После промывания водой пораженные участки необходимо обработать соответствующими нейтрализующими растворами в виде примочек, повязок.

Щелочные - обрабатываются 1-2% раствором борной кислоты, кислотные - содовым раствором. Дальнейшая помощь - как и при термических ожогах.

Техника безопасности при работе сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды (Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением. Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2015 года № 10303.)

Требования санитарных норм к производственному зданию, помещениям и оборудованию (Об утверждении санитарных правил

"Санитарно-эпидемиологические требования к производственным объектам" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 22 апреля 2011 года № 209. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 мая 2011 года № 6966. Отменен приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 18 мая 2012 года № 362).

3.10.6. Должностные инструкции

Инструкция – нормативный акт, регулирующий организационные, производственные, финансовые и иные вопросы деятельности организаций, предприятий и должностных лиц. Инструкции составляют на основе законодательства РК. Инструкции могут издавать: органы государственного управления, отраслевые органы управления, руководство организации.

Инструкции бывают двух видов:

1) типовые (разрабатываемые государственными или отраслевыми органами управления для однотипных предприятий, структурных подразделений. Например, Типовая инструкция по делопроизводству в федеральных органах исполнительной власти);

2) индивидуальные (разрабатываемые для конкретного предприятия, структурного подразделения, комиссии.).

Инструкция должна иметь: наименование организации; заголовок к тексту; гриф утверждения; подписи составителей;

Отличие должностной инструкции от производственной:

Когда на работу принимаются руководители, специалисты и иные служащие, разрабатываемые инструкции для них именуются должностными. А для профессий рабочих на основе, как правило, единых тарифно-квалификационных справочников работ и профессий рабочих по соответствующим отраслям утверждаются производственные инструкции, которые также иногда называются рабочими инструкциями. Таким образом, отличие должностной инструкции от рабочей инструкции состоит только в категории работников, в отношении которых такая инструкция разрабатывается. Хотя и такое деление является достаточно условным, ведь и должностная, и рабочая инструкции должны давать работнику однозначное понимание того, какую работу ему предстоит выполнять.

Должностные инструкции слесаря по ремонту котельных и пылеприготовительных цехов разрабатывается на основе ЕТКС, выпуск 9.

3.10.7. Работа с персоналом

Работа с персоналом - это работа, проводимая руководителями и работниками кадровых служб предприятия, по формированию и развитию персонала, способного обеспечить эффективную жизнедеятельность предприятий.

Кадровая политика предприятия определяется планами и программами. Она включает в себя мероприятия по всему циклу работы с персоналом:

найму, подбору, расстановке, подготовке и переподготовке, продвижению, профориентации, а также работу с резервом на выдвижение, меры по вхождению работников в должность, систему оплаты труда, мотивацию персонала и т.д.

Оперативный план работы с персоналом представляет собой детализированный по временному (год, квартал, месяц, декада, рабочий день, смена), объектному (организация, функциональное подразделение, цех, участок, рабочее место) и структурному (потребность, наем, адаптация, использование, обучение, переподготовка и повышение квалификации, деловая карьера, расходы на персонал, высвобождение) признакам план с подробной проработкой оперативных действий, подкрепленных необходимыми расчетами и обоснованиями.

Содержание оперативного плана работы с персоналом включает: планирование потребности в персонале, планирование привлечения персонала, планирование трудовой адаптации, планирование высвобождения или сокращения персонала, планирование использования персонала, планирование обучения, планирование деловой карьеры, планирование расходов на персонал[40-41].

Для разработки оперативного плана работы с персоналом необходимо с помощью специально разработанных анкет получить данные:

- о постоянном составе сотрудников (имя, отчество, фамилия, место жительства, возраст, время поступления на работу и т.д.);
- о структуре персонала (квалификационная, половозрастная, национальная структура; удельный вес инвалидов, удельный вес рабочих, служащих, квалифицированных рабочих и т.д.);
- о текучести кадров;
- о потере времени из-за простоев, по болезни;
- о продолжительности рабочего дня (полностью или частично занятые, работающие в одну, несколько смен или ночную смену, продолжительность отпусков);
- о зарплате рабочих и служащих (структура зарплаты, дополнительная заработная плата, надбавки, оплата по тарифу и сверх тарифа);
- об услугах социального характера, предоставляемых государством и организациями (расходы на социальные нужды, выделяемые в соответствии с законами, тарифными договорами, добровольно).

Обычно оперативный план работы с персоналом составляется на год.



Контрольные вопросы:

1. Что такое маневренность ТЭС?
2. Чем характеризуется неравномерность суточного графика электрической нагрузки?
3. Из каких элементов складывается понятие маневренности ТЭС?
4. Что такое технический минимум нагрузки блока?

5. От чего зависит наибольшая допустимая скорость повышения мощности блока?
6. Какие требования предъявляются к пусковым схемам блоков?
7. На чем основан групповой метод изучения травматизма?
8. Требования к персоналу при оказании доврачебной помощи.
9. Что такое инструкция?
10. В чем отличие должностной инструкции от производственной?
11. Что такое работа с персоналом?

2.11. Контрольно-измерительные материалы

Тестовые вопросы

1. Основными показателями тепловой экономичности котельных установок являются

А) КПД, удельный расход условного топлива на выработку пара, а также удельный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды котла;

В) КПД, удельный расход газа на выработку пара, а также удельный расход тепловой энергии и теплоты на собственные нужды котла;

С) КПД, удельный расход условного топлива на выработку воздуха, а также удельный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды котла;

Д) КПД, удельный расход условного топлива на выработку пара, а также удельный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды турбины;

Е) КПД, удельный расход условного топлива на выработку пара, а также удельный расход электроэнергии и теплоты на собственные нужды энергоблока.

2. Работа на ТЭС связана с выполнением

А) графика электрической нагрузки, который изменяется крайне неравномерно;

В) графика тепловой нагрузки, который изменяется крайне неравномерно;

С) графика электрической нагрузки, который изменяется равномерно;

Д) графика тепловой нагрузки, который изменяется равномерно;

Е) графика электрической нагрузки, который не изменяется.

3. Типы графиков нагрузки

А) суточный, недельный и сезонный;

В) суточный, недельный и месячный;

С) суточный, недельный и годовой;

Д) суточный, месячный и сезонный;

Е) суточный, годовой и сезонный.

4. Годовой коэффициент рабочего времени определяется по формуле:

- A) $K_{раб} = t_{раб} / 8260$;
- B) $K_{раб} = t_{раб} / 8760$;
- C) $K_{раб} = t_{раб} / 8060$;
- D) $K_{раб} = t_{раб} / 8780$;
- E) $K_{раб} = t_{раб} / 8670$;

5. Основными показателями режима работы котлов являются:

- A) годовой коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов;
- B) недельный коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов;
- C) месячный коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов;
- D) суточный коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов;
- E) сезонный коэффициент рабочего времени и коэффициенты, характеризующие нагрузку котлов;

6. Осуществляет дискретное воздействие на электрифицированные приводы механизмов и запорно-регулирующих органов

- A) информационная подсистема;
- B) подсистема дистанционного и автоматического управления ;
- C) подсистема сигнализации;
- D) подсистема автоматического регулирования;
- E) подсистема технологической защиты и блокировки.

7. Общая продолжительность прогрева паропровода составляет

- A) 2,5 - 3 часа;
- B) 3,5 - 4 часа;
- C) 4,5 - 5 часа;
- D) 1,5 - 2 часа;
- E) 5,5 - 6 часа.

8. Остановы котла по длительности можно условно разделить на:

- A) кратковременные остановки в резерв на срок не более трех суток и длительные остановки на срок более трех суток (резерв или ремонт);
- B) кратковременные остановки в резерв на срок не более двух суток и длительные остановки на срок более двух суток (резерв или ремонт);
- C) кратковременные остановки в резерв на срок не более пяти суток и длительные остановки на срок более пяти суток (резерв или ремонт);
- D) кратковременные остановки в резерв на срок не более десяти суток и длительные остановки на срок более десяти суток (резерв или ремонт);

Е) кратковременные остановки в резерв на срок не более суток и длительные остановки на срок более суток (резерв или ремонт).

9. Способ консервации, применяющийся при длительной остановке котла и когда невозможно отапливать помещение котельной зимой

- А) сухой
- В) мокрый;
- С) газовый;
- Д) метод избыточной температуры;
- Е) метод избыточного давления.

10. Под термином высокотемпературная коррозия понимается

- А) коррозионное разрушение металла труб поверхностей нагрева, соприкасающихся с продуктами сгорания высокой температуры ($t > 700^{\circ}\text{C}$);
- В) коррозионное разрушение металла труб поверхностей нагрева, соприкасающихся с продуктами сгорания низкой температуры ($t > 300^{\circ}\text{C}$);
- С) коррозионное разрушение металла труб поверхностей нагрева, соприкасающихся с продуктами сгорания высокой температуры ($t > 1000^{\circ}\text{C}$);
- Д) коррозионное разрушение металла труб поверхностей нагрева, соприкасающихся с продуктами сгорания низкой температуры ($t > 60^{\circ}\text{C}$);
- Е) коррозионное разрушение металла труб поверхностей нагрева, соприкасающихся с продуктами сгорания средней температуры ($t > 500^{\circ}\text{C}$);

11. Определяющим фактором интенсивной низкотемпературной коррозии является

- А) наличие в потоке дымовых газов паров серной кислоты H_2SO_4 ;
- В) наличие в потоке дымовых газов паров азотной кислоты HNO_3 ;
- С) наличие в потоке дымовых газов паров фосфорной кислоты H_3PO_4 ;
- Д) наличие в потоке дымовых газов паров угольной кислоты H_2CO_3 ;
- Е) наличие в потоке дымовых газов паров кремниевой кислоты H_2SiO_3 .

12. Режимы нормальной эксплуатации турбины

- А) ординарные стационарные режимы;
- В) специфические стационарные режимы;
- С) режимы холостого хода;
- Д) малорасходные режимы;
- Е) режим нагрузки собственных нужд.

13. Режимы холостого хода – это...

- А) режимы, при которых условия работы турбины таковы, что необходимы ограничения их длительности, изменения состава работающего оборудования и т.д.;
- В) режимы с малым расходом пара через турбину, ее отдельные цилиндры или отсеки;

- С) режим работы при отсутствии расхода пара через цилиндр;
- Д) режим, при котором вращение ротора турбины осуществляется генератором при номинальной частоте вращения;
- Е) работа турбины при номинальной частоте вращения с мощностью на зажимах генератора, равной нулю.

14. Моторный режим – это...

- А) режимы, при которых условия работы турбины таковы, что необходимы ограничения их длительности, изменения состава работающего оборудования и т.д.;
- В) режимы с малым расходом пара через турбину, ее отдельные цилиндры или отсеки;
- С) режим работы при отсутствии расхода пара через цилиндр;
- Д) режим, при котором вращение ротора турбины осуществляется генератором при номинальной частоте вращения;
- Е) работа турбины при номинальной частоте вращения с мощностью на зажимах генератора, равной нулю.

15. Режимы, при которых нет тепловой нагрузки (промышленные и теплофикационные отборы отключены)

- А) конденсационные;
- В) теплофикационные;
- С) эксплуатационные;
- Д) стационарные;
- Е) нестационарные.

Вывод по главе

После изучения данного раздела обучающиеся понимают режимы работы котельных агрегатов, эксплуатационные показатели работы котлов, подготовку котла к пуску, повышение надежности работы экономайзера и пароперегревателя при пуске, обнаружение и устранение аварий и неполадок в паровых котлах, формируют классификации режимов работы паровых турбин, определяют особенности пусковых режимов блочных установок, маневренность тепловых электростанций

Рекомендуются формы организации занятий: урочная и внеурочная, фронтальная и индивидуальная.

Рекомендуются методы: словесные, наглядные, практические

Рекомендуемые темы рефератов:

1. Режимы работы котельных агрегатов.
2. Эксплуатационные показатели работы котлов.
3. Повышение надежности работы экономайзера и пароперегревателя при пуске.
4. Пуск котельной установки. Подготовка котла к пуску.
5. Обнаружение и устранение аварий и неполадок в паровых котлах.
6. Классификация режимов работы паровых турбин.

7. Особенности пусковых режимов блочных установок.
8. Управление работой оборудования в соответствии с заданной нагрузкой.
9. Регулирование мощности блока скользящим начальным давлением пара.

Список рекомендуемой литературы

1. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника. Справочник (под редакцией А.В.Клименко, В.М.Зорина). – М.:Издательство МЭИ, 2004 (Теплоэнергетика и теплотехника; кн. 4).
2. Высокотемпературные теплотехнологические процессы и установки (под ред. А.Д.Ключников). – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Промышленные тепломассообменные процессы и аппараты (под ред. Бакластова А.М.). –М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Сериков Э.А. Теоретические основы теплоэнергетики. Конспект лекций. – Алматы: АИЭС, 2002.
5. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2001.
6. Тепловые и атомные электрические станции. Справочник (под редакцией А.В.Клименко, В.М.Зорина) – М.: Издательство МЭИ, 2003 (Теплоэнергетика и теплотехника; кн.3).
7. Сериков Э.А. Теплоэнергетические системы и энергоиспользование в промышленном теплотехнологическом производстве: Учебное пособие. – А.: Издательство, 2006.
8. Системы производства и распределения энергоносителей промышленных предприятий: Учебное пособие (под редакцией А.П.Несенчука) – М.:Высшая школа, 1989.- 279 с.
9. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС: Учебное пособие для вузов. - М.:Энергоатомиздат, 1987.- 168 с.
10. Абрамов Н.Н. Водоснабжение.- М.:Стройиздат, 1982.- 440 с.
11. Борисова Н.Г., Огай В.Д. Теплоэнергетические системы и энергоиспользование. Методические указания к курсовой работе (для студентов всех форм обучения специальности 050717).- Алматы: АЭИС, 2008. – 43

РАЗДЕЛ IV. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА И УСТРАНЕНИЕ НЕПОЛАДОК В РАБОТЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Цели обучения:

После прохождения данного раздела обучающиеся смогут:

- понимать основные свойства материалов, применяемых для ремонта оборудования;
- определять механические свойства металлов;
- выбирать основные материалы, применяемые в котлостроении, и их механические характеристики;
- проводить организацию ремонта теплоэнергетического оборудования;
- проводить порядок вывода оборудования в ремонт, подготовку оборудования к ремонту, приемку оборудования из ремонта и оценка его качества;
- соблюдать общие меры безопасности при ремонте оборудования;

Предварительные требования:

Перед началом работы с данным разделом студенты должны изучить такие дисциплины, как «Техническая термодинамика и теплотехника», «Водоподготовка», «Котельные установки», «Конструкционные материалы в теплоэнергетике», «Гидравлика».

Необходимые учебные материалы: рекомендуемые литературы.

Введение

Раздел «Технология ремонта и устранение неполадок в работе теплоэнергетического оборудования» имеет большое значение: способствует развитию логического мышления, приводит к технологии ремонта и устранение неполадок в работе теплоэнергетического оборудования.

К основным задачам данного раздела относится изучение: конструкционных материалов теплоэнергетических установок электростанций, свойства материалов, применяемых для ремонта оборудования, организации ремонта теплоэнергетического оборудования, ремонта элементов котельного агрегата и вращающихся механизмов.

На базе минимального количества материала обучаемому сообщаются такие знания, которые позволят ему в дальнейшем всю необходимую информацию находить и усваивать самостоятельно.

В разделе приведены контрольно-измерительные материалы и перечень тем для самостоятельного изучения. Также раздел сопровождается рекомендуемыми литературами, которые должны помочь обучающемуся при самостоятельном изучении материала.

4.1. Конструкционные материалы теплоэнергетических установок электростанций

4.1.1. Свойства материалов, применяемых для ремонта оборудования

При ремонте котельных установок употребляются металлы, прокладочные, набивочные, абразивные, смазочные и другие материалы.

Металлы. Применяемые в теплотехнике металлы разделяют на две основные группы: черные металлы и цветные металлы. Черные металлы представляют собой сплавы железа с примесями, к которым относятся: углерод, кремний, марганец, фосфор и сера. Сплавы железа, содержащие до 1,7% углерода, относятся к группе сталей, а при содержании углерода от 1,7 до 4,5-5% к группе чугунов.

К цветным металлам относятся: медь, свинец, алюминий, олово, бронза и пр.

Чугун. Чугун получается путем переплавки железных руд в доменных печах. Он хрупок, не куется и плохо выдерживает удары. Различают два основных вида чугуна: белый и серый. Белый чугун отличается особой твердостью и хрупкостью и поэтому употребляется главным образом для дальнейшей переработки в сталь. Белый чугун называют пердевальным чугуном. В котельных установках изделия из белого чугуна применяются в основном для изготовления шаров для барабанных углеразмольных мельниц.

Серый чугун отличается меньшей хрупкостью, чем белый, тоже не куется, но легко поддается обработке. При литье хорошо заполняет формы и потому серый чугун называют еще литейным чугуном. Из серого чугуна изготовляют многие вспомогательные детали котлоагрегата: фундаментные плиты, корпуса подшипников, гарнитуру, корпуса арматуры низкого давления, секции воздухоподогревателей, трубы экономайзеров и пр.

Для изготовления чугунных деталей, работающих в условиях температуры 700-800⁰С и выше, применяют особый жароупорный чугун (силал) с содержанием кремния 5-6% и углерода 2,3-2,5%[41].

Сталь. Сталью называют сплав железа и углерода с содержанием от 0,04 до 1,7%. Сталь получается из белого чугуна путем выжигания из него углерода и других примесей. Сталь плавится при температуре 1500-1550⁰С.

Сталь по своему назначению делится на две основные группы: конструкционную и инструментальную, а по химическому составу на углеродистую и легированную.

Сталь конструкционная углеродистая содержит углерода 0,25-0,55% и обладает хорошими механическими свойствами.

Каждый сорт стали обозначают определенной маркой. Так, углеродистая сталь обыкновенного качества обозначается: Ст. 0, Ст. 1, Ст. 2, Ст. 3, Ст. 4, Ст. 5. Кроме конструкционной углеродистой стали обычного качества, широко применяют углеродистую качественную сталь, которая обозначается цифрами: 8, 10, 15, 20, 25, 30, 40, 45, 50. Эти цифры показывают

среднее содержание в стали углерода в сотых долях процента. Например, сталь марки 25 содержит углерода 0,20-0,30%.

Из конструкционной углеродистой стали прокатывают листы, балки, швеллеры, угольники, квадраты, круглую сталь и пр. Из качественной стали марок 10 и 20 изготавливают трубы для поверхностей нагрева котлов.

Инструментальная сталь. Углеродистая инструментальная сталь содержит углерода от 0,6 до 1,4%, применяется в основном для изготовления инструмента при холодной обработке металла.

Инструментальная сталь разделяется на качественную и высококачественную. Марки инструментальных углеродистых сталей имеют обозначения: впереди букву *У*, а за ней одну или две цифры, указывающие содержание углерода в десятых долях процента. Буква *А* после цифр показывает, что эта инструментальная сталь высококачественная.

Из углеродистой инструментальной стали марки *У7* или *У7А* изготавливают слесарные и кузнечные молотки, зубила и т. д. Из стали марки *У10* и *У10А* сверла, метчики, плашки, ножовочные полотна и пр. Из стали марки *У12* или *У12А* напильники, шаберы и т. п.

Легированные стали. В связи с широким внедрением котлов высокого давления (давление 100 ат и выше и температура пара 500°С и выше) выявилась необходимость применения специальных легированных сталей. Легированной называют такую сталь, в состав которой, помимо углерода, кремния, марганца и других примесей, входят специально добавляемые элементы молибден, хром, никель и пр. для повышения прочности стали или получения особых свойств.

В зависимости от наличия этих элементов сталь получает свое название: молибденовая, хромомолибденовая, хромоникелевая и пр. Марки таких сталей обозначают цифрами и буквами *У* - углерод, *Х* - хром, *Н* - никель, *Г* - марганец, *М* - молибден, *В* - вольфрам, *Ю* - алюминий, *Ф* - ванадий, *С* - кремний. Двухзначное число, стоящее перед буквами, показывает содержание углерода в сотых долях процента, буквы показывают наличие легирующих элементов, а число после какой-либо буквы обозначает содержание легирующего элемента в процентах. Если за буквами нет цифр, то количество легирующих элементов меньше одного процента. Например, сталь марки *16М* содержит 0,16% углерода и менее 1 % молибдена.

В котельных установках применяют следующие основные легированные стали:

Молибденовая сталь, марки *16М*, содержит углерода 0,12-0,20%, молибдена 0,4-0,6% и хрома не более 0,3%. Из этой стали изготавливают барабаны котлов высокого давления, трубы для поверхностей нагрева для температуры стенки не выше 525°С, коллекторы и паропроводы, работающие при температуре менее 480°С.

Хромомолибденовая сталь содержит углерода около 0,15%, хрома 0,4-1,1% и молибдена 0,4-0,6%. Эти стали обозначают маркой *12МХ*, *15ХМ* и т. д. Из нее изготавливают трубы поверхностей нагрева, работающих при температуре до 540-550°С, и паропроводы при температуре до 525°С.

Хромованадиевая сталь содержит 0,22-0,30% углерода, 0,25-0,35% молибдена, 1,6-1,8% хрома и 0,2- 0,3% ванадия. Эта сталь сохраняет вязкость при высоких температурах, почему широко применяется для шпилек фланцевых соединений высокого давления (марки ЭИ-10).

Хромоникелевая сталь марок ЭИ-211, ЭЯЗС и пр. содержит 0,2-0,3% углерода, 16-20% хрома и 13- 25% никеля. Из этой стали изготавливают подвески для опор и креплений поверхностей нагрева в газоходах, работающих при температуре свыше 550 °С.

Марганцовистая сталь содержит марганца от 0,9 до 14%. Марганцовистые стали с содержанием марганца 11 -14% и углерода 0,9-1,4% весьма устойчивы против истирания, но трудно поддаются обработке на станках. Из такой стали изготавливают, например, броневые плиты шаровых и шахтных мельниц.

Цветные металлы

Медь является основным цветным металлом, имеющим наибольшее применение в промышленности, как в чистом виде, так и в сплавах с другими цветными металлами. Медь вязка и тягуча, хорошо куется, прокатывается и протягивается в проволоку. Температура плавления меди 1083⁰С.

Цинк в чистом виде применяют в основном для оцинкования стали, в электрических батареях и элементах. В большом количестве применяют цинк в сплаве с медью и другими металлами для получения латуни, припоев и т. п. Температура плавления цинка равна 419⁰С.

Свинец очень мягкий, но тяжелый металл, в 1,5 раза тяжелее чугуна и стали. В чистом виде применяют для изготовления оболочки кабелей, для защиты стальных резервуаров в аппаратах химической водоочистки, сероочистки и пр. Широко применяется свинец в сплаве с другими металлами, главным образом с оловом для получения баббита и припоев. Температура плавления свинца 327⁰С.

Олово мягкий блестящий металл, несколько легче стали, температура плавления 232⁰С. Применяется для лужения, паяния и как составная часть баббита и припоя.

Алюминий является одним из легких металлов, почти вдвое легче стали. Температура плавления алюминия 658⁰С. В чистом виде применяется в электротехнике и химическом машиностроении, но чаще всего алюминий применяют для сплавов с другими металлами и для фасонного литья.

Латунь является сплавом меди с цинком. Содержание цинка в латуни доходит до 50%. Температура плавления латуни колеблется от 800 до 950 °С и зависит от количества цинка. Латунь широко применяется в технике в виде листового и сортового металла, а также литья.

Бронза представляет собой сплав меди с оловом, алюминием, марганцем, свинцом, цинком и пр. Бронза применяется главным образом для литья при изготовлении вкладышей подшипников, арматуры и т. п. Температура плавления оловянистой бронзы - 900 – 950⁰С, безоловянистой - 950 - 1080⁰С.

Баббит представляет сплав олова со свинцом, сурьмой, медью и

другими металлами. Баббит применяют для заливки вкладышей подшипников, так как он хорошо прирабатывается к шейке вала. Наиболее дорогим является баббит, в котором содержится олово. Так, баббит марки Б-83 содержит 83% олова, 11% сурьмы и 6% меди. В механизмах котельных установок применяют малооловянистый баббит марок *Б-16*, *Б-10* или же безоловянистый - *БС*, *БК* и др.

Притирочные материалы

Для обеспечения необходимой плотности уплотнительным поверхностям арматуры трубопроводов необходимо производить притирку этих поверхностей.

Для притирки применяют порошки, представляющие собой измельченные в виде пыли естественные и искусственные абразивные материалы: стеклянную пыль, наждак, корунд, электрокорунд, карборунд, карбид бора, пасты ГОИ и пр.

Притирочные порошки и пасты применяют в зависимости от вида и твердости притираемых поверхностей.

Стеклянная пыль применяется для грубой притирки бронзовых и медно-никелевых деталей.

Наждак - коричнево-серый порошок, пригоден для грубой притирки бронзовых, медно-никелевых и чугунных деталей, а также деталей из мягкой стали. Для притирки уплотнений из легированных сталей наждак непригоден.

Корунд - порошок от серого до коричневого цвета, применяют для притирки уплотнительных поверхностей из хрупких (закаленных) материалов.

Электрокорунд (искусственный корунд) бывает двух видов:

а) нормальный электрокорунд - порошок цвета от темно-коричневого до серо-коричневого, применяют для притирки всех сталей, как твердых, так и вязких, кроме азотированных и твердых сплавов;

б) корракс - порошок от белого до розового цвета, применяют для последней стадии притирки твердых сталей - доводки.

Карборунд - порошок черного цвета, пригоден для притирки только твердых материалов и твердых сплавов. Карборунд совершенно не пригоден для притирки вязких материалов.

Карбид бора - порошок черного цвета, пригоден для притирки азотированных поверхностей и материалов из твердых сплавов.

Паста ГОИ изготавливается трех сортов: грубая - черного цвета, средняя - темно-зеленого цвета и тонкая - светло-зеленого цвета. Паста состоит из окиси хрома, стеарина и силикагеля. Паста ГОИ применяется главным образом для доводки уже притертых уплотнительных поверхностей.

Указанные выше притирочные порошки должны иметь сертификат завода-изготовителя, указывающий их сорт и марку. Притирочные материалы должны бережно храниться; нельзя смешивать порошки различных марок и крупности их, а также допускать засорения посторонними предметами.

Во избежание засорения притирочных порошков необходимо изготавливать притирочные материалы в виде паст, применяя 20-30 % парафина и 80-70 % порошка (по весу), для этого в расплавленный парафин засыпают порошок, который равномерно размешивают и выливают в заготовленные формы в виде цилиндров высотой около 100 мм и диаметром 25-30 мм, откуда вынимают после застывания парафина.

Набивочные материалы

В целях предупреждения пропуска пара и воды через зазоры между шпинделем и сальниковой втулкой котельной арматуры применяют специальные набивки. Набивки представляют собой шнур или другой какой-либо материал, укладываемый в пространство между шпинделем и корпусом сальника. Уложенная набивка прижимается буксой при помощи болтов, вследствие чего достигается плотное прилегание набивки.

Набивки изготавливают как из растительных волокнистых веществ (лен, пенька, хлопок), так и из минеральных веществ (асбестовое волокно, графит). В установках низкого и среднего давления применяют преимущественно плетеные набивки. По форме сечения набивки изготавливают круглыми или квадратными. Наибольшее применение имеют набивки квадратного сечения, так как они более плотно прилегают к поверхности шпинделя.

По роду сплетения набивки бывают: с одним сплетением, с несколькими сплетениями и плетеные насквозь. С увеличением числа сплетений прочность набивки увеличивается[42].

Для арматуры, работающей на давление до 10 ат, можно применять набивку с одним сплетением; работающей на давление от 10 до 64 ат - с несколькими сплетениями, а для давления свыше 64 ат необходимо применять набивки, насквозь плетеные. Плетеные набивки выпускаются следующих размеров (диаметр или сторона квадрата): 4; 5; 6; 8; 10; 13; 16; 19; 22; 25; 28; 32; 35 и 38 мм.

Материал набивки выбирается в зависимости от условий работы арматуры, давления и температуры. Для арматуры, работающей на воде температурой не выше 100⁰С и давлением до 200 ат, применяют сухой или просаленный шнур из хлопчатобумажной, пеньковой и льняной нити. Для арматуры, работающей на горячей воде и насыщенном паре давлением до 25 ат и температурой 300⁰С, - асбестовая просаленная, графитированная. Для перегретого пара давлением до 45 ат и температурой 450⁰С - плетеный шнур из асбестовой пряжи с медной проволокой, графитированный - набивка «Рациональ». Для мазута и минеральных масел при давлении до 200 ат и температуре 100⁰С - пеньковую и бумажную сухую или просаленную набивку. Для пылегазовоздухопроводов - пеньковая и бумажная просаленная набивка.

Для арматуры, работающей на котлах высокого давления (свыше 64 ат и температурой до 525⁰С), указанные выше набивочные материалы применять нельзя. В этих условиях применяют другие набивочные материалы. Так, для водяной арматуры, работающей при давлении 100 ат и 180⁰С, применяют асбестовый шнур, разрезанный на кольца,

прографиченные серебристым графитом.

На продувочной арматуре, водоуказательных колонках и арматуре насыщенного пара (100 ат и 300⁰С) применяют асбестовые кольца из шнура, прографиченные серебристым графитом, с наполнением между кольцами смеси серебристого графита и асбестового волокна.

Прокладочные материалы

Прокладочные материалы применяют для уплотнения фланцевых соединений трубопроводов и арматуры. Из этих материалов изготавливают кольцевые прокладки, которые устанавливают между фланцами и зажимают болтами. Для изготовления прокладок применяют: резину, бумагу, асбест, паранит, мягкую сталь, латунь, медь и пр.

Применение различного вида прокладочных материалов зависит как от рабочих параметров (давление и температура), так и от среды, протекаемой по трубопроводам (вода, пар, масло и пр.).

Мягкие прокладочные материалы

Резина для прокладок применяется сплошная или с парусиновыми прослойками толщиной от 1 до 8 мм. Резина применяется в основном для трубопроводов холодной и теплой воды. При температуре выше 80⁰С резина пересыхает и делается непригодной в качестве прокладочного материала. Нельзя применять резину для масла и нефтепроводов, так как они растворяют резину.

Асбест применяется в виде листового картона или шнура. Асбестовый картон для прокладок применяется толщиной от 3 до 8 мм. Асбестовый картон устанавливается на фланцевых соединениях газовых и воздушных коробов, пылепроводов, лазов, фланцевых соединений дымососов, вентиляторов и пр. В этих же условиях применяют и асбестовый шнур[43].

Паранит состоит из асбестового волокна, каучука и минеральных примесей. Паранит применяют в основном двух марок: унифицированный (марки У) и унифицированный вулканизированный (марки УВ). Он изготавливается в виде листов толщиной от 0,5 до 5 мм. Паранит унифицированный применяют на фланцевых соединениях, работающих на воде при давлении не свыше 50 ат при температуре до 350⁰С и паре при давлении до 40 ат и температуре 425⁰С. Паранит унифицированный вулканизированный применяют для воды на давление до 75 ат и температуру до 350 °С и для пара при давлении 60 ат и температуре 425⁰С.

Эксплуатация котлов высокого давления 110 - 120 ат показывает, что паранит марки УВ хорошо работает для уплотнения лазов барабанов котлов. Паранит марки УВ можно также применять и для нефтепродуктов.

Картон для прокладок применяют только технический (тряпичный) для фланцевых соединений водопроводов давлением до 16 ат и при температуре до 100 – 120⁰С, кроме того, картон применяют для нефтепродуктов при давлении а трубопроводах до 10 ат и температуре до 30⁰С.

Бумага плотная применяется в качестве прокладок для масла давлением до 10 ат и температурой до 80° С.

Металлические прокладки

Металлические прокладки применяют следующих основных типов: точеные зубчатые; линзовые; штампованные гофрированные; штампованные с асбестовым сердечником.

Точеные зубчатые прокладки нашли более широкое применение в установках среднего и высокого давления. Этот тип прокладок (тип I) применяют для фланцевых соединений питательных магистралей и паропроводов, работающих при давлении до 140 ат и температуре до 500⁰С и выше. Наружный и внутренний диаметры прокладок берутся в зависимости от размера фланцевых соединений, толщина прокладок для установок высокого давления обычно принимается 3-4 мм, а для установок среднего давления - от 4 до 10 мм. Число зубьев делается от 10 до 20, шаг гребней 1,5-2 мм при высоте их 0,6-0,7 мм.

Зубчатые прокладки изготавливают обычно из мягкой стали марки Ст. 2, а для трубопроводов высокого давления - из легированных сталей марки 1Х13. При выборе материала прокладок необходимо учитывать, что материал фланцев должен быть более твердым, чем материал прокладок, чтобы последние не могли повредить зеркала фланца.

Зубчатые прокладки должны быть тщательно обработаны, уплотняющие поверхности (гребни) должны быть строго параллельны, разница в толщине прокладки допускается не более 0,1 мм. Гребни необходимо тщательно отшлифовывать, на них не должно быть заусенцев или притуплений. При установках гребенчатых прокладок необходимо тщательно шабрить поверхности фланцев и следить за равномерностью затяжки болтов.

Зубчатые прокладки применяют также на лючках коллекторов пароперегревателей и экранов котлов высокого давления. Для этого круглым гребенчатым прокладкам соответствующего диаметра при помощи особого приспособления (обжимки) придают эллиптическую форму.

Линзовые прокладки применяют во фланцевых соединениях трубопроводов высокого давления, преимущественно на паропроводах, так как на воде линзовые прокладки работают хуже, чем зубчатые. Эти прокладки применяют на давление до 200 ат и температуру до 550⁰С. Для изготовления линзовых прокладок применяют слаболегированные стали. При установке линзовых прокладок поверхности фланцев необходимо тщательно пришабривать.

Штампованные гофрированные прокладки изготавливают из жести или латуни толщиной 0,3-0,5 мм с высотой волн 1,5-2 мм и шагом около 3 мм. Наружный и внутренний диаметры берутся в зависимости от размера фланцев. Гофрированные прокладки применяют для трубопроводов среднего давления диаметром не свыше 70-100 мм. В отдельных случаях в гофры прокладки укладывают асбестовый шнур.

Штампованные прокладки с асбестовым сердечником применяют для лючков коллекторов пароперегревателей, экранов и экономайзеров котлов среднего и высокого давления. Эти прокладки изготавливают из мягкой стали

толщиной 0,3-0,4 мм, внутрь прокладки закладывают асбестовый шнур.

Смазочные материалы

Для уменьшения трения между соприкасающимися и трущимися поверхностями и деталями машин и, следовательно, для уменьшения их изнашивания применяют смазочные материалы. Назначение смазочных материалов - создать масляную пленку между соприкасающимися поверхностями. Смазочные материалы получают из нефти. Их можно разделить на две основные группы: жидкие смазочные материалы и консистентные смазки. В котельном цехе применяют следующие основные смазочные материалы.

Жидкие смазочные материалы

Масло машинное Л имеет температуру вспышки 180°C , температуру застывания -10°C , вязкость (по Энглери) 4,0-4,5. Это масло применяют в котельном цехе для смазки подшипников: дымососов и вентиляторов, ленточных транспортеров, дробилок, центробежных насосов, шаровых мельниц и пр.

Масло машинное С имеет температуру вспышки 190°C , температуру застывания -8°C и вязкость 5,5-6,5. Это масло применяют для тяжелых подшипников, работающих с небольшим числом оборотов: дымососов и вентиляторов с числом оборотов не выше 730, шаровых мельниц и приводов к ним, редукторов различных агрегатов и пр.

Масло машинное Т имеет температуру вспышки не ниже 200°C , температуру застывания -5°C и вязкость 7,5-8,5. Это масло применяют для смазки подшипников механизмов и ставков, работающих с большой нагрузкой и малым числом оборотов, а также подшипников с высокой рабочей температурой (для тихоходных дробилок, прессов, валцев, станков для гнутья труб и пр.).

Масло веретенное 3 имеет температуру вспышки около 170°C , температуру застывания -15°C , вязкость 2,8-3,2. Это масло применяют для подшипников с кольцевой смазкой центробежных насосов, багерных насосов, шлакодробилок и пр.

Консистентные смазки

Консистентные смазки в виде мази применяют главным образом в подшипниках, в которых может происходить утечка жидкой смазки, а также в тех случаях, когда подшипники работают в запыленной атмосфере - транспортеры и дробилки топливоподачи и т. п.

При нормальной температуре консистентная смазка бывает твердой или густой, но она легко расплавляется при повышении температуры трущихся поверхностей во время работы. При снижении температуры мазь снова густеет и держится на трущихся поверхностях, не стекая с них.

Солидол - густая смазка; широко применяются марки Л, М и Т, которые отличаются главным образом температурой каплепадения (расплавления), равной от 65 до 90°C . Солидол применяют главным образом для заправки шарико - и роликоподшипников разных механизмов - питателей, ленточных транспортеров, электродвигателей, дробилок и пр.

Вспомогательные материалы

Помимо указанных выше материалов, при ремонте применяют ряд других материалов, как то: бумагу наждачную; войлок технический для уплотнений подшипников; графит серебристый для промазки сальниковой набивки и прокладок; кислоту соляную, буру, нашатырь при пайке; керосин и бензин для промывки мелких деталей; сурик для уплотнения соединений газовых труб; концы и ветошь для обтирки деталей; проволоку свинцовую для снятия зазоров в подшипниках и другие материалы. [42-43]

4.1.2. Механические свойства металлов

Под механическими свойствами понимают характеристики определенного поведения металла под действием приложенных внешних сил. В результате механических испытаний получают числовые значения механических свойств.

При оценке механических свойств металлических материалов различают несколько групп их критериев:

1) Критерии, определяемые вне зависимости от конструктивных особенностей и характера службы изделия. Эти критерии находятся путем стандартных испытаний гладких образцов на растяжение, сжатие, изгиб, твердость. Прочностные и пластические свойства, определяемые в данном случае, не характеризуют прочность материалов в эксплуатации.

2) критерий оценки конструктивной прочности материалов, которые находятся в наибольшей взаимосвязи со служебными свойствами данного изделия и характеризуют работоспособность материала в условиях эксплуатации.

Их подразделяют на 2 группы:

- свойства, определяющие надежность материала против разрушений;
- свойства, которые определяют долговечность изделия.

3) Критерии оценки прочности конструкции в целом, определяемые на стендовых, натурных и эксплуатационных испытаниях. При этих испытаниях выявляются влияние на прочность и долговечность, правильность выбора того или иного материала при конструировании изделия и технологии их изготовления.

Основным требованием, предъявляемым ко всем изделиям, является достаточная прочность.

Прочность - это способность материала сопротивляться разрушениям под действием внешних сил.

Предел прочности $\sigma_B = \frac{P}{F}$ Н/м²

Удельная прочность - это отношение предела прочности к плотности $\frac{\sigma_B}{\rho}$.

Твердостью называется сопротивление материала деформации поверхностным слоем при местном силовом контакте.

Упругость - это свойство материала восстанавливать свою форму после прекращения действия внешних сил, вызывающих деформацию.

Вязкость свойство материала сопротивляться разрушению под воздействием ударных нагрузок.

Пластичность - способность материала пластически деформироваться.

Усталостью называется постепенное накопление повреждений в металле под действием циклических нагрузок, приводящее к разрушению.

Выносливость - свойство металла сопротивляться усталости.

Ударная вязкость - это сопротивление образованию трещин и разрушений под действием ударных нагрузок[43].

4.1.3. Основные материалы, применяемые в котлостроении, и их механические характеристики

С повышением рабочей температуры металла не только снижается его механическая прочность, но и происходят также изменения, которые при более низких температурах вообще не имеют места или выявляются не сразу. К таким явлениям относятся: ползучесть металла, понижение с течением времени его пластичности и вязкости, изменение его первоначальной структуры, химическая нестойкость и др.

В котлостроении в основном применяются чугуны и стали различных марок. В отдельных случаях для низкотемпературных поверхностей нагрева используют неметаллические материалы (стеклянные трубы - для воздухоподогревателей, различные керамические трубы).

Наибольшее распространение из чугунов получили серый (СЧ), ковкий (КЧ) и окалиностойкий. Серый чугун обладает высокими литейными свойствами и используется для изготовления гарнитуры топочных устройств: лазов, гляделок, лючков, клапанов, арматуры для крепления, работающих при температурах не выше 350⁰С. Ковкий чугун используют для изготовления деталей насосов, вентиляторов и вспомогательного оборудования. Окалиностойкий и жаропрочный чугуны (типа Силал, Чугаль и т. п.) могут выдерживать без интенсивного окисления более высокие температуры, хорошо работают на изгиб и сжатие и используются для изготовления колосниковых решеток, опорных устройств, подвесок для крепления труб и т. п.

Стали, применяемые в котлостроении, должны обладать высокими механическими свойствами (прочностью, пластичностью, стабильностью структуры), хорошими технологическими свойствами (свариваемостью, пригодностью к термической обработке). Марки сталей для элементов источников тепла выбирают из условий обеспечения требуемой степени надежности этого элемента и минимального расхода металла на единицу производимого тепла (пара). Все стали, применяемые в котлостроении, можно разделить на следующие классы:

- 1) углеродистые;
- 2) низколегированные (перлитного класса);
- 3) высоколегированные (аустенитного класса);
- 4) высоколегированные (мартенситного и мартенситно-ферритного класса);
- 5) сталь для литых деталей арматуры.

Из углеродистых сталей наибольшее распространение для изготовления элементов тепло- или парогенератора, работающих при температурах ниже 450°C , широко применяются углеродистые стали СтЮ и Ст20. Для Ст20 цифра показывает, что содержание углерода 0,20 %, а легирующие элементы отсутствуют. В низколегированных сталях перлитного класса содержание легирующих элементов не превышает 4-5 %, обычно они применяются до температур 580°C . Из высоколегированных сталей аустенитного класса многие надежно работают при температурах $650-700^{\circ}\text{C}$. К основным недостаткам сталей аустенитного класса относятся склонность их к образованию трещин при совместном воздействии напряжений и коррозионной среды и образование кольцевых трещин в околошовной зоне сварных соединений вследствие резкого снижения пластичности некоторых участков этой зоны при нагреве[45-48].

Для изготовления и ремонта котлов пароперегревателей, экономайзеров и их элементов, предназначенных для работы под давлением, применяют материалы, рекомендованные Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.



Контрольные вопросы:

1. Свойства материалов, применяемых для ремонта оборудования
2. Как определяют предел прочности?
3. Какие металлы применяются в котлостроении?
4. Для чего применяют смазочные материалы?
5. Какие стали применяются для изготовления элементов тепло- или парогенератора, работающих при температурах ниже 450°C ?
6. Какими свойствами обладают стали?
7. Для чего используют ковкий чугун?

4.2. Организация ремонта теплоэнергетического оборудования

4.2.1. Виды ремонтов

Техническое обслуживание - это комплекс операций по поддержанию работоспособности и исправности теплотехнического оборудования в период между очередными ремонтами.

Техническое обслуживание котлов и вспомогательного оборудования производится в процессе работы постоянным оперативным персоналом, а в

автоматизированных котельных - эксплуатационно-ремонтным персоналом НПС, прошедшем обучение по соответствующей программе и успешно сдавшим экзамены[49].

ТО в зависимости от периодичности, назначения и объема подразделяется на ежедневное, периодическое и сезонное, включает в себя:

- повседневный уход, проведение осмотров, систематическое наблюдение за исправным состоянием;
- соблюдение эксплуатационных инструкций, правил техники безопасности;
- устранение мелких неисправностей, не требующих остановки оборудования, регулировку, чистку и промывку.

Текущий ремонт - проводят с целью обеспечения нормальной эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования при номинальной мощности. Он состоит из частичной разборки котла, его осмотра, разборки отдельных узлов, ремонта или замены изношенных деталей, замеров и определения состояния деталей узлов - составления предварительной ведомости дефектов, изготовления и ж проверки чертежей запасных деталей проверки и опробования отремонтированных частей и узлов. В зависимости от технологии проводимых операций.

Капитальный ремонт - это ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановления ресурса теплотехнического оборудования путем замены или ремонта любых его частей, включая базовые. В объем капитального ремонта входят полный наружный и внутренний осмотры с проверкой состояния и определением степени износа поверхностей нагрева, арматуры, обмуровки, изоляции и т. д. При этом производят замену и восстановление изношенных узлов и деталей, наружную и внутреннюю очистки.

Капитальный ремонт включает в себя также замену и реконструкцию поверхностей нагрева, перевод котлов для работы на других видах топлива, проверку и устранение дефектов в сварных соединениях коллекторов. Одновременно с капитальным ремонтом следует производить работы по усовершенствованию оборудования.

Внеплановый ремонт - это ремонт, остановка оборудования на который осуществляется без предварительного назначения. Внеплановый ремонт проводится с целью устранения последствий отказов или повреждений в результате аварии сопровождаемых повреждением отдельных узлов, а также вследствие неправильной эксплуатации, перегрузок оборудования и т. п. Анализ повреждений оборудования, вызывающих необходимость проведения внепланового ремонта, показывает, что причиной этого часто бывает неудовлетворительное качество планового ремонта.

В зависимости от объема аварийный ремонт может быть отнесен к текущему или капитальному. При аварийном выходе из строя котельного оборудования составляют акт, в котором указывают причины аварии и объем работ.

Периодичность ремонтов котельного оборудования устанавливают в зависимости от допустимого износа отдельных частей и длительности бесперебойной работы. Основанием для определения плановых сроков и объема ремонтных работ должна служить заранее разработанная детальная техническая номенклатура работ по всем видам ремонта для каждого вида оборудования.

Также производят **межремонтное обслуживание**, включающее в себя уход за оборудованием (смазку, обтирку, чистку, регулярный наружный осмотр для выявления степени износа деталей и своевременной их замены, проверку нагрева трущихся поверхностей и состояния масляных и охлаждающих систем дымососов и вентиляторов, продувку и дренаж трубопроводов) и мелкий ремонт оборудования (исправление мелких дефектов преимущественно на внешних крепежных деталях, подтяжку креплений, устранение дефектов в приводах и ограждениях). Межремонтное обслуживание не планируют и выполняют в период работы котельного оборудования. Остановку оборудования для ремонта производят строго по плану. Эта система носит название планово-предупредительного ремонта (ППР) [50].

Целью проведения ППР являются восстановление котельного оборудования до его первоначального рабочего состояния, сокращение сроков и повышение качества ремонта, а также удлинение сроков работы оборудования между ремонтами.

Эксплуатация и ремонт котлов и котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов должны отвечать Правилам:

- Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов;
- Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- Правилам устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²) и водогрейных котлов с температурой воды нагрева воды не выше 388 град. К (115 °С);
- Правилам технической эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителя;
- Правилам техники безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей.

4.2.2. Персонал и организация его рабочего места

Численность персонала предприятия определяется числом рабочих мест.

Рабочее место – это закрепленная за отдельным работником пространственная зона, оснащенная средствами труда, необходимыми для выполнения требуемой работы.

Организация рабочего места – это система мероприятий по его специализации, оснащению необходимыми средствами и предметами труда,

их размещению на рабочем месте, его внешнему оформлению и созданию надлежащих условий труда.

Рабочее место характеризует первичное звено организации труда, где соединяются элементы процесса труда: предмет труда, средства труда и живой труд самого работника. Задачей организации труда является обоснование целесообразного функционального размещения элементов процесса труда для снижения трудозатрат, особенно потерь времени.

Организация рабочего места должна способствовать максимальной эффективности процесса труда и быть достойной человека. Она во многом будет определять производительность и качество труда работника. Кроме того, немаловажное значение имеет обеспечение безопасности размещения и оснащения рабочего места[50].

В зависимости от специфики производства рабочие места можно классифицировать по разным признакам:

- по профессиям (например, рабочее место инженера-конструктора);
- по количеству исполнителей (индивидуальные или коллективные);
- по специализации (специализированные или универсальные);
- по виду производства (основного или вспомогательного);
- по типу производства (массового, серийного, единичного);
- по месту нахождения (в помещении, на открытом воздухе, под землей);
- по числу смен работы (односменные, многосменные);
- по уровню механизации (рабочие места ручной работы, механизированные, автоматизированные, аппаратные);
- по количеству оснащения, которое обслуживается (одностаночные, многостаночные);
- по специфике условий работы (стационарные и подвижные, подземные высотные, рабочие места с вредными или опасными условиями труда и др.).

Организация рабочих мест – это подчиненная целям производства система мероприятий по их оснащению средствами и предметами труда, планированию, размещению их в определенном порядке, обслуживанию и аттестации. Конкретное содержание этих мероприятий определяется характером и специализацией рабочего места, его видом и значением в производственном процессе.

Оснащение рабочего места состоит из совокупности средств труда, необходимых для выполнения конкретных трудовых функций. Сюда относятся: основное технологическое и вспомогательное оснащения; организационное оснащение (оргтехника, средства связи и сигнализации, рабочая мебель, тара и т. п.); технологическая оснастка (рабочие и измерительные инструменты, запасные ремни и т. п.); рабочая документация; средства коммуникации для подачи на рабочее место энергии, информации, материалов, сырья и др.

Комплексное оснащение рабочего места является необходимой предпосылкой эффективной организации процесса труда. Однако не менее

важное условие – рациональное пространственное размещение средств оснащения на рабочем месте так, чтобы обеспечить, удобство его обслуживания, свободный доступ к механизмам экономии движений и передвижений работника, удобную рабочую позу, хороший обзор рабочей зоны, безопасность труда, экономию производственной площади, удобную взаимосвязь с сопредельными рабочими местами, с подчиненными и руководителями. Обеспечение этих условий достигается в ходе *планирования* рабочих мест, которое мы коротко определяем как наиболее рациональное пространственное размещение материальных элементов производства, которые составляют оснащение рабочего места, и самого работника.

Уровень организации труда на конкретном рабочем месте зависит также от качества его обслуживания.

Обслуживание рабочего места предусматривает своевременное обеспечение его всем необходимым, включая техническое обслуживание (наладку, регулирование, ремонт); регулярную подачу необходимых видов энергии, информации и затратных материалов; контроль качества работы оснащения, транспортное и хозяйственное обслуживание (уборка, чистка оснащения, и т. п.) [52].

4.2.3. Общие меры безопасности при ремонте оборудования

Для обеспечения надежной работы установок и оборудования в организации должна быть установлена система технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта в соответствии с инструкциями изготовителя и требованиями действующих норм и правил.

Перед ремонтом оборудования должны быть назначены ответственные лица за организацию и проведение ремонта, подготовку к нему аппаратуры, оборудования и коммуникаций, выполнение мероприятий по безопасности, предусматриваемых планом организации и проведения работ.

К проведению ремонтных работ аппаратов, резервуаров и оборудования, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, можно приступать только после оформления наряда-допуска с указанием ответственных лиц за подготовку и проведение ремонтных работ.

Ремонтные работы разрешается проводить после сдачи в ремонт по акту отдельного оборудования или технологических блоков.

Перед началом ремонтных работ на рабочих местах должны быть вывешены плакаты и предупредительные надписи по безопасному ведению данных работ.

При проведении ремонтных работ персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и предохранительными приспособлениями в соответствии с условиями труда.

Для проведения ремонтных работ на высоте должны быть предусмотрены временные подмости и леса. Доски настилов должны плотно

прилегать одна к другой. Для устройства подмостей должны применяться доски толщиной не менее 5 см.

Работы на высоте при отсутствии огражденного рабочего настила должны выполняться работниками, снабженными предохранительными поясами с карабинами для закрепления к надежным конструкциям[53].

При производстве ремонтных работ на высоте запрещается складывать инструмент у края площадки. Инструмент должен храниться в специальной сумке или ящике.

Если анализ пробы воздуха, взятого из аппарата, подготовленного и очищенного к ремонту, показывает, что концентрация вредных паров и газов не превышает допустимые санитарные нормы, а содержание кислорода не менее 20% (объемных) и исключена возможность попадания в аппарат извне вредных паров и газов, то работы разрешается проводить без средств защиты органов дыхания.

На такие работы должно быть выдано письменное разрешение технического руководителя организации или участка или установки.

При появлении газа, а также при аварии на соседней установке или объекте ремонтные работы должны быть немедленно прекращены, а рабочие выведены из опасной зоны.

Работы могут быть возобновлены только в том случае, если при повторном анализе пробы воздуха концентрация газа не превысит допустимых санитарных норм.

При разборке и ремонте деталей оборудования для промывки должен применяться керосин или специальная негорючая промывочная жидкость.

Во время проведения ремонта оборудования во взрывоопасных помещениях должна работать постоянно действующая приточно-вытяжная вентиляция.

Ремонтные работы должны производиться в светлое время суток. Ремонтные работы в темное время суток допускаются только в исключительных аварийных случаях по письменному распоряжению технического руководителя организации или участка или установки. В случае проведения ремонта в ночное время место проведения работ должно быть хорошо освещено.

Для устранения дефектов запрещается подчеканивать сварные швы аппаратов, емкостей и трубопроводов.

При ремонте колонных аппаратов разборку тарелок следует производить сверху вниз. Детали тарелок необходимо складывать вне колонны.

Работы по вскрытию и ремонту любого электрооборудования и освещения должны производиться только электротехническим персоналом.

После ремонта все аппараты, емкости и трубопроводы должны быть опрессованы. Испытание следует производить до полного устранения всех утечек.

О проведенном ремонте оборудования должна производиться запись в паспорте оборудования[50-53].

4.2.4. Порядок вывода оборудования в ремонт

При выводе котла в ремонт дежурный эксплуатационный персонал производит отключение котла от паровой магистрали, снижение давления в нем и охлаждение всех устройств котла. Ремонтный персонал перед отключением котла в ремонт выполняет наружный осмотр всех доступных узлов, чтобы проверить техническое состояние агрегата и уточнить объем ремонтных работ.

До начала ремонтных работ внутри барабана и камер, соединенных с другими работающими или резервными котлами паропроводами, питательными или спускными линиями, а также перед осмотром или ремонтом элементов поверхности нагрева котел отключают от всех трубопроводов заглушками. Также отключают газопроводы, газоходы и воздухопроводы котла.

Все отключения производят в соответствии со специальным бланком переключений, в котором перечислены места и способы отключений. После отключения газопроводов топку, газоходы и воздухопроводы в течение 20 мин вентилируют дымососами и дутьевыми вентиляторами.

В начале ремонта проводят гидравлическое испытание котла на рабочее давление с целью выявления неплотностей в элементах, находящихся под давлением.

При гидравлическом испытании котел заполняют водой по питательным трубопроводам и создают в нем давление, равное рабочему давлению. При этом воздух удаляется через воздушные краны или предохранительные клапаны. Эксплуатационный персонал наполняет котел водой и поднимает давление в нем по указанию руководителя ремонта или старшего мастера. Температура воды при гидравлическом испытании должна быть 30-50⁰С.

Далее проверяют плотность вальцовочных и сварных соединений всех труб и змеевиков с барабанами и камерами, заклепочных и сварных швов барабанов, люков барабанов и лючков камер и секций. Затем выявляют неплотности и свищи в сварных швах труб котла, змеевиков пароперегревателя и экономайзера, неплотности в трубопроводах, во фланцевых соединениях и сальниках арматуры. При обнаружении подтеков, струй, брызг и капель определяют места неплотностей.

После гидравлического испытания из котла, пароперегревателя и водяного экономайзера спускают всю воду и отключают котел от всех питательных и спускных трубопроводов, соединяющих ремонтируемый котел с другими котлами, магистральными трубопроводами, а также с групповыми расширителями или колодцами. Отключенный котел передают руководителю ремонта, составляют акт о передаче его в ремонт и выдают руководителю наряд на выполнение работ. После вентиляции и охлаждения барабанов производят осмотр котла[54].

При наружном осмотре проверяют состояние всех элементов котла и их соединений, особенно неплотные места, выявленные при

гидравлическом испытании, а также места прохода труб через обмуровку, температурные зазоры между трубами котла и обмуровкой или балками каркаса, детали подвески барабанов к каркасу и подвижные опоры камер. Наружный осмотр проводят дважды: сначала до тщательной очистки котла от шлака и золы, затем после нее. Дефекты в сварных, заклепочных и вальцовочных соединениях и трещины в целом металле легко выявляют по солевым отложениям – «грибкам» на поверхностях со стороны газов. Для проверки золowego или пылевого (в районе горелок) износа измеряют диаметры труб. Трубы, работающие в зоне высоких температур, проверяют также на ползучесть.

При внутреннем осмотре барабанов, камер, секций и концов труб проверяют отсутствие коррозии на их внутренних стенках, величину и характер отложений, состояние сварных, заклепочных, вальцовочных соединений и внутрибарабанных устройств. Осмотр проводят также дважды – до очистки стенок от накипи и шлама и после нее.

Внутренний и наружный осмотры котла производит ремонтный персонал предприятия. Результаты осмотров фиксируют в акте и по ним уточняют объем ремонта.

4.2.5. Виды осмотров и ремонтов котельного оборудования

Работы по графику планово-предупредительного ремонта (ППР) подразделяются на: текущий ремонт, капитальный ремонт и межремонтное обслуживание.

Текущий ремонт выполняется между капитальными ремонтами с целью обеспечения нормальной эксплуатации оборудования с техническими показателями близкими к уровню, достигнутому при выполнении последнего капитального ремонта. Технический ремонт выполняется путем чисток котла от наружных и внутренних загрязнений, уплотнения соединений, замены или восстановления быстроизнашивающихся элементов (обмуровки, тепловой изоляции, колосников, арматуры и др.), проверок оборудования и его узлов, наладки оборудования и т.п. Это основной вид профилактического ремонта, обеспечивающего долговечность и безотказность работы оборудования. В котельных текущий ремонт обычно выполняется летом, в межотопительный период. Текущий ремонт выполняется силами ремонтного персонала предприятия[55].

Цель капитального ремонта состоит в том, чтобы довести параметры оборудования до паспортных данных с обеспечением его работоспособности в пределах нормативного межремонтного периода, т. е. до очередного текущего ремонта. При капитальных ремонтах оборудование полностью разбирается, чистится, изношенные детали и узлы заменяются или ремонтируются, производится регулировка и наладка оборудования и др. При капитальном ремонте выполняются мероприятия, направленные на увеличение надежности и экономичности оборудования, в т.ч. и модернизация

оборудования. Капремонт выполняется специализированной ремонтной организацией.

Межремонтное обслуживание включает наблюдение за состоянием оборудования, выполнение действующих инструкций по обслуживанию и технике безопасности, устранение мелких неисправностей, регулирование и наладку оборудования и др.

С целью предупреждения внезапных отказов и выхода оборудования из строя в котельных выполняются планово-предупредительные осмотры. Учитывая зависимость от назначения и особенностей эксплуатации котельной установки ППО разделяются на ежедневные, еженедельные (или ежемесячные) и полугодовые.

Ежедневный осмотр сводится в основном к наружному осмотру котлов и вспомогательного оборудования, устранению мелких дефектов и неисправностей, проверке наличия запасов топлива, воды, исправности противопожарных средств и освещения, поддержание чистоты в котельной и др.

При еженедельном (ежемесячном осмотре) проверяют состояние и исправность отдельных узлов котлов и вспомогательного оборудования: топки, кипяtilьных труб, экономайзера, подшипников насосов и тягодутьевых устройств, обмуровки и тепловой изоляции, соединений трубопроводов, арматуры, КИП и др.

Выявленные во время осмотров дефекты фиксируются в сменном журнале и устраняются немедленно, либо во время очередного ремонта, либо в любое другое время удобное для проведения ремонта.

Сроки проведения ППО и ППР:

- ежедневный осмотр проводится при приеме смены в течение, примерно, 20-30 мин;
- ежемесячный осмотр проводится в течение 2-3 суток;
- полугодовые осмотры проводятся в течение 7-8 суток;
- текущий ремонт котлов типа ДКВР, ДЕ, ПТВМ, МЗК и др. проводится один раз в год;
- капитальный ремонт этих же котлов проводится один раз в 3,5 - 4 года. Более подробно сроки проведения капремонта котлов исходя из способа сжигания топлива, мощности котла, а также сроки капремонта сборочных единиц котлов даны в ГОСТ 24005–80 "Котлы паровые стационарные с естественной циркуляцией. Общие технические требования".

Для другого оборудования ремонты проводятся в другие сроки. К примеру, для насосов текущий ремонт рекомендуется проводить один раз в 6 месяцев, а капитальный ремонт один раз в 6 лет[55].

4.2.6. Подготовка оборудования к ремонту

Объем ремонтных работ определяется владельцем котла по результатам технического освидетельствования и диагностирования. До

начала работ ремонтная организация разрабатывает технологическую документацию на ремонт, включая подготовку места ремонта под сварку или наплавку. Ответственность за полноту и качество выполненных работ несет организация или лицо, проводившее ремонт.

Ремонт котла выполняется специализированной организацией, имеющей лицензию Госгортехнадзора на проведение данного вида работ. К выполнению работ допускаются аттестованные сварщики, аттестованные специалисты неразрушающего контроля и слесари с разрядом не ниже четвертого, имеющие практические навыки по ремонту котлов.

До начала ремонта на каждый котел составляется следующая документация:

- акт о техническом состоянии котла до ремонта;
- проект организации работ и технологические указания по проведению сварочных работ;
- спецификация на оборудование, запасные элементы, инструмент, оснастку, такелажные приспособления.

Подробное описание ремонтных работ должно быть зафиксировано в ремонтном журнале. В частности, в журнал записываются сведения об объеме выполненных работ по чистке и замене элементов котла, а также сведения о способах и размерах выборки недопустимых дефектов (коррозионных поражений, трещин и т.п.), примененных материалах и электродах, технологии сварки и сведения о сварщиках, о методах и результатах контроля.

Организация, выполнившая ремонт, оформляет и представляет заказчику в сброшюрованном виде следующую техническую документацию:

- ремонтные формуляры;
- акты на заварку контрольных сварных соединений или на вырезку производственных сварных стыков;
- протоколы механических испытаний и металлографических исследований образцов из контрольных сварных соединений;
- сертификаты на сварочные материалы, трубы, лист, штуцеры, фланцы, фасонные детали, арматуру, крепежные изделия;
- протокол прогонки шара через трубы;
- копии удостоверения сварщиков.

При ремонте барабанов котлов с применением сварки дополнительно оформляется следующая техническая документация:

- акты осмотра котла до и после ремонта;
- ремонтный формуляр барабана (в нем приводится развертка барабана, на которой наносятся расположение и номера трубных отверстий и штуцеров; расположение и номера швов барабана, обнаруженных дефектов и выборок и др.

Вместе с тем, дается таблица о сварке [55].

- ремонтный формуляр трубных отверстий и штуцеров;
- технология на выполнение ремонта;
- акт на замену штуцеров;

- заключения по результатам ультразвукового, магнитопорошкового контроля и просвечивания на отсутствие дефектов после ремонта;
- заключения по результатам контроля наплавленных участков, выполненного ультразвуковым методом после гидравлического испытания;
- акт проверки технологических свойств электродов.

Допуск людей для производства ремонта внутри котла должен производиться только по письменному разрешению, называемому нарядом – допуском.

4.2.7. Основные технологические процессы ремонта котлов

Ремонту котлов предшествует очистка их от наружных и внутренних загрязнений. **Наружная чистка** котлов от загрязнений состоит в удалении с поверхностей нагрева, стен топки и газоходов скопившихся отложений золы, сажи, шлака, остатков несгоревшего топлива, а также ржавчины и окалины. Для очистки используются резак, стальные метла, щетки, банники, скребки и др. инструмент, а также обдувка сжатым воздухом. В некоторых случаях применяется обмывка труб струей воды с обязательной последующей обсушкой.

Внутренняя очистка котла направлена на удаление с внутренних поверхностей барабанов, труб, коллекторов, труб отложений накипи, шлама и солей. Первоначально часть отложений удаляется струей горячей воды, которая их частично растворяет и вымывает. Оставшиеся отложения удаляются механическим или химическими способами.

Механическая чистка производится с помощью специального инструмента, такого как металлические щетки, ерши, банники, шарошечные головки (шарошки) и др.

Для очистки кипяtilьных труб широко применяют шарошки, которые приводятся в действие с помощью электродвигателя с гибким шлангом. Шарошка имеет форму шестерни, которая своими зубьями удаляет накипь. Обычно используется от пяти до пятнадцати шарошек (шестерен), расположенных симметрично по кругу в головке чистящего прибора и соединенных с осью головки. При вращении оси шарошки под действием центробежных сил прижимаются к поверхности накипи и счищают ее. После применения шарошек каждая труба очищается пыжом из пакли или ветоши и продувается сжатым воздухом. Чтобы удостовериться в проходимости трубы, через нее пропускают калиброванный стальной шарик на тросе. [56].

Для облегчения механической чистки перед ее выполнением производится частичное растворение, а в основном размягчение накипи щелочением котла. При щелочении в котловую воду вводят едкий натр NaOH, кальцинированную соду Na_2CO_3 или тринатрийфосфат Na_3PO_4 . Учитывая зависимость отсостава накипи и ее толщины реагенты вводятся, ориентировочно, в следующем количестве: сода – 10 – 20 кг, едкий натр и тринатрийфосфат – по 3 – 6 кг на 1 м³ водяного объема котла. При щелочении вода в котле прогревается паром от других котлов или слабым огнем

прогревом без подъема давления или с подъемом давления пара. Продолжительность щелочения составляет 30 – 60 ч. После щелочения раствор сливается из котла, а котел тщательно промывается горячей водой. После этого сразу приступают к механической чистке. Обычно щелочение выполняется в строгом соответствии с требованиями инструкции по щелочению котла, которая разработана заводом – изготовителем котла. Щелочение применяется также и для чистки котла от ржавчины и масел после его монтажа. Кислотные промывки котлов позволяют полностью растворить накипь вывести ее из котла. Раствор кислоты способен проникнуть в те загрязненные поверхности нагрева, которые обычно недоступны для механической чистки.

Чаще всего для растворения накипи используется соляная кислота, соли которой имеют высокую растворимость в воде. Промывку ведут 4 – 7 % раствором кислоты, подогретым до 50 – 65⁰С. Котел заполняется раствором полностью. С помощью промывочного бака и насоса организуется циркуляция раствора через котел продолжительностью 6 – 18 ч. Для предотвращения коррозии металла в раствор кислоты вводятся ингибиторы коррозии, к примеру, марки ПБ – 5, уротропин и др. По окончании промывки для нейтрализации остатков кислоты проводится щелочение котла. Вместо соляной кислоты химическая чистка котла может производиться менее агрессивными органическими кислотами и комплексонами.

Из органических кислот (лимонная, муравьиная, адипиновая) наиболее широко используется лимонная кислота. Концентрация кислоты в растворе должна быть в пределах 1 – 3 % (рН не более 4,5), скорость циркуляции раствора в котле от 0,5 до 1,8 м/с, а температура раствора 95 – 105⁰С. Продолжительность химической чистки составляет 3 – 4 ч. Отработавший раствор вытесняется из котла горячей водой.

Из комплексонов наиболее широко применяется трилон – Б, который является натриевой солью этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА). При концентрации раствора 0,5 – 1 % и скорости циркуляции 0,5 – 1 м/с продолжительность чистки составляет 4 – 8 ч. Температура раствора 100⁰С.

Возможность применения реагентов для химической чистки устанавливает завод – изготовитель котла[57].

4.2.8. Ремонт поверхностей нагрева котлов

Небольшие коррозионные и механические повреждения барабанов, коллекторов, корпусов котлов, жаровых труб и штуцеров устраняются наплавкой или заваривание, а значительные дефектные участки вырезаются и заменяются новыми.

Язвины в барабанах глубиной до 2 – 3 мм после разделки заполняются раствором цемента с растолченным стеклом. Повреждения длиннее 3см и с глубиной более 2 – 3 мм заплавляются металлом с помощью электродуговой

сварки. При этом наплавление возможно только в том случае, в случае если после разделки повреждения толщина стенки в месте выборке более 3 мм.

Трещины глубиной до $1/3$ толщины стенки барабана ремонтируются как поверхностные, а более глубокие – как сквозные.

Границы трещин определяются магнитной или цветной дефектоскопией и фиксируются кернением. Для предупреждения развития трещин в длину на расстоянии 10 – 30 мм от намеченных границ производят сверления диаметром не менее 4 – 5 мм. Трещины глубиной более $1/3$ толщины стенки разделяются насквозь. Кромки трещины разделяют зубилом в виде канавки чашеобразной формы, после чего отверстия и канавки заправляют электросваркой.

Наплавка должна выходить за пределы участка разделки на 5 – 8 мм с каждой стороны с усилением (увеличение толщины) не менее 2 мм. Усиление удаляется зашлифовкой заподлицо с основным металлом. Более глубокие разъемы на значительной поверхности устраняются вырезкой дефектных участков и сваркой заплат, заменой обечаек, штуцеров или других элементов.

Отверстия под заплату должна быть больше зоны поврежденного участка на 20 – 50 мм в обе стороны и выполняться газовой или пламенной сваркой. Форма вырезки для заплаты должна быть овальной или прямоугольной с плавным скруглением углов радиусом не менее 100 мм. Нужную кривизну заплате придают вальцовкой.

Дефектные участки труб или сами трубы удаляются газовой, пламенной и механической резкой. Вальцованные трубы разрешается удалять из барабана выбиванием, сберегая при этом гнезда от повреждений. Покоробленные экранные и кипяточные трубы подвергают подгибке или рихтовке, в случае если их погнутость или смещение выходит за пределы допускаемых отклонений

Неплотности в сварных соединениях труб устраняются разделкой дефектных участков до здорового металла с последующей заваркой. Форма выборки в поперечном сечении должна иметь чашеобразную форму с углом скоса кромок $12 - 15^\circ$, а ширина разделки шва должна быть на 1 – 1,5 мм больше ширины шва.

Перед исправлением стыков с трещинами по концам трещины выполняются сверления диаметром 2 – 3 мм, а дефектный металл удаляется. Дефектные вальцовочные соединения устраняются заменой дефектного конца трубы на новый или всей трубы с последующей развальцовкой. Подготовленные к вальцовке концы труб должны быть зачищены до металлического блеска на длину 50 – 80 мм.

При аварийных ремонтах дефектные трубы удаляются, а вместо их в местах крепления устанавливаются заглушки. При разрыве чугунных труб экономайзера их заменяют новыми или выключают, переставляя калачи. Возможна установка внутри чугунной трубы стальной трубы с разбортовкой ее концов и зажимом их калачами[57].

4.2.9. Приемка оборудования из ремонта и оценка его качества

В ходе и по окончании ремонта производят поузловую и общую приемку оборудования и окончательную оценку качества выполненного ремонта.

Пуюзловую приемку осуществляют по мере готовности отремонтированных узлов.

При сдаче отремонтированного узла оформляют следующие документы:

- ведомость объема работ по узлу с указанием фактически выполненных работ, график работ с отметкой выполненных работ, формуляры, сертификаты и другие данные о качестве материалов, использованных при ремонте, чертежи по реконструктивным работам, если таковые производились.

Затем выполняют тщательный осмотр отремонтированного оборудования.

Отдельно составляют график опробования механизмов. Все вращающиеся механизмы (питатели топлива, мельницы, вентиляторы, дымососы и др.) должны опробоваться на холостом ходу и под нагрузкой.

После поузловой приемки оборудования составляют акт, в котором указывают объем выполненных работ, обнаруженные недостатки, результаты опробования и дают предварительную оценку качества работ.

По окончании капитального ремонта комиссия под председательством главного инженера предприятия (главного энергетика или главного механика) с участием начальника цеха (при централизованном ремонте в комиссии должен также участвовать руководитель работ от подрядчика) производит предварительную приемку оборудования.

Комиссии предъявляются следующие документы: ведомость объема работ с отметкой о выполненных работах, графики ремонта, акты сдачи отдельных узлов, заполненные формуляры, сертификаты на материалы, копии удостоверений сварщиков и акты испытания образцов (при производстве ответственных сварочных работ), чертежи и схемы работ по реконструкции оборудования. Затем осуществляют осмотр оборудования и устанавливают сроки ликвидации выявленных при приемке недостатков, после устранения которых производят пуск оборудования и приемку его под нагрузкой.

Все пусковые работы после проведения ремонта (опробование вспомогательного оборудования, заполнение котла водой и его растопка, пуск трубопроводов, включение теплоиспользующих аппаратов и т. д.) выполняет вахтенный персонал в соответствии с письменным распоряжением начальника цеха (или участка) либо его заместителя. Результаты ремонта заносят в технический паспорт оборудования.

Приемку оборудования под нагрузкой производят в течение **24 ч** для тепловых сетей и **48 ч** для остального тепломеханического оборудования,

после окончания которой начинается подконтрольная эксплуатация отремонтированного оборудования.

Окончательную оценку качества отремонтированного оборудования и выполненных ремонтных работ осуществляют через **30 календарных дней** с момента включения оборудования под нагрузку. В этот период времени должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

Оценка качества отремонтированного оборудования характеризует его техническое состояние после ремонта и соответствие требованиям нормативно-технических документов (НТД).

К нормативно-техническим документам относят государственные стандарты (ГОСТ), технические условия (ТУ), руководства по ремонту, конструкторскую документацию, правила технической эксплуатации (ПТЭ), нормативные и эксплуатационные технико-экономические характеристики.

Приемочная комиссия, принимая оборудование из ремонта, дает оценку качества: «Соответствует требованиям НТД»; «Соответствует требованиям НТД с определенными ограничениями».

Оценку «Соответствует требованиям НТД с определенными ограничениями» устанавливают, если часть требований к отремонтированному оборудованию не выполнена, но оборудование может работать и приемочная комиссия считает возможным принять его во временную эксплуатацию. В этом случае составляют план мероприятий по устранению выявленных недостатков и определяют сроки его выполнения.

Если в период подконтрольной эксплуатации оборудования выявлены дефекты, которые могут привести к аварийным последствиям, или работа оборудования на каких-либо режимах характеризуется отклонением от допустимых параметров, оно должно быть выведено из эксплуатации с оценкой «Не соответствует требованиям НТД». Это оборудование подлежит повторному ремонту, который должен быть выполнен в кратчайший срок.

После устранения несоответствий требованиям нормативно-технических документов производят повторную приемку и дают новую оценку качества[58].

Специализированные организации, проводившие ремонт, должны гарантировать исправность отремонтированного оборудования и его работоспособность в течение сроков, установленных в нормативно-технических документах на ремонт при соблюдении правил эксплуатации.

При отсутствии в нормативно-технических документах гарантийных сроков на ремонт, послеремонтный гарантийный срок устанавливается не менее 12 месяцев с момента включения оборудования под нагрузку.

Качество выполненных ремонтных работ с применением сварки, а также качество примененных материалов, полуфабрикатов, деталей и элементов должно быть подтверждено соответствующими документами. Документы, подтверждающие качество ремонта, оформляет организация, проводившая ремонт.

В документацию о проведенных сварочных работах входят:

1. Технические условия на проведенные работы.
2. Копии сертификатов на примененные электроды и материалы.
3. Копия удостоверения сварщика, проводившего эти работы.
4. Акт о качестве выполненных работ.

Приемку оборудования котельной проводят по мере его завершения с составлением соответствующих актов. Этот процесс состоит из трех основных операций:

- 1) Поузловой приемки;
- 2) Общей приемки котла по окончании ремонта в холодном состоянии и в работе под нагрузкой в течение 24 ч;
- 3) Окончательной оценки качества проведенного ремонта после работы котла в течение одного месяца работы.

При поузловой приемке на каждый отремонтированный механизм и узел составляют формуляр контрольных замеров и измерений, которые подписывают ответственные лица. Вращающиеся механизмы не только осматривают, но и опробуют на ходу. Обязательной поузловой приемке подлежат поверхности нагрева, барабаны, коллекторы, пароперегреватель, воздухоподогреватель, водяной экономайзер, каркас и обмуровка котла, гарнитура, дымососы, вентиляторы, насосы, трубопроводы, арматура, устройства золоулавливания и золошлако-удаления, контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и средства автоматики. Обнаруженные при проверке недостатки (неполный объем выполненных работ, дефекты ремонта) устраняют до составления акта приемки.

Заключительные работы после ремонта включают техническое освидетельствование котла, снятие устройств для ремонта (лесов, подставок, люлек, уборку такелажа и ремонтной оснастки), испытание на плотность топок, газоходов, настройку предохранительных клапанов, уборку рабочих мест и ремонтных площадок от мусора и отходов[58].



Контрольные вопросы:

1. Основные технологические процессы ремонта котлов
2. Кем определяется объем ремонтных работ?
3. Цель капитального ремонта.
4. В течение скольких часов для тепловых сетей производят приемку оборудования под нагрузкой?
5. Какие шани необходимо выполнить при приемки оборудования из ремонта и как проводить оценку его качества?
6. Сроки проведения ППО и ППР.
7. Какая организация выполняет ремонт котла?
8. Когда проводят гидравлическое испытание котла на рабочее давление с целью выявления неплотностей в элементах, находящихся под давлением?

4.3. Ремонт элементов котельного агрегата

4.3.1. Ремонт поверхностей нагрева, барабанов. Виды повреждений и дефектов поверхностей нагрева

Наиболее характерными повреждениями труб поверхностей нагрева являются: трещины поверхности экранных и кипяtilьных труб, коррозионные разъедания наружных и внутренних поверхностей труб, разрывы, утонения стенок труб, трещины и разрушения колокольчиков.

Причины появления трещин, разрывов и свищей: отложения в трубах котлов солей, продуктов коррозии, сварочного грата, замедляющих циркуляцию и вызывающих перегрев металла, внешние механические повреждения, нарушение водно-химического режима.

Коррозия наружной поверхности труб подразделяется на низкотемпературную и высокотемпературную. Низкотемпературная коррозия возникает в местах установки обдувочных приборов, когда в результате неправильной эксплуатации допускается образование конденсата на занесенных сажей поверхностях нагрева. Высокотемпературная коррозия может иметь место на второй ступени пароперегревателя при сжигании сернистого мазута.

Наиболее часто встречается коррозия внутренней поверхности труб, возникающая при взаимодействии коррозионно-активных газов (кислорода, углекислоты) или солей (хлоридов и сульфатов), содержащихся в котловой воде, с металлом труб. Коррозия внутренней поверхности труб проявляется в образовании оспин, язв, раковин и трещин.

К коррозии внутренней поверхности труб также относятся: кислородная стояночная коррозия, под шламовая щелочная коррозия кипяtilьных и экранных труб, коррозионная усталость, проявляющаяся в виде трещин в кипяtilьных и экранных трубах[59].

Повреждения труб из-за ползучести характеризуются увеличением диаметра и образованием продольных трещин. Деформации в местах гибов труб и сварных соединений могут иметь различные направления.

Основные виды повреждений сварных швов выполненных ручной дуговой сваркой - свищи, возникающие из-за непроваров, шлаковых включений, газовых пор, не сплавления по кромкам труб.

Основными дефектами и повреждениями поверхности пароперегревателя являются: коррозия и окалинообразование на наружной и внутренней поверхности труб, трещины, риски и расслоение металла труб, свищи и разрывы труб, дефекты сварных соединений труб, остаточная деформация в результате ползучести.

Повреждения угловых швов приварки змеевиков и штуцеров к коллекторам, вызываемые нарушением технологии сварки, имеют вид кольцевых трещин вдоль линии сплавления со стороны змеевика или штуцеров.

Характерными неисправностями, возникающими при эксплуатации поверхностного пароохладителя котла являются: внутренняя и наружная коррозия труб, трещины и свищи в сварных швах и на гйбах труб, раковины, могущие возникнуть при ремонтах, риски на зеркале фланцев, течи фланцевых соединений вследствие перекоса фланцев. При гидравлическом испытании котла можно определить только наличие не плотностей в пароохладителе. Для выявления скрытых дефектов следует провести индивидуальное гидравлическое испытание пароохладителя.

Барабаны котла.

Характерными повреждениями барабанов котла являются: трещины-надрывы на внутренней и наружной поверхности обечаек и днищ, трещины-надрывы вокруг трубных отверстий на внутренней поверхности барабанов и на цилиндрической поверхности трубных отверстий, межкристаллитная коррозия обечаек и днищ, коррозионные разъединения поверхностей обечаек и днищ, овальность барабана оддуины (выпучины) на поверхностях барабанов, обращенных в топку, вызванные температурным воздействием факела в случаях разрушения (или выпадения) отдельных частей футеровки.

Металлоконструкции и обмуровка котла.

В зависимости от качества профилактической работы, а также от режимов и сроков эксплуатации котла, его металлоконструкции могут иметь следующие дефекты и повреждения: разрывы и изгибы стоек и связей, трещины, коррозионные повреждения поверхности металла.

В результате длительного воздействия температур имеют место растрескивание и нарушение целостности фасонного кирпича, закрепляемого на штырях к верхнему барабану со стороны топки, а также трещины в кирпичной кладке по нижнему барабану и поду топки.

Особенно часто встречается разрушение кирпичной амбразуры горелки и нарушение геометрических размеров за счет оплавления кирпича.

Устройство для оборудования рабочих мест при ремонте поверхностей нагрева.

Элементы поверхностей нагрева, признанные при осмотре и проверке годными к дальнейшей эксплуатации, ремонтируют в топках и газоходах котлов без демонтажа.

В объем ремонтных работ входят подгибка и рихтовка труб, ремонт опор, подвесок и креплений, вырезка контрольных образцов и установка вставок, ремонт и замена защитных устройств, промывка змеевиков пароперегревателя. При ремонте устраняют дефектные сварные стыки, выполняют приварку к трубам ребер, плавников и других деталей, производят ошиповку труб. Подгибку (на гнутых участках) и рихтовку (на прямых участках) труб паровых котлов производят в случае выхода труб из проектной плоскости на величину, превышающую предельные отклонения от проектных размеров. Это происходит при короблении труб, а также при отрыве труб от креплений и дистанционирующих деталей, отрыва креплений труб от деталей каркаса[59].

У прямоточных котлов встречаются перекосы панелей радиационной части и выходы их из проектной плоскости.

Подгибку и рихтовку трубных элементов из углеродистой стали при выходе из ряда на 15–20 мм производят холодным способом, при выходе из ряда на 20 – 30 мм при нагреве участка трубы до 750 – 1050⁰С. При большей деформации изогнутые участки обычно вырезают.

Деформированные трубы из легированной стали, как правило, не рихтуют, а заменяют.

Выпрямленные трубы фиксируют установкой креплений. Оборванные и перегоревшие крепления заменяют.

Подгибку и рихтовку труб производят при помощи домкратов, винтовых скоб, клиньев, струбцин и других приспособлений.

Провисшие и деформированные змеевики выравнивают путем регулирования длины подвесок и восстановления стоек, ребенок, хомутов.

Подтяжку подвесных труб и пружинных опор трубных элементов производят динамометрическими ключами, позволяющими контролировать нагрузку, установленную технической документацией.

Проверка состояния элементов поверхностей нагрева

На ТЭС используют два вида контроля за состоянием внутренней поверхности экранных труб котлов:

- в процессе эксплуатации – контроль за температурой металла труб (в случае оборудования котла системой температурного контроля);
- при останове котла (выборочная вырезка контрольных образцов).

Маркировка элементов поверхностей нагрева котла, где устанавливают температурные вставки или делают вырезки, выполняют следующим образом: при проведении маркировки на котлах с вертикально расположенными трубами (котлы с естественной циркуляцией) наблюдатель должен находиться вне топки лицом к фронту котла. Трубы и змеевики маркируют арабскими цифрами. Трубы фронтального и заднего экранов нумеруют слева направо по фронту котла, трубы боковых и двусветных экранов – по направлению от фронта к задней стене;

- на прямоточных котлах с горизонтальной навивкой труб маркировку проводят снизу вверх с указанием номера змеевика (арабскими цифрами) и номера хода (римскими цифрами).

Установку температурных вставок и вырезку образцов труб производят на поверхностях, расположенных в зонах максимальных теплонапряжений и концентраций примесей, где создаются наиболее благоприятные условия для образования отложений и протекания процессов коррозии. Для прямоточных котлов СКД выбирают зону, отвечающую энтальпии среды 1925-2150 кДж/кг. Зоны труб, на которых необходимо производить вырезки контрольных образцов, а также их количество, пересматривают в случае существенного изменения конструкции котлоагрегата или режима его эксплуатации (переход на новый вид топлива, реконструкция горелочных устройств или поверхностей нагрева и т.д.).

Для наблюдения за температурой экранных труб в них вваривают специальные температурные вставки. Температурная вставка представляет собой отрезок трубы длиной 200-300 мм, диаметром и толщиной стенки, равными экранным трубам. Вставку оснащают двумя термопарами на случай выхода одной из них из строя. Показания термопар выводят на вторичный (регистрирующий) прибор, который затем периодически подключают через 5-7 суток на 2-3 часа. Данные показания записывают в специальный журнал на номинальной нагрузке в установившемся режиме работы котла. Для записи выбирается максимальное значение температуры, определяемой в течение 5-10 минут непрерывных записей по каждой вставке[59].

При останове котла выборочную вырезку образцов выполняют согласно карте вырезок. На огневой стороне вырезанного образца наносят метку. Далее на середину каждого вырезанного образца с огневой и тыльной сторон наклеивают этикетки со следующими данными: дата вырезки, электростанция, номер котла, номер и расположение трубы в котле, солевой или чистый отсек, огневая или тыльная сторона, стрелкой указывается верх или низ трубы.

Далее образцы передают в механические мастерские, где их разрезают, согласно меловым меткам, нанесённым представителями химического цеха. После распиливания образцы поступают в химлабораторию, где их тщательно осматривают и описывают состояние внутренней поверхности каждого участка. При описании отложений отмечают их цвет, толщину отложений в различных местах, степень равномерности покрытия трубы, характерные особенности (пластинки, слоистая или губчатая масса, отдельные бугорки, сплошной слой и т.п.).

Ремонт поверхностей нагрева без их демонтажа

Элементы поверхностей нагрева, признанные при осмотре и проверке годными к дальнейшей эксплуатации, ремонтируют в топках и газоходах котлов без демонтажа.

В объем ремонтных работ входят подгибка и рихтовка труб, ремонт опор, подвесок и креплений, вырезка контрольных образцов и установка вставок, ремонт и замена защитных устройств, промывка змеевиков пароперегревателя. При ремонте устраняют дефектные сварные стыки, выполняют приварку к трубам ребер, плавников и других деталей, производят ошиповку труб. Подгибку (на гнутых участках) и рихтовку (на прямых участках) труб паровых котлов производят в случае выхода труб из проектной плоскости на величину, превышающую предельные отклонения от проектных размеров. Это происходит при короблении труб, а также при отрыве труб от креплений и дистанционирующих деталей, отрыва креплений труб от деталей каркаса.

У прямоточных котлов встречаются перекосы панелей радиационной части и выходы их из проектной плоскости. Подгибку и рихтовку трубных элементов из углеродистой стали при выходе из ряда на 15–20 мм производят холодным способом, при выходе из ряда на 20 – 30 мм при нагреве участка

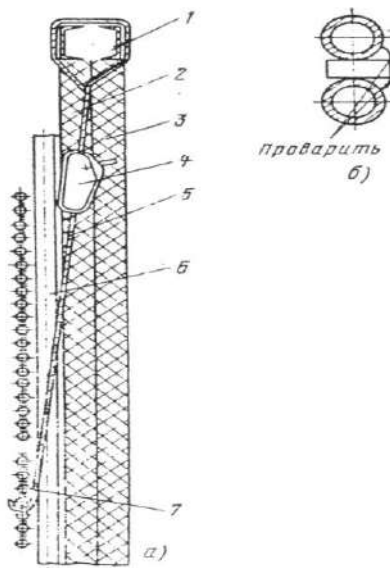
трубы до 750 – 1050⁰С. При большей деформации изогнутые участки обычно вырезают.

Деформированные трубы из легированной стали, как правило, не рихтуют, а заменяют. Выпрямленные трубы фиксируют установкой креплений. Оборванные и перегоревшие крепления заменяют. Подгибку и рихтовку труб производят при помощи домкратов, винтовых скоб, клиньев, струбцин и других приспособлений. Провисшие и деформированные змеевики выравнивают путем регулирования длины подвесок и восстановления стоек, гребенок, хомутов.

Подтяжку подвесных труб и пружинных опор трубных элементов производят динамометрическими ключами, позволяющими контролировать нагрузку, установленную технической документацией[59].

Установку на место перекошенных и вышедших из проектной плоскости панелей радиационной части производят при помощи винтовых стяжек или ручных рычажных лебедок (рис. 4.1) после удаления обдувочных аппаратов и других мешающих деталей и освобождения панели от закрепляющих устройств.

Работы по восстановлению правильного положения панелей, правке и рихтовке труб тесно связаны с проверкой и ремонтом креплений труб, их опор, подвесок и дистанционирующих деталей. Детали крепления труб в современных котлах большой мощности являются ответственными элементами, они фиксируют поверхности нагрева в определенном положении и обеспечивают тепловые перемещения трубных элементов и коллекторов в заданных направлениях.

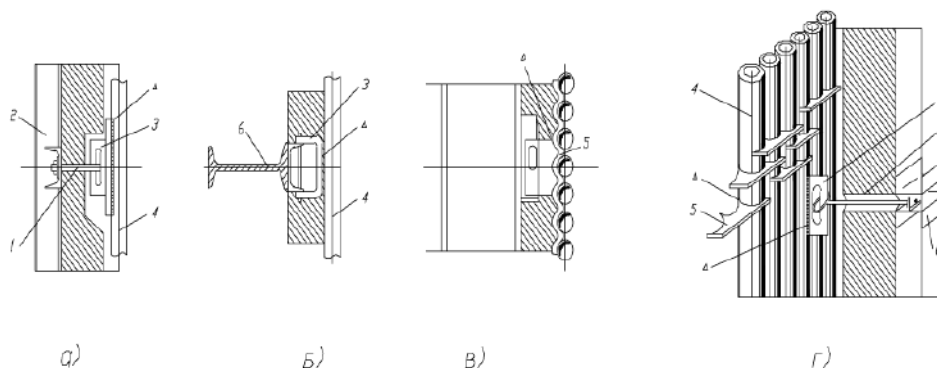


а – общий вид; 1 – балка каркаса; 2 – обмуровка; 3 – тепловая изоляция; 4 – ручная лебедка; 5 – канат; 6 – труба экрана; 7 – труба настенного пароперегревателя

Рисунок 4.1 - Восстановление провисших труб настенного пароперегревателя котла ТП-100:

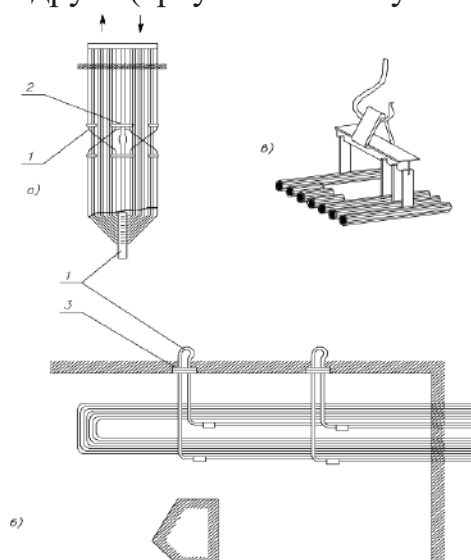
На рис. 4.2, 4.3, 4.4 приведены распространенные конструкции креплений труб котлов высокого давления. Все конструкции креплений экранов предохраняют трубы от прогиба в сторону топки, но не препятствуют тепловым перемещениям параллельно стенам топки.

При ремонте и замене креплений экранных труб обеспечивают свободу для температурных перемещений, для чего вырезы в скобах 3 должны быть направлены в сторону удлинения труб. Змеевики пароперегревателей имеют не только подвески и крепления, но и дистанционирующие устройства. Их ремонт заключается в проверке и замене поломанных и сгоревших деталей с одновременным выравниванием змеевиков.



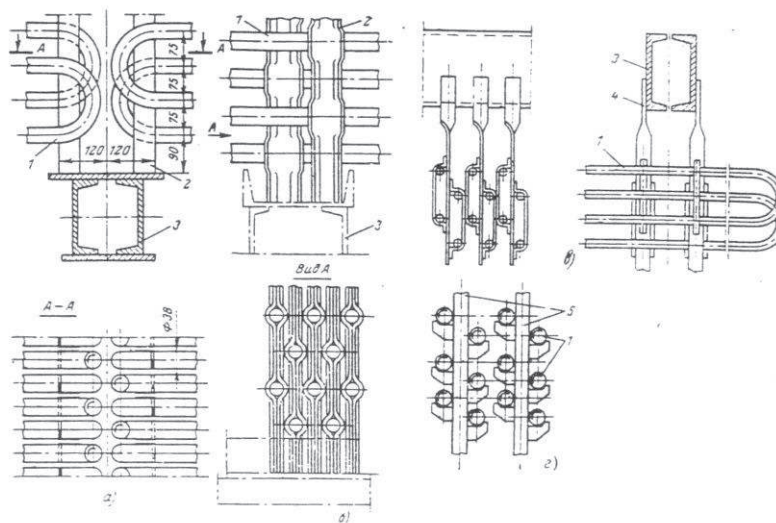
1 – тяга; 2 – балка; 3 – скоба; 4 – экранные трубы; 5 – планка, приваренная к экранным трубам; 6 – балка каркаса

Рисунок 4.2 - Крепление экранных труб: а – к балке каркаса котла; б и в – к горизонтальной балке, перемещающейся вместе с трубами; г – к балке каркаса с обеспечением некоторой свободы для перемещения труб относительно друг друга (треугольником указаны места сварки)



а – вертикальной ширмы; б – горизонтальной ширмы; в – потолочных труб; 1 – обвязочная труба; 2 и 3 – детали крепления труб ширм
Рисунок 4.3 - Крепление элементов пароперегревателя

Поверхности нагрева прямоточных котлов фиксируются неподвижными креплениями с одной стороны и подвижными креплениями в направлении удлинения труб и панелей при нагревании[50-59].

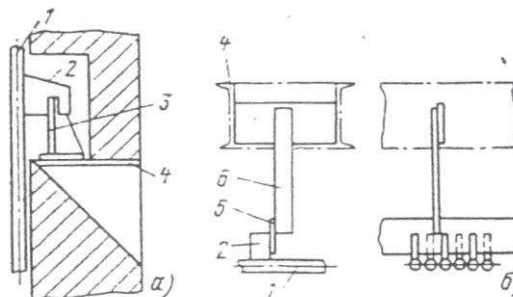


а – на стойках из уголков; б – на стойках из штампованных полос; в – на подвесках из полос; г – на подвесках из труб экономайзера; 1 – труба змеевика; 2 – стойка; 3 – опорная балка; 4 – подвеска из полосы; 5 – подвеска из труб

Рисунок 4.4 - Крепление змеевиков экономайзера

Типы неподвижных креплений труб прямоточных приведены на рис.4.5., подвижных креплений подового экрана и НРЧ, СРЧ и ВРЧ – на рис. 4.5.

При осмотре неподвижных креплений проверяют прочность сварных швов и при обнаружении обрывов или трещин усиливают сварку. У крепления, изображенного на рис. 6, не должно быть верхнего зазора между косынкой и кронштейном. Появление зазора свидетельствует о нарушении положения труб НРЧ из-за заземления. В этом случае необходимо обнаружить и устранить причину заземления.



а – труб нижней радиационной части; б – труб потолочного экрана; 1 – труба; 2 – косынка; 3 – кронштейн; 4 – опорная конструкция; 5 – планка; 6 – подвеска

Рисунок 4.5 - Типы неподвижных креплений

У всех этих креплений проверяют и восстанавливают прочность приварки деталей. Прорези в косынках и планках должны быть направлены в сторону перемещения труб, а запас хода должен быть на 5–10 мм больше теплового перемещения панели.

Панели СРЧ и ВРЧ выполнены в виде лент, поэтому их крепления более сложны.

Большое значение для компенсации тепловых перемещений труб имеет их холодный натяг. В котлах холодный натяг труб осуществлен на стыке фронтального и потолочного экранов и в углах опускаемого газохода у потолочных труб поворотной камеры. Холодный натяг труб фронтального экрана равен 145 мм, потолочного – 15 мм. Для перемещения труб потолочного экрана в сторону фронтальной стены котла предусмотрено 160 мм. Перемещение труб фронтального экрана вверх воспринимается компенсатором верхней части экрана.

Перемещение потолочных труб поворотного газохода в сторону задней стены компенсируется холодным натягом, равным 45 мм. Величина холодного натяга труб указывается в технической документации на котлы.

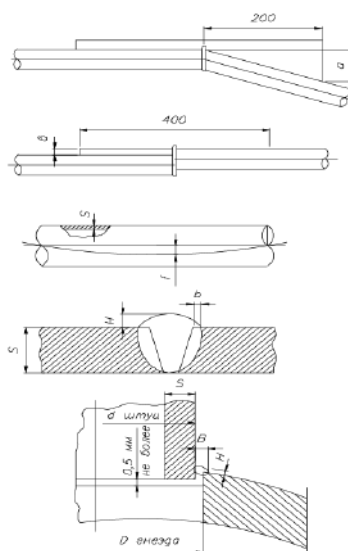
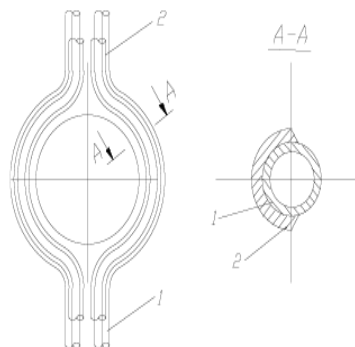


Рисунок 4.6 - Места наиболее интенсивного золового износа труб

Основным методом борьбы с абразивным истиранием труб поверхностей нагрева является установка защитных накладок. С учетом местного характера абразивного износа защитные устройства устанавливаются на лобовых участках верхних труб конвективных поверхностей нагрева и на участках, расположенных в районе газовых коридоров в непосредственной близости от местных сопротивлений (рис. 4.6).

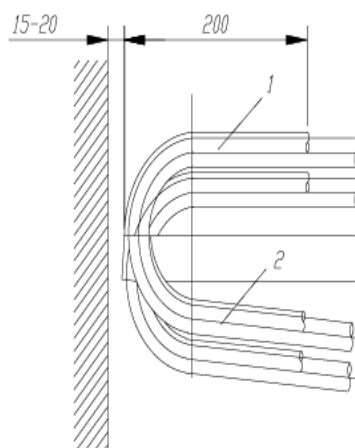
На рис. 4.7, 4.8 изображены способы установки защиты труб. Крепление индивидуальных манжет на трубах из углеродистой и низколегированной сталей можно производить электросваркой, на трубах из высоколегированных сталей – с помощью хомутов. Крепление групповых

манжет производится только хомутом. Приварку и крепление хомутом следует производить только с одной из сторон, обеспечивая тем самым свободу теплового перемещения манжеты вдоль трубы.



1 – труба; 2 – защитная накладка

Рисунок 4.7 - Установка защитных накладок на трубах, огибающих амбразуры:



1 – внешняя манжета; 2 – внутренняя манжета

Рисунок 4.8 - Индивидуальные манжеты для защиты гибов труб

4.3.2. Проведение гидравлических испытаний элементов котла, работающих под давлением

Гидравлические испытания проводятся с целью проверки прочности и плотности узлов и соединений котла, работающих под повышенным давлением пара и воды [59].

Котел подвергается гидравлическим испытаниям в следующих случаях:

- при освидетельствовании;
- после замены трубной системы или отдельной ее части;
- перед проведением паровой пробы;
- после замены или глушения змеевиков экономайзера;
- после замены котельной арматуры;

- после подвальцовки труб испарительного пучка или пароперегревателя;
- после заварки свищей в стенках труб или глушения труб;
- при обнаружении признаков неплотности корпуса котла или экономайзера.

Испытательное давление указывается в инструкции по эксплуатации котла и обычно составляет 120 -125 % от рабочего. В некоторых случаях (для уточнения места течи или неплотностей, после подвальцовки труб пароперегревателя, после глушения труб котла и др.) пробное давление разрешается уменьшить до рабочего. Температура воды, заполняющей котел при проведении испытаний, не должна быть ниже температуры стенок труб и коллекторов с целью предотвращения отпотевания этих элементов.

Для проведения гидравлических испытаний необходимо подготовить котел следующим образом:

- снимаются все крышки лазов и щиты на внутреннем и наружном кожухах, вскрывается топочный лаз;
- производится наружная механическая чистка корней труб испарительного пучка и пароперегревателя;
- демонтируются секции ГОУ (для высоконапорных котлов);
- проверяется открытие клапана подачи питательной воды на сообщительной трубе между экономайзером и паровым коллектором;
- закрываются клапаны на всех коллекторах, кроме воздушных клапанов;
- стопорятся штоки предохранительных клапанов котла;
- котел заполняется водой до ее появления из воздушных клапанов, после чего воздушные клапаны закрываются.

Подъем давления в котле производится с помощью специального пресса, присоединяемого к одному из клапанов котла (место присоединения указывается в инструкции по эксплуатации), либо с помощью штатного питательного насоса[60].

Подъем давления в котле осуществляется плавно, с выдержками для осмотра котла при давлениях: 1,0; 2,0; 3,5 МПа (10, 20, 35 кгс/см) и при полном рабочем давлении. При выдержках производится осмотр корпуса котла, экономайзера, фланцевых соединений арматуры и других элементов, находящихся под давлением. При обнаружении неплотностей, давление в котле плавно снижается до атмосферного, неисправности устраняются, после чего повторно производятся гидравлические испытания котла. После осмотра котла при рабочем давлении, давление поднимается до пробного испытательного, с выдержкой при нем 5 минут. При пробном давлении осмотр котла не производится! После выдержки при пробном давлении, давление плавно снижается до рабочего и производится осмотр котла. Котел считается выдержавшим испытания, если не обнаружены течи и деформации. Нестекающие капли на местах вальцовочных соединений труб с коллекторами браковочным признаком не считаются.

После проведения испытаний производится плавное (в течение 2 - 3 минут) снижение давления до атмосферного.

При необходимости допускается производить гидравлические испытания отдельно корпуса котла и экономайзера.

Паровая проба котла

Паровая проба производится для проверки герметичности узлов и соединений котла, работающих под давлением воды и пара.

Паровая проба производится в следующих случаях:

- при первой разводке котла после его изготовления;
- после окончания заводского ремонта котла;
- после замены котельной арматуры;
- после вскрытия лазовых затворов коллекторов.

Перед паровой пробой в обязательном порядке проводятся гидравлические испытания котла. Котел, не выдержавший гидравлические испытания, к паровой пробе не допускается!

Паровая проба котла производится в следующей последовательности:

- котел подготавливается к действию в соответствии с инструкцией по эксплуатации;
- производится разводка котла при открытом клапане продувания пароперегревателя;
- в процессе подъема давления пара в котле от 0 до 0,5 МПа постоянно производится осмотр и прослушивание котла;
- при достижении давления пара в котле 3,0 МПа (30кгс/см) закрывается клапан продувания пароперегревателя, горение котла выключается, производится осмотр и прослушивание котла;
- при отсутствии неплотностей открывается продувание пароперегревателя, производится повторная разводка котла, давление пара в котле поднимается до рабочего;
- выключается горение, закрывается клапан продувания пароперегревателя, производится осмотр и прослушивание котла;
- контролируется отсутствие травления пара через предохранительные клапаны.

Котел считается выдержавшим паровую пробу, если при выдержке его под полным рабочим давлением в течение 30 мин. не проявляются какие либо неисправности.

После паровой пробы снижение давления пара в котле от рабочего до значения 1,5 МПа (15кгс/см) должно производиться в результате его естественного остывания. После достижения давления пара в котле 1,5 МПа дальнейшее снижение давления разрешается производить через клапан продувания пароперегревателя.

Пневматические испытания наружного кожуха

Наружный кожух высоконапорного котла работает в условиях повышенного давления воздуха, подаваемого в топку котла компрессором ТНА. Периодически наружный кожух ВНК должен подвергаться испытаниям на прочность и плотность пробным давлением воздуха.

Как правило, испытания на прочность и плотность наружного кожуха ВНК производятся в следующих случаях:

- если произошел взрыв газов в топке котла;
- если котел находился в бездействии более 1 года;
- если при осмотре котла выявлена необходимость проведения испытаний;
- после проведения ремонта с заменой отдельных листов, а также применении сварки при ремонте отдельных элементов кожуха, работающих под давлением (за исключением случаев выреза и вварки участков днищ при замене секций экономайзера, выполненных в соответствии с инструкцией по эксплуатации);
- при полном освидетельствовании котла, но не реже чем через 6 лет эксплуатации.

При проведении испытаний пробное давление воздуха

Устанавливается в зависимости от рабочего давления - P . При рабочем Давлении до 5,0 кгс/см пробное давление принимается равным 1,5 P , но не менее 2,0 кгс/см. При рабочем давлении более 5,0 кгс/см пробное.

Давление принимается равным 1,25 P но не менее 3,0 кгс/см.

Пневматические испытания проводятся комиссией так же, как и при полном освидетельствовании котла. Перед испытанием на прочность и плотность наружный кожух должен быть тщательно осмотрен и только при отсутствии дефектов (деформаций, трещин, надрывов) может быть допущен к проведению испытаний.

Для проведения пневматических испытаний проводятся следующие действия и мероприятия:

- снимается вся изоляция с наружного кожуха;
- собирается схема трубопроводов.
- наружный кожух герметизируется, устанавливаются необходимые заглушки (на фланцах подвода воздуха и отвода газов в ГТ ТНА), вместо одной из штатных крышек горловин устанавливается заглушка с предохранительным клапаном, имеющим сечение в 4.
- открываются и закрепляются двери и люки котельного отделения;
- производится подъем давления в кожухе до рабочего с остановками через каждые 0,5 кгс/см, в период остановок кожух осматривается, проверяется на ощупь и с помощью свечи;
- при достижении рабочего давления осмотры прекращаются, обслуживающий персонал выводится из котельного отделения в безопасные места, после чего давление поднимается до пробного;
- пробное давление выдерживается в течение 5 мин., после чего плавно снижается до рабочего, производится осмотр наружной обшивки котла. Нахождение обслуживающего персонала в котельном отделении до снижения давления в кожухе до рабочего запрещено.

Котел считается выдержавшим испытания, если не обнаружено разрывов, трещин, деформаций, отсутствуют пропуски воздуха в сварных швах и по основному металлу.

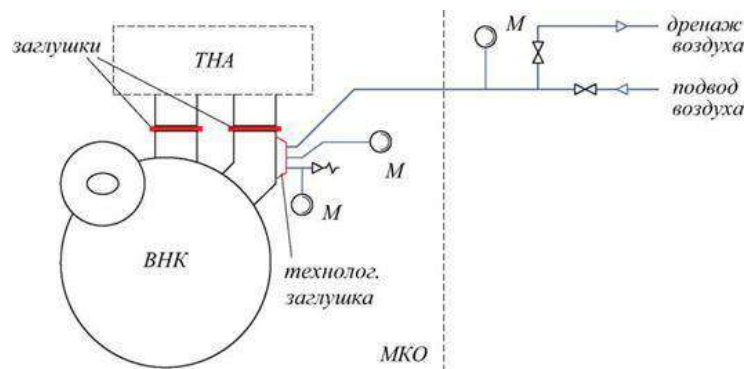


Рисунок 4.9 - Схема проведения пневматических испытаний наружного кожуха ВНК.

Очень широкое применение в составе судовых и корабельных КТЭУ нашли водотрубные котлы с естественной циркуляцией. Они значительно легче и экономичнее огнетрубных котлов,

Водотрубными называют такие паровые котлы, у которых внутри труб, омываемых снаружи горячими продуктами сгорания топлива, циркулирует вода и пароводяная смесь[60].

4.3.3. Обследование барабанов и устранение их повреждений

Металл барабана работает в тяжелых условиях. С одной стороны находится под высоким внутренним давлением, с другой стороны на него отрицательно действуют частичные теплосмены и агрессивное действие котловой воды. Барабан изготавливается из низколегированной марганцовистой стали 16ГНМА. Толщина стенки – 115мм.

Повреждение барабанов и методы их устранения. Повреждения барабанов котлов появляется в тех случаях, когда в стенке барабана возникают дополнительные напряжения, вызванные снижением прочности металла при наличии в нем посторонних включений и других пороков, или быстрым нагревом и охлаждением. У кромок трубных отверстий при теплосменах дополнительные напряжения возникают значительно больше, чем вдали от них. Появление трещин и их развитие связано с коррозионными процессами. При наличии в котловой воде незначительного количества растворенного кислорода.

Опасными также являются напряжения, вызванные растрескиванием защитной магнетитовой пленки при нарушениях режима работы котла. Характер трещин зависит от резкого изменения температуры, независимо от давления. Трещины возникают также под действием повышенных напряжений в зонах приварки внутрибарабанных сепарационных устройств, а также в местах стыковки различных устройств. Качество сварных швов контролируется рентгеноскопией или радиоактивными изотопами. Обследование и определение объёмов и методов контроля металла барабанов производится в соответствии с инструкцией и принято называть

«Инструкция по исследованию металла и условия эксплуатации котлов высокого давления».

Обследование производится один раз в 3-4 года в период капитального ремонта. В случае выполнения ремонта наплавки и приварки барабана, осмотр отремонтированных мест производится один раз в 2 года в период среднего ремонта. Выявленные дефекты подлежат исправлению. Места разборки внутрибарабанных устройств и снятие тепловой изоляции, определяются электростанцией совместно с ремонтной организацией в соответствии с объёмом исследований. Демонтаж внутрибарабанных устройств, приваренных кронштейном корпуса барабана, производится газовой резкой. Длина кронштейнов должна оставаться не менее 15мм. Все детали сепарации при выемке из барабана должны быть заклеены и сложены в одно место на площадке.

Перед устранением трещин, определяют характер и границы их распространения. Для этого обрабатывают до блеска места специальными составами, осматривают с помощью лупы и выявляют границы трещин. Глубину трещин определяют засверловкой с последующим травлением (соляной кислотой). Трещины в барабанах снимают шлифовальными машинками.

Материалы, применяемые при ремонте барабанов, должны соответствовать требованиям действующих ГОСТов и технических условий.

К сварке и наплавке поврежденных участков барабана привлекаются высококвалифицированные сварщики, имеющие удостоверение на выполнение ответственных работ. Перед началом работ должны пройти инструктаж и отработать технику сварки и наплавки на образцах, имитирующих реальные условия работы. Ультразвуковая дефектоскопия должна производиться обязательно.

4.3.4. Техника безопасности при обследовании и ремонте барабанов

При ремонтных работах в котельной необходимо соблюдать следующие правила безопасности: все рабочие, занятые ремонтом и очисткой котлоагрегата перед началом работ проходят инструктаж по ведению безопасных работ; их снабжают спецодеждой и обувью и допускают к горячим работам, если температура на рабочем месте не более 40-50⁰С. При этом по указанию мастера 30-минутная работа должна обязательно чередоваться с 15-минутным отдыхом вне топки, котла или газохода. Перед допуском к производству ремонтных или котлоочистительных работ топку и газоходы котлоагрегата следует тщательно вентилировать и хорошо осветить. Мастер должен тщательно осмотреть место работы с целью выявления, не произойдут ли обвал кирпичей, разрушение сводов, стен или глыб шлака; далее он должен назначить на период работ рабочего, который должен находиться снаружи, у лаза и наблюдать за ходом работы, поддерживая постоянную связь с работающими в барабане котла или в глубине газохода[53-55].

При ремонте и очистке газоходов рабочие должны соблюдать особую осторожность, так как в них возможно догорание топлива в непроветриваемых углах, унесенного дымовыми газами. В этих очагах выделяется оксид углерода (СО - угарный газ), очень вредный для человека. Поэтому эти очаги при обнаружении следует немедленно ликвидировать. Следует помнить, что при очистке газоходов одно из основных требований безопасности — надежная вентиляция. Ремонтные работы в газоходах; экономайзерах и золоулавливателях следует выполнять по наряду, после их очистки от золы. При этом на обдувочных линиях пара следует обязательно отключать задвижки.

До начала производства работ внутри барабана или коллектора котла, соединенного с другими работающими котлами, трубопроводами (паропровод, питательные, дренажные, спускные линии и т.п.), а также перед внутренним осмотром или ремонтом элементов, работающих под давлением, котел должен быть отсоединен от всех трубопроводов заглушками, если на них установлена фланцевая арматура.

В случае если арматура трубопроводов пара и воды бесфланцевая, отключение котла должно производиться двумя запорными органами, при наличии между ними дренажного устройства диаметром условного прохода менее 32 мм, имеющего прямое соединение с атмосферой. Приводы задвижек, а также вентилей открытых дренажей и линии аварийного слива воды из барабана должны быть заперты на замок так, чтобы исключалась возможность ослабления их плотности при запорном замке. Ключи от замков должны храниться у ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию котла, если на предприятии не установлен другой порядок их хранения [52-56].

Толщина заглушек, применяемых для отключения котла, устанавливается исходя из расчета на прочность. Заглушка должна иметь выступающую часть (хвостовик), по которой определяется ее наличие. При установке прокладок между фланцами и заглушкой прокладки должны быть без хвостовиков.

Допуск людей внутрь котла, а также открывание запорной арматуры после удаления людей из котла должны производиться только по письменному разрешению (наряду-допуску), выдаваемому в установленном порядке.



Контрольные вопросы:

1. С какой целью проводятся гидравлические испытания?
2. Основные методы борьбы с абразивным истиранием труб поверхностей нагрева.
3. Наиболее характерные повреждения труб поверхностей нагрева.
4. Перечислите характерные повреждения барабанов котла.
5. Назовите основные дефекты и повреждения поверхности пароперегревателя.

6. Каким образом выполняют маркировку элементов поверхностей нагрева котла, где устанавливают температурные вставки или делают вырезки?

7. Чем компенсируются перемещение потолочных труб поворотного газохода в сторону задней стены?

4.4. Ремонт вращающихся механизмов

4.4.1. Ремонт опор с подшипниками качения

Основными признаками неисправной работы сборочных единиц, вращения с подшипниками качения являются: повышенный шум, повышенный нагрев и неравномерность движения.

Повышенный шум является следствием повреждения тел качения подшипников, износа посадочных мест на валу и в корпусе, защемления тел качения вследствие неправильной регулировки, отсутствия смазки и др.

Повышенный нагрев может быть из-за защемления тел качения, несоосности посадочных мест подшипников на валу или в корпусе, избытка смазки, неисправности уплотнений и др. Неравномерность вращения появляется из-за несоосности опор подшипников на валу и в корпусе, повреждения тел качения подшипников и др. Ремонт сборочных единиц с подшипниками качения начинают с разборки, когда невозможно устранить дефекты регулировкой. Разборку выполняют при помощи съемников. Промытые детали тщательно осматривают, чтобы проверить, нет ли признаков усталостного износа беговых дорожек и тел качения. Если такой износ обнаружен, то подшипник обязательно заменяют. Замене подлежат также подшипники с выкрошенными бортами, деформированными сепараторами, с ржавчиной па рабочих и посадочных поверхностях.

Ремонт подшипников качения в ремонтных цехах предприятий, как правило, не производится. Здесь только восстанавливают посадочные поверхности деталей, сопрягаемых с подшипниками, т. е. корпусов и валов, наплавкой, хромированием, металлизацией, нанесением эпоксидного клея и другими способами. Практикуется, кроме того, установка компенсирующих втулок. Втулку устанавливают (прессованием или при помощи клея) в корпус подшипника или на шейку вала в зависимости от характера и величины износа и размеров деталей [57].

Загрязненные фетровые уплотнения (уплотнения из фетра служат для защиты подшипника от действия внешней среды, а не как препятствие против вытекания смазки) нужно хорошо промыть в чистом керосине, а изношенные заменить в этих уплотнениях войлочные и фетровые кольца должны прилегать к шейкам вала умеренно плотно, что проверяется щупом, который не должен проходить только при толщине его 0,1 мм. Очень плотная установка кольца вызывает повышенное трение, что влечет за собой усиленный нагрев шейки вала и подшипников.

В лабиринтных уплотнениях, имеющих то же назначение, что и фетровые, должны быть кольцевые канавки со стенками без выбоин и

вмятин. Нормальная величина зазора в радиальном направлении 0,3-0,6 мм, а в осевом 1,5-3 мм.

Уплотнения манжетного типа (кожаные, резиновые и др.) должны плотно охватывать вал и правильно закрепляться. Щуп толщиной 0,1 мм должен проходить между манжетой и валом с трудом. Свободное проникновение щупа в зазор свидетельствует о наличии износа.

К подшипникам качения шпинделей станков предъявляются высокие требования, но жесткости и точности вращения. Поэтому ремонт и сборку этих сборочных единиц производят строго в соответствии с техническими требованиями.

Правильный выбор радиального зазора имеет исключительное значение для нормальной работы подшипника и сборочной единицы в целом. Если вместо зазора в подшипнике создать чрезмерный натяг и шарики или ролики после посадки подшипника на рабочее место будут слишком зажаты между кольцами, то подшипник будет нагреваться, работать с шумом и преждевременно выйдет из строя. Если, наоборот, рабочий зазор слишком велик, вал будет сильно вибрировать и работа подшипников будет сопровождаться вибрацией с характерным шумом.

Не допускается регулировать подшипник при значительном ослаблении гайки, ориентируясь только по радиальному зазору, потому что при этом трудно установить расчетный зазор или натяг, так как при дожатии появляется скачкообразное перемещение кольца по конической поверхности, исключаящее плавное увеличение диаметра кольца.

Радиальные зазоры в шпиндельной сборочной единице проверяют динамометром, закрепленным перпендикулярно оси шпинделя, а на неподвижной части станка (предпочтительно на корпусе шпиндельной бабки) закрепляют индикатор с ценой делений 1 мкм и подводят измерительный штифт к буртику шпинделя с противоположной стороны от динамометра.

Проверяют зазоры в сочленении шпиндель - подшипник следующим образом: движением суппорта нагружают шпиндель в определенном направлении, затем нагрузку снимают и замечают положение стрелки индикатора. Далее нагружение осуществляют в противоположном направлении и замечают положение стрелки индикатора после снятия нагрузки шпинделя. Обнаруженная при этом разность показаний стрелки индикатора будет соответствовать величине суммарного зазора[58-60].



Контрольные вопросы:

- 1.С чего начинают ремонт сборочных единиц с подшипниками качения?
2. Какие требования предъявляются к подшипникам качения шпинделей станков?
3. Основные признаки неисправной работы сборочных единиц, прашения с подшипниками качения.

4. Какое значение имеет правильный выбор радиального зазора?
5. Какие подшипники подлежат замене?

Контрольно-измерительные материалы

Практическая работа №1

Тема: Определение периодичности ремонта и норм простоя паровых котлов по нормативно-техническим документам (НТД).

Цель: Научиться определять периодичность ремонта и нормы простоя *ПК* по *НТД*.

Краткие теоретические сведения

1. Продолжительность ремонта исчисляется в календарных сутках, включая выходные дни, но исключая праздничные дни.

2. Нормы продолжительности ремонта для *ПК* приведены при сжигании пылеугольного топлива с содержанием золы до 35 % при средней абразивности.

При других видах топлива или более высоком содержании золы и высокой абразивности золы к нормам продолжительности ремонта, указанным в таблице, применяются коэффициенты:

- для газа - 0,8;
- для смеси мазута и газа – 0,85;
- для мазута – 0,9;
- для пылеугольного топлива с зольностью выше 35 % и (или) высокой абразивности – 1,2.

4. Для *ТР* приведена годовая (суммарная) производительность ремонтов.

5. *КР* и *ТР* турбогенераторов производится в те же сроки, что и паровых турбин.

Примечание: В году проведения среднего ремонта *СР*, его продолжительность может быть увеличена за счет продолжительности *ТР*.

Таблица 4.1 - Для энергоблоков К-200-300-500 МВт

Мощность энергоблока (МВт)	Год ремонтного цикла	1	2	3	4	5	6	7	8
	Вид ремонта	<i>ТР</i>	<i>СР</i>	<i>ТР</i>	<i>КР</i>	<i>ТР</i>	<i>СР</i>	<i>ТР</i>	<i>КР</i>
210 с ТМ-104А	Продолжительность (кален.сут.	13+8	25+8	13+8	56	13+8	25+8	13+8	56
300 с ПК-39	-//	18+10	27+10	18+10	65	18+10	27+10	18+10	65
500 (с ПК - 57)	-//	20+10	40+10	20+10	83	20+10	40+10	20+10	83

Примечание:1. В год проведения только текущих ремонтов (*ТР*) может выполняться два *ТР* указанной продолжительности, либо один *ТР* суммарной продолжительности. 2. В год проведения среднего ремонта (*СР*) может выполняться дополнительно один *ТР* продолжительностью 8 дней для блоков 210 МВт и 10 дней для блоков 300-500 МВт. 3. В год проведения *КР* может, при необходимости, проводиться один *ТР* с продолжительностью 8 дней (для блоков 210 МВт) и 10 дней (для блоков 300-500 МВт).

Ход работы:

1. Переписать и усвоить "*Краткие теоретические сведения*".
2. Рассчитать продолжительность ремонтов по индивидуальному заданию.

Содержание отчёта:

1. Название работы.
2. Цель работы.
3. Краткие теоретические сведения.
4. Ход работы.

Вывод: Научиться определять периодичность ремонта и нормы простоя *ПК* по *НТД*.

Практическая работа №2

Тема: Составление плана приемки котлов из ремонта.

Цель: Научиться составлять план приемки котлов из ремонта.

Краткие теоретические сведения

Вышедший из ремонта *ПК* считается принятым в эксплуатацию после проверки его состояния, проведения испытаний, после *ТР* - 8 ч и после *КР* 24 ч. Составляется акт приемки *ПК* из ремонта. В паспорт *ПК*, подвергнувшегося в ремонте модернизации, вносятся изменения с указанием даты. На *ПК* ниже заводского *паспортного щитка* устанавливают дополнительно *ремонтный щиток* с указанием параметров, организации, выполнившей модернизацию, и даты.

Для контроля качества ремонта, проведения испытаний ремонтные цеха и лаборатории оснащают аппаратурой и испытательными стендами. Оценку качества ремонта проводят по пятибалльной системе. "*отлично*" при выполнении всех основных и дополнительных требований. "*хорошо*" при выполнении всех основных и частичном выполнении (не < 50%) дополнительных требований. "*удовлетворительно*" при выполнении всех основных и частичном выполнении (< 50%) дополнительных требований.

К дополнительным требованиям относят:

- наличие комплекта ремонтной документации;
- применение необходимых приспособлений и инструмента;
- соответствие выполненных операций требованиям технологической документации; "*неудовлетворительно*" при невыполнении одного или более из основных требований.

На основании этих оценок исполнителю ремонта устанавливают итоговую оценку качества за весь выполненный им объем работ по установке и приводится в том же акте. Оценку качества отремонтированного оборудования, входящего в *ПК* и оценку качества выполненных ремонтных работ устанавливают: *предварительно* - по окончании приемо-сдаточных испытаний; *окончательно* - по результатам контрольной эксплуатации, но не позднее 3^X дней после её окончания. Оценку качества отремонтированного *ПК* в целом устанавливают по результатам контрольной эксплуатации.

План приёмки *ПК* после *КР* :

- наружный осмотр *ПК* с проверкой состояния обшивки, каркаса, опор и подвесок барабанов, коллекторов труб-дов, лестниц, площадок и фундаментов;

- проверка плотности топок, газоходов и пылесистем, ЗУ;

- контроль техсостояния труб поверхностей нагрева;

- барабаны *ПК*: состояние внутренней очистки барабанов и внутрибарабанных устройств;

ППды ПК: проверка техсостояния *ППдов*;

- проверка техсостояния фланцевых соединений и крепежных деталей;

- проверка натяжения пружин, осмотр подвесок и опор, реперов;

Гарнитура *ПК*:

- проверка взрывных клапанов, шиберов, лазов, гляделок;

- проверка обдувочных и дробеочистных устройств;

- осмотр пробоотборников и охладителей отбора проб воды и пара.

Топочные устройства:

- проверка горелок; газовоздухопроводов и пылепроводов;

- мазутных форсунок и паромазутопроводов.

Обмуровка: состояние обмуровки, в том числе: пода топки, стен радиационной части котла, амбразур горелок, мест прохода труб через обмуровку, температурных швов, зазоров между элементами поверхностей нагрева, гарнитуры.

ВЭ и *ПЗ*: проверка змеевиков; устройств для защиты труб от дробевого и золового износа; *ТВП*: проверка плотности *ВП*, коробов и компенсаторов. Газовоздухопроводы: проверка на чистоту от золы;

Тепловая изоляция: проверка тепловой изоляции в том числе: главного *ППда*, труб-дов *ГПП*, *ХПП*, коллекторов, труб-дов питательной воды, регулирования $t^{РЫ}$ острого пара, газовоздухопроводов;

Заключительные работы:

- кислотная промывка; гидравлическое испытание *ПК*;

- нятие лесов, подмостей и люлек, уборка такелажа и ремонтной оснастки;

- испытание на плотность топки и конвективной шахты, газоходов, пылесистем, золоуловителей;

- настройка предохранительных клапанов;

- проверка котла на паровую плотность; уборка рабочих мест и ремонтных площадок от мусора и отходов.

Приёмка ДВ и ДС, статическая и динамическая балансировка, приёмка взрывных клапанов с заменёнными мембранами, приёмка тепловой изоляции, проверка систем пожаротушения, приёмка багерных и шламовых насосов, входящих в КУ, приёмка ЗУ; приёмка систем осадительных и коронирующих электродов систем встряхивания осадительных и коронирующих электродов; приёмка мокрых ЗУ с проверкой устранения дефектов металлических корпусов, сопл орошающих устройств и форсунок.

Ход работы:

1. Переписать и усвоить "Краткие теоретические сведения".
2. Ответить на вопросы преподавателя по содержанию работы.

Содержание отчёта:

1. Название работы.
2. Цель работы.
3. Краткие теоретические сведения.
4. Ход работы.

Вывод: Научился составлять план приемки котлов из ремонта.

Практическая работа №3

Тема: «Составление ведомости дефектов теплоэнергетического оборудования»

Задание: Подготовить бланк ведомости дефектов теплоэнергетического оборудования

Цель: 1. Изучение нормативной и технической документации по организации ремонта ТЭО.

2. Формирование навыков пользования технической и справочной литературой.

Предварительная подготовка.

При возникновении необходимости проведения ремонтных работ рекомендуется составлять дефектную ведомость по ремонту, в которой будут отражены все подробности и перечислены все участки или детали, подлежащие ремонту. Ведомость дефектов составляется на основании технического обследования.

В дефектной ведомости необходимо отразить соответственно дефекты конструкций и узлов, описать все технологические и организационные мероприятия по их устранению. В этой же дефектной ведомости нужно указать объем ремонтных работ и перечислить основные материалы, необходимые для ремонта.

Если марка и тип материала имеет принципиальное значение, также можно указать это в документе. Составление ведомости производится опытным высококвалифицированным работником, связанным с ремонтом оборудования или зданий[60-61].

Ведомость дефектов является документом, по которому составляется смета и осуществляется проверка выполненных ремонтных работ, поэтому правильное и подробное составление этого документа очень важно. В ведомость объема работ по каждому узлу включаются путем выборки из

эксплуатационных журналов, книг текущего ремонта, аварийных актов и актов о неустраненных при предыдущем ремонте дефектов, все дефекты и неполадки, выявленные с момента предыдущего капитального ремонта.

В ведомости объема работ должны найти отражение:

- неплотности вентиля и задвижек;
- заедания клапанов;
- дефекты деталей регулирования, червячных передач, подшипников, обмуровки;
- вибрации;
- замеченные отклонения от нормальных температур и давлений; присосы; частота загрязнения и выхода из строя трубок экранов, воздухоподогревателей, экономайзеров, конденсаторов, маслоохладителей и аппаратов регенеративной установки;
- состояние питательных, конденсатных, циркуляционных и других вспомогательных насосов;
- отклонение от нормальных температурных расширений агрегата при разных режимах работы и т. п.

Эти тщательно обработанные данные должны дать полную и ясную картину технического состояния отдельных узлов и всего агрегата в целом; исходя из этих данных, определяется состав и объем подлежащих выполнению работ при ремонте. По узлам агрегата, в работе которых дефекты не наблюдались, объем работ определяется затратой времени на разборку, чистку, осмотр состояния и необходимые замеры величины зазоров и положений.

Составленная таким путем ведомость должна быть проработана на производственном совещании котлотурбинного цеха, где она подвергается соответствующей корректировке, основанной на личных наблюдениях ремонтного и эксплуатационного персонала. Проработанная с персоналом ведомость объема работ дает возможность еще до остановки агрегата установить полный объем работ при ремонте, определить состояние установки, ее слабые места, дефекты и ненормальности, на устранение которых при ремонте должно быть обращено особое внимание. Эти данные дают возможность заранее определить трудозатраты в человекочасах для проведения выявленного объема работ, а также потребные запасные части и важнейшие материалы.

Учет всех данных ведомости объема работ позволяет избежать неустраненных в процессе ремонта дефектов и ненормальностей, вносит плановость в ход ремонта, способствует устранению простоев персонала и его частых перебросок с одного объекта работ на другой. По окончании капитального ремонта в ведомость объема работ должны быть вписаны все фактически проведенные работы по всем узлам турбоустановки с указанием их технического состояния после ремонта.

Ведомость объема работ, составленная и подписанная начальником цеха и согласованная с ремонтной организацией, после утверждения главным инженером станции является одним из основных документов для

составления плана и проведения капитального ремонта; по окончании капитального ремонта соответственно оформленная ведомость объема работ является одним из основных отчетных документов, которые прикладываются к акту приемки агрегата из ремонта.

Дефектная ведомость

Структурное подразделение: _____

В процессе технического осмотра перечисленного ниже оборудования обнаружены следующие дефекты:

Оборудование					Обнаруженные дефекты
наименование	Инвентарный номер	Тип, марка	количество	Срок эксплуатации	
Материально ответственное лицо _____					
Председатель комиссии: _____ Ч					
лены комиссии: _____					

Содержание задания. Графическое изображение ведомости дефектов теплоэнергетического оборудования котельного или турбинного отделения с занесенными в нее необходимыми данными

Практическая работа №5

Тема: Причины и характер дефектов паровых котлов и их вспомогательного оборудования. Ремонтные работы по устранению дефектов и контроль качества их выполнения.

Задание: Составить сводную таблицу дефектов котлов и их вспомогательного оборудования с указанием причин возникновения, методов устранения дефектов и контроля качества ремонтных работ.

Цель: 1. Систематизация и закрепление полученных теоретических знаний

2. Формирование самостоятельности мышления, способностей саморазвития, самосовершенствования и самореализации.

Содержание задания:

Составить сводную таблицу дефектов (таблица 4.2) котлов и их вспомогательного оборудования с указанием причин возникновения, методов устранения дефектов и контроля качества ремонтных работ.

Таблица 4.2 - Сводная таблица дефектов

№ п/п	Наименование оборудования, узлов и деталей	Причина возникновения	Методы устранения дефектов	Методы контроля качества ремонтных работ	Примечание
1	Поверхности нагрева котла и их дефекты				
2	Топочные устройства котла и их дефекты				
3	Дефекты тепловой изоляции и обмуровки				
4	Дефекты соединительных муфт				
5	Дефекты подшипников				
6	Узлы и детали тягодутьевых машин, их дефекты				
7	Узлы и детали РВП, их дефекты				
8	Узлы и детали шаровой барабанной мельницы, их дефекты				
9	Узлы и детали молотковой мельницы, их дефекты				
10	Узлы и детали питателей пыли, сырого угля, их дефекты				
11	Узлы и детали систем пылеприготовления, их дефекты				

Форма отчета: Письменное выполнение задания в рабочей тетради по дисциплине Примечание: на заполнение каждого пункта таблицы отводится по 2 часа.

Тестовые вопросы:

1. Комплекс операций по поддержанию работоспособности и исправности теплотехнического оборудования в период между очередными ремонтами

- A) техническое обслуживание;
- B) планово-предупредительный ремонт;
- C) текущий ремонт;
- D) капитальный ремонт;
- E) внеплановый ремонт.

2. Его проводят с целью обеспечения нормальной эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования при номинальной мощности.

- A) техническое обслуживание;
- B) планово-предупредительный ремонт;
- C) текущий ремонт;
- D) капитальный ремонт;
- E) внеплановый ремонт.

3. Это ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановления ресурса теплотехнического оборудования путем замены или ремонта любых его частей, включая базовые.

- A) техническое обслуживание;
- B) планово-предупредительный ремонт;
- C) текущий ремонт;
- D) капитальный ремонт;
- E) внеплановый ремонт.

4. Это ремонт, остановка оборудования на который осуществляется без предварительного назначения.

- A) техническое обслуживание;
- B) планово-предупредительный ремонт;
- C) текущий ремонт;
- D) капитальный ремонт;
- E) внеплановый ремонт.

5. Испытательное давление котла указано в инструкции по эксплуатации котла и обычно составляет

- A) 120 -125 % от рабочего;
- B) 140 -145 % от рабочего;
- C) 150 -155 % от рабочего;
- D) 170 -175 % от рабочего;
- E) 220 -225 % от рабочего

6. Основным методом борьбы с абразивным истиранием труб поверхностей нагрева является

- А) креплений ручных рычажных лебедок;
- В) креплений винтовых стяжек;
- С) креплений труб котлов высокого давления;
- Д) установка дистанционирующие устройства;
- Е) установка защитных накладок.

7. Гидравлические испытания проводятся с целью

- А) проверки прочности и плотности узлов и соединений котла, работающих под повышенным давлением пара и воды;
- В) проверки прочности и плотности деталей и соединений котла, работающих под повышенным давлением пара;
- С) проверки прочности и плотности деталей и соединений котла, работающих под повышенным давлением воды;
- Д) проверки плотности деталей и соединений котла, работающих под повышенным давлением газа;
- Е) проверки прочности и плотности материала котла, работающих под повышенным давлением пара;

8. Деформированные трубы из легированной стали, как правило

- А) не рихтуют, а заменяют;
- В) фиксируют установкой креплений;
- С) устанавливают защитные накладки;
- Д) устанавливают дистанционирующие устройства;
- Е) рихтуют, и заменяют.

9. При отсутствии в нормативно-технических документах гарантийных сроков на ремонт, послеремонтный гарантийный срок устанавливается не менее ... с момента включения оборудования под нагрузку

- А) 12 часов;
- В) 24 часов;
- С) 6 часов;
- Д) 48 часов;
- Е) 1 часа.

10. Работы по графику планово-предупредительного ремонта (ППР) подразделяются на:

- А) текущий ремонт, капитальный ремонт и межремонтное обслуживание;
- В) текущий ремонт, плановый ремонт и межремонтное обслуживание;
- С) плановый ремонт, капитальный ремонт и межремонтное обслуживание;
- Д) текущий ремонт и капитальный ремонт;

Е) только капитальный ремонт.

Список рекомендованной литература

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РК., 2015 г.
2. Кибарин А.А. Режимы работы и эксплуатация котельных установок: Учебное пособие. Алматы: АИЭС, 2008. - 85 с.
3. Липов Ю.М., Третьяков Ю.М. Котельные установки и парогенераторы. – Москва-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2003. - 592 с.
4. Трухний А. Д., Ломакин Б. В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: МЭИ, 2002. – 540 с.
5. Росляков П.В. Методы защиты окружающей среды: Учебник для вузов. – М.: Изд. МЭИ, 2006. – 330 с.
6. Электронная энциклопедия энергетики. -М.: Изд. МЭИ, 2007.
7. Паровые и газовые турбины/ Под ред. Костюка А.Г. и Фролова В.В. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 350 с.
8. Повышение эффективности эксплуатации паротурбинных установок ТЭС и АЭС. -Т.1: Совершенствование паровых турбин/ Л.А. Хоменок, А.Н. Ремезов, И.А Ковалев. СПб: ПЭИПК. 2002.- 340с.
9. Попова, А.А. Методы защиты от коррозии: Курс лекций: учеб.пособие. - СПб.: Лань, 2014. - 272с
- 10 Парогенераторы: Учебник для ВУЗов" / Ковалев А.П., Лелеев Н.С., Виленский Т.В. - М.: Энергоиздат, 1985.
- 11 Тарасюк В.М. Эксплуатация котлов. Практическое пособие для операторов котельной. М.:НЦ ЭНАС, 2008. - 272 с.
- 12 Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов по специальности "Промышленная теплоэнергетика" /Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев . – 4-е изд., репринт . – М. : БАСТЕТ, 2009. – 528 с.
- 13.Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация оборудования котельных, работающих на твердом топливе.- М.: «Академия», 2010.– 288 с.

РАЗДЕЛ V. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ТЭС

Цели обучения:

После прохождения данного раздела обучающиеся смогут:

- проводить расчет принципиальной тепловой схемы блока;
- выполнять расчёты тепловой схемы ТЭЦ;
- производить выбор основного и вспомогательного оборудования станции;
- выбирать схемы и оборудования топливоподачи;
- проводить расчет технико-экономического планирования на ТЭЦ.

Предварительные требования:

Перед началом работы с данным разделом студенты должны изучить такие дисциплины, как «Котельные установки», «Экономика», «Ремонт котельного оборудования», «Ремонт турбинного оборудования», и др.

Необходимые учебные материалы: рекомендуемые литературы

Введение

Раздел «Выбор оборудования тепловой схемы ТЭС» имеет большое значение при работе с тепловыми схемами ТЭЦ, а также при выполнении курсового и дипломного проектирования.

К основным задачам данного раздела относится расчет и выбор: принципиальной тепловой схемы блока, тепловой схемы ТЭЦ, основного и вспомогательного оборудования станции, схемы и оборудования топливоподачи и технико-экономического планирования на ТЭЦ.

Раздел состоит из 5 тем, включающих основы расчета принципиальной тепловой схемы блока, ТЭЦ, и технико-экономическое обоснование ТЭС. На базе минимального количества материала обучаемому сообщаются такие знания, которые позволят ему в дальнейшем всю необходимую информацию находить и усваивать самостоятельно. Овладение основами расчетов позволят специалистам инженерно-экономических направлений грамотно проводить технико-экономическое обоснование проектов.

Для изучения раздела нужно иметь соответствующую математическую и экономическую подготовку.

В разделе приведен пример решения технико-экономического расчета станции, которые должны помочь обучающемуся при самостоятельном изучении материала.

5.1. Расчет принципиальной тепловой схемы блока

Задачей расчета тепловой схемы при проектировании является определение всех потоков пара, конденсата и воды с целью выбора котлов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и других элементов схемы, а также определение показателей тепловой экономичности. При этом значение электрической мощности, как правило, задано. Заданы также значения давлений пара в отборах или они определяются в соответствии с

оптимальным распределением регенеративного подогрева воды по ступеням.

В условия расчета входят: расход пара на подогреватели определяются без разделения их поверхностей на зоны, падение давления от камеры отбора до подогревателя не учитывается, протечки через концевые уплотнения турбины, штоки клапанов не учитывается, нагрев воды в сальниковых подогревателях не учитывается и химически обессоленная вода для восполнения потерь в схеме блока подается в конденсатор турбины[62].

Составление принципиальной тепловой схемы энергоблока.

Принципиальная тепловая схема составляется с использованием паспортных данных серийных турбоустановок. Например, для блока с турбиной К-300-240, принципиальная тепловая схема представлена на рисунке 5.1.

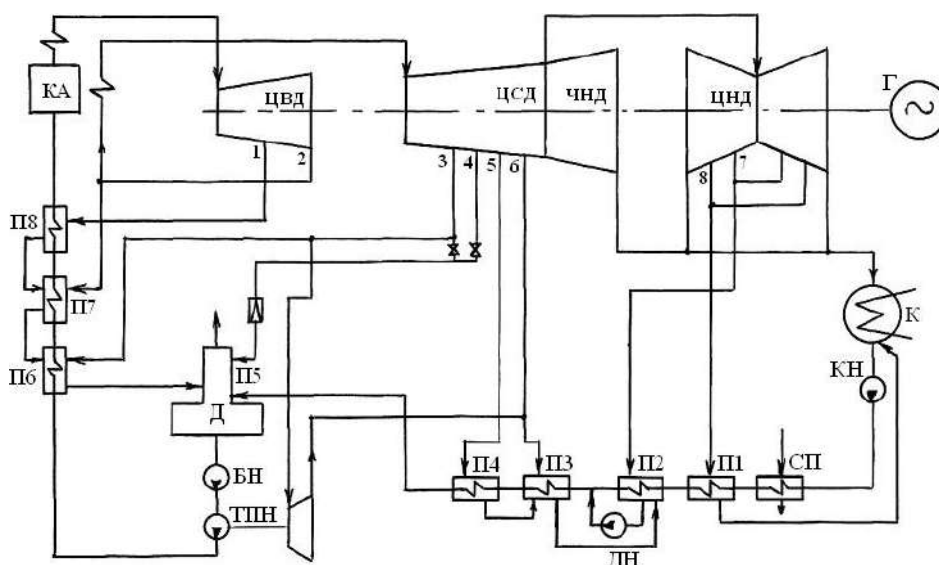


Рисунок 5.1 – Принципиальная тепловая схема блока с турбиной К-300-240

Из схемы видно, что решения по регенеративному подогреву приняты типовые: три ПВД, причем один отбор осуществляется из ЦВД, второй после ЦВД (т.е. перед промперегревом пара), третий – из ЦСД; деаэратор на давление 0,7 МПа питается паром из самостоятельного отбора (4-ый отбор из ЦСД), причем предусмотрена возможность перевода его на питание от отбора с более высоким давлением (3-го отбора), при пониженных нагрузках турбины.

Группа ПНД состоит из 4-х подогревателей и сальникового. Добавочная химически обессоленная вода подается в конденсатор турбины, где она деаэрируется в барботажном устройстве. Протечки через лабиринтовые уплотнения ЦВД и передние уплотнения ЦСД отводятся в паропровод отбора на П7, деаэратор и подогреватель П2. Особенностью схемы является паротурбинный привод питательного насоса, причем бустерный насос, создающий напор на входе воды в питательный насос, имеет электрический привод. Приводная турбина питается паром из 3-го

отбора главной турбины. Отработавший пар из приводной турбины подается в третий подогреватель низкого давления (ПЗ). Группа ПНД состоит из 4-х подогревателей и сальникового. Добавочная химически обессоленная вода подается в конденсатор турбины, где она деаэрируется в барботажном устройстве. Протечки через лабиринтовые уплотнения ЦВД и передние уплотнения ЦСД отводятся в паропровод отбора на П7, деаэратор и подогреватель П2. Особенностью схемы является паротурбинный привод питательного насоса, причем бустерный насос, создающий напор на входе воды в питательный насос, имеет электрический привод. Приводная турбина питается паром из 3-го отбора главной турбины. Отработавший пар из приводной турбины подается в третий подогреватель низкого давления (ПЗ).

Расчет тепловой схемы конденсационного энергоблока

Расчет тепловой схемы (см. рисунок 5.1) ведется с учетом заданных и нормативных параметров пара и воды, а также рекомендуемых в приложении Д.

Исходными данными являются:

- Начальное давление пара P_o .
- Начальная температура, пара t_o .
- Конечное давление пара P_k .
- Температура регенеративного подогрева питательной воды $t_{нв}$.
- Число ступеней регенеративного подогрева n .

Для расчета тепловой схемы, по исходным данным, необходимо построить процесс расширения пара в турбине в h_s -диаграмме (см. рисунок 5.1). Используя полученные по h_s -диаграмме параметры и данные таблиц воды и водяного пара составляется таблица параметров воды и пара, (см. таблицу В h_s -диаграмме по начальным параметрам пара: давлением и температурой пара P_o и t_o находим точку «0» с энтальпией h_o . С учетом потерь давления в регулирующих клапанах 5% находят точку 0' с энтальпией $h'_o = h_o$ и давлением $P'_o = 0,95 \cdot P_o$. Опускается адиабат из точки 0' до точки «ппа» с давлением промперегрева P'_{nn} энтальпией h'_{nna} , с учетом КПД относительного внутреннего ЦВД турбины $\eta^{цвд}$ находят действительную энтальпию в конце oi расширения h'_{nn} и точку «2» (см. рисунок 5.2):

$$h'_{nn} = h_2 = h_o - (h_o - h'_{nna}) \cdot \eta_{oi}^{цвд} \quad (5.1)$$

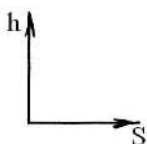
Энтальпия пара на выходе из промперегрева при давлении и температуре пара P''_{nn} и t''_{nn} , h''_{nn} .

Энтальпия пара на выходе из ЦСД:

$$h_6 = h''_{nn} - (h''_{nn} - h_{6a}) \cdot \eta_{oi}^{цсд} \quad (5.2)$$

При давлении в конденсаторе турбины P_k , действительная энтальпия отработавшего пара при адиабатной $h_{ка}$ равна:

$$h_k = h_6 - (h_6 - h_{ка}) \cdot \eta_{oi}^{цнд} \quad (5.3)$$



Строим процесс в hs -диаграмме, соединяя точки 0–0'–пп'(2) – пп''– 6–К. Из характеристики турбины, имея значения давлений пара в отборах по приложению Д, находим точки процесса 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9 определяем энтальпии и все значения заносим в таблицу 5.1.

Расчет тепловой схемы начинаем с группы ПВД. Из уравнение теплового баланса П1:

Доля отбора пара в П1:

Из уравнение теплового баланса П2:

289

Доля отбора пара в П2:

$$\alpha_2 = [\alpha_{пв} \cdot (h_{в2} - h_{в3}) - \alpha_1 \cdot (h_{ок1} - h_{ок2}) \cdot \eta_n] / (h_2 - h_{ок2}) \cdot \eta_n. \quad (5.7)$$

Из уравнения теплового баланса ПЗ:

$$\alpha_3 \cdot (h_3 - h_{ок3}) \cdot \eta_n + (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3}) \cdot \eta_n = \alpha_{пв} \cdot (h_{в3} - h_{в0}). \quad (5.8)$$

Доля отбора пара в ПЗ:

Таблица 5.1 - Параметры пара и воды

№п/п	Параметры	Обозн.	Характерные точки										
			0	1	2	ПП	3	4(Д)	5	6	7	8	К
1	Давление пара в отборе, МПа	Pi											
2	То же в подогревателе, МПа	Pni											
3	Энтальпия пара, кДж/кг	hi											
4	Температура насыщения, град	tni											
5	Энтальпия дренажа, кДж/кг	hдpi											
6	Температура воды после подогревателя, град	tvi											
7	Давление воды после подогревателя, Мпа	Pvi											
8	Энтальпия воды после подогревателя, кДж/кг	hvi											
9	Температура конденсата за ОК, град	tок											
10	Энтальпия конденсата за ОК, кДж/кг	hок											
11	Теплоперепад, кДж/кг	Hi											
12	Коэффициент недовыработки												

$$\alpha_3 = [\alpha_{нв} \cdot (h_{в3} - h_{в0}) - (\alpha_1 + \alpha_2) \cdot (h_{ок2} - h_{ок3}) \cdot \eta_n] / (h_3 - h_{ок3}) \cdot \eta_n. \quad (5.9)$$

Количество дренажа из ПВД в деаэратор:

$$\alpha_{нв0} = \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 \quad (5.10)$$

Уравнения материального и теплового балансов деаэратора (П4):

$$\alpha_{нв} = \alpha_{нв0} + \alpha_4 + \alpha_{кн}, \quad (5.11)$$

$$\alpha_{нв} \cdot h_{в0} = \alpha_{нв0} \cdot h_{др3} + \alpha_4 \cdot h_4 + \alpha_{кн} \cdot h_{в5} \quad (5.12)$$

Решаем эту систему уравнений

Доля отбора пара в П4 (деаэратор):

$$\alpha_4 = [\alpha_{нв} \cdot (h_{в0} - h_{в5}) - \alpha_{нв0} \cdot (h_{ок3} - h_{в5})] / (h_4 - h_{в5}). \quad (5.13)$$

Доля конденсата поступающего в П4 (деаэратор):

$$\alpha_{кн} = \alpha_{нв} - \alpha_{нв0} - \alpha_4. \quad (5.14)$$

Расчет группы ПНД.

Уравнение теплового баланса П5:

$$\alpha_5 \cdot (h_5 - h_{др5}) \cdot \eta_n = \alpha_{кн} \cdot (h_{в5} - h_{в6}) \quad (5.15)$$

Доля отбора пара в П5:

$$\alpha_5 = \alpha_{кн} \cdot (h_{в5} - h_{в6}) / (h_5 - h_{др5}) \cdot \eta_n \quad (5.16)$$

Из уравнение теплового баланса П6:

$$\alpha_6 \cdot (h_6 - h_{др6}) \cdot \eta_n + \alpha_5 \cdot (h_{др5} - h_{др6}) \cdot \eta_n = \alpha_{кн} \cdot (h_{в6} - h_{в7}) \quad (5.17)$$

Доля отбора пара в П6:

$$\alpha_6 = [\alpha_{кн} \cdot (h_{в6} - h_{в7}) - \alpha_5 \cdot (h_{др5} - h_{др6}) \cdot \eta_n] / (h_6 - h_{др6}) \cdot \eta_n \quad (5.18)$$

Из уравнение теплового баланса П7:

$$\alpha_7 \cdot (h_7 - h_{др7}) \cdot \eta_n + (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{др6} - h_{др7}) \cdot \eta_n = \alpha_{кн} \cdot (h_{в7} - h_{в8}). \quad (5.19)$$

Доля отбора пара в П7:

$$\alpha_7 = [\alpha_{кн} \cdot (h_{в7} - h_{в8}) - (\alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{др6} - h_{др7}) \cdot \eta_n] / (h_7 - h_{др7}) \cdot \eta_n. \quad (5.20)$$

Из уравнение теплового баланса П8:

$$\alpha_8 \cdot (h_8 - h_{dp8}) \cdot \eta_n + (\alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7) \cdot (h_{dp7} - h_{dp8}) \cdot \eta_n = \alpha_{KH} \cdot (h_{88} - h_{89}). \quad (5.21)$$

Доля отбора пара в П8:

$$\alpha_8 = [\alpha_{KH} \cdot (h_{88} - h_{89}) - (\alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7) \cdot (h_{dp7} - h_{dp8}) \cdot \eta_n] / (h_8 - h_{dp8}) \cdot \eta_n. \quad (5.22)$$

Доля пара в конденсатор турбины:

$$\alpha_K = \alpha_{KH} - (\alpha_5 + \alpha_6 + \alpha_7 + \alpha_8) \quad (5.23)$$

Расход пара на турбину без системы регенеративного подогрева:

$$D_K = N_{\text{э}} / (h_o - h'_{nn} + h''_{nn} - h_K) \cdot \eta_M \cdot \eta_c, \text{ кг/с.} \quad (5.24)$$

Расход пара на турбину:

$$D_o = D_K / (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i), \text{ кг/с,} \quad (5.25)$$

где величина:

$$\sum \alpha_i \cdot y_i = \alpha_1 \cdot y_1 + \alpha_2 \cdot y_2 + \alpha_3 \cdot y_3 + \alpha_4 \cdot y_4 + \alpha_5 \cdot y_5 + \alpha_6 \cdot y_6 + \alpha_7 \cdot y_7 + \alpha_8 \cdot y_8 \quad (5.26)$$

Расход тепла на турбоустановку:

$$Q_{my} = D_o \cdot (h_o - h_{n8}) + D_{nn} \cdot (h''_{nn} - h'_{nn}), \text{ кВт,} \quad (5.27)$$

где $D_{nn} = D_o \cdot (1 - \alpha_1 - \alpha_2)$, кг/с;

КПД турбоустановки:

$$\eta_{my} = N_{\text{э}} / Q_{my}. \quad (5.28)$$

КПД станции в целом:

$$\eta_c = \eta_{my} \cdot \eta_{mp} \cdot \eta_{ку}. \quad (5.29)$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт*ч электроэнергии $v_{ysl} = 0,123 / \eta_c$.

Составляется баланс мощностей:

$$N_1 = \alpha_1 \cdot D_o \cdot (h_o - h_1) \quad (5.30)$$

$$N_2 = \alpha_2 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2) \quad (5.31)$$

$$N_3 = \alpha_3 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_3) \quad (5.32)$$

$$N_4 = \alpha_4 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_4) \quad (5.33)$$

$$N_5 = \alpha_5 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_5) \quad (5.34)$$

$$N_6 = \alpha_6 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_6) \quad (5.35)$$

$$N_7 = \alpha_7 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_7) \quad (5.36)$$

$$N_8 = \alpha_8 \cdot D_o \cdot (h_o - h_2 + h_{nn} - h_8) \quad (5.37)$$

Суммарная мощность потока пара в турбине:

$$N = \sum N_i \quad (5.38)$$

Электрическая мощность турбоустановки:

$$N_e = N \cdot \eta_m \cdot \eta_e \quad (5.39)$$

Где: η_m - КПД механический;

η_e - КПД электрический генератора



Контрольные вопросы:

1. Задачи расчета тепловой схемы при проектировании.
2. Как определяется электрическая мощность турбоустановки?
3. Чему равна суммарная мощность потока пара в турбине?
4. Объясните процесс расширения пара в турбине в h_s -диаграмме.
5. Как составляется принципиальная тепловая схема энергоблока?

5.2. Расчет тепловой схемы ТЭЦ

5.2.1. Условия теплового расчета

Расчет производится на заданный режим работы. Если ТЭЦ проектируется по блочной схеме, поэтому расчет тепловой схемы станции сводится к расчету тепловой схемы одного блока.

Турбины работают по электрическому графику нагрузки без использования выделенного пучка конденсатора. Пиковая теплофикационная нагрузка покрывается пиковыми водогрейными котлами (ПВК).

Начальные параметры пара принимаются по заводским данным турбины. При составлении расчетной тепловой схемы за основу берется типовая схема турбоустановки.

5.2.2. Составление расчетной схемы блока ТЭЦ

При составлении расчетной схемы блока учитываются число регенеративных подогревателей и схемы их включения, схема подготовки добавочной воды, схема возврата конденсата пара с производства, схема использования теплоты непрерывной продувки, схема отпуска теплоты потребителям. Параметры регенеративных отборов принимаются по заводским данным. Пар на производство отпускается непосредственно из коллектора производственного отбора P_{np} . Тепло на цели отопления и горячего водоснабжения отпускается с ТЭЦ в виде горячей воды. Горячую воду получают путем последовательного подогрева воды в сетевых подогревателях и пиковых водогрейных котлах. В схеме турбоустановок ПТ обычно предусмотрен ступенчатый подогрев сетевой воды за счет тепла нижнего и верхнего теплофикационных отборов[63-65].

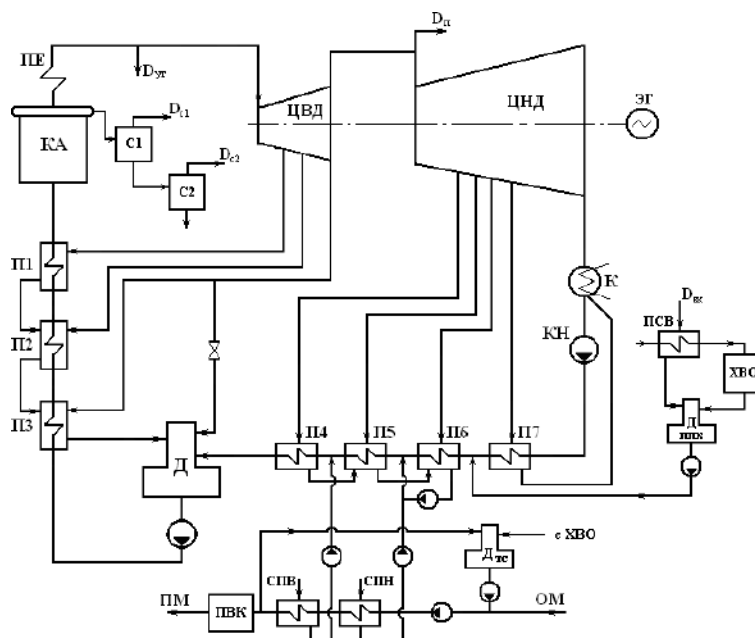


Рисунок 5.3 – Расчетная схема турбоустановки ПТ-80/100-130/13

На рисунке 5.3 представлена расчетная схема турбоустановки ПТ-80/100-130/13.

По схеме из котла пар подается на турбину, отработавший в турбине пар подается в конденсатор. Конденсат из конденсатора насосом подается через группу ПНД в деаэратор.

Питательная вода после деаэратора питательным насосом через группу ПВД подается в котел. Непрерывная продувка котла подается в двухступенчатый сепаратор. В турбине имеются регулируемые отборы пара на производство и теплофикацию. Подпитка тепловой сети производится через вакуумный деаэратор подпитки[64-65].

5.2.3. Определение давлений пара в верхнем и нижнем теплофикационных отборах турбины

Составляется схема теплофикационной установки ТЭЦ. В основном это двухступенчатые сетевые подогреватели и пиковые бойлеры или пиковые водогрейные котлы (см.рисунок 2.4). Для теплофикационной установки ТЭЦ суммарный расход сетевой воды:

$$D_{св}^{тэц} = Q^{тэц} \cdot 10^3 / C \cdot (t_{nm} - t_{ом}) \quad (5.40)$$

где C - теплоемкость воды ($C = 4,19$ кДж/(кг·°C), температура воды в прямой и обратной магистралях $t_{nm} / t_{ом}$ °C.

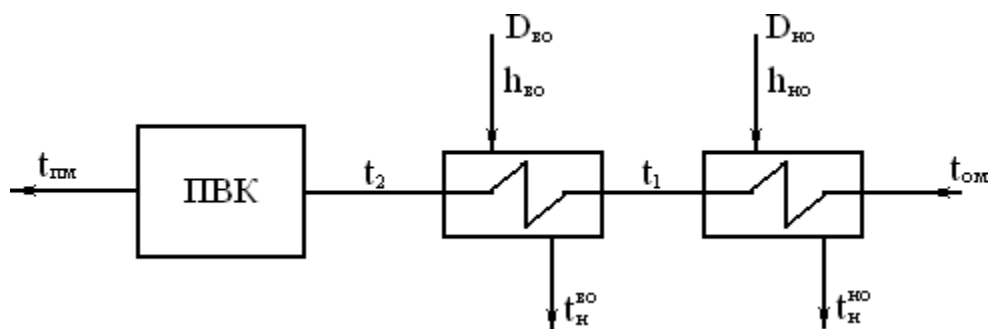


Рисунок 5.4 – Схема теплофикационной установки ТЭЦ

Расход сетевой воды через сетевые подогреватели одной турбоустановки:

$$D_{св}^m = D_{св}^{тэц} / n \quad (5.41)$$

Где: n - количество турбоустановок на ТЭЦ.

Из уравнения теплового баланса для сетевой воды и пара:

$$\Sigma Q^m = D^m \cdot C \cdot (t - t) \quad (5.44)$$

определяем температуру воды после сетевых подогревателей:

$$t_2 = \Sigma Q^m / D^m \cdot C + t, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где ΣQ^m номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов.

Подогрев сетевой воды в верхнем и нижнем сетевых подогревателях принимается примерно равным, тогда температура воды после нижнего сетевого подогревателя:

$$t_1 = t_{ом} + (t_2 - t_{ом}) / 2.$$

Недогрев сетевой воды до температуры конденсата греющего пара принимается: $\delta t = 5^\circ\text{C}$.

По таблицам воды и водяного пара находят давления в верхнем и нижнем отборах $P_{\text{во}}$ и $P_{\text{но}}$.

Значение давлений в отборах на регенерацию выбираем по заводским данным.

5.2.4. Расчет сепаратора непрерывной продувки

Принимаем двухступенчатую схему сепарации (см.рисунок 5.5)

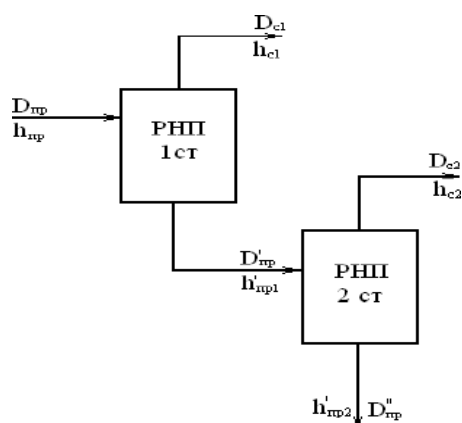


Рисунок 5.5 – Схема включения РНП

1) Расчет 1-ой ступени сепаратора

Уравнение теплового баланса:

$$D_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{c1} = D_{c1} \cdot h_{c1} + D'_{np} \cdot h'_{np1}. \quad (5.42)$$

Уравнение материального баланса:

$$D'_{np} = D_{np} - D_{c1}, \quad (5.43)$$

где D_{np} – количество продувочной воды, $D_{np} = p \cdot D_{ка}$;

$D_{ка}$ – паровая производительность котла;

p – доля продувки;

h_{np} – энтальпия продувочной воды, определяется по таблицам воды и водяного пара при давлении в барабане, P_{δ} ;

h_{c1} – энтальпия сухого насыщенного пара из сепаратора 1-ой ступени, при давлении в нем, равном P_{c1} ;

h'_{np1} – энтальпия продувочной воды.

Решая совместно уравнения теплового и материального балансов, находим:

$$D_{np} \cdot h_{np} \cdot \eta_{c1} = D_{c1} \cdot h_{c1} + D_{np} \cdot h'_{np1} - D_{c1} \cdot h'_{np1}; \quad (5.44)$$

$$D_{c1} = D_{np} \cdot (h_{np} \cdot \eta_{c1} - h'_{np1}) / (h_{c1} - h'_{np1}); \quad (5.45)$$

$$D'_{np} = D_{np} - D_{c1}. \quad (5.46)$$

Расчет 2-ой ступени сепаратора.

Вторая ступень рассчитывается аналогично первой. Пар из второй ступени сепаратора направляется на ПНД-3:

$$D'_{np} \cdot h'_{np1} \cdot \eta_{c1} = D_{c2} \cdot h_{c2} + D''_{np} \cdot h'_{np2} \quad (5.47)$$

$$D''_{np} = D'_{np} - D_{c2} \quad (5.48)$$

Решая совместно уравнения теплового и материального балансов, находим:

$$D'_{np} \cdot h'_{np1} \cdot \eta_{c1} = D_{c2} \cdot h_{c2} + D'_{np} \cdot h'_{np2} - D_{c2} \cdot h'_{np2}; \quad (5.49)$$

$$D_{c2} = D'_{np} \cdot (h'_{np1} \cdot \eta_{c1} - h'_{np2}) / (h_{c2} - h'_{np2}); \quad (5.50)$$

$$D''_{np} = D'_{np} - D_{c2}; \quad (5.51)$$

где энтальпии воды и пара при давлении во второй ступени сепаратора, определяются по таблицам воды и водяного пара [65].

Определение количества добавочной воды

Расход сырой воды на химводоочистку определяется из соотношений:

$$D_{св}^{мэц} = 1,25 \cdot D_{хов}^{мэц} + 1,4 \cdot D^{мэц} \quad (5.52)$$

Здесь 25% запас химцеха для схемы умягчения, 40% запас химцеха на собственные нужды.

1) Определение расхода добавочной воды на подпитку тепловой сети $D_{хов}^{мэц}$ производится, исходя из норм проектирования, как 0,25 % от объема воды в тепловых сетях. Объем воды в тепловых сетях берется также по нормам из расчета 65 м³ на Гкал/ч, [1]:

$$V_{мс} = 65 \cdot Q^{мэц} / C, \text{ м}^3; \quad (5.53)$$

$$D_{хов}^{мэц} = V_{мс} \cdot (0,25/100), \text{ т/ч} \quad (5.54)$$

2) Определение расхода добавочной воды на подпитку котлов $D_{нк}^{мэц}$

$$D_{нк}^{мэц} = 0,016 \cdot D_k \cdot n + 0,3 \cdot D_n + n \cdot D''_{np}, \text{ т/ч} \quad (5.55)$$

Расход сырой воды на химводоочистку:

$$D_{св}^{мэц} = 1,25 \cdot D_{хов}^{мэц} + 1,4 \cdot D_{нк}^{мэц}, \text{ т/ч} \quad (5.56)$$

Расчет подогревателя сырой воды (ПСВ).

Сырая вода в количестве $D_{св}^{мэц}$ т/ч, с температурой 5°C подогревается в ПСВ. Схема ПСВ приведена на рисунке 5.6.

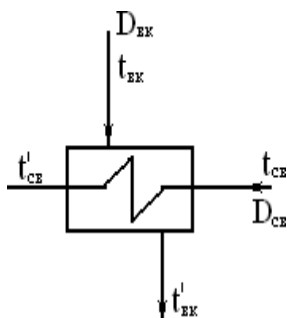


Рисунок 5.6 – Схема ПСВ

Греющим агентом в ПСВ является конденсат с производства в количестве D т/ч и температурой $t_{вк}^{\circ}\text{C}$. Температура сырой воды, поступающей на ХВО, должна быть равна 30°C .

Цель расчета – определить температуру охлажденного конденсата:

$$t'_{вк} = t_{вк} - D_{св}^{мэц} \cdot (t'_{св} - t_{св}) / D_{вк}, ^{\circ}\text{C}$$

Расчет вакуумного деаэратора подпитки котлов

Цель расчета – определить давление в деаэраторе. Давление в деаэраторе определяется по температуре насыщения, а температура насыщения определяется по энтальпии деаэрированной воды.

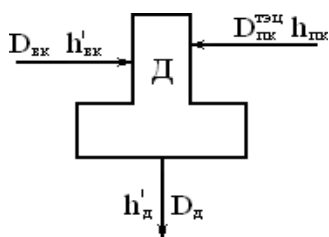


Рисунок 5.7 – Схема вакуумного деаэратора подпитки котлов

Температура химически обессоленной воды, поступающей с ХВО, $t_{нк} = 40^{\circ}\text{C}$.

Из уравнений материального и теплового балансов деаэратора, находим: $D_0 = D_{вк} + D^{мэц}$;

$$D_0 \cdot h_0 = D_{вк} \cdot C \cdot t'_{вк} + D^{мэц} \cdot C \cdot t_{нк}; \quad (5.57)$$

$$(D_{вк} + D^{мэц}) \cdot h = D \cdot C \cdot t' + D \cdot C \cdot t; \quad (5.58)$$

$$h_0 = [D_{вк} \cdot C \cdot t'_{вк} + D^{мэц} \cdot C \cdot t_{нк}] / (D_{вк} + D^{мэц}) \quad (5.59)$$

По таблицам воды и водяного пара, при энтальпии h'_o , кДж/кг, находим температуру и давление: t_o , °C и P_o , МПа.

Дальнейший тепловой расчет ведется для одного турбоагрегата.

Производится построение действительного процесса расширения пара в турбине в h_s -диаграмме и составляется таблица параметров воды и водяного пара. Определение параметров регенеративных отборов пара производят по заводским данным[66].

Расчет подогревателей сетевой воды

Схема подогревателей сетевой воды представлена на рисунке 5.8.

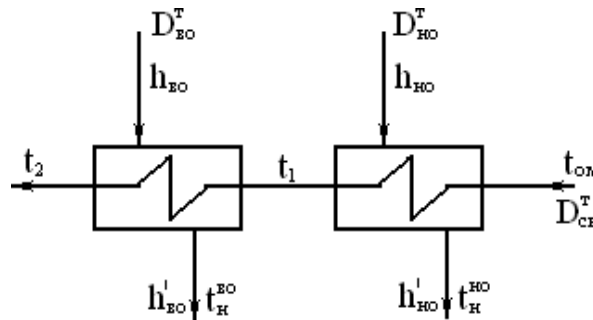


Рисунок 5.8 – Схема подогревателей сетевой воды турбоустановки

1) Определение расхода пара на сетевой подогреватель нижнего отбора. Уравнения теплового баланса:

$$D_{св}^m \cdot C \cdot (t_1 - t_{ом}) = D^m \cdot (h_o - h'_o) \cdot \eta_{нсв} \quad (5.60)$$

$$D^m = D^m \cdot C \cdot (t - t) / (h - h') \cdot \eta. \quad (5.61)$$

2) Определение расхода пара на сетевой подогреватель верхнего отбора. Уравнения теплового баланса:

$$D_{св}^m \cdot C \cdot (t_2 - t_1) = D_{го}^m \cdot (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{нсв}; \quad (5.62)$$

$$D_{го}^m = D_{св}^m \cdot C \cdot (t_2 - t_1) / (h_5 - h'_5) \cdot \eta_{нсв} \quad (5.63)$$

Определение расхода пара на регенеративные подогреватели

По диаграмме режимов турбины ПТ-80/100-130/13, при заданных тепловых нагрузках, находим расход пара на турбину, D_o , кг/с. С учетом доли утечек пара и продувки определяем расход питательной воды $D_{нв}$:

$$D_{нв} = D_o + \alpha_{ym} \cdot D_{нв} + D_{np} \quad (5.64)$$

где $D_{np} = p \cdot D_{ка}$ - продувка парового котла

$D_{ym} = \alpha_{ym} \cdot D_{нв}$ - утечки пара

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для ПВД, деаэратора питательной воды и ПНД, на основе решения уравнений

теплового баланса подогревателей. Схема группы ПВД показана на рисунке 5
Уравнение теплового баланса ПВД-1:

$$D_1 \cdot (h_1 - h_{\partial p1}) \cdot \eta_n = D_{н6} \cdot (h_{61} - h_{62}) \quad (5.65)$$

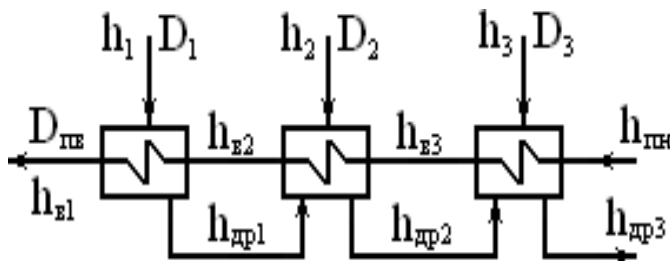


Рисунок 5.9 – Схема группы ПВД Расход пара в ПВД-1:

$$D_1 = D_{н6} \cdot (h_{61} - h_{62}) / (h_1 - h_{\partial p1}) \cdot \eta_n \quad (5.66)$$

Из уравнение теплового баланса ПВД-2:

$$D_2 \cdot (h_2 - h_{\partial p2}) \cdot \eta_n + D_1 \cdot (h_{\partial p1} - h_{\partial p2}) \cdot \eta_n = D_{н6} \cdot (h_{62} - h_{63}) \quad (5.67)$$

Расход пара в ПВД-2:

$$D_2 = [D_{н6} \cdot (h_{62} - h_{63}) - D_1 \cdot (h_{\partial p1} - h_{\partial p2}) \cdot \eta_n] / (h_2 - h_{\partial p2}) \cdot \eta_n \quad (5.68)$$

Из уравнение теплового баланса ПВД-3:

$$D_3 \cdot (h_3 - h_{\partial p3}) \cdot \eta_n + (D_1 + D_2) \cdot (h_{\partial p2} - h_{\partial p3}) \cdot \eta_n = D_{н6} \cdot (h_{63} - h_{нн}) \quad (5.69)$$

Расход пара в ПВД-3:

$$D_3 = [D_{н6} \cdot (h_{63} - h_{нн}) - (D_1 + D_2) \cdot (h_{\partial p2} - h_{\partial p3}) \cdot \eta_n] / (h_3 - h_{\partial p3}) \cdot \eta_n \quad (5.70)$$

Количество дренажа из ПВД в деаэратор:

$$D_{н6\partial} = D_1 + D_2 + D_3 \quad (5.71)$$

Расчет деаэратора

Схема деаэратора показана на рисунке 5.10. В деаэратор, кроме пара из отбора 3, подается дренаж из ПВД, а также основной конденсат после ПНД-4.

Уравнение теплового баланса ПНД-4:

$$D_4 \cdot (h_4 - h_{dp4}) \cdot \eta_n = D_{\kappa\partial} \cdot (h_{\kappa 4} - h_{cm1}), \quad (5.77)$$

$$D_4 = D_{\kappa\partial} \cdot (h_{\kappa 4} - h_{cm1}) / [(h_4 - h_{dp4}) \cdot \eta_n]. \quad (5.78)$$

Расчет ПНД-5.

Как и для ПНД-4, необходимо определить энтальпия в точке 2 смешения h_{cm2} , решая систему уравнений:

$$D_{\kappa 2} \cdot h_{cm2} = D_{\kappa 1} \cdot h_{\kappa 5} + (D^m + D_{c2} + D_4 + D_5 + D_6) \cdot h_{dp6} \quad (5.79)$$

$$D_{\kappa 1} = D_{\kappa 2} - (D^m + D_{c2} + D_4 + D_5 + D_6) \quad (5.80)$$

Из уравнение теплового баланса ПНД-5 находим D_5 :

$$D_5 \cdot (h_5 - h_{dp5}) \cdot \eta_n + D_4 \cdot (h_{dp4} - h_{dp5}) \cdot \eta_n + D_{c2} \cdot (h_{c2} - h_{dp5}) \cdot \eta_n = D_{\kappa 2} \cdot (h_{\kappa 5} - h_{\kappa\partial});$$

Расчет ПНД-6.

Расчет ведется в той же последовательности, что для ПНД-4 и ПНД-5

Уравнение теплового баланса в точке 3 смеси:

$$D_{\kappa 1} \cdot h_{cm3} = D_{\partial}^{nk} \cdot h'_{\partial} + D_{\kappa} \cdot h_{\kappa 7} \quad (5.81)$$

где D_{∂}^{nk} – количество деаэрированной воды на подпитку котлов после вакуумного деаэратора. Подставляем значения известных величин в уравнение теплового баланса в точке 3 смеси и находим h_{cm3}

Подставив известные величины в уравнение теплового баланса ПНД-6

$$D_6 \cdot (h_6 - h_{dp6}) \cdot \eta_n + (D_{c2} + D_4 + D_5) \cdot (h_{dp5} - h_{dp6}) \cdot \eta_n = D_{\kappa 1} \cdot (h_{\kappa 6} - h_{cm3}) \quad (5.82)$$

находим значения D_6 , D_5 , $D_{\kappa 1}$ и D_{κ}

Из уравнение теплового баланса ПНД-7:

$$D_7 \cdot (h_7 - h_{dp7}) \cdot \eta_n = D_{\kappa} \cdot (h_{\kappa 7} - h_{\kappa\kappa}) \quad (5.83)$$

$$D_7 = D_{\kappa} \cdot (h_{\kappa 7} - h_{\kappa\kappa}) / (h_7 - h_{dp7}) \cdot \eta_n \quad (5.84)$$

Баланс мощностей. Мощность потока пара в турбине.

$$N_i^I = D_I \cdot (h_o - h_I) \quad (5.85)$$

Второго отбора:

$$N_i^{II} = D_2 \cdot (h_o - h_2) \quad (5.86)$$

Третьего отбора:

$$N_i^{III} = (D_3 + D_n + D_o) \cdot (h_o - h_3) \quad (5.87)$$

Четвертого отбора:

$$N_i^{IV} = D_4 \cdot (h_o - h_4) \quad (5.88)$$

Пятого отбора:

$$N_i^V = (D_5 + D^m) \cdot (h_o - h_5) \quad (5.89)$$

Шестого отбора:

$$N_i^{VI} = (D_6 + D^m) \cdot (h_o - h_6) \quad (5.90)$$

Седьмого отбора:

$$N_i^{VII} = D_7 \cdot (h_o - h_7) \quad (5.91)$$

Мощность конденсационного потока:

$$N_\kappa = D_\kappa \cdot (h_o - h_\kappa) \quad (5.92)$$

Сумма мощностей потока пара в турбине:

$$N_i = N_i^I + N_i^{II} + N_i^{III} + N_i^{IV} + N_i^V + N_i^{VI} + N_i^{VII} + N_\kappa \quad (5.93)$$

Мощность на зажимах генератора:

$$N_g = N_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{гг} \quad (5.94)$$



Контрольные вопросы:

1. Как определяется расход пара на регенеративные подогреватели?
2. Что такое деэратор?
3. Баланс мощностей. Мощность потока пара в турбине.
4. Чем покрывается пиковая теплофикационная нагрузка?
5. По каким данным принимаются начальные параметры пара?
6. Как определяется суммарный расход сетевой воды для теплофикационной установки ТЭЦ?

5.3. Выбор вспомогательного оборудования

5.3.1. Выбор вспомогательного оборудования тепловой схемы

Вспомогательное оборудование тепловой схемы, поставляемое с паровой турбиной, не выбирается. К ним относятся регенеративные подогреватели, конденсатор турбины, эжектора и конденсатные насосы, сетевые подогреватели. Данные по вспомогательному оборудованию, поставляемому в комплекте с паровой турбиной, даны в паспортных данных и в каталогах на теплообменное оборудование. Поэтому необходимо привести технические данные по этому оборудованию. По тепловой схеме расчет и выбор производится только расширителей (сепараторов) непрерывной продувки, деаэраторов питательной воды, питательных и сетевых насосов[67].

5.3.2. Выбор расширителей непрерывной продувки

Расширители непрерывной продувки (РНП) служат для утилизации теплоты непрерывной продувки и частичного возврата рабочего тела в цикл. Выбор РНП производится по объему пара образующегося в расширителе. Величина продувки котлов p принимается в долях (%) от их паровой производительности, т.е. можно определить по выражению:

$$D_{np} = p \cdot D_{ку} \quad (5.100)$$

Количество образующегося пара в РНП

$$D_{рнп} = D_{np}(h_{nprod} \cdot \eta_{сеп} - h_{в сеп}) / (h_{сеп} - h_{в сеп}), \quad (5.101)$$

где параметры продувки по таблицам воды и водяного пара:

- энтальпия продувочной воды при $P_б$, МПа, h_{nprod} , кДж/кг;
- энтальпия отсепарированного пара при $P_{рнп}$, $h_{сеп}$, кДж/кг;
- энтальпия воды из РНП при $P_{рнп}$, $h_{в сеп}$, кДж/кг.

Объем пара, образующегося в РНП:

$$V' = D_{рнп} \cdot v'', \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.102)$$

где v'' -удельный объем сухого насыщенного пара при давлении пара в необходимый объем расширителя:

$$V_{рнп} = n \cdot V' / H, \text{ м}^3 \quad (5.103)$$

где норма напряжения парового объема расширителя $H = 1000 \text{ м}^3/\text{м}^3$. С учетом рассчитанного объема $V_{рнп}$ выбирается по каталогу тип РНП.

Выбор деаэраторов питательной воды

Согласно нормам [1], выбор деаэратора питательной воды производится по максимальному расходу питательной воды. На каждый турбоагрегат желательно устанавливать по одному деаэратору. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу неблочных электростанций в течение не менее 7 минут и 3,5 минут для блочных электростанций. К основным деаэраторам должен предусматриваться подвод резервного пара для деаэрации воды при пусках, а также поддержания давления при сбросах нагрузки.

Для выбора деаэратора предварительно определяется максимальный расход питательной воды [68].

$$D_{пв} = (1 + \alpha + \beta) \cdot D_{ка}, \text{ т/ч}, \quad (5.104)$$

где α – для пара на утечки и продувку;

β – доля пара на собственные нужды котла;

$D_{ка}$ – паропроизводительность котлоагрегата

Полезная минимальная вместимость деаэраторного бака (БДП):

$$V_{бдп} = \tau_{мин} \cdot (v \cdot D_{пв} / 60), \text{ м}^3 \quad (5.105)$$

где v , $\text{м}^3/\text{т}$ – удельный объем воды при заданном давлении в деаэраторе;

$\tau_{мин}$ – время работы на запасе воды в деаэраторе.

По расчетным данным выбирается типоразмер деаэратора и деаэраторный бак. Типоразмеры и характеристики деаэраторов приведены в каталогах на теплообменное оборудование.

5.3.3. Выбор питательных насосов

Количество и производительность питательных насосов принимается с учетом рекомендаций норм проектирования [68].

На электростанциях, имеющих связь с энергосистемой, с общими питательными трубопроводами суммарная подача всех питательных насосов должна быть такой, чтобы при останове одного из них, оставшиеся в работе должны обеспечить номинальную паропроизводительность всех установленных котлов.

Резервный питательный насос на ТЭЦ не устанавливается, а один питательный насос находится на складе станции.

Для ТЭС с блочными схемами подача питательного насоса определяется максимальными расходами питательной воды с запасом не менее 5 %. На блоках с давлением пара 13 МПа на каждый блок устанавливается один питательный насос с подачей 100%, при этом на складе станции должен находиться один питательный насос.

Питательные насосы принимаются с электроприводом и гидромуфтами, но при соответствующем обосновании допускается применение турбопривода.

Расчетное давление насоса выбирается с учетом запаса по давлению:

$$P_{nn} = (1,28 \div 1,32) \cdot P_o ; \text{ МПа} \quad (5.105)$$

Подача насоса:

Выбор сетевых насосов.

Сетевые насосы выбираются по расчетному расходу сетевой воды и требуемому давлению. Сетевые насосы первой ступени рассчитываются на давление сетевых подогревателей, т.е. до 0,79 МПа, сетевые насосы второй ступени выбираются по требуемому давлению в тепловых сетях (1,8 ÷ 2,2 МПа).

5.3.4. Выбор вспомогательного оборудования котельного цеха

Определение расхода топлива на котельный агрегат

Для выбранного котельного агрегата расход топлива определяется с учетом его заводских параметров и заданного топлива

$$B = Q_{ка} / (Q_n^p \cdot \eta_{ка}) , \text{ кг/с}, \quad (5.106)$$

где Q^p - низшая теплотворная способность топлива, кДж/кг;

$\eta_{ка}$ - КПД котельного агрегата брутто по техническим данным;

$Q_{ка}$ - полное количество теплоты, полезно использованное в котельном агрегате, кДж/с.

Полное количество теплоты, полезно использованное в котельном агрегате, определяется по характеристикам котла: для барабанного котла без промежуточного перегрева пара:

$$Q_{ка} = D_{ne} \cdot (i_{ne} - i_{ng}) + D_{np} \cdot (i_{куп} - i_{ng}) , \text{ кДж/с} \quad (5.107)$$

где D_{ne} - паровая производительность котельного агрегата, кг/с;

i_{ne} - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

i_{ng} - энтальпия питательной воды, кДж/кг;

D_{np} - расход продувочной воды, кг/с;

$i_{куп}$ - энтальпия продувочной воды, кДж/кг;

для барабанного котла с промежуточным перегревом пара:

$$Q_{ка} = D_{ne} \cdot (i_{ne} - i_{ng}) + D_{nn} \cdot (i''_{nn} - i'_{nn}) + D_{np} \cdot (i_{куп} - i_{ng}) , \text{ кДж/с} \quad (5.108)$$

где D_{ne} - паровая производительность котельного агрегата, кг/с;

i_{ne} - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

i_{ng} - энтальпия питательной воды, кДж/кг;

D_{nn} - расход пара на промежуточный перегрев, кг/с;

i''_{nn} - энтальпия пара после промежуточного перегрева, кДж/кг;
 i'_{nn} - энтальпия пара до промежуточного перегрева, кДж/кг;
 D_{np} - расход продувочной воды, кг/с;
 $i_{кип}$ - энтальпия продувочной воды, кДж/кг;

для прямоточного котла с промежуточным перегревом пара:

$$Q_{ка} = D_{ne} \cdot (i_{ne} - i_{нв}) + D_{nn} \cdot (i''_{nn} - i'_{nn}), \text{ кДж/с} \quad (5.109)$$

где D_{ne} - паровая производительность котельного агрегата, кг/с;

i_{ne} - энтальпия перегретого пара, кДж/кг;

$i_{нв}$ - энтальпия питательной воды, кДж/кг;

D_{ne} - расход пара на промежуточный перегрев, кг/с;

i''_{nn} - энтальпия пара после промежуточного перегрева, кДж/кг

i'_{nn} - энтальпия пара до промежуточного перегрева, кДж/кг.

Расчетный расход топлива на котел

Расчетный расход топлива на котел, кг/ч, определяется с учетом механического недожога q_4 :

$$B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100, \text{ кг/с} \quad (5.110)$$

где величина механического недожога q_4 определяется по [7], с. 200.

5.3.5. Выбор тягодутьевых устройств

К тягодутьевым машинам относятся дымососы и дутьевые вентиляторы, предназначенные для обеспечения тяги и дутья. Согласно п.5.13 [1] для котлов с паровой производительностью 500 т/ч и менее, а также для каждого котла дубль-блока устанавливаются один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов допускается при соответствующем обосновании. При установке на котел двух дымососов и двух вентиляторов производительность каждого выбирается по 50% требуемой. Выбор типоразмера тягодутьевых машин производится по производительности и напору [68].

Расчетная производительность тягодутьевых машин определяется по формуле:

$$Q_{тдм} = \beta_I \cdot V, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.111)$$

где m – запас угля;

B - часовой расход угля на один котел;

$\psi_б$ – коэффициент заполнения БСУ;

γ_n – удельный насыпной вес угля;

$z_б$ – количество БСУ на один котел.

$$V_{xв} = B_p \cdot V^o_{\text{в}} \cdot (\alpha_m - \Delta\alpha_m - \Delta\alpha_{nl} + \Delta\alpha_{gn}) \cdot (t_{xв} + 273) / 273 \quad (5.112)$$

где B_p – расчетный расход топлива на котел, кг/ч, определяется с учетом механического недожога q_4 ;

$V^o_{\text{в}}$ – теоретический объем воздуха, по [7], с.176-179, таблицы XI-XII;

α_m – избыток воздуха на выходе из топки, определяется по [7], с.200;

$\Delta\alpha_m, \Delta\alpha_{nl}, \Delta\alpha_{gn}$ – присосы в топке, пылесистеме, воздухоподогревателе определяются по [7], с.198, табл.XVI;

$t_{xв}$ – температура холодного воздуха, принимается 30 °С.

Расход газов через дымосос:

$$V_{\text{дым}} = B_p \cdot [\alpha_{yx} \cdot V^o_{\text{г}} + \Delta\alpha \cdot V^o_{\text{в}}] \cdot (v_{yx} + 273) / 273, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.113)$$

где B_p – расчетный расход топлива на котел, кг/ч, определяется с учетом механического недожога q_4 ;

$V^o_{\text{г}}$ – теоретический объем газов, по [68], с.176-179, таблицы XI- XII;

$V^o_{\text{в}}$ – теоретический объем воздуха, по [7], с.176-179, таблицы XI-XII;

$\Delta\alpha$ – присосы воздуха по газоходам котла, [68], с.199, таблицы XVI.

α_{yx} – избыток уходящих газов, определяется с учетом присосов по котлу:

$$\alpha_{yx} = \alpha_m + \sum \Delta\alpha_{nn}, \quad (5.114)$$

где α_m – избыток воздуха на выходе из топки, определяется по [7], с. 200

$\sum \Delta\alpha_{nn}$ – суммарные присосы по поверхностям нагрева котла, определяются по данным [7], с.198, таблицам XVI;

v_{yx} – температура уходящих газов, °С.

Напор тягодутьевых машин:

$$H_{m\partial c} = 1,15 \cdot \Delta H, \text{ кПа} \quad (5.115)$$

где ΔH – потери напора по газоходам и воздуховодам котла, кПа. По расходу и напору выбирается типоразмер тягодутьевых машин

5.3.6. Выбор схемы и оборудования пылеприготовления

Выбор схемы пылеприготовления.

Схема пылеприготовления выбирается в зависимости от марки топлива и типа мельниц. Тип мельницы выбирается от вида топлива по нормам, [68], с.12. При выборе среднеходных валковых или молотковых мельниц, схема

пылеприготовления будет с прямым вдуванием пыли в топку котла. По схеме для приемки сырого угля имеется бункер с шибером. В мельницу уголь подается питателем сырого угля. Из мельницы, через сепаратор, пылевоздушная смесь поступает на горелки котла. Сушка и транспорт угольной пыли производится горячим воздухом, идущим от воздухонагревателя котла. При выборе шаровых барабанных мельниц, схема пылеприготовления будет с промежуточным бункером пыли.

1) Расчет и выбор оборудования пылеприготовления.

а) Бункер сырого угля (БСУ). По [1], п. 5.1.12 полезная емкость БСУ принимается для каменного угля не менее чем на 8 часов работы котла.

Исходя из этого, объем бункера:

$$V_{БСУ} = B \cdot t / \psi_b \cdot \gamma_n \cdot z_b; \quad (5.115)$$

где t – запас угля;

B – часовой расход угля на один котел;

ψ_b – коэффициент заполнения БСУ;

γ_n – удельный насыпной вес угля;

z_b – количество БСУ на один котел.

Выбор количества и производительности мельниц.

Производится согласно нормам [1], п. 5.1.9. Для схем пылеприготовления с прямым вдуванием при установке пяти и более мельниц производительность мельниц:

$$B_m^p = B / (z_m - 1) \quad (5.116)$$

Производительность питателя угля

$$B_{пит} = 1,1 \cdot B_m^p \quad (5.117)$$

где $1,1$ – коэффициент запаса;

B_m^p – расчетная производительность мельницы

Мазутное хозяйство ТЭЦ

Для электростанции, работающей на твердом топливе, сооружается растопочное мазутное хозяйство. По нормам проектирования [69] приемная емкость растопочного мазутного хозяйства должна быть не менее 120 м^3 . Если общая производительность котлов до 4000 т/ч , то устанавливается три резервуара емкостью по 1000 м^3 . Насосы на растопочном мазутном хозяйстве устанавливаются без резерва. Для примера проектируемой ТЭЦ выбираем приемную емкость 200 м^3 и три резервуара по 1000 м^3 каждый.

Выбор насосов. Расход мазута на растопку котлов определяется исходя из одновременной растопки двух котлов, [68], с нагрузкой 30% от номинальной. Исходя из этого, расход мазута из мазутного хозяйства на растопку

$$B_{расм} = 0,3 \cdot n_{расм} \cdot B \cdot Q_n^p / Q_m \quad (5.118)$$

где количество растапливаемых котлов $n_{расм} = 2$;

B – расход угля на котел при номинальной паропроизводительности;

Q_n^p – теплотворная способность угля;

Q_m – теплотворная способность мазута. Производительность насосов второго подъема:

$$Q^{II} = B_{расм} k \cdot v \quad (5.119)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент рециркуляции;

$v = 1 \text{ м}^3/\text{т}$ – угольный объем мазута.

Если выбрана схема растопочного мазутного хозяйства с выделенным контуром рециркуляции, то поэтому производительность насосов I и II подъема одинаковы:

$$Q^I = Q^{II}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (5.120)$$

Насос рециркуляции выбирается с подачей

$$Q_{pc} = 0,5 \cdot Q^I.$$

Диаметр мазутопровода.

Имеем две нитки мазутопроводов каждый на 75% общего расхода мазута. Диаметр мазутопровода:

$$d = 18,8 \cdot \sqrt{Q/w}, \text{ мм} \quad (5.121)$$

где расход мазута на одну нитку

$$Q = 0,75 \cdot Q^{II}, \text{ м}^3/\text{ч}. \quad (5.122)$$

Выбираем по стандарту трубу

5.4. Выбор схемы и оборудования топливоподачи

По нормам проектирования подача топлива со склада в котельное отделение осуществляется ленточной системой конвейеров, состоящей из двух независимых ниток. Подача топлива на склад осуществляется ленточным конвейером с одной ниткой. В тракте топливоподачи устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления с грохотом. На конвейерах устанавливаются электромагнитные металлоотделители и металлоискатели. Для разгрузки железнодорожных вагонов применяются вагоноопрокидыватели. По нормам проектирования [68], п.4.1.1 суточный расход топлива определяется, исходя из 24 часов работы всех энергетических

котлов при их номинальной производительности. Часовая производительность каждой нитки топливоподачи определяется по суточному расходу топлива на ТЭС с запасом 10%, исходя из работы топливоподачи 24 часов в сутки, [1], п.4.1.2. При производительности топливоподачи от 100 до 400 т/ч устанавливается один вагоноопрокидыватель, от 400 до 1000 т/ч устанавливается два вагоноопрокидывателя. Количество вагоноопрокидывателей при производительности 1000 т/ч определяется, исходя из 12 опрокидывания в час вагонов средней грузоподъемности, с учетом одного резервного вагоноопрокидывателя, [68], п.4.1.4. При поставке на ТЭС в зимнее время смерзающегося топлива сооружается размораживающее устройство. Емкость склада угля (без учета госрезерва) принимается равной 30-суточному расходу топлива, если ТЭС располагается на расстоянии 41-100 км от угольного месторождения, емкость склада принимается равной 15-суточному расходу, а на расстоянии до 40 км емкость склада принимается равной 7-суточному расходу, [1], п.4.1.31.

Необходимая площадь склада определяется следующим образом:

$$F_n = V / \kappa \cdot H_m \cdot \gamma_y, \text{ м}^2 \quad (5.123)$$

где V – емкость склада, т;

κ - коэффициент формы склада;

H_m - высота штабеля, м ;

γ_y - объемный вес уплотненного в штабеле топлива, т/м³ .

Площадь склада брутто (с учетом разрывов и проездов):

$$F_{\text{бр}} = 1,3 \cdot F_n, \text{ м}^2 \quad (5.124)$$

Расчет ленточных конвейеров. Расчетная часовая производительность каждой нитки ленточных конвейеров определяется равной производительности топливоподачи с учетом 10% запаса:

$$Q_{\text{час}} = 1,1 \cdot B \cdot n, \text{ т/ч} \quad (5.125)$$

где B - расход топлива на котел, т/ч;

n - количество котлов

Ширина ленты конвейеров определяется согласно [68] по формуле:

$$b = \sqrt{Q_{\text{час}} / \kappa_{\phi} \cdot W \cdot \gamma_{\text{тн}} \cdot \kappa_{\beta}}, \text{ м} \quad (5.126)$$

где κ_{ϕ} - коэффициент угла наклона ϕ боковых роликов верхней опоры конвейеров;

κ_{β} - коэффициент, учитывающий наклон конвейера, β ; W - скорость ленты, м/с;

$\gamma_{тн}$ - насыпной удельный вес топлива, т/м³.

Во избежание ссыпания угля увеличиваем ширину ленты на 200 мм и принимается стандартная ленты, [68].

Выбор вагоноопрокидывателей

Выбираем к установке роторные вагоноопрокидыватели типа ВРС-125. Исходя из 12 опрокидываний в час, устанавливаем два рабочих и один резервный, т.е. всего три вагоноопрокидывателя, [68].

Выбор дробильной установки. Производительность дробильной установки с учетом наличия грохота

$$B_{др} = (Q_{час} - B_{мел} \cdot \eta_{гр}) / z_{др} \quad (5.127)$$

где количество мелочи в топливе составляет 50%:

$$B_{мел} = 0,5 \cdot Q_{час} \quad (5.128)$$

КПД грохота $\eta_{гр} = 0,75$ по [4].

Для ТЭС, работающей на газе, выбирается газовое хозяйство по рекомендациям, заданным в [68].



Контрольные вопросы:

1. Мазутное хозяйство ТЭЦ
2. Как выбирается схема пылеприготовления?
3. Исходя из чего определяется расход мазута на растопку котлов?
4. Как определяется выбор дробильной установки

5.5. Технико-экономическое планирование на ТЭЦ

5.5.1. Пример. Исходные данные по вариантам

Таблица 5.2 - Количество и параметры турбоагрегатов

Тип турбоагрегата	Мощность агрегата, МВт	Технологический отбор, тн/час	Отопительный отбор, тн/час
2 *ПТ-25	25	60	80
3* Т-25	25	--	92

Таблица 5.3 - Количество и паропроизводительность котлоагрегатов

Паропроизводительность котлов, тн/час	Количество котлоагрегатов, шт
160	5

5.5.2. Суточный диспетчерский график электрической нагрузки станции

Таблица 5.4 - Суточный диспетчерский график электрической нагрузки станции

Диспетчерский график электрической нагрузки для зимы, $P_{зима}$ (в долях от установленной мощности станции)			
Часы суток	0 – 8	8 - 16	16 - 24
Нагрузка станции, МВт	$0.75 N_{уст\ ст} = 0,75 * 125 = 93,75$	$0.95 N_{уст\ ст} = 0,95 * 125 = 118,75$	$0,85 N_{уст\ ст} = 0,85 * 125 = 106,25$
Диспетчерский график электрической нагрузки для лета, $P_{лето}$ (в долях от установленной мощности станции)			
Часы суток	0 – 8	8 - 16	16 - 24
Нагрузка станции, МВт	$0.85 P_{зима\ ст} = 0,85 * 93,75 = 79,69$	$0.9 P_{зима\ ст} = 0,9 * 118,75 = 106,88$	$0,85 P_{зима\ ст} = 0,85 * 106,25 = 90,31$

$$N_{уст\ ст} = 2 * 25 + 3 * 25 = 125 \text{ МВт.}$$

Обратить внимание! Зимний диспетчерский график нагрузки дается в зависимости от установленной мощности станции, а летний диспетчерский график – в зависимости от нагрузки по сменам в зимние сутки.

5.5.3. Расчет годовой выработки электроэнергии и отпуска тепла

Суточная выработка электрической энергии определяется исходя из заданного диспетчерского графика нагрузки станции (по табл. 5.3)

Суточная выработка электроэнергии в зимний и летний дни соответственно определяется по формулам:

$$\mathcal{E}_{зима}^{сут} = 8 \cdot P_{0-8}^{зима} + 8 \cdot P_{8-16}^{зима} + 8 \cdot P_{16-24}^{зима}, \text{ МВт. час/сутки} \quad (5.129)$$

$$\mathcal{E}_{зима}^{сут} = 8 \cdot 93,75 + 8 \cdot 118,75 + 8 \cdot 106,25 = 2550 \text{ МВт. час/сутки}$$

$$\mathcal{E}_{лето}^{сут} = 8 \cdot P_{0-8}^{лето} + 8 \cdot P_{8-16}^{лето} + 8 \cdot P_{16-24}^{лето}, \text{ МВт. час/сутки} \quad (5.130)$$

$$\mathcal{E}_{лето}^{сут} = 8 \cdot 79,69 + 8 \cdot 106,88 + 8 \cdot 90,3 = 2215 \text{ МВт. час/сутки}$$

Коэффициент использования установившейся мощности за сутки составит:

$$\sigma_{\text{зима}} = \frac{\varepsilon_{\text{зима}}^{\text{сут}}}{N_{\text{уст}} \cdot 24}; \quad (5.131)$$

$$\sigma_{\text{зима}} = \frac{2550}{125 \cdot 24} = 0,85$$

$$\sigma_{\text{зима}} = \frac{\varepsilon_{\text{лето}}^{\text{сут}}}{N_{\text{уст}} \cdot 24}; \quad (5.132)$$

$$\sigma_{\text{зима}} = \frac{2215}{125 \cdot 24} = 0,74$$

Годовую выработку электроэнергии ТЭЦ с учетом коэффициента использования установленной мощности можно определить как:

$$\varepsilon_{\text{год}} = (N_{\text{уст}} \cdot \delta_{\text{зима}} \cdot M_{\text{зима}} \cdot 24 + N_{\text{уст}} \cdot \delta_{\text{лето}} \cdot M_{\text{зима}} \cdot 24) \cdot 1000, \text{ кВт. час} \quad (5.133)$$

$$\varepsilon_{\text{год}} = (125 \cdot 0,85 \cdot 183 \cdot 24 + 125 \cdot 0,74 \cdot 182 \cdot 24) \cdot 1000 = 87069000 \text{ кВт. час}$$

где: $M_{\text{лето}}$ - количество дней в апреле - сентябре, принимается 182 дня;
 $M_{\text{зима}}$ - количество дней в октябре – марте, принимается 183 дня.

Число часов использования установленной мощности ТЭЦ выразится так:

$$h_{\text{уст}} = \frac{\varepsilon_{\text{год}}}{N_{\text{уст}}}, \text{ час/год}; \quad (5.134)$$

$$h_{\text{уст}} = \frac{870690}{125} = 6965,52, \text{ час/год};$$

где: $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность станции, определяется суммой установленных мощностей агрегатов станции, кВт.

Годовая выработка электроэнергии отдельными агрегатами будет определяться:

$$\varepsilon_{\text{год}}^{\text{агр}} = N_{\text{уст}}^{\text{агр}} \cdot h_{\text{уст}} \cdot 1000, \text{ кВт. час} \quad (5.135)$$

$$\varepsilon_{\text{год}}^{\text{пт}} = 25 \cdot 6965,52 \cdot 1000 = 174138000 \text{ кВт. час}$$

$$\varepsilon_{\text{год}}^{\text{т}} = 25 \cdot 6965,52 \cdot 1000 = 174138000 \text{ кВт. час}$$

Годовой отпуск пара на технологические и отопительные нужды составит:

$$D_{\text{год}}^{\text{тех}} = D_{\text{макс}}^{\text{тех}} \cdot h_{\text{уст}}, \text{ тн пара в год} \quad (5.136)$$

$$D_{\text{год}}^{\text{тех}} = 696525,52 = 417931,2 \text{ тн пара в год}$$

$$D_{\text{год}}^{\text{отоп}} = D_{\text{макс}}^{\text{отоп}} \cdot h_{\text{отоп}}^{\text{макс}}, \text{ тн пара в год} \quad (5.137)$$

$$D_{\text{год}}^{\text{отоп (ПТ)}} = 80 \cdot 4200 = 336000, \text{ тн пара в год}$$

$$D_{\text{год}}^{\text{отоп (Т)}} = 92 \cdot 4200 = 386400, \text{ тн пара в год}$$

где: $h_{\text{макс}}^{\text{тех}} = h_{\text{уст}}$, $h_{\text{макс}}^{\text{отоп}}$ – принять 4000 – 5000 часов

Годовой отпуск тепла от станции с учетом разности энтальпий составит:

$$Q_{\text{год}} = D_{\text{год}}^{\text{тех}} \cdot \Delta i_{\text{тех}} + D_{\text{год}}^{\text{отоп}} \cdot \Delta i_{\text{от}}, \text{ Гкал} \cdot \text{год}. \quad (5.138)$$

$$Q_{\text{год}} = 2 \cdot 417931,2 + 0,6 + (2 \cdot 336000 + 3 \cdot 386400) \cdot 0,5 = \\ = 1417117 \text{ Гкал/год}$$

Для технологической и отопительной нагрузки Δi соответственно можно принять 0,6 и 0,5 Гкал/тн пара.

Результаты расчетов свести в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Годовой выработка электрической и тепловой энергии по станции

Тип агрегата	Годовая выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{год}} 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$	Годовой отпуск тепла			
		Технологические нужды		Отопительные нужды	
		$D_{\text{тех}}, 10^3 \text{ тн}$	$Q_{\text{тех}}, 10^3 \text{ Гкал}$	$D_{\text{отоп}}, 10^3 \text{ тн}$	$Q_{\text{отоп}}, 10^3 \text{ Гкал}$
2*ПТ-25	$174138 \cdot 2 = 34826$	$417,931 \cdot 2 = 835,862$	$250,7587 \cdot 2 = 501,517$	$336 \cdot 2 = 672$	$168 \cdot 2 = 336$
3*Т-25	$174138 \cdot 3 = 522414$	---	---	$386,4 \cdot 3 = 1159,2$	$193,2 \cdot 3 = 579,6$
Итого по станции	870690	835,862	501,517	1831,2	915,6

5.5.4. Определение годового расхода топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды станции

Приблизненно годовой расход условного топлива по агрегатам может быть определен по топливным характеристикам агрегатов, приведенным в приложении 1.

Расход топлива на электрическую энергию определяется как разница между годовым расходом топлива по агрегату и расходом топлива на тепловую энергию:

$$B_{э/э} = B_{\text{год}} - B_{\text{т/э}}, \text{ т.у.т} \quad (5.139)$$

$$B_{э/э}^{(\text{ПТ})} = 111651,3 - 73876,96 = 37774,34 \text{ т.у.т}$$

$$B_{э/э}^{(\text{Т})} = 90302,6 - 35935,2 = 54367,4 \text{ т.у.т}$$

Общий годовой расход электроэнергии на собственные нужды станции определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = 870690000 \cdot 0,12 = 104482800 \text{ кВт.ч/год}$$

$$\mathcal{E} \frac{mэ}{сн} = \mathcal{E} \frac{mэ}{сн} \cdot Q, \text{ год, кВт.ч/год} \quad \dots\dots\dots (5.140)$$

Данные расчетов свести в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 - Годовой расход топлива на электрическую и тепловую энергию по агрегатам и по станции в целом

Тип агрегата	В год тут	Вт/э тут	Вэ/э тут
2*ПТ-25	111651,3*2=223302,6	73876,96*2=147753,92	37774,34*2=75548,68
3*Т-25	90302,6*3=270907,8	35935,2*3=107805,6	54367,4*3=163102,2
Итого по ТЭЦ	494210,4	255559,52	238650,88

$$\mathcal{E} \frac{mэ}{сн} = 27 \cdot 1417117 = 38262159 \text{ кВт.ч/год}$$

где: $\mathcal{E} \frac{mэ}{сн}$ - коэффициент годового расхода электроэнергии на собственные нужды станции принимаете для ТЭЦ в среднем 12% /подставлять в долях.

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, относимый на тепловую энергию $\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{тэ}}$ ориентировочно может быть определен следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ээ}} = \mathcal{E}_{\text{сн}} - \mathcal{E} \frac{mэ}{сн}, \text{ кВт.ч/год} \quad \dots\dots\dots (5.141)$$

$$\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{ээ}} = 104482800 - 38262159 = 66220641 \text{ кВт.ч/год}$$

Удельные расходы условного топлива на выработанный и отпущенный кВт ч. определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{ээ}}^{\text{бр}} = \frac{B_{\text{ээ}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}}, \text{ кг.у.т./кВт.ч} \quad \dots\dots\dots (5.142)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ээ}}^{\text{бр}} = \frac{238650,88}{870690} = 0.274 \text{ кг.у.т./кВт.ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{ээ}}^{\text{нт}} = \frac{B_{\text{ээ}} - \mathcal{E}_{\text{ээ}}^{\text{бр}} \cdot \frac{m_{\text{э}}}{\text{сн}}}{\mathcal{E}_{\text{год}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}}, \text{ кг.у.т./кВт.ч}$$

$$\mathcal{E}_{\text{ээ}}^{\text{нт}} = \frac{238650,88 - 0,274 \cdot 38262159}{870690000 - 104482800} = 0.298 \text{ кг.у.т./кВт.ч}$$

Удельные расходы условного топлива на произведенное и отпущенное тепловую энергию определяются по следующим формулам:

$$\mathcal{E}_{m_{\text{э}}}^{\text{бр}} = \frac{B_{m_{\text{э}}}}{Q_{\text{год}}}, \text{ кг.у.т./Гкал} \quad (5.143)$$

$$\mathcal{E}_{m_{\text{э}}}^{\text{бр}} = \frac{255559520}{1417117} = 180.33 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

$$\mathcal{E}_{m_{\text{э}}}^{\text{вт}} = \frac{\frac{m_{\text{э}}}{B_{\text{ээ}}} \cdot \mathcal{E}_{\text{ээ}}^{\text{бр}} \cdot \frac{m_{\text{э}}}{\text{сн}}}{Q_{\text{год}}}, \text{ кг.у.т./Гкал}$$

$$\mathcal{E}_{m_{\text{э}}}^{\text{вт}} = \frac{255559520 + 0,274 \cdot 38262159}{1417117} = 187,74 \text{ кг.у.т./Гкал}$$

КПД ТЭЦ по выработке и отпуску электроэнергии определяется по формулам:

$$\eta_{\text{ээ}}^{\text{бр}} = \frac{0,123}{\frac{B_{\text{бр}}}{m_{\text{э}}}} \cdot 100 (\%) \quad (5.144)$$

$$\eta_{\text{ээ}}^{\text{бр}} = \frac{0,123}{0,274} \cdot 100 = 44.89 \%$$

$$\eta_{\text{ээ}}^{\text{нт}} = \frac{0,123}{\frac{B_{\text{нт}}}{m_{\text{э}}}} \cdot 100 (\%)$$

$$\eta_{\text{ээ}}^{\text{нт}} = \frac{0,123}{0,298} \cdot 100 = 41.28 \%$$

КПД ТЭЦ по выработке и отпуску теплоэнергии определяется по формулам:

$$\eta_{\frac{бп}{мэ}} = \frac{143}{\frac{бп}{\frac{в}{мэ}}} \cdot 100 (\%) \quad (5.145)$$

$$\eta_{\frac{бп}{мэ}} = \frac{143}{180,33} \cdot 100 = 79.3\%$$

$$\eta_{\frac{нт}{мэ}} = \frac{143}{\frac{нт}{\frac{в}{мэ}}} \cdot 100 (\%)$$

$$\eta_{\frac{нт}{мэ}} = \frac{143}{187,74} \cdot 100 = 76.17 (\%)$$

5.5.5. Определение капитальных вложений на сооружение электростанции

В примере расчет стоимости сооружения станции (капитальные затраты) производится приближенно, по укрупненным показателям.

На основе технико-экономических показателей строительства тепловых электростанций разработан и применяется (для сравнительных технико-экономических расчетов или при перспективном планировании) ряд методов для приближенного определения стоимости сооружения электростанции.

К числу этих методов относятся: метод удельных капитальных затрат, т.е. капиталовложения на создание единицы мощности /1 кВт/, метод стоимости отдельных объектов станции, метод единичной стоимости основных агрегатов станции.

В курсовой работе для определения капитальных затрат на сооружение станции предлагается воспользоваться методом стоимости отдельных агрегатов. Он позволяет более точно определить первоначальные затраты по ТЭЦ по сравнению с методом удельных капитальных затрат. В соответствии с этим методом стоимость станции определяется как сумма затрат, относимых к турбинам, котлам и в целом по станции. Последние включают в себя стоимость подсобных и обслуживающих объектов, затраты на освоение, планировку и благоустройство территории, стоимость корпуса управления станцией и некоторые другие затраты.

По узлам турбоагрегата и котлоагрегата капитальные затраты определяются для первого агрегата и последующих агрегатов. К первому агрегату отнесена стоимость оборудования и главного корпуса, техводоснабжения, топливного хозяйства.

Таким образом, капиталовложения в станцию определяются по формуле:

$$K_{\text{ст}} = [K_{\text{1кот}} + K_{\text{кот посл}}^{\text{кот}} * (n-1) + K_{\text{1турб}} + K_{\text{турб посл}}^{\text{турб}} * (m-1) + K_{\text{общест}}] * c_{\text{удор}}, \quad \text{млн. тг.}, \quad (5.146)$$

$$K_{\text{ст}} = [2700 + 4 * 1550 + 3500 + 1 * 2200 + 2900 + 2 * 1950 + 4400] * 185 * 10^3 = 4773 \text{ млн. тг.}$$

где: $K_{\text{1кот}}$, $K_{\text{1турб}}$ – капитальные затраты на головной (первый) котел и головную турбину;

$K_{\text{кот посл}}^{\text{кот}}$, $K_{\text{турб посл}}^{\text{турб}}$ – капитальные затраты на последующий котел и последующую турбину;

n , m – соответственно количество котлов и турбин, установленных на станции, шт.;

$K_{\text{общест}}$ – общестанционные затраты;

$c_{\text{удор}}$ – коэффициент удорожания, для пересчета цен, заданных в у.е. в тенге (принимается по текущему курсу).

Все исходные данные для расчетов приведены в приложении 2.

За первую вводимую в строй турбину следует принимать наиболее крупный принятый к установке турбоагрегат и соответствующие котлы к нему. В итоге определяются удельные капиталовложения по проектируемой ТЭЦ:

$$k_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{см}}}{N_{\text{уст}}^{\text{ст}}}, \text{ тг/кВт} \quad (5.147)$$

$$k_{\text{уд}} = \frac{4773000000}{125000} = 38184 \text{ тг/кВт}$$

5.5.6. Расчет численности персонала и годового фонда заработной платы

Количество персонала на ТЭЦ зависит от мощности станции, числа агрегатов, вида сжимаемого топлива и других факторов.

Численность персонала на ТЭЦ в зависимости от суммарной производительности котельного цеха и числа котлов и турбин определяется по приложению 3.

Годовой фонд заработной платы определяется с учетом общей численности и среднегодовой заработной платы на 1 человека:

$$S_{\text{зп}} = P_{\Sigma} \cdot Z_{\text{ср}} \cdot 1,16 \cdot c_{\text{удор}}, \text{ млн. тг.} \quad (5.148)$$

$$S_{\text{зп}} = 189 \cdot 4000 \cdot 1,16 \cdot 185 = 162.237 \text{ млн. тг.}$$

где P_{Σ} – численность персонала на станции, чел.;

$Z_{\text{ср}}$ - среднегодовая заработная плата 1 человека принимается 4000 у.е./человека в год;

1,16 –коэффициент, учитывающий начисления на социальные нужды.

Штатный коэффициент станции определяется как отношение численности персонала к установленной мощности станции:

$$n_{\text{шт}} = \frac{P_{\Sigma}}{N_{\text{уст}}}, \text{ чел/мВт} \quad (5.149)$$

$$n_{\text{шт}} = \frac{189}{125} = 1,512 \text{ чел/мВт}$$

Годовые издержки производства и калькуляция себестоимости энергии

Для определения себестоимости энергии составляется смета затрат на производства со следующими элементами затрат:

- топливо;
- заработная плата основная и дополнительная с начислениями на заработную плату;
- ремонты;
- амортизация;
- вспомогательные материалы и покупная вода;
- услуги своих вспомогательных производств;
- услуги со стороны;
- общестанционные расходы.

Так как, удельный вес таких составляющих себестоимости, как текущий ремонт, вспомогательные материалы, услуги своих вспомогательных производств, прочие и общестанционные расходы невелики, в курсовой работе допускается объединение их в одну статью "Прочие расходы".

Топливо для проектируемой станции по всем вариантам - Экибастузский уголь с Q_H^P - 4250 ккал/кг.у.т. Необходимо учитывать также потери топлива при перевозке

Годовые затраты тепловой электростанции на топливо определяются как:

$$S_m = V_{\text{год}} \cdot \frac{7000}{Q_H^P} \cdot (C_m + C_{\text{тр.м}}) \cdot \left(1 + \frac{a_{\text{пом}}}{100}\right), \text{ тг/год} \quad (5.150)$$

$$S_m = 494210,4 \cdot \frac{7000}{4250} \cdot (1500 + 210) \cdot \left(1 + \frac{0,8}{100}\right) = 1403064488 \text{ тг/год}$$

где $V_{\text{год}}$ - годовой расход топлива на электростанции (в тоннах условного топлива); C_t - оптовая цена топлива, принимается условно 1500 тг/тн;

$\Pi_{\text{тр.т.}}$: - тариф на транспортировку 1т. натурального топлива /по железнодорожному тарифу на перевозку топлива/ принимаем равным 210 тг/тн.;

$\alpha_{\text{пот}}, \%$ - процент потерь топлива при перевозках по железным дорогам, разгрузке из вагонов, перевалах на складах, хранении и т.д. Для твердого топлива принимается 0.8%.

Статья «Заработная плата».

Заработная плата основная и дополнительная с начислениями на заработную плату рассчитана в разделе 4.

Статья «Амортизация».

На данную статью относятся амортизационные отчисления по основным средствам, участвующим в процессе производства энергии. Амортизация основных средств начисляется согласно существующим нормам с учетом числа часов использования установленной мощности станции

При выполнении работы норма амортизации может быть приближенно определена по формуле:

$$H_a = 0.04 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot h_{\text{уст}}, \quad (5.151)$$

$$H_a = 0.04 + 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 6965.52 = 0.064$$

где: $h_{\text{уст}}$ - число часов использования установленной мощности станции.

Расчет капитальных затрат произведен выше в разделе 3.

Отсюда величина амортизационных отчислений составит:

$$S_{am} = H_a \cdot K_{ct} \cdot 0,9, \text{ млн.тг.} \quad (5.152)$$

$$S_{am} = 0,064 \cdot 4773 \cdot 0,9 = 274,92 \text{ млн.тг.}$$

Статья «Прочие расходы»:

Низкий удельный вес в себестоимости энергии таких ее составляющих, как текущий ремонт, вспомогательные материалы и покупная вода, услуги со стороны, услуги своих вспомогательных производств, прочие расходы и общестанционные расходы позволяют объединить эти издержки в одну группу. "Прочие расходы" при выполнении данного примера можно принять в размере 30% от суммы издержек на топливо, заработную плату и амортизацию по формуле:

$$S_{np} = 0,3(S_m + S_{zn} + S_a), \text{ тыс.тг} \quad (5.153)$$

$$S_{np} = 0,3(1403064,488 + 162237 + 274920) = 552066,45, \text{ тыс.тг}$$

Сокращенная калькуляция себестоимости энергии

Затраты топливно-транспортного цеха, механической подачи топлива, топливо приготовления и котельного цеха относятся на оба вида продукции, т.е. на электрическую и тепловую энергию, и распределяются между ними пропорционально расходу условного топлива. Отнесение затрат этих цехов на оба вида продукции обусловлено тем, что работа этих цехов связана как с выработкой энергии, так и с выработкой тепла.

Затраты машинного зала и электрического цеха целиком относятся на выработку электрической энергии.

Сокращенная калькуляция себестоимости энергии на ТЭЦ составляется в виде таблицы (см. Приложение 4).

Ниже приводится порядок заполнения таблицы сокращенной калькуляции себестоимости энергии ТЭЦ.

Амортизация

45% амортизации относятся на топливно-транспортный и котельные цехи / колонка 5, строка 1, 35% амортизации относятся на машинный и электрический цехи / колонка строка 2/ и остальные 20% амортизации относятся на общественные расходы / колонка 5, строка 4/.

Суммарная величина амортизации показывается в колонке 5, строка 5

Прочие расходы

Прочие расходы относятся целиком к общественным расходам / колонка 6, строка 4/. Эта же величина представляется и в колонке 6, строка 5. Далее производится суммирование в колонке 7 по строкам 1,2 и по 3,4. При правильном заполнении сокращенной калькуляции сумма издержек по строке 3 колонки 2+4+5+6 / и по колонке 7 / строка 1+2/ дает одну и ту же величину.

Аналогично сумма издержек по строке 5 / колонка 3+4+5+6/ и по колонке 7 / строка 1+2/ дает одну и ту же величину. Аналогично сумма издержек по строке 5 / колонки 3+4+5+6/ и по колонке 7 / строка 3+4/ дает одну и ту же величину.

5.5.7. Распределение затрат на теплоэнергию и электроэнергию

Как указывалось выше, издержки по топливно-транспортному и котельному цеху относимые на тепловую энергию, определяются пропорционально расходу топлива, израсходованного на производство тепла.

$$S_{\text{ммц}}^{\text{мэ}} = S_{\text{ммц}}^{\Sigma} \cdot \frac{B_{\text{мэ}}}{B_{\text{год}}}, \text{ тыс. тг} \quad (5.154)$$

$$S_{\text{ммц}}^{\text{мэ}} = 1594918,028 \cdot \frac{255559,52}{494210,4} = 824742,834 \text{ тыс. тг}$$

Остальные затраты топливно-транспортного и котельного цехов относятся на электрическую энергию и могут определяться как:

$$S_{\text{ммц}}^{\text{ээ}} = S_{\text{ммц}}^{\Sigma} - S_{\text{ммц}}^{\text{мэ}}, \text{ тыс. тг} \quad (5.155)$$

$$S_{\text{ммц}}^{\text{ээ}} = 1594918,028 - 824742,834 = 770175,194 \text{ тыс. тг}$$

Подсчитанные издержки на тепло по ТТЦ и КЦ записываются в колонку 10 строка 1, а издержки на электроэнергию /по топливно-транспортному и котельным цехам/ записываются в колонку 8, строку 1.

Эти же величины издержек на тепло- и электроэнергию по топливно-транспортному и котельным цехам выражаются в процентах, принимая за 100% суммарные затраты по этим цехам /колонка 7, строка 1/. Выше было отмечено, что затраты машинного и электрического цехов полностью относятся на электроэнергию /колонка 8, строка 21.

Далее производится суммирование колонки 8 / по строкам 1+2/ и колонки 10 /по строкам 1+2/. Полученные величины показывают также в процентах путем деления на суммарную величину затрат /колонка 7, строка 3/. В этом процентном отношении распределяются общестанционные расходы /колонка 7, строка 4/, которые записываются в колонках 8 и 10 строка 4. Наконец, производится суммирование по колонкам 8 и 10 соответственно строк 3 и 4. Распределение затрат на электроэнергию и тепловую энергию по элементам затрат производится следующим образом: издержки на топливо /колонка 3, строка 5/ распределяются пропорционально расходу топлива на производство тепла и энергии.

$$S_{\text{т}}^{\text{ээ}} = S_{\text{т}} \cdot \frac{B_{\text{ээ}}}{B_{\text{тэц}}}, \text{ тыс. тг} \quad (5.156)$$

$$S_{\text{т}}^{\text{ээ}} = 1403064,488 \cdot \frac{238650,88}{494210,4} = 677530,4096 \text{ тыс. тг}$$

$$S_{\text{т}}^{\text{мэ}} = S_{\text{т}} \cdot \frac{B_{\text{мэ}}}{B_{\text{тэц}}}, \text{ тыс. тг} \quad (5.1572)$$

$$S_{\text{т}}^{\text{мэ}} = 1403064,488 \cdot \frac{255559,52}{494210,4} = 725534,0784 \text{ тыс. тг}$$

Для распределения затрат по остальным элементам определяется средний коэффициент распределения по следующему отношению: отношение разности суммарных издержек на электроэнергию, рассчитанных по стадиям производства и издержек на топливо, связанных с выработкой электроэнергии, к разности суммарных издержек по ТЭЦ и суммарных издержек по топливу.

$$K_{\text{р}}^{\text{ээ}} = \frac{S_{\text{ээ}}^{\Sigma} - S_{\text{т}}^{\text{мэ}}}{S_{\text{тэц}}^{\Sigma} - S_{\text{т}}}, \text{ тыс. тг} \quad (5.158)$$

$$K_{\text{р}}^{\text{ээ}} = \frac{1258271,096 - 677530,4096}{2392287,938 - 1403064,488} = 0,587, \text{ тыс. тг}$$

Где S_{Σ}^{Σ} - суммарные издержки на электроэнергию / колонка 8, строка 5/
 $S_{\frac{m}{t}}^{\frac{m}{t}}$ - издержки на топливо, связанные с выработкой электроэнергии / колонка 3, строка 6/.

S_t - суммарные издержки по топливу / колонка 3, строка 5

S_{Σ}^{Σ} - суммарные издержки по ТЭЦ / колонка 7, строка 5

Тогда, затраты на заработную плату, относимые на электрическую энергию будут определяться как

$$S_{\Sigma}^{\Sigma} = S_{\Sigma} \cdot K_{\Sigma}^{\Sigma}, \text{ тыс. руб.} \quad (5.159)$$

$$S_{\Sigma}^{\Sigma} = 162237 \cdot 0,587 = 95233,119 \text{ тыс. руб.}$$

По элементам амортизация и прочие затраты доля относимая на электрическую энергию будут определяться аналогично.

Очевидно, разность между суммарными расходами по каждому элементу и затратами на электроэнергию составляет расход на тепловую энергию.

Следует обратить внимание на полное совпадение величин: суммарные затраты на электроэнергию / колонка 7, строка 6 и колонка 8, строка 5/; аналогично суммарные затраты на тепловую энергию / колонка 10, строка 5 и колонка 7, строка 7/.

Себестоимость электроэнергии по элементам определяется делением соответствующих затрат на отпущенное количество электроэнергии. Например, затраты по топливу, израсходованному на производство электроэнергии / колонка 3, строка 6/, делятся на годовое количество отпущенной электроэнергии в киловатт-часах. Полученный результат записывается в колонку 3, строка 8.

Аналогично производится определение составляющих себестоимости и по тепловой энергии, но в этом случае делятся затраты по производству тепла на количество отпущенного тепла в Гкал.

5.5.8. Определение показателей эффективности производства

Для оценки конечных результатов деятельности электростанций имеют большое значение такие показатели, как прибыль и рентабельность, фондоотдача и фондоемкость продукции и другие.

Годовую сумму от реализации энергии отпускаемой проектируемой электростанции в первом приближении можно определить как произведение полезно отпущенной энергии на соответствующие средние тарифы на электрическую и тепловую энергию.

$$C_{\text{реал}} = \tau_{\Sigma}^{\Sigma} \cdot \Sigma_{\text{год}}^{\Sigma} + \tau_{\Sigma}^{\Sigma} \cdot Q_{\text{год}}, \text{ тыс. руб.} \quad (5.160)$$

$$C_{\text{реал}} = 5,84 \cdot 766207200 + 1100 \cdot 1417117 = 6033478,748 \text{ тыс.тг}$$

где: $C_{\text{реал}}$ годовая сумма выручки от реализации электрической и тепловой энергии;

$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{отп}}$ –годовой отпуск электроэнергии от станций определяемый как разница между годовой выработкой и расходом электроэнергии на собственные нужды станции;

$Q_{\text{год}}$ – годовой отпуск тепла от ТЭЦ, рассчитанный в разделе 1

$\tau_{\text{ээ}}, \tau_{\text{тэ}}$ –средний тариф на электрическую и тепловую энергию принят условно:

$$\tau_{\text{ээ}} = 5,84 \text{ тг за 1 кВт.ч, } \tau_{\text{тэ}} = 1100 \text{ тг за 1 Гкал}$$

Балансовая прибыль за год без учета налога с оборота определяется:

$$\Pi_p = C_{\text{реал}} - S_a \cdot 2,0, \text{ тыс.тг.} \quad (5.161)$$

$$\Pi_p = 6033478,748 - 2392287,938 \cdot 2,0 = 1248902,872 \text{ тыс.тг.}$$

где: S_s - годовые издержки производства по станции;

2,5 - коэффициент, учитывающий затраты на передачу и распределение энергии.

Общая рентабельность производственных фондов станции определяется как:

$$K_p = \frac{\Pi_p}{C_{\text{оф}} + C_{\text{нос}}}, \text{ тг/тг} \quad (5.162)$$

$$K_p = \frac{1248902872}{4295700000 + 1403064488} = 0.219 \text{ тг/тг}$$

где: $C_{\text{оф}}$ - стоимость основных фондов станции (принимается равной 90% капиталовложений на станцию).

$C_{\text{нос}}$ - сумма собственных нормируемых оборотных средств (может быть принято равной затратам по топливу за год).

K показателем, характеризующим эффективность использования основных фондов станции, относятся также:

Фондоотдача производственных фондов, определяемая по формуле:

$$\Phi/0 = \frac{C_{\text{реал}}}{C_{\text{оф}} + C_{\text{нос}}} = \frac{6033478748}{4295700000 + 1403064488} = 1,059 \text{ тг/тг}$$

Фондоотдача продукции, определяемая по формуле:

$$\Phi/e = \frac{C_{\text{оф}} + C_{\text{нос}}}{C_{\text{реал}}} = \frac{6429570000 + 1403064488}{6033478748} = 0,94 \text{ тг/тг}$$

5.5.9. Техничко-экономические показатели станции

В данном примере необходимо дать сводку технико-экономических показателей ТЭЦ, характеризующих эффективность ее эксплуатации и строительства, по следующей форме.

Таблица 5.7.- Техничко-экономические показатели электростанции.

№	Показатели	Обозначение	Единица измерения	Величина
1.	Установленная мощность ТЭЦ	$N_{\text{уст}}^{\text{ст}}$	МВт	125
2.	Состав оборудования		Ну, шт	2*ПТ-25 3*Т-25
3.	Число часов использования установленной мощности	$h_{\text{уст}}$	час/год	6965,52
4.	Годовая выработка электроэнергии по станции	$\mathcal{E}_{\text{год}}$	тыс. кВт. ч	870690
5.	Годовой отпуск тепла от станции	$Q_{\text{год}}$	тыс. Гкал	1417,117
6.	Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции	$K_{\text{сн}}$	%	12
7.	Удельный расход топлива на выработанный кВт.ч.	$\epsilon_{\text{бр ээ}}$	кг.у.т/кВт.ч	0,274
8.	То же на отпущенный кВт.ч.	$\epsilon_{\text{нт ээ}}$	кгу.т/кВт.ч	0,298
9.	Удельный расход топлива на выработанную теплоэнергию, Гкал: брутто	$\epsilon_{\text{бр тэ}}$	кгу.т /Гкал	180,33
10.	То же нетто	$\epsilon_{\text{нт тэ}}$	кгу.т /Гкал	187,74
11.	Удельные капиталовложения на 1 квт установленной мощности	$\bar{K}_{\text{уд}}$	тг/кВт	38184
12.	Средний процент амортизации ТЭЦ	$H_{\text{а}}$	%	6,4
13.	Штатный коэффициент	$n_{\text{шт}}$	чел/МВт	1,512
14.	Себестоимость отпущенного кВт-ч	$S_{\text{ээ}}$	тг/кВт. ч	1,444
15.	Себестоимость отпущенной Гкал	$S_{\text{тэ}}$	тг/Гкал	880,27
16.	Прибыль балансовая	$\Pi_{\text{р}}$	тыс.тг/год	1248902
17.	Рентабельность производственных фондов	$K_{\text{р}}$	тг/тг	0,219
18.	Фондоотдача	Φ / o	тг/тг	1,059
19.	Фондоёмкость продукции	Φ / e	тг/тг	0,94

5.6. Контрольно-измерительные материалы

Тестовые вопросы

1. Задачей расчета тепловой схемы при проектировании является определение...

А) всех потоков пара, конденсата и воды с целью выбора котлов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и других элементов схемы, а также определение показателей тепловой экономичности;

В) всех потоков пара, конденсата и воды с целью выбора турбин, вспомогательного оборудования, а также определение показателей тепловой экономичности;

С) только потоков пара, конденсата с целью выбора котлов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и других элементов схемы, а также определение показателей тепловой экономичности;

Д) всех потоков пара, конденсата и воды с целью выбора котлов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и других элементов схемы;

Е) всех потоков воды с целью выбора котлов, вспомогательного оборудования, трубопроводов и других элементов схемы, а также определение показателей тепловой экономичности.

2. Расход пара на турбину определяется:

А) $D_o = D_{\kappa} / (1 - \sum \alpha_i \cdot y_i)$;

В) $D_o = D_{\kappa} / (2 - \sum \alpha_i \cdot y_i)$;

С) $D_o = D_{\kappa} / (3 - \sum \alpha_i \cdot y_i)$;

Д) $D_o = D_{\kappa} / (4 - \sum \alpha_i \cdot y_i)$;

Е) $D_o = D_{\kappa} / (5 - \sum \alpha_i \cdot y_i)$.

3. Суммарная мощность потока пара в турбине равна:

А) $N = \sum K_i$;

В) $N = \sum R_i$;

С) $N = \sum N_i$;

Д) $N = \sum L_i$;

Е) $N = \sum N_0$.

4. Электрическая мощность турбоустановки равна:

А) $N_э = N \cdot \eta_m \cdot \eta_e$;

В) $N_э = N \cdot \eta_m \cdot \eta_m$;

С) $N_э = N \cdot \eta_o \cdot \eta_e$;

Д) $N_э = N \cdot \eta_m \cdot \eta_e$;

Е) $N_э = N \cdot \eta_o \cdot \eta_e$.

5. Для теплофикационной установки ТЭЦ суммарный расход сетевой воды определяется:

А) $D_{св}^{тец} = Q^{тец} \cdot 10^3 / C \cdot (t_{нм} - t_{ом})$;

- В) $D_{св}^{мэц} = Q^{мэц} \cdot 10^4 / C \cdot (t_{нм} - t_{ом})$;
 С) $D_{св}^{мэц} = Q^{мэц} \cdot 10^5 / C \cdot (t_{нм} - t_{ом})$;
 D) $D_{св}^{мэц} = Q^{мэц} \cdot 10^3 / C \cdot (t_1 - t_0)$;
 E) $D_{св}^{мэц} = Q^{мэц} \cdot 10^3 / C \cdot (t_1 - t_2)$.

6. Для ТЭС с блочными схемами подача питательного насоса определяется максимальными расходами питательной воды с запасом не менее

- A) 5 %;
 B) 6 %;
 C) 7 %;
 D) 8 %;
 E) 10 %.

7. Расчетный расход топлива на котел, кг/ч, определяется с учетом механического недожога q_4 :

- A) $B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100$;
 B) $B_p = B \cdot (100 - q_2) / 100$;
 C) $B_1 = B \cdot (100 - q_3) / 100$;
 D) $B_p = B \cdot (100 - q_4) / 100$;
 E) $B_2 = B \cdot (100 - q_2) / 100$.

8. Расход мазута на растопку котлов определяется исходя из одновременной растопки двух котлов с нагрузкой ... от номинальной.

- A) 10%
 B) 30%
 C) 50%
 D) 70%
 E) 80%

9. Затраты на заработную плату, относимые на электрическую энергию будут определяться:

- A) $S_{зп}^{э} = S_{зп} \cdot K_{р}^{э}$;
 B) $S_{зп}^{э} = S_{зп} \cdot K_{0}^{э}$;
 C) $S_{ф}^{э} = S_{зп} \cdot K_{р}^{э}$;
 D) $S_{зп}^{э} = S_{зп} \cdot K$;
 E) $S_{з0}^{э} = S_{зп} \cdot K_{р}^{э}$;

10. Общая рентабельность производственных фондов станции определяется по формуле:

$$A) K_p = \frac{\Pi_p}{C_{оф} + C_{нос}} ;$$

$$B) K_p = \frac{\Pi_p}{C_{оф} + C_n} ;$$

$$C) K_p = \frac{\Pi_1}{C_{оф} + C_{нос}} ;$$

$$D) K_p = \frac{\Pi_2}{C_{оф} + C_{нос}} ;$$

$$E) K_p = \frac{\Pi_p}{C_1 + C_{нос}} ;$$

Выводы

После изучения данного раздела обучающиеся понимают и выполняют расчеты принципиальной тепловой схемы блока, тепловой схемы ТЭЦ, выбирают вспомогательное оборудование, схемы и оборудование топливоподачи, технико-экономическое планирование станции.

Рекомендуются формы организации занятий: урочная и внеурочная, фронтальная и индивидуальная.

Список рекомендуемой литературы

1. Электронная энциклопедия энергетики.
2. Новое оборудование и системы пылеприготовления для пылевого сжигания бурых и каменных углей и котлов с кипящим слоем. Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем, М.: ВТИ, 2001.
3. Эксплуатация и ремонт паровых и водогрейных котлов/ П.А. Баранов, М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация, Учебник для нач. проф. образования.- 2-е изд., испр. - М.: Академия, 2007. - 432 с.
5. Аникьев В.Е. Устройство и эксплуатация котельных установок, Красноярск, 2005. — 171 с.
6. Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности, Москва: Академия, 2008. — 64 с.
7. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.- М., 2012.
8. Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий.- М., 2008
9. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика.- М: Энергоатомиздат, 2012.

10. Липов Ю.М. и др. Компонировка и тепловой расчет парового котла.- М: Энергоатомиздат. 2008.

11. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС.- М: Энергоатомиздат. 2007.

12. Тепловой расчет котельного агрегата. Нормативный метод.- М: Энергия. 2004

13. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник.- М: Энергоатомиздат. 2004

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учебное пособие разработано коллективом авторов, на основе актуализированных типовых учебных планов и программ для системы ТиПО по специальности 0906000 – «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций».

В первой главе особое внимание уделено технической механике, деталям машин и расчетам на прочность.

Вторая глава посвящена применению основ электротехники и электроники в профессиональной деятельности.

В третьей главе описаны режимы работы теплоэнергетического оборудования в соответствии заданного графика нагрузки и его контроль.

Четвертая глава посвящена технологии ремонта и устранение неполадок в работе теплоэнергетического оборудования.

В пятой главе описаны проектирование станции, а именно расчет тепловой схемы и выбор основного и вспомогательного оборудования станции

В учебном пособии подробно описаны не только теоретические основы, но и рассмотрены практическая часть.

Представленный труд предназначен в качестве учебного пособия для специальности 0906000 – «Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций», квалификации «Техник-энергетик»

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нестеренко В. П., Зитов А. И., Катанухина С. Л., Н. А. Куприянов Н. А., Дробчик В. В. Техническая механика: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2007. - 175 с.
2. Маковеева А.М. Основы технической механики: Электронное учебно-методическое пособие. Минск: Изд-во БНТУ, 2019. – 210 с.
3. Вереина Л.И. Техническая механика: Учеб, для нач. проф. образования: Учеб, пособие для сред. проф. образования. - М.: ПрофОбр - Издат, 2002. - 176 с.
4. Бать М.И. Теоретическая механика в примерах и задачах. В 2 т. Т. 1 Статика и кинематика / М.И. Бать, Г.Ю. Джанелидзе, А.С. Кельзон. – СПб.: Лань, 2013. – 672 с.
5. Бать М.И. Теоретическая механика в примерах и задачах. Динамика Т. 2: Учебное пособие / М.И. Бать, Г.Ю. Джанелидзе, А.С. Кельзон. – СПб.: Лань, 2012. – 640 с.
6. Подскребко М. Д., Сопротивление материалов: Учебник / М. Д. Подскребко. — Минск: Выш. шк., 2007. — 797 с.
7. Демин О.В. Сопротивление материалов: Учебное пособие / О.В. Демин, В.Е. Буланов, А.Н. Гузачев. - Тамбов: Изд-во ТГТУ, 2006. - 84 с.
8. Першина С.В. Сопротивление материалов: Учеб. пособие. Тамбов: Изд-во ТГТУ, 2005. - 160 с.
9. Валиев Ф. С. Сопротивление материалов: основы теории и примеры выполнения индивидуальных расчетных заданий: учеб. пособие; 3-е изд. перераб. и доп. / Ф. С. Валиев. – Новосибирск: НГАСУ, 2005. – Ч. 1. – 156 с.
10. Алексеева Н.А., Джамай В.В., Српичева Е.В. Основы проектирования и конструирования узлов и деталей машин и механизмов: Учебное пособие к расчетной работе. - М.: Изд-во МАИ, 2006. - 104 с.
11. Кушнарченко В.М., Ковалевский В.П., Чирков Ю.А. Основы проектирования передаточных механизмов: Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – Оренбург: ОГУ, 2003. - 248 с.
12. Ничипорчик С. Н., Корженцевский М. И., Калачев В. Ф. и др. Детали машин в примерах и задачах: Учебное пособие / Под общ. ред. С. Н. Ничипорчика.- 2-е изд.— Мн.: Выш. школа, 1981- 432 с.
13. Гурин В.В.. Детали машин и основы конструирования: Учеб. для вузов /В.В. Гурин, В.М. Замятин, А.М. Попов. - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 427 с.
14. Дунаев П.Ф., Леликов О.П. Детали машин. Курсовое проектирование: Учеб, пособие для машиностроит. спец, учреждений среднего профессионального образования. - 5-е издание, дополн. - М.: Машиностроение, 2004. - 560 с.
15. Курмаз Л.В. Детали машин. Проектирование: Учеб, пособие/ Л.В. Курмаз, А.Т. Скойбеда. - Мн.: УП "Технопринт", 2001. - 290 с.
16. Ханов А.М., Детали машин и основы конструирования: учеб. пособие / А.М. Ханов, Л.Д. Сиротенко. – Пермь: Изд-во ПМГТУ, 2010. - 270 с.

с.

16. Детали машин и основы конструирования / Под ред М Н. Ерохина. - М: Колос, 2005 - 462 с.

18. Анухин В.И. Допуски и посадки. Выбор и расчет, указание на чертежах: Учеб, пособие. 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2001. - 219с.

19. Курс лекций по теоретическим основам электротехники / Ю. Н. Исаев, В.А. Колчанова, Т. Е. Хохлова, – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 176 с.

20. Л.А. Бессонов, Теоретические основы электротехники, Электрические цепи, Москва, 1996 г, 344с

21. Демирчян К.С. Нейман Л.Р. Коровкин Н.В. Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: В 3-х т. Учебник для вузов. Том 3

22. Теория электрических цепей, Учебное пособие для СПО, Малинин Л.И., Нейман В.Ю., 2018г

23. Беспалов В.Я., Котеленец Н.Ф, Электрические машины, М. Энергоатомиздат, 2006г

24. Основы электроники. Учебное пособие для вузов / А. Л. Марченко. - М. : ДМК Пресс, 2008. - 296 с.,

25. Кацман М.М. Справочник по электрическим машинам, Электрические машины, М. Энергоатомиздат, 2005г

26. Арсеньев Г.Н. Основы теории цепей, Практикум, Л, 2018г

27. Фуфаева Л.И., Сборник практических задач по электротехнике, 2012

28. Рекус Г.Г., Основы электротехники и электроники в задачах с решениями, 2005.

29. Непопалов В. Н. Расчет линейных электрических цепей постоянного тока: Методическое руководство по самостоятельной работе студентов. – 30

30. <https://leg.co.ua/arhiv/generaciya/avtomaticheskoe-upravlenie-i-zaschita-teploenergeticheskikh-ustanovok-aes-5.html>

31. Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения [Текст] / В.М. Фокин. - М.: Машиностроение-1, 2006. - 240 с. - ISBN 5-94275-255-9.

32. Быстрицкий Г.Ф. Энергосиловое оборудование промышленных предприятий [Текст]: учеб. пособие / Г. Ф. Быстрицкий. - 2-е изд., стер. - М.: Академия, 2005. - 304 с. : ил. - ISBN 5-7695-2384-0.

33. Фокин В.М. Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных [Текст]: учеб. пособие / ВолгГАСУ. – Волгоград: ВолгГАСУ, 2004. - 228 с. - ISBN 5-98276-048-х.

34. Эфендиев А.М. Тепловые двигатели и нагнетатели [Текст]: учеб. пособие / А.М. Эфендиев. - Саратов: ФГОУ ВПО "Саратовский ГАУ", 2008. - 252 с. - ISBN 978-5-7011-0573-5.

35. Справочник энергетика, предприятий, учреждений и организаций [Текст]: справочное издание / Э.А. Киреева, Г.Ф. Быстрицкий. - М.: Колос, 2010. - 804 с. - ISBN 978-5-10-004074-31.

36. Тепловые электрические станции : учеб. / В. Д. Буров, Е. В. Дорохов, Д. П. Елизаров [и др.] ; под ред. : В. М. Лавыгина, А. С. Седлова, С. В. Цанева. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва : МЭИ, 2007. - 465 с.
37. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций : учеб. пособие / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. - 3-е изд., стер. - Москва : МЭИ, 2009. - 579 с.
38. Паровые и газовые турбины для электростанций : учеб. / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин ; ред. А. Г. Костюк. - 3-е изд., перераб. и доп. - Санкт-Петербург : Научные основы и технологии, 2008. - 556 с.
39. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций : учеб. пособие / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов. - 2-е изд., стер. - Москва : МЭИ, 2006. - 579 с.
40. Основы современной энергетики : в 2 т. : учеб. / А. Д. Трухний, М. А. Изюмов, О. А. Поваров ; ред. Е. В. Аметистов. - 4-е изд., перераб. и доп. - Москва : МЭИ, 2008 - . Т. 1 :
41. Материаловедение и технология металлов: Учебник для ВУЗов по машиностроительным специальностям / Г.П. Фетисов, М.Г. Карпман, В.М. Матюнин и др. – М.: Высшая школа, 2000. – 637с.: ил.
42. Материаловедение: Учебник для ВУЗов, обучающихся по направлению подготовки и специализации в области техники и технологии / Б.Н. Арзамасов, В.И. Макарова, Г.Г. Мухин и др. – 5-е изд., стереотип. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2003. – 646с.: ил.
43. Лахтин Ю.М., Леонтьева В.Н. Материаловедение. Учебник для ВУЗов технич. спец. – 3-е изд. – М. Машиностроение, 1990. – 528с.
44. Технология конструкционных материалов: Учебник для студентов машиностроительных ВУЗов / А.М. Дальский, Т.М. Барсукова, Л.Н. Бухаркин и др.; Под общ. ред. А.М. Дальского. – 5-е изд., испр. – М. Машиностроение, 2003. - 511с.: ил.
45. Технология конструкционных материалов. Учебник для студентов машиностроительных специальностей ВУЗов в 4 ч. Под ред. Д.М. Соколова, С.А. Васиной, Г.Г. Дубенского. – Тула. Изд-во ТулГУ. – 2007.
46. Материаловедение и технология конструкционных материалов. Учебник для ВУЗов / Ю.П. Солнцев, В.А. Веселов, В.П. Демьянцевич, А.В. Кузин, Д.И. Чашников. – 2-е изд., перер., доп. – М. МИСИС, 1996. – 576с.
47. Колесов С.Н. Материаловедение и технология конструкционных материалов: Учебник для студентов электротехнических и электромеханических спец. ВУЗов / С.Н. Колесов, И.С. Колесов. – М. Высшая школа, 2004. – 518с.:
48. Дриц М.Е., Москалев М.А. Технология конструкционных материалов и материаловедение: Учеб. для студентов немашиностроительных спец. ВУЗов. – М.: Высшая школа, 1990. – 446с.
49. Современная теплоэнергетика / А. Д. Трухний, М. А. Изюмов, О. А. Поваров и др. ; под ред. А. Д. Трухния. - 4-е изд., перераб. и доп. - 470 с.
50. Канталинский, В.П. Режимы работы основного оборудования тепловых электростанций : учеб. пособие для студ., обуч. по спец. 140101.65

- Тепловые электр. станции / В. П. Канталинский ; ФГОУ ВПО "КГТУ". - Калининград : КГТУ, 2008. - 41 с.

51. Канталинский, В.П. Режимы пуска и останова оборудования тепловых электростанций : учеб. пособие для студ., обуч. по спец. 140101.65

- Тепловые электр. станции / В. П. Канталинский ; Калинингр. гос. техн. ун-т. - Калининград : КГТУ, 2009. - 54 с.

52. Пособие для изучения правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (тепломеханическая часть). - 2-изд., стер. - Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. - 476 с

53. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций: [Учеб. Пособие для спец. «Тепловые электрич. станции»]. - Мн.: Высш. школа, 1978. - 288 с., ил.

54. Кантор С. А., Орлов К. Я. Усовершенствование схем регулирования энергетических установок при помощи вторичного импульса по нагрузке, - «Энергомашиностроение», 1958.

55. Электронная энциклопедия энергетики.

56. Новое оборудование и системы пылеприготовления для пылевого сжигания бурых и каменных углей и котлов с кипящим слоем. Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем, М.: ВТИ, 2001.

57. Опыт практического внедрения технологии кипящего слоя в промышленной и коммунальной энергетике/ В.Н. Шемякин, А.Э. Карапетов, С.В. Крылов, Труды ЦКТИ, 2009.

58. Эксплуатация и ремонт паровых и водогрейных котлов/ П.А. Баранов, М.: Энергоатомиздат, 1986.

59. Соколов Б.А. Котельные установки и их эксплуатация, Учебник для нач. проф. образования.- 2-е изд., испр. - М.: Академия, 2007. - 432 с.

60. Аникьев В.Е. Устройство и эксплуатация котельных установок, Красноярск, 2005. - 171 с.

61. Соколов Б.А. Устройство и эксплуатация паровых и водогрейных котлов малой и средней мощности, Москва: Академия, 2008. - 64 с.

62. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций.- М., 2012.

63. Соловьев Ю.П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий.- М., 2008

64. Смирнов А.Д., Антипов К.М. Справочная книжка энергетика.- М: Энергоатомиздат, 2012.

65. Липов Ю.М. и др. Компоновка и тепловой расчет парового котла.- М: Энергоатомиздат. 2008.

66. Гаврилов Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС.- М: Энергоатомиздат. 2007.

67. Тепловой расчет котельного агрегата. Нормативный метод.- М: Энергия. 2004

68. Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. Справочник.- М: Энергоатомиздат. 2004

Дополнительные источники

1. <https://textarchive.ru/c-1219457-pall.html>
2. <http://nizrp.narod.ru/metod/kpte/13.pdf>
3. <http://window.edu.ru/resource/923/24923/files/nwpi010.pdf>
4. <https://www.twirpx.com/files/science/tek/boiler/>
5. <http://www.sgau.ru/files/pages/4699/13926150810.pdf>
6. http://libr.aues.kz/facultet/tef/kaf_teu/6/umm/teu_3.pdf
7. <https://web.ucp.by/file/umk>
8. https://www.studmed.ru/baranov-pa-ekspluataciya-i-remont-parovyh-i-vodogreynyh-kotlov_24f39880355.html
9. <http://nizrp.narod.ru/metod/kpte/13.pdf>

ГЛОССАРИЙ

Материальная точка - геометрическая точка, обладающая массой. Так при решении некоторых задач механики формой и размерами реальных тел пренебрегают, считая их материальными точками.

Абсолютно твердое тело (АТТ) - такое материальное тело, в котором расстояние между любыми двумя точками всегда остается неизменным, т.е. недеформируемое тело.

Жесткость - способность тел сопротивляться изменению их формы и размеров называют. Поэтому тела с абсолютно неизменяемыми размерами и формой следует считать не только абсолютно твердыми, но абсолютно жесткими.

Твердое тело – тело, рассматриваемое как система материальных точек, неизменно связанных между собой, т.е. лишенных возможности перемещаться относительно друг друга.

Свободное тело – тело, которому из данного положения можно сообщить любое перемещение в пространстве.

Равновесие тел - покой или равномерное и прямолинейное движение относительно условно неподвижной системы отсчета. Такой системой отсчета при изучении механики является Земля.

Электромагнитное поле - вид материи, определяемый во всех точках двумя векторными величинами, которые характеризуют две его стороны, называемые «электрическое поле» и «магнитное поле», оказывающий силовое воздействие на электрически заряженные частицы, зависящее от их скорости и электрического заряда

Электрическое поле - одна из двух сторон электромагнитного поля, характеризующаяся воздействием на электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду этой частицы и не зависящей от ее скорости

Магнитное поле - одна из двух сторон электромагнитного поля, характеризующаяся воздействием на движущуюся электрически заряженную частицу с силой, пропорциональной заряду этой частицы и ее скорости

Электрический ток - явление направленного движения носителей электрических зарядов и (или) явление изменения электрического поля во времени, сопровождаемые магнитным полем

Система технического обслуживания и ремонта оборудования - совокупность взаимосвязанных элементов, документации и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества оборудования станций и сетей, входящего в эту систему.

Тепловой насос - устройство для производства тепла с использованием обратного термодинамического цикла

Тепловой баланс - количественная характеристика производства, потребления и потерь тепла

Тепловая нагрузка системы теплоснабжения- суммарное количество тепла, получаемое от источников тепла, равное сумме теплоснабжений потребителей тепла и потерь в тепловых сетях в единицу времени

График тепловой нагрузки системы теплоснабжения - изменение во времени тепловой нагрузки системы теплоснабжения

Удельный расход топлива на отпуск электрической энергии - количество топлива, израсходованного на единицу отпущенной электрической энергии

Удельный расход топлива на отпуск тепла - Количество топлива, израсходованного на единицу отпущенного тепла

Коэффициент теплофикации - отношение тепловой мощности отборов турбин к максимальной мощности источников тепла

Техническое обслуживание - комплекс операций по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании его по назначению, ожидании, хранении и транспортировке

Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий и их составных частей

Ремонтопригодность - свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта

Плановый - ремонт, постановка оборудования на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

Неплановый (аварийный)- ремонт, постановка на который осуществляется без предварительного назначения, производится при внезапном отказе аппарата.

Текущий - ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

Средний - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме, установленном в нормативно – технической документации.

Капитальный - ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного (или близкого к полному) восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Обезличенный (агрегатный) - метод ремонта, при котором неисправные агрегаты заменяются новыми или заранее отремонтированными.

Ремонт по техническому состоянию - метод ремонта, при котором перечень операций определяется по результатам контроля технического состояния и диагностирования оборудования.

Приложение 1

Топливные характеристики турбин

Тип турбины	Топливные характеристики	в том числе: на тепловую энергию
Т-25-90	$V_{\text{год}} = 1,02 \cdot h_p + 0,039 \cdot D_{\text{отоп}} + 0,384 \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}$ $V_{\text{год}} = 1,02 \cdot 8200 + 0,039 \cdot 386400 + 0,384 \cdot 174138 = 90302,6 \text{ т.у.т.}$	$V_{\text{т/э}} = 0,093 \cdot D_{\text{отоп}}$ $V_{\text{т/э}} = 0,093 \cdot 386400 = 35935,2 \text{ т.у.т.}$
ПТ-25-90	$V_{\text{год}} = 2,06 \cdot h_p + 0,0476 \cdot D_{\text{тех}} + 0,0238 \cdot D_{\text{отоп}} + 0,384 \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}$ $V_{\text{год}} = 2,06 \cdot 8200 + 0,0476 \cdot 417931 + 0,0238 \cdot 336000 + 0,384 \cdot 174138 = 111651,3 \text{ т.у.т.}$	$V_{\text{т/э}} = 0,102 \cdot D_{\text{тех}} + 0,093 \cdot D_{\text{отоп}}$ $V_{\text{т/э}} = 0,102 \cdot 417931 + 0,093 \cdot 336000 = 73876,96 \text{ т.у.т.}$

Здесь: $V_{\text{год}}$ - годовой расход условного топлива на турбину в т.у.т.

$\mathcal{E}_{\text{год}}$ - годовая выработка электроэнергии турбиной в тыс. МВт.ч.

Определяется, как произведение мощности турбины на годовое число часов использования установленной мощности станции;

h_p - календарное число часов работы турбины в год принимается условно равным 8200 часов;

$D_{\text{отоп}}$, $D_{\text{тех}}$ - годовое потребление пара из отборов турбины в тоннах соответственно на отопление и технологические нужды в Гкал.

Калькуляция себестоимости электрической и тепловой энергии

	Наименование статей затрат Стадии производства	Элементы затрат в тыс. тенге					Распределение затрат					
		Топливо	Зарплата с начислениями	Амортизация	Прочие расходы	Всего	Электроэнергию		Теплоэнергию			
							в 10 ⁶ тт.	в %	в 10 ⁶ тт.	в %		
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.		
1.	Топливо-транспортный и котельный цехи	1403064,488	68139,54	123714	-	1594918,028	770,175194	48,29	824,742834	51,71		
2.	Машинный и электрический цехи	-	48671,1	96222	-	144893,1	144,8931	100	-	-		
3.	Всего по пп. 1+2	1403064,488	116810,64	219936	-	1739811,128	915,068294	52,6	824,742834	47,4		
4.	Общестанционные расходы	-	45426,36	54984	552066,45	652476,81	343,202802	52,6	309,2740079	47,4		
5.	Итого затрат по пп. 3+4	1403064,488	162237	274920	552066,45	2392287,938	1258,271096	52,6	1134,016842	47,4		
6.	на электроэнергию	677530,4096	95233,119	161378,04	324063,0062	1258204,57	Структура себестоимости энергии					
							№	Элементы затрат	электро энергия	тепло энергия		
Распределение затрат:	на тепловую энергию	725534,0784	67003,881	113541,96	228003,444	1134083,36			тт/ кВт.ч	в %	тт/ Гкал	в %
							1	Топливо	0,778	53,88	511,98	63,98
							2	3/пл с начисл	0,109	7,55	47,28	5,91
							3	Амортизация	0,185	12,81	80,12	10,01
Себестоимость:	электроэнергии, тт/кВт.ч	0,778	0,109	0,185	0,372	1,444	Прочие расходы		0,372	25,76	160,89	20,10
		511,98	47,28	160,89	160,89	800,27	ИТОГО		1,444	100	800,27	100