

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Факультет Энергетический

Кафедра Тепловые электрические станции

СОГЛАСОВАНО
Заведующий кафедрой

_____ Н.Б. Карницкий

— _____ 2018 г.

СОГЛАСОВАНО
Декан

_____ К.В. Доброго

— _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОННЫЙ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ
ДИСЦИПЛИНЕ

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

для специальности

1-53 01 04 «Автоматизация и управление теп-
лоэнергетическими процессами»

Составители:

д.т.н, профессор Карницкий Н.Б.,

ст. преподаватель Пронкевич Е.В.,

к.т.н., доцент Качан С.А.

Рассмотрено и утверждено

на заседании Совета энергетического факультета «29» марта 2018 г.,

протокол № 7

Перечень материалов

1. Теоретический раздел:

«Вспомогательное оборудование электростанций» - курс лекций;

2. Практический раздел:

«Вспомогательное оборудование электростанций» - основные задачи, решаемые на практических занятиях;

3. Контроль знаний:

«Вспомогательное оборудование электростанций» - перечень вопросов, выносимых на экзамен;

4. Вспомогательный раздел:

«Вспомогательное оборудование электростанций» - учебная программа для учреждения высшего образования.

Пояснительная записка

Электронный учебно-методический комплекс по учебной дисциплине «Вспомогательное оборудование электростанций» разработана для специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами».

Целью изучения учебной дисциплины является подготовка специалистов по вопросам эксплуатации основного и вспомогательного оборудования электрических станций.

Основными задачами преподавания учебной дисциплины являются получение студентами знаний в области вспомогательном оборудовании пароводяного и газовоздушного трактов ТЭС, топливно-транспортного хозяйства и шлакозолоудаления на ТЭС.

Учебная дисциплина базируется на знаниях, полученных при изучении таких дисциплин как: «Физика», «Тепловые электрические станции», «Турбины ТЭС», «Котельные установки». Изучение этой дисциплины формирует у студентов комплекс знаний и понимание конструкции основного и вспомогательного оборудования электрических станций, технологических схем, а также их расчет и выбор.

Знание курса «Вспомогательное оборудование электростанций» поможет студентам при последующем изучении специальных дисциплин, прохождении производственных практик, подготовке к государственному экзамену, написании и защите дипломного проекта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. КУРС ЛЕКЦИЙ.....	5
РАЗДЕЛ I. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ	5
ТЕМА 1.1. ТОПЛИВНЫЙ БАЛАНС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ.....	5
ТЕМА 1.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ	14
ТЕМА 1.3. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО ТЭС НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ.....	36
ТЕМА 1.4. МАЗУТНОЕ ХОЗЯЙСТВО	87
ТЕМА 1.5. ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО	92
ТЕМА 1.6 СИСТЕМЫ ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЯ.....	99
РАЗДЕЛ II. ВПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА ТЭС.....	106
ТЕМА 2.1. ГАЗОВОЗДУШНЫЕ ТРАКТЫ.....	106
ТЕМА 2.2 ТЯГОДУТЬЕВЫЕ МАШИНЫ	107
РАЗДЕЛ III. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОВОДЯНОГО ТРПКТА ТЭС	130
ТЕМА 3.1. РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ.....	130
ТЕМА 3.2. СЕТЕВЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ.....	151
ТЕМА 3.3. ДЕАЭРАТОРЫ	163
ТЕМА 3.4. ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ.....	176
ТЕМА 3.5. ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	184
ТЕМА 3.6. НАСОСЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ	195
II. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ.....	231
III. ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ, ВЫНОСИМЫХ НА ЭКЗАМЕН	250
IV. УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА.....	254

Электронный учебно-методический комплекс

Теоретический раздел

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

КУРС ЛЕКЦИЙ

Минск 2018

1. КУРС ЛЕКЦИЙ

Раздел 1. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

Тема 1.1. ТОПЛИВНЫЙ БАЛАНС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

1.1.1. Топливо-энергетический комплекс

Топливо-энергетический комплекс - это совокупность производственных систем страны или региона, занятых освоением природных энергетических ресурсов, транспортировкой всех видов энергоносителей и энергии и обеспечением ими потребителей.

В Беларуси он включает: предприятия: по:

- добыче и переработке всех видов топлива,
- закупке энергоносителей,
- выработке тепловой и электрической энергии,
- транспортировке топлива и энергии и их распределению по потребителям.

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) является важнейшей структурной составляющей народного хозяйства Республики Беларусь в обеспечении функционирования экономики и повышения уровня жизни населения.

ТЭК включает системы добычи, транспорта, хранения, производства и распределения всех видов энергоносителей: газа, нефти и продуктов ее переработки, твердых видов топлива, электрической и тепловой энергии. Отрасли комплекса занимают значительное место в народном хозяйстве республики. На них приходится 26% капитальных вложений в промышленность, почти пятая часть основных производственных фондов, 14% валовой продукции промышленности отрасли.

1.1.2. Топливный баланс и топливная политика Республики Беларусь

В топливо-энергетическом балансе заложены принципы:
надежного энергообеспечения всего процесса социально-экономического развития страны;
энергетической безопасности и ослабления зависимости Республики от внешних поставок энергоресурсов;

повышения экономической и технической эффективности функционирования топливно-энергетического комплекса.

повышение эффективности использования энергоносителей.

диверсификации энергоснабжения.

Потребности Республики Беларусь в энергоносителях определены, с учетом роста валового внутреннего продукта в прогнозируемом периоде в 2.5–3 раза, со среднегодовыми темпами прироста 5–5.5%.

Прогнозируется снижение энергоемкости внутреннего валового продукта на 60% и приближение ее к уровню развитых европейских стран. К сожалению, пока этот показатель свидетельствует не в пользу энергоэффективности нашей экономики. В настоящее время он превышает более чем в 2 раза аналогичный показатель стран Европейского Союза.

Предполагается рост валового потребления ТЭР, в том числе электрической и тепловой энергии, котельно-печного топлива **на 16%** по сравнению с 2000 г. В 2020 году валовое потребление ТЭР достигнет 40 млн. т.у.т., в том числе котельно-печного топлива – 32,4 млн. т.у.т.

В предстоящий период наиболее динамично будет расти потребление угля – до 1.75 млн. т.у.т. (на 33,8% к уровню 2000 г.). Планируется увеличить потребление местных видов топлива на 15%, в том числе:

дров до уровня 3.7 млн. т.у.т.;

торфа и лигнина - до 1.4 млн. т.у.т.

Ожидается увеличение потребления нефти и нефтепродуктов на 40% к уровню 2000 г. За счет ввода Белорусской АЭС объем газового потребления снижается на 4 млрд. м³.

На фоне умеренного роста валового потребления ТЭР *прогнозируется интенсивное использование энергоносителей и местных энергоресурсов*, которые должны частично вытеснить природный газ из топливно-энергетического баланса и усилить его диверсификацию.

Интенсивный рост потребления нефти обусловлен необходимостью диверсификации поставок энергоносителей из-за пределов республики. В этой связи *прогнозируется увеличение потребления мазута до 4.2 млн. т.у.т. – рост на 50%* по сравнению с 2000 годом.

Доля потребления природного газа в валовом потреблении ТЭР страны *снизится почти на 9% и составит 49%*. Тем не менее, природный газ остается основным энергоносителем, потребляемым в стране.

С учетом мер по вовлечению в ТЭБ местных энергоресурсов, к 2020г. прогнозируется обеспеченность собственными ТЭР на 20%.

Недостающее количество котельно-печного топлива в объеме – 31.9 млн. т.у.т в 2020 г. придется импортировать, при этом **доля ввозимых топливно-энергетических ресурсов снизится на 6.8%**.

Для усиления энергетической безопасности планируется создавать стратегические запасы основных видов энергоносителей в подземных газовых, нефтяных и мазутных хранилищах, а также осуществлять поставки энергоносителей на основе долгосрочных контрактов.

Потребность в электро- и теплоэнергии определена на основании прогноза валового внутреннего продукта с учетом реализации энергосберегающей политики.

Потребление электроэнергии в республике в 2020 году вырастет до 41 млрд. кВт ч. (на 23% выше уровня 2000 г.).

Уровень **потребления тепловой энергии** в 2020 г. составит 84 млн. Гкал. и возрастет на 22%.

Тепловые сети

В белорусской энергосистеме эксплуатируется более 4800 км тепловых сетей, в том числе 2000 км магистральных тепловых сетей. Из них около 40% трубопроводов эксплуатируется с наработкой более 15 лет, в том числе 20% с наработкой более 25 лет (при нормативном сроке службы 25 лет). Ежегодно требуется замена порядка 100 км изношенных участков.

Тема 1.1.3. Использование местных видов топлива

В Республике Беларусь собственные топливно-энергетические ресурсы представлены: древесиной; нефтью; торфом; бурым углем; горючими сланцами. Лесистость территории - 38 %. Основная часть лесов (45 %) приходится на Гомельскую и Минскую области. Значение древесины в топливном балансе страны пока незначительно, поскольку начавшаяся в 1960 г. и продолжающаяся ныне повсеместная газификация вытеснила древесину как вид топлива, а работающие на отходах котельные деревообрабатывающих предприятия были переведены на газ. В последнее время в связи с возникшими проблемами в использовании дорогостоящего покупного топлива, и, в первую очередь, газа, на древесное топливо, особенно на отходы деревообработки переходит все больше субъектов хозяйствования.

На территории Республики Беларусь функционирует система магистральных газопроводов, эксплуатируемая ОАО «Газпром трансгаз Беларусь», которая включает в себя 7 магистральных газопроводов (МГ), 226 газораспре-

делительных станций (ГРС), Осиповичское, Прибугское и Мозырское подземные хранилища газа (ПХГ).

Общая протяженность газопроводов составляет более 7,9 тыс. км в одностороннем исчислении. По системе магистральных газопроводов осуществляется подача газа потребителям Республики Беларусь.

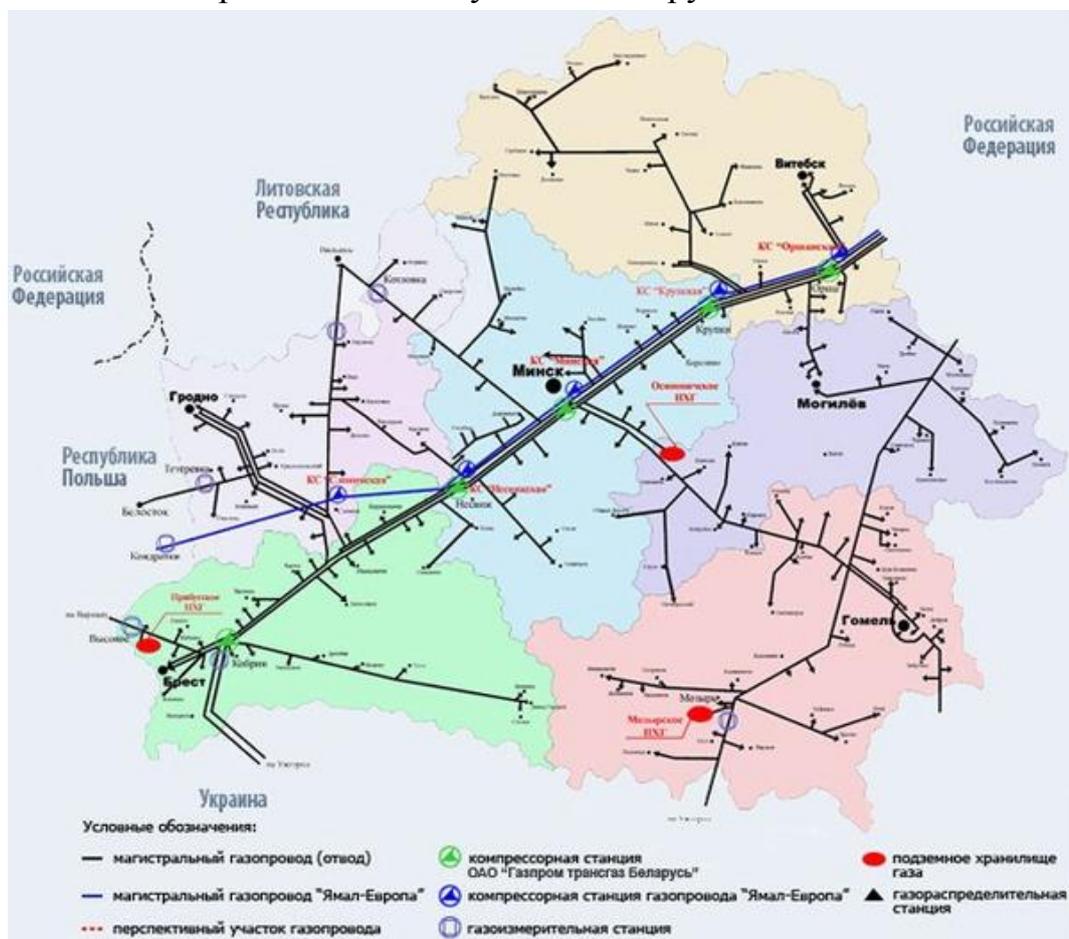


Рис. 1. Карта магистральных газопроводов Республики Беларусь

Газотранспортная система ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» технологически связана с аналогичными системами соседних Европейских стран и позволяет осуществлять транзит российского природного газа в Украину, Польшу, Литву и Калининградскую область Российской Федерации.

Транзит российского природного газа через территорию Республики Беларусь обеспечивается по следующим газопроводам:

трёхниточный магистральный газопровод

«Торжок— Минск— Ивацевичи» диаметром 1220 мм;

двухниточный магистральный газопровод

«Ивацевичи— Долина» диаметром 1220 мм;

магистральный газопровод

«Кобрин— Брест— Госграница» диаметром 1020 мм;

магистральный газопровод

«Минск— Вильнюс» диаметром 1220 мм;
магистральный газопровод
«Горжок— Долина» диаметром 1420 мм;
газопровод «Волковыск — Госграница» диаметром 273 мм;
7 газоизмерительных станций (ГИС).

Общая протяженность газопроводов Республики Беларусь, обеспечивающих транзит российского природного газа в страны Европы, в одностороннем исчислении составляет более 2500 км.

Кроме того, ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» выполняет операторские функции по эксплуатации магистрального газопровода «Ямал — Европа», диаметром 1420 мм, протяженностью 575 км, находящегося в собственности ПАО «Газпром». «Ямал-Европа»- российский магистральный экспортный газопровод. Соединяет газовые месторождения севера Западной Сибири с конечными потребителями в Западной Европе. Проходит через территорию Белоруссии и Польши.

Основной нефтегазоносной территорией Беларуси является Припятский прогиб. Известно 55 месторождений нефти, в т. ч. 53 - в Гомельской и 2 - в Могилевской областях. 33 месторождения разрабатываются, крупнейшее из которых - Речицкое эксплуатируется с 1965 года. С начала промышленной разработки нефти (1965 г.) в стране добыто 100млнт.

Наиболее распространенным видом местного топлива в Беларуси является торф. Торфяные отложения имеются практически во всех регионах. По запасам торфа Беларусь занимает второе место в СНГ, уступая только России. Разведано более 9000 месторождений торфа общей площадью в границах промышленной глубины 2,54млн га. В последнее время годовая добыча составляет 27-30 млн т. Наиболее богатые залежи его находятся в Брестской, Витебской, Могилевской областях, в которых геологический запас торфа составляет около 68% от общего запаса в стране.

Основными месторождениями торфа являются Светлогорское, Василевичское, Лукское (Гомельская обл.), Березинское, Смолевичское (Минская обл.), Березовское (Гродненская обл.), Даблевский Мох и др. На базе этих месторождений были в свое время построены крупные электростанции: Василевичская, Смолевичская ГРЭС др. или крупные торфобрикетные заводы. Основное количество электроэнергии в республике потребляется в промышленности.

Особенностью электроэнергетики в Беларуси является то, что практически 100 % всей производимой электроэнергии дают тепловые электростанции, которые работают на привозном топливе (мазут, природный газ). Более 50 % электроэнергии вырабатывается в Минской и Гомельской областях. Но самой

мощной тепловой электростанцией в Республике Беларусь является Лукомльская ГРЭС мощностью 2,4 млн. кВт (2,4 ГВт), расположенная в Витебской области.

Тема 1.1.4. Стратегические решения по диверсификации поставок углеводородного топлива

Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь (далее – стратегия) разработана на 2011–2015 годы и на период до 2020 года в целях определения дальнейшего развития и совершенствования правовых, организационных, экономических, технических и технологических условий для обеспечения эффективного развития энергетического потенциала Республики Беларусь и повышения уровня энергетической безопасности страны.

Основной целью стратегии является инновационное и опережающее развитие отраслей ТЭК, обеспечивающее производство конкурентоспособной продукции на уровне мировых стандартов при безусловном надежном и эффективном энергообеспечении всех отраслей экономики и населения.

Одной из важнейших задач ближайшего периода является создание новых организационных основ для эффективного развития и функционирования энергетики в условиях рыночных отношений.

Стратегия направлена на достижение следующих показателей:

Показатель	(процентов)		
	2009 год	2015 год	2020 год
Снижение энергоемкости ВВП к уровню 2005 года	24,8	50,0	60,0
Доля собственных энергоресурсов* в балансе котельно-печного топлива	20,3	28–30	32–34
Доля природного газа в потреблении котельно-печного топлива	71,8	64,0	55,0
Износ основных производственных фондов организаций ТЭК	54,3	48,3	43,0
Доля доминирующего поставщика энергоресурсов в потреблении валовых ТЭР	82,3	70–71	64–57
Обеспеченность емкостями для хранения запасов КПТ (по газу и мазуту), суток	61,2	78,9	118,0

*С учетом продуктов нефтепереработки из собственной нефти и вторичных энергоресурсов, попутного газа и экспорта топливных брикетов.

Стратегической целью деятельности в области энергосбережения на период до 2015 года должно стать снижение энергоемкости ВВП Республики Беларусь на 50 процентов по отношению к уровню 2005 года, 60 процентов – к 2020 году.

Основой организационно-экономической политики энергосбережения должно стать дальнейшее развитие законодательной и нормативно-технической базы, определяющей права, обязанности и ответственность организаций в вопросах энергоиспользования, технические и технологические требования к проектированию и эксплуатации энергоиспользующего оборудования.

Тема 1.1.5. Строительство АЭС

Белорусская АЭС— строящаяся атомная электростанция типа АЭС-2006. Стройплощадка расположена у северо-западной границы Беларуси в 18 километрах от города Островец Гродненской области, в 50 км от столицы Литвы —Вильнюса.

Согласно планам, первый блок АЭС должен быть введен в 2019 году, второй — в 2020 году.

Основной партнёр Беларуси в проекте по строительству АЭС — российская компания «Атомстройэкспорт», в качестве субпоставщиков выступают белорусские производственные организации.

Работы по выемке грунта начались в конце 2011 года. К концу мая 2014 года вырыт котлован и начаты работы по возведению фундамента здания энергоблока № 2. В протоколе от 25 февраля 2015 года были приведены новые сроки введения в эксплуатацию энергоблоков АЭС: 2018 и 2020 годы соответственно. 26 декабря 2015 года на станцию доставлен корпус реактора первого энергоблока. 27 января 2016 года начат его монтаж.

Схема энергоблока и системы безопасности Проект АЭС-2006 отличается повышенными характеристиками безопасности и технико-экономическими показателями и полностью соответствует международным нормам и рекомендациям МАГАТЭ.

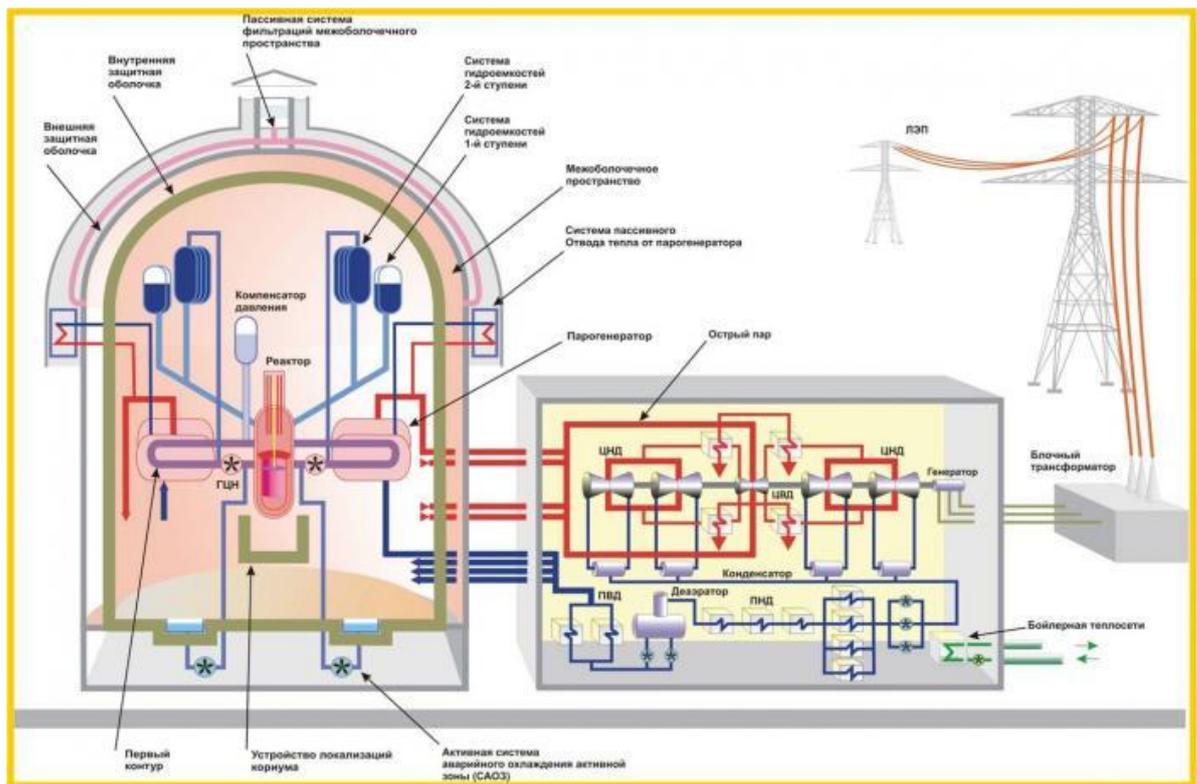


Рис. 2. Схема АЭС

В проекте применяются самые современные средства и системы безопасности: четыре канала систем безопасности (дублирующие друг друга), устройство локализации расплава, двойная защитная оболочка здания реактора, система удаления водорода, системы пассивного отвода тепла; предусмотрена защита станции от разнообразных внешних воздействий.

Высокая степень безопасности Белорусской АЭС обеспечена множеством факторов. Основные из них – это принцип самозащитенности реакторной установки, наличие нескольких барьеров безопасности и многократное дублирование каналов безопасности. Необходимо отметить также применение активных (то есть требующих вмешательства человека и наличия источника энергоснабжения) и пассивных (не требующих вмешательства оператора и источника энергии) систем безопасности.

Система безопасности современных российских АЭС состоит из четырех барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду. Первый – это топливная матрица, предотвращающая выход продуктов деления под оболочку тепловыделяющего элемента. Второй – сама оболочка тепловыделяющего элемента, не дающая продуктам деления попасть в теплоноситель главного циркуляционного контура. Третий – главный циркуляционный контур, препятствующий выходу продуктов деления под защитную герметичную оболочку. Наконец, четвертый –

это система защитных герметичных оболочек (контейнмент), исключающая выход продуктов деления в окружающую среду.

Защитные барьеры АЭС

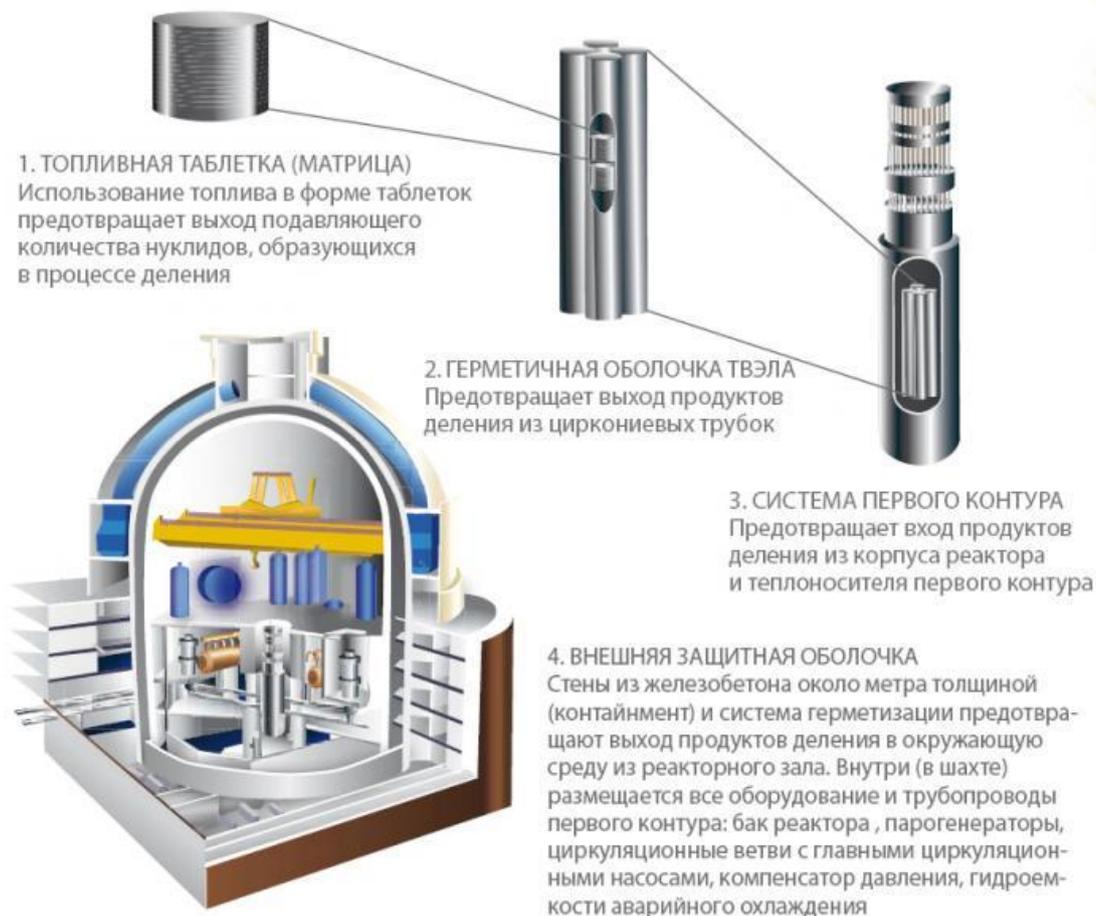


Рис.3. Защитные барьеры АЭС

Если что-то случится в реакторном зале, вся радиоактивность останется внутри этой оболочки. Контейнмент выдерживает внутреннее давление в 5 кг/см^2 и внешнее воздействие от ударной волны, создающей давление 30 кПа, и падающего самолета. То есть если предположить, что вся поданная в реактор вода превратится в пар и, как в гигантском чайнике, будет давить изнутри на крышку, то оболочка выдержит и это колоссальное давление. Таким образом, купол энергоблока находится как бы в постоянной готовности принять удар изнутри. Для этого оболочка выполнена из «предварительно напряженного бетона»: металлические тросы, натянутые внутри бетонной оболочки, придают дополнительную монолитность конструкции, повышая ее устойчивость. Объем контейнмента довольно большой – 75 тыс. куб. метров, риск скопления в нем водорода во взрывоопасной концентрации значительно меньше, чем на АЭС «Фукусима-1». В случае аварии для снижения давления пара внутри защитной оболочки установлена «спринклерная система», которая из-под купола блока разбрызгивает раствор бора и других веществ, препятствующих распростране-

нию радиоактивности. Там же ставятся рекомбинаторы водорода, не позволяющие этому газу скапливаться и исключающие возможность взрыва.

Тема 1.2. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ

1.2.1. Понятие об энергетическом топливе

Вещества, способные в процессе каких-либо преобразований выделять энергию, которая может быть технически использована, принято называть *топливом*.

Энергетическое топливо – это вещество, которое целесообразно использовать для получения тепловой энергии в больших количествах.

Бывает:
ядерное
органическое

Ядерное топливо - вещество, которое используется в ядерных реакторах для осуществления цепной ядерной реакции деления.

Ядерное топливо используется в ядерных реакторах в виде таблеток размером в несколько сантиметров, где оно обычно располагается в герметично закрытых тепловыделяющих элементах (ТВЭЛх), которые в свою очередь для удобства использования объединяются понескольку сотен в тепловыделяющие сборки (ТВС).

Органическое топливо **по происхождению** подразделяют на:
естественное (нефть, газ, торф, угли сланцы, антрациты);
искусственное (кокс, полукокс, коксовый, генераторный и нефтяной газы, продукты переработки нефти: мазут, дизельное топливо, бензин и т. д.).

По **агрегатному состоянию** при обычных условиях разделяют три вида топлива, (рис.4):



Рис. 4. Агрегатные состояния топлива

Различные топлива при сжигании выделяют значительные количества тепла и используются как источники получения энергии. Большинство топлив – это различные углеродистые вещества от почти чистого углерода до сложных органических соединений.

По назначению и способу использования топливо подразделяется на:
энергетическое – это топливо, которое является главным образом источником тепловой энергии;
технологическое – это топливо, которое является не только источником тепловой энергии, но и используется как компонент технологического процесса, например в турбинных установках.

1.2.2. Состав топлива

Свойства топлива как горючего материала определяются его составом. Любое топливо состоит из:

горючей части (углерод (C), водород (H) и сера горючая (летучая) S_A);
негорючей частей (кислород (O), азот (N),
минеральные вещества (A) и влага (W)).

Эти элементы образуют сложные химические соединения. Для определения состава топлива проводят технический (содержание влаги, летучих и минеральных веществ) и химический анализы (либо по элементарному составу, для определения содержания углерода, водорода, азота, кислорода и серы летучей, либо определяют содержание в топливе отдельных химических соединений, таких как CH_4 , CO_2 , H_2S и др.). Первый метод применяют для твердого и жидкого топлива, второй для газообразного топлива.

Жидкое и твердое топливо принято характеризовать *элементарным* составом, при этом условно считают, что топливо состоит из перечисленных элементов, находящихся в свободном состоянии в виде механической смеси.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов. Газообразное топливо представляет собой простую механическую смесь горючих и негорючих газов.

В горючую часть могут входить окись углерода (CO), водород (H₂), предельные углеводороды (C_nH_{2n+2}), непредельные углеводороды (C_nH_{2n}) и иногда сероводород (H₂S).

В негорючую часть могут входить кислород, азот, двуокись углерода и различные примеси (водяные пары, смолы, пыль и т. п.).

Природный газ характеризуется высоким содержанием метана (CH₄), а также небольшого количества других углеводородов: этана (C₂H₆), пропана (C₃H₈), бутана (C₄H₁₀), этилена (C₂H₄), и пропилена (C₃H₆).

В искусственных газах содержание горючих составляющих (водорода и окиси углерода) достигает 25...45%, в балласте преобладают азот и углекислота – 55...75%.

Газ, извлекаемый из недр, без всякой последующей переработки имеет более низкую стоимость по сравнению с продуктами переработки нефти.

Углеводородные газообразные топлива могут быть сжатыми и сжиженными. В качестве сжатого газа используют природный газ (95% метана CH₄). Сжиженные газы являются продуктами переработки попутных газов и газов газоконденсатных месторождений и в основном содержат бутанпропановые и бутилпропиленовые смеси, находящиеся при нормальной температуре в жидком состоянии.

Основным преимуществом газообразного топлива является их чистота, более легкий запуск в холодное время, высокие экологические качества.

Газообразное топливо принято характеризовать составом сухой газообразной части в % по объему, и выражают уравнением:

$$CH_4 + H_2 + CO + H_2S + C_m H_n + O_2 + N_2 + CO_2 = 100 \quad (1)$$

где CH₄, H₂ и т. д. – содержание соответствующих газов в % по объему, взятому при нормальных физических условиях (0° С и 101325 Па).

Вещество, поступающее непосредственно в топочное устройство для сжигания, называют *рабочим топливом* или рабочим телом. Его элементарный состав, выраженный в % по массе, записывают:

$$C^p + H^p + S_n^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100 \quad (2)$$

Если из рабочего топлива удалять всю его влагу (W), получим сухую массу, элементарный состав которой запишется:

$$C^c + H^c + S_n^c + O^c + N^c + A^c = 100 \quad (3)$$

Условно удалив из сухой массы топлива содержащуюся в нем золу (A), получим горючую массу, элементарный состав которой можно представить:

$$C^e + H^e + S_n^e + O^e + N^e = 100 \quad (4)$$

По элементарному составу рабочего топлива производят технические расчеты горения. Элементарный состав сухой массы используется для определения засоренности топлива золой. Горючая масса представляет собой беззолно-безводный, т. е. наиболее устойчивый состав топлива. Состав этот условный, т. к. включает в себя и негорючие элементы – кислород и азот.

Для практических расчетов наиболее часто используют элементарный состав рабочего топлива, а состав сухой и горючей массы служит, главным образом, для оценки отдельных характеристик топлива, сравнения различных сортов топлива, классификации и т. п.

В таблице 1 представлены формулы для пересчета различных масс топлива.

Таблица 1

Пересчет состава топлива из одной массы в другую

Заданная масса топлива	Коэффициенты пересчета на массу		
	Рабочую	горючую	Сухую
Рабочая	1	$100/[100 - (A^p + W^p)]$	$100/(100 - W^p)$
Горючая	$[100 - (A^p + W^p)]/100$	1	$(100 - A^c)/100$
Сухая	$(100 - W^p) / 100$	$100 / (100 - A^c)$	1

1.2.3. **Теплотехническая оценка элементов, входящих в топливо**

Углерод является основным горючим элементом топлива. Его содержание в горючей массе составляет: в древесине и торфе 50...65 %, в бурых углях 67...72 %, каменных углях 76...90 % и в антрацитах 92...94 %, т. е. с увеличением геологического возраста твердого топлива содержание в нем углерода повышается. Состав жидких нефтяных топлив является достаточно стабильным и содержание в них углерода на горючую массу колеблется в узких пределах 86...87 %. В газообразном топливе содержание углерода, например в метане составляет 75 % массовых.

Углерод характеризуется высоким удельным тепловыделением. При полном сгорании 1 кг углерода выделяется 33600 кДж теплоты. Следовательно, углерод по существу определяет тепловую ценность топлива.

Водород – второй важнейший горючий элемент топлива. Его содержание на горючую массу, например в древесине и торфе – 6,0...6,5 %, в бурых углях около 5,0 %, в каменных углях 4,0...5,5 %, в антрацитах 1,5...2,5 %. В жидких нефтяных топливах содержание водорода значительно выше и составляет от 10 до 12 %. В метане содержание углерода – 25% массовых.

Тепловая ценность водорода почти в четыре раза выше тепловой ценности углерода. При полном сгорании 1 кг водорода и конденсации продуктов сгорания выделяется 141500 кДж тепла, без учета конденсации водяных паров 119000 кДж.

Сера является третьим, весьма нежелательным, горючим элементом топлива. В общем случае сера топлива состоит из серы органической (S_o), входящей в топливо в виде органических соединений, серы колчеданной (S_k), входящей в состав топлива в виде колчедана (FeS_2), и серы сульфатной (S_c), входящей в топливо в виде, например, гипса ($CaSO_4$). Сера органическая и колчеданная образуют серу горючую (летучую) $S_{л} = S_o + S_k$. Сульфатная же сера не горит и в элементарном составе топлива включается в золу. Содержание серы в топливах колеблется от 0 до нескольких %. При полном сгорании 1 кг серы летучей выделяется 9000 кДж тепла.

При горении серосодержащего топлива в промышленных топливосжигающих устройствах (печах, котлах, газотурбинных установках и др.), наряду с сернистым газом (SO_2), образуется незначительное количество серного ангидрида (SO_3). Наличие последнего в газообразных продуктах сгорания при определенных условиях вызывает сернокислотную, т. е. низкотемпературную, коррозию металла оборудования.

Кроме того, продукты сгорания серы вызывают загрязнение атмосферы. Поэтому сера является вредной примесью, снижающей теплотехническую цепкость топлива.

Кислород и азот являются нежелательными элементами топлива. Наличие их в топливе снижает содержание горючих элементов. Кислород, кроме того, связывает часть горючих элементов топлива, обесценивает его. Азот в топливе способствует образованию в газообразных продуктах сгорания окислов азота, обладающих высокой токсичностью, значительно превышающей токсичность окислов серы.

Кислород и азот принято называть *внутренним балластом топлива*.

Зола представляет собой смесь различных минеральных веществ, которые остаются после полного сгорания горючей части топлива. Содержание золы обычно дается на сухую массу. Зольность жидких топлив нормируется ГОСТами и по своему значению невелика. Например для топочных мазутов не более 0,3 %. В твердых топливах содержание золы может достигать значительных величин (до 30 % и более на сухую массу). Зола является внешним балластом топлива. Она снижает содержание горючей части топлива, вызывает дополнительные затраты на его добычу и транспорт. Она может вызывать эрозивный износ элементов оборудования. Содержание ванадия в золе жидких нефтяных

топлив может при определенных температурах условиях привести к ванадиевой высокотемпературной коррозии металла.

Наличие солей натрия, окислов железа в золе жидких нефтяных топлив оказывает каталитическое действие на протекание сернокислой низкотемпературной коррозия металла.

Влага относится к внешнему балласту топлива. Наличие её (так же, как кислорода и азота) уменьшает содержание горючей части топлива. Это снижает тепловую ценность топлива, а также увеличивает расходы на его транспорт. Наличие влаги приводит к понижению температурного уровня в зоне горения.

1.2.4. Теплотехнические характеристики топлива

Теплота сгорания (Q), является важнейшей характеристикой, определяющей тепловую ценность любого топлива.

Под теплотой сгорания понимают количество тепла в кДж, которое выделяет при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива, или 1 м³ газообразного топлива при нормальных физических условиях.

Различают *высшую* (Q_v) и *низшую* (Q_n) теплоту сгорания. В газообразных продуктах сгорания любого топлива содержатся водяные пары, образующиеся в результате сгорания водорода и испарения влаги топлива. Если продукты сгорания охладить до конденсации водяных паров, в них содержащихся, то освободится тепло, затраченное на парообразование влаги.

Под высшей теплотой сгорания понимают все тепло, выделившееся при сгорании единицы топлива, включая тепло конденсации водяных паров.

Под низшей теплотой сгорания понимают теплоту сгорания, которая не учитывает тепло конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива.

В промышленных установках, сжигающих топливо, в тепловых двигателях различного типа газообразные продукты сгорания выбрасываются в атмосферу при таких, как правило, температурах, при которых конденсации водяных паров не происходит и, следовательно, теплота их конденсации не высвобождается для использования. Теплотехнические расчеты в подобных случаях производят по низшей теплоте сгорания.

Если процессы теплообмена между газообразными продуктами сгорания и контактируемой с ними жидкостью (контактные водонагреватели) протекают, как правило, с настолько глубоким охлаждением, что водяные пары, содержащиеся в газах, конденсируются. Высвобождаемая при этом теплота используется на подогрев жидкости в аппарате. В этих и подобных случаях теплотехнические расчёты следует вести *по высшей теплоте сгорания*.

Различают *молярную теплоту сгорания* — для одного моля (кДж/моль), *массовую теплоту сгорания* — для одного килограмма (кДж/кг), *объемную* — для одного кубического метра вещества (кДж/м³) теплоту сгорания.

Молярную теплоту сгорания рассчитывают в соответствии с законом Гесса:

$$Q_{\text{мол}} = \left| \sum_i^n n_i H_{\text{ПС}} - H_{\text{ГВ}} \right|, \quad (5)$$

где $Q_{\text{мол}}$ — молярная теплота сгорания топлива, кДж/моль; n_i — количество молекул i -го продукта горения, приходящееся на одну молекулу горючего; $H_{\text{ПС}}$,

$H_{ГВ}$ – теплота образования продуктов горения и исходных горючих веществ соответственно.

Для перевода молярной теплоты сгорания в массовую можно использовать формулу

$$Q_{\text{масс}} = \frac{Q_{\text{мол}}}{\mu} 1000 \quad (6)$$

где μ — молярная масса горючего вещества, кг/кмоль.

Для веществ в газообразном состоянии при пересчете из стандартной теплоты сгорания в объемную используют формулу

$$Q_{\text{об}} = \frac{Q_{\text{мол}}}{V_{\mu}} 1000 \quad (7)$$

где V_{μ} — объем киломоля газа, который при стандартных условиях составляет 22,4 м³/кмоль.

Теплота сгорания любого топлива определяется экспериментально в специальной калориметрической установке. Теплота сгорания может быть также определена расчетным путём по составу топлива. Низшая теплота сгорания рабочего топлива (Q_H^P) жидкого и твердого может быть определена, например, по формуле Д.И. Менделеева (кДж/кг):

$$Q_H^P = 339,5C^P + 1256H^P - 25,8(9H^P + W^P) - 109(O^P - S_A^P), \quad (8)$$

где C^P , H^P и т.д. – содержание углерода, водорода и т.д. в топливе, % по массе.

Низшая теплота сгорания сухого газообразного топлива может быть определена в формуле (кДж/м³):

$$Q_H^C = 127CO + 108H_2 + 358CH_4 + 234H_2S + 590C_2H_4 + + 638C_2H_4 + 915C_3H_8 + 1190C_4H_{10} + 1465C_5H_{12} \quad (9)$$

где CO и H и т.д. – содержание компонентов газа, % по объему.

Теплоты сгорания индивидуальных веществ, представлены в таблицах физико-химических величин. Пример приведен ниже (табл. 2).

Удельная теплота сгорания веществ

Горючее	Теплота сгорания, Дж/кг
<u>Бурый уголь</u>	$14,7 \cdot 10^6 \dots 15 \cdot 10^6$
<u>Бытовой газ</u>	$13,25 \cdot 10^6$
<u>Каменный уголь</u>	$22 \cdot 10^6 \dots 29,3 \cdot 10^6$
<u>Условное топливо</u>	$29,3 \cdot 10^6$ (7000 ккал/кг)
<u>Древесный уголь</u>	$31 \cdot 10^6$
<u>Мазут</u>	$39,2 \cdot 10^6$
<u>Нефть</u>	$41 \cdot 10^6$
<u>Керосин</u>	$40,8 \cdot 10^6$
<u>Дизельное топливо</u>	$42,7 \cdot 10^6$
<u>Бензин</u>	$44 \cdot 10^6 \dots 42 \cdot 10^6$
<u>Пропан</u>	$47,54 \cdot 10^6$
<u>Этилен</u>	$48,0 \cdot 10^6$
<u>Метан</u>	$50,1 \cdot 10^6$
<u>Водород</u>	$120,9 \cdot 10^6$

Для сравнения тепловой ценности различных топлив пользуются понятием условного топлива, под которым понимают топливо, теплота сгорания которого равна 29350 кДж/кг (7000 ккал/кг). Этой величиной пользуются при суммировании различных топливных ресурсов, сравнении удельных расходов топлива и при проведении технико-экономических расчетов.

Для пересчета данного натурального топлива с теплотой сгорания Q_H^P в условное топливо служит безразмерный коэффициент \mathcal{E} , называемый тепловым эквивалентом данного топлива. Его величина определяется

$$\mathcal{E} = \frac{Q_H^P}{29350} \quad (10)$$

Среднее значение теплоты сгорания различных топлив, как правило, приводится в таблицах физико-химических характеристик топлив.

Другими важным теплотехническими характеристиками топлива являются – **выход летучих горючих веществ и твердый нелетучий остаток** (кокс). Содержание летучих горючих веществ определяется путем нагревания навески топлива без доступа воздуха до температуры порядка 850 °С. Потеря в весе навески за вычетом содержания влаги дает выход летучих веществ. В со-

став летучих входят водород H_2 , углеводороды C_mH_n , окись углерода CO , двуокись углерода CO_2 и некоторые другие соединения.

Выход летучих принято относить к горючей массе топлива (λ^T). Чем геологически моложе топливо, тем меньше его степень углефикации (насыщение углеродом), тем больше выход летучих веществ. Так, λ^T у дров $\approx 85\%$, у бурого угля $\approx 60\%$, а у антрацитов $\approx 4\%$. Выход летучих горючих веществ характеризует способность топлива к воспламенению. Чем больше выход летучих и чем ниже температура их выделения, тем легче топливо воспламеняется и тем выше его реакционная способность при горении. Это свойство топлива учитывается при организации его сжигания.

Твёрдый осадок после отгонки летучих – кокс, может быть неспекающимся (сыпучим), слабоспекающимся и спекающимся. Свойства кокса, естественно, в значительной мере влияют на организацию сжигания топлива, а также на использование топлива для его коксования, газификации и т. д.

При сжигании твёрдых топлив большое значение имеет также температура плавления золы.

1.2.5. Основные физико-технические характеристики твердых топлив

Влагоемкость

Способность топлива удерживать в себе влагу имеет предел, называемый **максимальной влагоемкостью** W_{\max}

Проведение анализа для бурых углей

Лабораторную пробу угля с размером зерен менее 3 мм тщательно перемешивают в банке шпателем. После этого отбирают в несколько приемов (10-15 раз) на разной глубине две навески массой по 50 г каждая, взвешивая на технических весах с погрешностью не более 0,1 г.

В коническую колбу вместимостью 250 см помещают навеску угля и прибавляют 150 см дистиллированной воды (вначале небольшими порциями, постоянно перемешивая до образования однородной кашицы). После этого колбу закрывают пробкой и встряхивают в течение 5 мин на аппарате для встряхивания жидкостей или вручную.

После встряхивания содержимое колбы переносят на смоченный фильтр, находящийся на воронке, и отсасывают воду вакуумным насосом. Чтобы избежать подсушки пробы после удаления основной массы воды, воронку Бюхнера

накрывают влажной тканью. Отсасывание продолжают до тех пор, пока каплепадение с носика воронки не будет превышать 2-3 капель в 1 мин, после чего фильтрацию продолжают еще в течение 10 мин. Если угольная суспензия трудно фильтруется, то вместо воды для смачивания угля применяют 150 см³ 0,2%-ного раствора сернокислого или хлористого натрия.

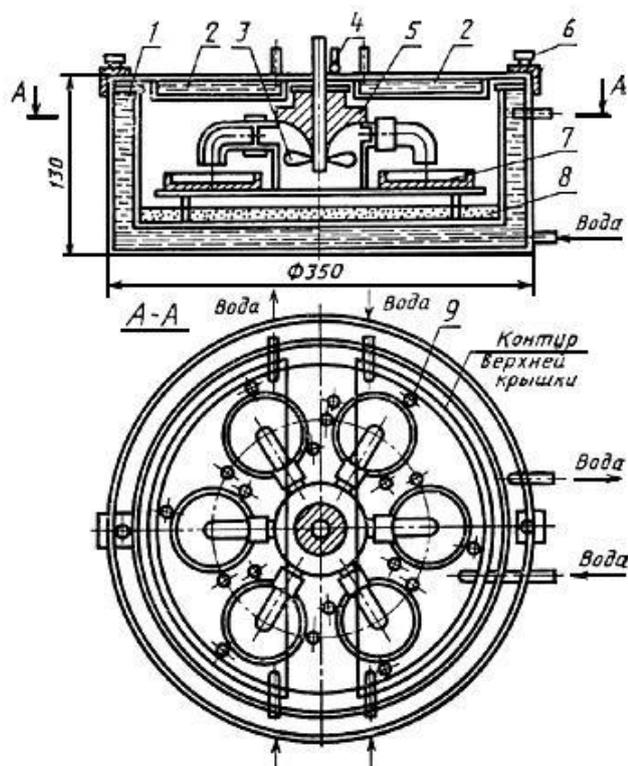
Проведение анализа для каменных углей и антрацита

Аналитическую пробу угля тщательно перемешивают в открытой банке шпателем на всю глубину. Затем на нее отбирают несколькими порциями (10-15 раз) из различных мест 2 навески массой по 20 г каждая с погрешностью не более 0,1 г. Навеску помещают в колбу вместимостью 250 см³ и приливают 100 см³ дистиллированной воды (небольшими порциями, постоянно перемешивая до образования однородной массы). После этого колбу закрывают пробкой и встряхивают в течение 5 мин на аппарате для встряхивания жидкостей или вручную. Затем содержимое колбы переносят на смоченный фильтр, помещенный в воронку, и отсасывают влагу с помощью вакуум-насоса. Уголь промывают 2-3 порциями дистиллированной воды объемом 25 см³ каждая.

После удаления основной массы воды, во избежание подсушивания пробы, воронку накрывают влажной тканью. Процесс отсасывания продолжают до тех пор, пока из воронки будет капать не более 2-3 капель в 1 мин.

Уголь с фильтром вынимают из воронки, переносят его на часовое стекло и разрыхляют многократным перемешиванием. Затем уголь помещают в коническую колбу, туда же добавляют 30 г гранулированного силикагеля с размером зерен более 3 мм и перемешивают вручную встряхиванием в различных направлениях в течение 10 мин. Интенсивность встряхивания должна быть отрегулирована таким образом, чтобы избежать механического разрушения гранул силикагеля. По мере встряхивания уголь становится более легким, сыпучим и в конце обработки свободно отделяется от гранул силикагеля. После обработки уголь отсеивают через сито с диаметром отверстий 1 мм и быстро перемешивают. В предварительно взвешенные бюксы из разных мест отбирают две навески массой 1-2 г каждая, разравнивают уголь легким встряхиванием и взвешивают бюксы с крышкой. В аппарат для кондиционирования заливают насыщенный (кашицеобразный) раствор сульфата калия и устанавливают в термостате температуру циркулирующего воздуха (30±0,1) °С.

Бюксы без крышек устанавливают в аппарат так, чтобы патрубки для отвода воздуха находились над бюксами. Аппарат закрывают крышкой, крепят ее винтовыми зажимами и включают пропеллерную мешалку. В таких условиях бюксы выдерживают не менее 2 ч для достижения состояния равновесия с атмосферой кондиционирования



1 - сосуд с двойными стенками; 2 - крышка, состоящая из двух частей; 3 - пропеллер; 4 - термометр; 5 - бронзовый подшипник; 6 - винтовые зажимы; 7-бюксы; 8 - насыщенный раствор сульфата калия; 9 - штифты

Рис. 5. Аппарат для кондиционирования

Максимальная влагоемкость – это наибольшее количество влаги, которое способно удерживать топливо после его смачивания (при свободном стоке изменения влаги).

Максимальная влагоемкость, %

Топливо	Размер фракций, мм				
	4-6	6-9	9-13	13-18	26-50
Подмосковный бурый уголь	38,3	36,2	34,7	32,3	32,0
Антрацит	10,8	9,8	8,7	7,2	6,9
Донецкий каменный уголь (тощий)	-	8,4	6,1	5,6	-

Влага сыпучести – эта влажность, при которой наступает полная потеря сыпучести (угол естественного откоса равен при этом 90° и $>$).

Величины влаги сыпучести и влаги смерзания для различных топлив

Наименование	Влажность, %, при которой		
	теряется сыпучесть	происходит	
		замазывание	смерзание
Донецкий антрацит и тощий уголь	8–9	–	7–8
Каменный уголь Донбасса марки Д	9	–	–
Промпродукт угля марки Д	6	6,5	–
Каменный уголь марки К	9,1	–	–
Промпродукт угля марки К	6	6,5–7	–
Промпродукт угля марки ПЖ	6,4	6,5–7	–
Донецкий каменный уголь марки Г	5–6	–	–
Промпродукт угля марки П	5–7	–	–
Кузнецкий тощий уголь	12	–	–
Промпродукт кузнецкого каменного угля	5–7	–	–
Каменный уголь Кузбасса	5–9,4	–	7–8
Карагандинский каменный уголь	5–15	–	7,5
Промпродукт карагандинского угля	12	7,5	7,5
Кизеловский каменный уголь	4	7–8	–
Промпродукт кизеловского угля	–	–	–
Абанский бурый уголь	31	36	31
Азейский бурый уголь	26	26	23
Аигренский бурый уголь	28–32	38–40	–
Александрийский бурый уголь	34–45	52–56	–
Артемовский бурый уголь	25–26	–	–
Башкирский бурый уголь	28–35	48–54	44
Березовский бурый уголь	37	–	33
Богословский бурый уголь	–	25–28	28
Болгарский бурый уголь	30–31	–	–
Итатский бурый уголь	45	–	36
Куучекинский бурый уголь	9	–	7–8
Назаровский бурый уголь	41	–	37
Подмосковный бурый уголь	18–33	36–37	22–26
Райчихинский бурый уголь	21	40–42	–
Сланцы кашпирские	16–18	–	14–16
Харанорский бурый уголь	42	–	38
Челябинский бурый уголь	12–14	–	–
Чихезский (павловский) бурый уголь	37	–	28

Гранулометрический состав твердого топлива характеризует распределение частиц в массе топлива по их крупности. Твердые топлива классифицируют по предельным наименьшим размерам частиц или кусков в их массе, разделяя их на классы, установленные стандартом (ГОСТ 19242–73).

Средний размер куска определяется по формуле:

$$d_{\text{ср}} = \sqrt[3]{l * b * h}$$

l, b, h - соответственно длина, ширина и высота куска

Обозначение	Наименование	Размер кусков ,мм
К	Плитный	>100
О	Крупный	50 – 100
М	Орех	25 – 50
С	Мелкий	13-25
Ш	Семечко	6-13
Р	Штыб	0-6
К	Рядовой	0 – 200 при подземной добыче, 0-300 при открытой добыче

Насыпной вес – вес топлива в насыпанном виде, включая поры и промежутки между частицами. Насыпной вес зависит от гранулометрического состава, влажности и укрепленности топлива.

Топливо	Насыпной вес топлива, м ³ /ч
Антрацитовый штыб	1,02
Горючие сланцы	1,06
Каменный уголь	0,7-0,9
Торф	0,2-0,6 0,2 (для Тюмени) 0,6 (для Западной Беларуси-Полесье)

Сыпучесть. Характеризуется различными показателями (угол естественного откоса, коэффициент внутреннего трения и т.д.).

Угол естественного откоса –это угол между горизонталью и образующей конуса, образованного при высыпании топлива.



Все углы по сыпучести делятся на 4 группы:

- хорошо сыпучие (Экибастузский, Назаровский);
- средне сыпучие (Донецкий, Кузнецкий);
- плохо сыпучие (Подмосковный);
- связанные (Башкирский).

Естественная агрегация – разделение угля по размерам при транспортировке и перегрузках.

При выгрузке из вагонов количество мелочи увеличивается на 8-10 %, а при каждой перегрузке с механизма на механизм на 2 -3 %.

1.2.6. Свойства жидких топлив

Основными характеристиками мазута, оказывающими существенное влияние на его использование, являются:

- вязкость;
- плотность;
- температура вспышки;
- температура воспламенения;
- температура самовоспламенения;
- температура застывания.

Одной из важнейших характеристик мазута является его вязкость, в связи с чем она положена в основу маркировки мазута.

Для сравнительной оценки высоковязких продуктов, каким является мазут, обычно пользуются **условной вязкостью**, которая представляет собой отношение времени истечения 200 мл мазута при заданной температуре ко времени истечения такого же объёма дистиллированной воды при 20 °С. Она выражается в градусах условной вязкости (°ВУ).

От вязкости мазута зависят затраты энергии на его транспортировку по трубопроводам, время слива из ёмкости, скорость и полнота отстаивания от воды и механических примесей, эффективность распыления.

Вязкость мазута зависит от температуры, давления и предварительной термообработки.

При увеличении температуры вязкость мазута уменьшается, поэтому для облегчения транспортировки и повышения качества распыления производят его подогрев (до температуры на 20 °С ниже температуры вспышки). При этом для обеспечения необходимой вязкости температуры подогрева высоковязких и маловязких сернистых мазутов различаются несущественно. Например, для мазутов М40 и М100 в случае, если необходимо получить одинаковую вязкость перед механической форсункой (3,5 °ВУ), разница в подогреве должна составлять всего 20 °С (104 и 124 °С).

С ростом давления вязкость мазута повышается, при этом, чем сложнее молекулярное строение компонентов мазута, тем большее влияние оказывает давление на вязкость.

Предварительная термообработка мазута меняет его вязкостные свойства. Связано это с присутствием в мазуте углеводородов, образующих при относительно низких температурах более или менее жесткие структуры.

В качестве жидкого котельного топлива чаще всего применяется мазут марок М 40 и М 100.

Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80 °С, составляющей:

для мазута М 40 – 8,0 °ВУ;
для мазута М 100 – 16,0 °ВУ.

Для передвижных котельных установок применяется так называемый мазут флотский – марок Ф 5 и Ф 12.

Флотские мазуты относятся к категории легких топлив, топочный мазут марки М40 – к категории средних топлив, топочный мазут марки М 100 – к категории тяжелых топлив.

Плотность отражает товарное качество нефтепродукта. Показателем плотности пользуются в расчётах для определения вместимости резервуаров мазута, расхода энергии на его перекачку и т.д. Для практических целей часто пользуются относительной плотностью, которая представляет собой безразмерную величину, численно равную отношению плотности мазута при заданной температуре к плотности дистиллированной воды при 4 °С.

Например, при температуре 20 °С относительная плотность мазута ρ_4^{20} находится в диапазоне от 0,95 до 1,06.

Плотность мазута в сочетании с вязкостью в значительной степени определяет скорость отстаивания его от воды и осаждения механических примесей. При плотности мазута, меньшей плотности воды, отстаивание происходит сравнительно быстро (от 100 до 200 ч). При приближении относительной плотности к единице скорость отстаивания падает, а для мазутов, плотность которых превышает единицу, отстаивание практически не происходит, так как мазут в резервуаре находится ниже воды.

Для перекачки мазута, заполнения и слива его из ёмкостей температура мазута должна быть не ниже 60÷70 °С, что соответствует вязкости ~30 °ВУ.

Температурой вспышки называют температуру, при которой пары топлива, нагреваемого в стандартных условиях, образуют с окружающим воздухом горючую смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Горение при этом **моментажно прекращается**, т.е. $\tau_{гор} \rightarrow 0$.

Если продолжать нагревание жидкости, то при достижении определённой температуры продукт, вспыхнувший от внешнего источника пламени, горит в течение нескольких секунд (**не менее 5 с**). Эту температуру называют **температурой воспламенения**, или **верхним пределом температуры вспышки** жидкого топлива.

Температуры вспышки и воспламенения связаны с температурой кипения соответствующих фракций топлива. Чем легче фракция, тем ниже температура вспышки и воспламенения.

Ниже приведены температуры вспышки некоторых жидких топлив, °С:

бензиновые фракции до минус 40
сырая нефть 20÷40
парафинистые мазуты 50÷70
мазут М40 90
мазут М100 110
прямогонные мазуты,
не содержащие парафинов 140÷230.

Температура воспламенения нефтепродуктов обычно на 50÷70 °С выше температуры вспышки.

Температурой самовоспламенения называется температура, при которой жидкое топливо воспламеняется без внешнего источника пламени. Для мазутов она находится в пределах 500÷600 °С.

Для транспортировки мазута по трубопроводу и слива его из железнодорожных цистерн большое значение имеет температура, при которой он теряет подвижность, т.е. застывает (**температура застывания**). При определении температуры застывания мазут предварительно подогревают, а затем охлаждают в пробирке до предполагаемой температуры застывания. Температура, при которой уровень мазута в пробирке, наклонённой к горизонту под углом 45°, остаётся неподвижным в течение 1 мин, принимается за температуру застывания.

Прямогонные мазуты, и особенно крекинг-мазуты, обладают высокой температурой застывания (до 42 °С), причём она уменьшается при понижении плотности и вязкости. Температура застывания мазута М40 равна 10 °С, а мазута М 100 – +25 °С.

По содержанию серы мазуты разделяются на четыре группы:

Низкосернистые (массовое содержание серы $S_r \leq 0,5\%$);

Малосернистые ($0,5\% < S_r \leq 1,0\%$);

Сернистые ($1\% < S_r \leq 2,0\%$);

Высокосернистые ($2\% < S_r \leq 3,5\%$).

Теплота сгорания мазута $Q_{d_i} = 39,8 \div 41,3$ МДж/кг.

1.2.7. Крекинг нефти и нефтепродуктов

Крекинг нефти и нефтепродуктов относится к химическим методам переработки. Слово «крекинг» произошло от английского глагола «to crack», что означает раскалывать, расщеплять.

Повышение спроса на бензин вызвало необходимость увеличения его производства, что оказалось возможным благодаря применению деструктивных методов (расщепления высокомолекулярных фракций на фракции с меньшей молекулярной массой).

При использовании крекинг-процесса стало возможным увеличить выход бензиновых фракций из нефти до 50–60%. Сырьем для крекинга служат не только нефть, но и фракции, получаемые при перегонке нефти. Скорость разложения отдельных групп углеводородов различная: разложение парафиновых углеводородов происходит с наибольшей скоростью, затем следуют нафтеновые и наименьшая скорость расщепления у ароматических углеводородов.



Крекинг-процесс, протекающий под влиянием высокой температуры, называется термическим, а в присутствии катализатора – каталитическим. Основными факторами термического крекинга являются температура, давление, время процесса.

Если крекинг-процесс осуществляется при давлении 2–5 МПа и температуре +470...540 °С, он называется жидкофазным крекингом, а при давлении 0,2 – 0,6 МПа и температуре 550 °С и выше – парофазным. Например, если при 400 °С

для получения 30% бензина из мазута необходимо около 12 ч, то при нагреве до +500 °С время процесса составляет всего лишь 30 мин.

Каталитический крекинг более совершенный по сравнению с термическим, так как часть образующихся непредельных углеводородов превращается в предельные за счет катализатора (алюмосиликаты). Вследствие этого качество бензинов каталитического крекинга более высокое, чем термического. Но при каталитическом крекинге быстро из строя выходят катализаторы, поэтому необходимо осуществлять процесс регенерации - продувку воздухом для очистки с его поверхности кокса и восстановления активности.

Используют также крекинг в «кипящем слое» катализатора, когда реактор и регенератор конструктивно объединены в одном аппарате. Кроме того, применяется крекер с движущимся катализатором, когда также предусматривается циркуляция катализатора между реактором и регенератором.

1.2.8. Висбрéкинг

Висбрéкинг (от англ. *vis(cosity)* — вязкость, липкость, тягучесть и *breaking* — ломка, разрушение) — один из видов термического крекинга. Применяют для получения главным образом котельных топлив (топочных мазутов) из гудронов. Также с целью снижения вязкости тяжелых нефтяных остатков.

Процесс **висбрéкинга** проводят в жидкой фазе при сравнительно мягких условиях: 430—500 °С, 0,5-3,0 МПа, время пребывания сырья в зоне реакции от 2 до 30 минут и более. Основные реакции — расщепление парафиновых и нафтеновых углеводородов с образованием углеводородных газов и бензина, а также жидких фракций, кипящих в пределах 200—450 °С, и вторичных асфальтенов (наиболее высокомолекулярные компоненты нефти).

Бензин и газ (суммарный выход 7-12% от массы сырья) отделяют от парожидкостной смеси ректификацией; крекинг-остаток, кипящий выше 200 °С, представляет собой жидкое котельное топливо (выход около 90%). Газы направляют на газофракционирующую установку, бензин после облагораживания с применением глубокого гидрирования и каталитического риформинга используют как компонент автомобильного топлива. В ряде случаев из крекинг-остатка в специальном испарителе выделяют газойлевые фракции (пределы кипения 200-360 °С и 360-450 °С; выход 20-45% по массе).

Первая фракция после гидроочистки служит дизельным топливом. При этом для обеспечения заданной вязкости котельного топлива, оставшуюся

часть крекинг-остатка разбавляют, например, газойлем каталитического крекинга.

Основной реакционный аппарат установки висбрекинга — трубчатая печь. В случае осуществления процесса при пониженных температурах (440—460 °С), когда требуемой степени конверсии сырья достигнуть в печи не удаётся, предусматривают дополнительную реакционную камеру. Благодаря значительному объёму последней (30-50 м³) парожидкостная смесь «вызревает» в ней заданное время, что позволяет углубить висбрекинг.

1.2.9. Топочные мазуты

Топочные мазуты представляют собой одну из основных разновидностей тяжелого жидкого топлива, включающего также флотский мазут и мазут - топливо мартеновских печей (печное топливо). Котельные топлива применяют в стационарных паровых котлах, в промышленных печах. Тяжелые моторные и судовые топлива используют в судовых энергетических установках.

Топочные мазуты, как и другие виды жидкого нефтяного топлива, получают на нефтеперерабатывающих заводах, либо в процессе прямой перегонки нефти, либо при высокотемпературной переработке ее промежуточных фракций (крекинг-процессе).

1.2.10. Прямогонные мазуты и крекинг-мазуты

По способу производства различают прямогонные мазуты и крекинг-мазуты.

Прямогонный мазут представляет собой смесь тяжелых нефтяных остатков прямой перегонки нефти с ее маловязкими фракциями. Подмешивание дистиллятов к тяжелому остатку необходимо для поддержания вязкости мазута в пределах требований стандарта.

Крекинг-мазут представляет собой тяжелый высоковязкий остаток крекинг-процесса.

Виды:

- мазута: М-40, М-100;
- флотский Ф-5 и Ф-12;
- прямогонный;
- топочный;
- котельный;
- технологический;
- мазут-Т;

негости́рованный.

Как правило, они применяются в котельных, различных установках и для транспортных средств. Самым широко используемым видом мазута является топочный. Он образуется уже после первичной обработки нефти. Остальные виды вырабатываются в гораздо меньших количествах. Это обусловлено переходом на другое, более экологичное топливо.

1.2.11. Продукты переработки мазута

Основными продуктами переработки мазута являются:

Котельное топливо. Самый массовый вид горючего, производимый для котельных, различных судовых установок и технологических печей. Образуется в результате первичной перегонки мазута. Критериями оценки качества служат: вязкость, содержание серы, коксуемость, температура застывания и сгорания, плотность, наличие воды и различных примесей.

Моторное топливо. Является горючим для двигателей внутреннего сгорания. Отличается хорошими экологическими свойствами, небольшой химической активностью и отсутствием примесей. Последние влияют на уровень вредных отложений в двигателе.

Дистиллятные и остаточные масла. Смазочные материалы, используемые, в основном, для уменьшения трения деталей различных механизмов и производства гидравлических жидкостей.

Битум. Востребованный в бытовом и дорожном строительстве материал, обладающий множеством преимуществ. Отличительная особенность битума – сопротивляемость к возгоранию. Кроме того, он имеет высокую степень устойчивости к воздействию агрессивных веществ, воды и высоких температур. Характеристики битума могут совершенствоваться за счет добавления различных химических соединений. В современном мире значение нефти очень велико. Продукты переработки уникального полезного ископаемого используются в крупнейших отраслях промышленности.

Тема 1.3. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО ТЭС НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

1.3.1. Технологическая схема топливного хозяйства

Топливым хозяйством называют систему сооружений, устройств и механизмов, предназначенных для приема, разгрузки, хранения, перемещения, обработки, подготовки и подачи топлива в котельные и топки котлов. Система и состав топливного хозяйства теплогенерирующих установок определяются видом, свойствами, способом сжигания, расходом и способом доставки топлива. Топливное хозяйство должно быть максимально механизировано и автоматизировано, приводить к минимальному экологическому загрязнению окружающей среды и должно обеспечить при минимальных потерях топлива бесперебойную его подачу в топку котлов.

На современных ТЭС, как правило, организуется топливно-транспортный цех (ТТЦ), в который входят:

- операции по подаче груженых вагонов с топливом и возврату порожних вагонов;
- прием топлива и контроль за его качеством;
- разгрузка железнодорожных вагонов;
- подготовка и подача топлива в котельную;
- хранение установленного запаса топлива на складе.

В общем случае в состав топливного хозяйства ТЭС на твердом топливе входят следующие основные элементы:

- железнодорожные транспортные устройства: пути примыкания, станция приема маршрутов, весовое хозяйство, ремонтно-экипировочное депо, пункт заливки масла и др.;
- разгрузочные устройства для приема железнодорожных вагонов с топливом;
- размораживающие устройства;
- дробильные устройства;
- система ленточных конвейеров, включая бункерную галерею котельной;
- склад топлива.

Твердое топливо от мест добычи до теплогенерирующей установки обычно доставляется железнодорожным, водным или автомобильным транспортом и затем взвешивается на весах.

В зимний период времени влажное топливо при транспортировке может смерзнуться, что затруднит разгрузку или даже сделает ее невозможной. Поэтому такое топливо обычно размораживают в тепляках-сараях и только после этого производят его разгрузку в приемное устройство. Затем топливо дробится в дробилке до кусков требуемых размеров и направляется далее: в бункер сырого угля и далее в систему пылеприготовления и в топку котла; или направляется на склад, где оно хранится и может быть использовано по мере необходимости.

При пылеугольном сжигании топлива в камерных топках требуется его подготовка, которая обычно состоит из нескольких последовательных стадий:

- удаление металла и щепы из топлива;
- грубое дробление;
- подсушка и размол в системе пылеприготовления;
- подача готовой пыли в топку котла.

Топливное хозяйство электростанции состоит из вагоноопрокидывателя, угольного склада с запасом топлива на 15 суток и системы конвейеров, связывающих вагоноопрокидыватель, угольный склад, дробильное устройство и бункерную галерею котельной.

Для подачи угля со склада или непосредственно с места разгрузки в бункеры котельного цеха используют обычно конвейеры с резиновыми лентами. По пути к этим бункерам уголь проходит через дробильное помещение, так как мельницы, установленные в котельном цехе, не приспособлены к измельчению крупных кусков топлива. При одноступенчатом дроблении максимальный размер поступившего на ТЭС угля с 200–250 мм уменьшается до 15–60 мм. Если на ТЭС поступает уголь с кусками размера «плита» (до 800–1000 мм), то приходится устанавливать оборудование для двухступенчатого дробления топлива. Для некоторых видов твердого топлива (антрацитовый штыб, торф, отсевы каменных углей) дробилки на тракте топливоподачи вообще не требуются.

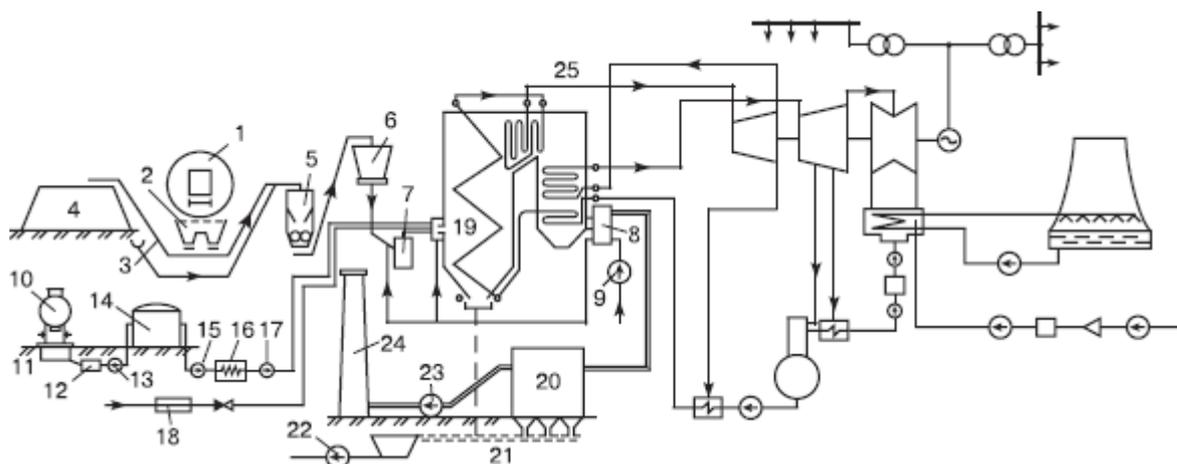


Рис. 6. Технологическая схема паротурбинной электростанции на твердом топливе:

1 – вагоноопрокидыватель; 2 – приемный бункер; 3 – узел пересыпки; 4 – угольный склад; 5 – дробильное отделение; 6 – бункер сырого угля котельной; 7 – мельница; 8 – воздухоподогреватель; 9 – дутьевой вентилятор; 10 – цистерна с мазутом; 11 – обогреваемый межрельсовый лоток; 12 – приемный резервуар; 13 – насос; 14 – основной резервуар; 15 – насос первого подъема; 16 – паровые подогреватели; 17 – насосы второго подъема; 18 – газорегулировочный пункт; 19 – котёл; 20 – электрофильтр; 21 – каналы гидрозолоудаления; 22 – багерный насос; 23 – дымосос; 24 – дымовая труба; 25 – паропровод свежего пара

1.3.2. Схемы пылеприготовления

Для переработки кускового твёрдого топлива в пылевидное состояние выполняются следующие основные операции: первичная обработка, сушка, размол, отделение в процессе размола готовой пыли от неготовой, требующей дополнительного размола. Также выполняются ряд вспомогательных операций.

Первичная обработка топлива заключается в отделении металлических предметов и цепи, случайно попавшие в топливо, грохочении и дроблении его, отделении серного колчедана.

Сушка сырого топлива необходима для повышения эффективности его размола, обеспечения надёжного зажигания топливной пыли в топке и улучшения условий хранения и транспорта пыли. Влажное топливо плохо размалывается в мельнице, а пыль с высокой влажностью трудно зажигается, горит неустойчиво и легко гаснет. Кроме того, ухудшается её сыпучесть, она зависает в бункерах,

в которых хранится, и забивает трубопроводы, в которых её транспортируют. Требуемая степень подсушки определяется родом топлива, а также системой и схемой установки для приготовления пыли. Процесс сушки совмещают с размолом топлива и осуществляют в самой мельнице горячим воздухом, подаваемым из воздухоподогревателя котельного агрегата.

Размол топлива является целевой операцией пылеприготовления. При размоле кратность уменьшения частиц достигается 100-200 и более. В результате процесса размола, совмещённого с сушкой, из топлива размером куска порядка 15-20 мм должно быть получено пылевидное топливо надлежащих тонкости размола и влажности, пригодное для эффективного и экономичного сжигания в факельном процессе.

Вспомогательные операции заключаются в транспортировании, взвешивании, подаче и распределении сырого топлива и пыли на различных этапах процесса пылеприготовления.

Различают две системы пылеприготовления: индивидуальную и центральную (рис. 7).

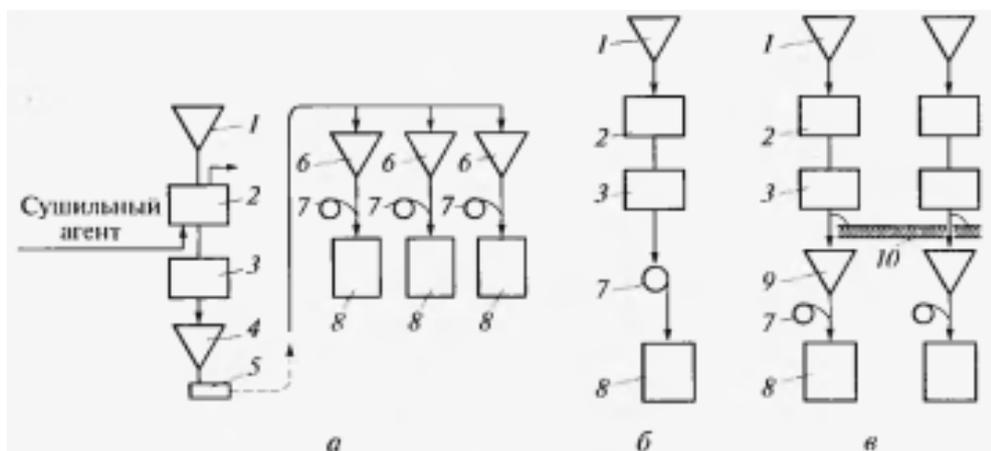


Рис.7. Принципиальные схемы систем пылеприготовления:

а - центральная; б - индивидуальная с прямым вдуванием; в - индивидуальная с промежуточным пылевым бункером:

- 1 - бункер сырого дробленого угля; 2 - сушилка; 3 - мельница;
- 4 - центральный бункер готовой пыли; 5 - насос для пыли;

6 - расходные бункеры; 7 - вентиляторы; 8 - топочные камеры котлов;

9 - промежуточный бункер; 10 - шнек для пыли

При центральной системе приготовление пыли для всей котельной концентрируют на специальном пылезаводе. Готовую пыль подают в котельную и специальными транспортными устройствами распределяют по отдельным котлам.

Индивидуальные системы пылеприготовления располагают в главном корпусе ТЭС, рядом с котлами, для которых размалывается уголь. Для сушки топлива в них используются горячий воздух или смесь воздуха с дымовыми газами из этого же котла. Различают индивидуальные системы пылеприготовления с *прямым вдуванием* и с *промежуточным бункером*. Первый, наиболее простой вариант предполагает, что сушильный агент (воздух или газоздушная смесь, а также выделившиеся из угля водяные пары) транспортирует угольную пыль к горелкам. Второй вариант более сложен: он предполагает наличие циклона, в котором угольная пыль после мельницы почти полностью отделяется от сушильного агента. После этого уловленная в циклоне угольная пыль поступает в пылевой бункер, из которого она пылепитателями с регулируемым числом оборотов подается к горелкам. Причем возможны разные варианты: на этом участке транспортирующим агентом может быть горячий воздух (в данном случае сушильный агент с тонкими фракциями угля, не уловленными в циклоне, обычно подается в топку через так называемые «сбросные» горелки); или же для транспорта пыли к горелкам используется тот же самый сушильный агент, отсасываемый из циклона мельничным вентилятором (в этом случае не требуется оборудовать котел сбросными горелками).

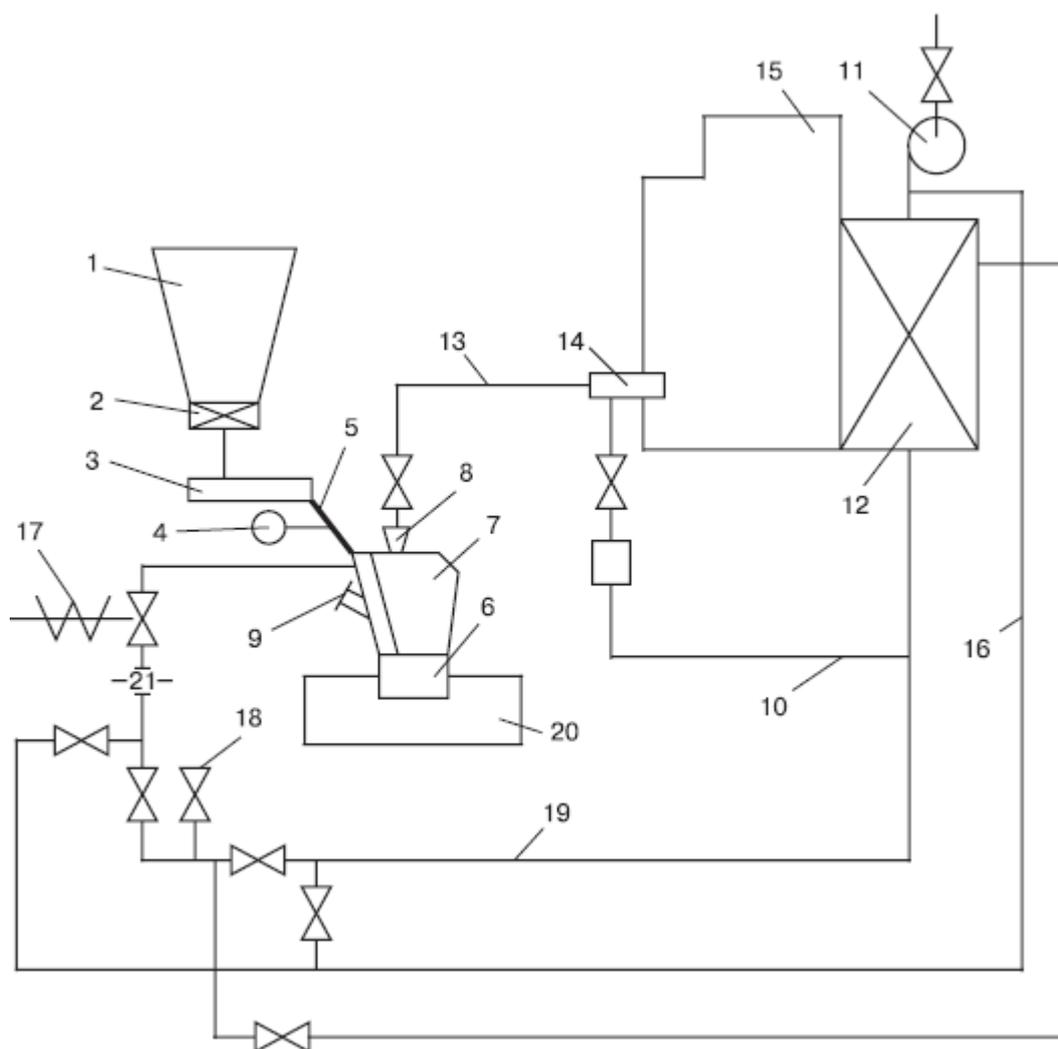


Рис. 8. Индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием для молотковых мельниц:

- 1 – бункер сырого угля; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель угля; 4 – мигалка;
- 5 – течка сырого угля; 6 – мельница; 7 – сепаратор; 8 – распределитель пыли;
- 9 – взрывной клапан; 10 – короб вторичного воздуха; 11 – дутьевой вентилятор;
- 12 – воздухоподогреватель; 13 – пылепровод; 14 – горелка; 15 – котел;
- 16 – трубопровод аварийной присадки воздуха;
- 17 – шибер с быстрозакрывающимся устройством;
- 18 – клапан присадки холодного воздуха; 19 – воздухопровод горячего воздуха;
- 20 – трубопровод холодного воздуха для уплотнения вала мельницы;
- 21 – устройство для измерения расхода сушильного агента

В последние годы распространение получил вариант:

подача пыли к горелкам с высокой концентрацией — ППВК.

Этот метод заключается в том, что пылесистема оборудуется высоконапорными воздуходувками для транспорта пыли по трубопроводам малого диаметра (обычно – 76 мм) при концентрации угольных частиц 30–40 кг на кг воз-

духа (при традиционном методе концентрация твердых частиц близка 0,5 кг/кг, а диаметр пылепровода, в зависимости от мощности горелки, составляет 300–800 м).

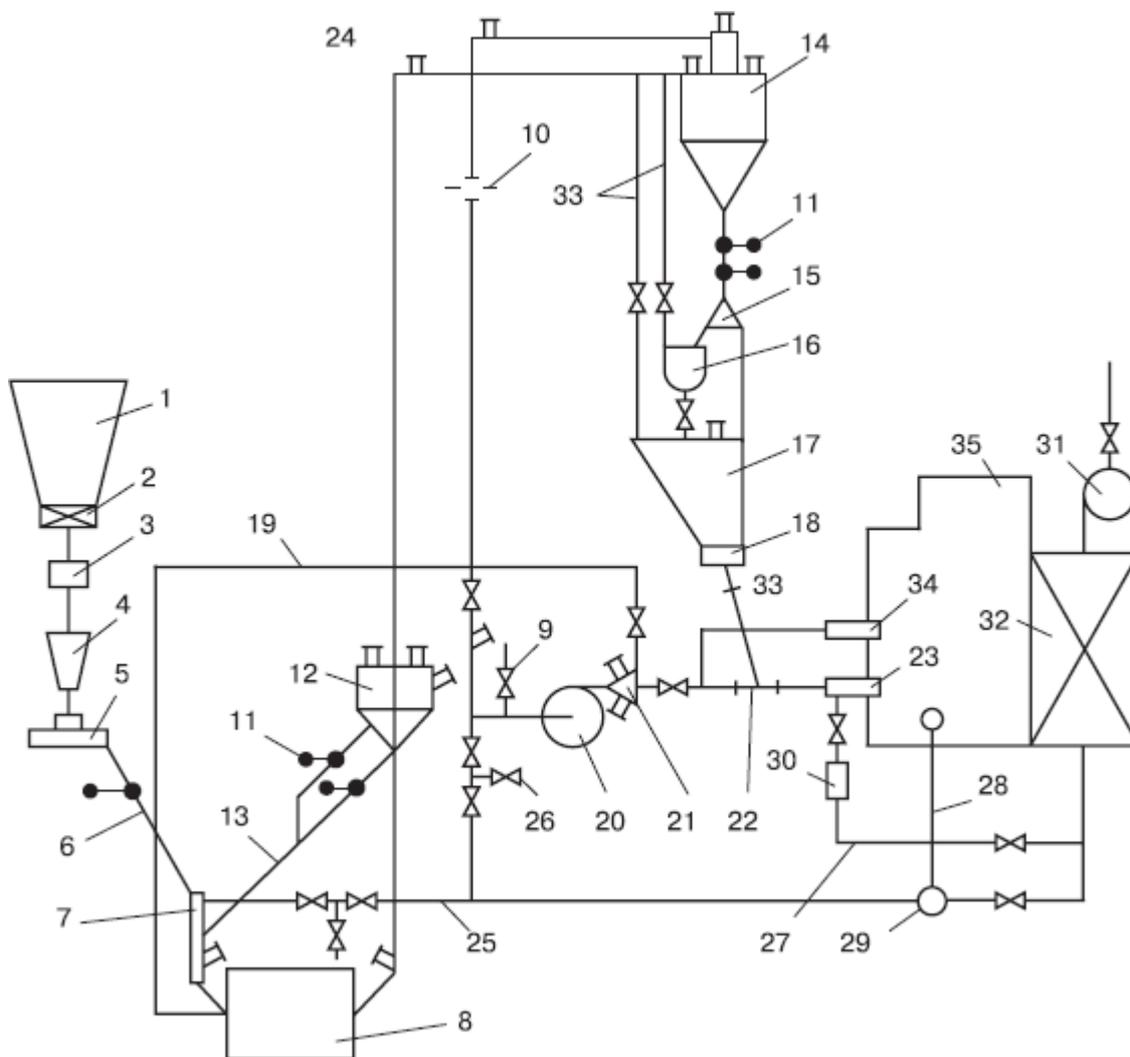


Рис. 9. Индивидуальная система пылеприготовления с ШБМ и с промежуточным бункером:

- 1 – бункер сырого угля; 2 – отсекающий шибер; 3 – автоматические весы;
- 4 – весовой бункер; 5 – питатель угля; 6 – течка сырого угля;
- 7 – устройство для нисходящей сушки; 8 – мельница;
- 9 – клапан присадки холодного воздуха;
- 10 – устройство для измерения расхода сушильного агента; 11 – мигалка;
- 12 – сепаратор; 13 – течка возврата крупной пыли; 14 – циклон;
- 15 – перекидной шибер; 16 – реверсивный шнек; 17 – бункер пыли;
- 18 – питатель пыли; 19 – трубопровод рециркуляции;
- 20 – мельничный вентилятор; 21 – короб первичного воздуха;
- 22 – смеситель; 23 – горелка; 24 – взрывной клапан;

25 – трубопровод сушильного агента; 26 – атмосферный клапан;
27 – воздухопровод; 28 – газопровод; 29 – смесительная камера;
30 – короб вторичного воздуха; 31 – дутьевой вентилятор;
32 – воздухоподогреватель; 33 – заглушка; 34 – сбросная горелка;
35 – котел

Принципиальная разница между *схемами пылеприготовления с прямым вдуванием* и *промежуточным бункером* заключается в том, что первая предполагает жесткую связь между мельницами и котлом: изменение нагрузки котла требует обязательного изменения режима работы мельничного оборудования.

Для второго варианта характерна большая гибкость: наличие промежуточного бункера позволяет эксплуатировать пылесистему в оптимальном режиме независимо от колебаний нагрузки котельной установки. Более того, эта схема допускает даже кратковременный останов мельницы: котел несколько часов может работать на топливе из пылевого бункера. А при наличии связи между соседними бункерами котел может длительно работать, получая угольную пыль от пылесистемы соседнего котла.

К недостаткам систем пылеприготовления с промежуточным бункером относятся, во-первых, увеличение затрат на оборудование и места для его размещения, а во-вторых, повышенные затраты на собственные нужды в связи с наличием не только мельницы, но и мельничного вентилятора.

С учетом этого в последнее время пылесистемы с промежуточным бункером устанавливаются только при проектировании энергоблоков на малореакционных углях или использовании топок с жидким шлакоудалением, когда для надежного воспламенения и повышения температуры в зоне активного горения целесообразно подавать топливо к горелкам горячим воздухом.

При сжигании каменных углей с высоким выходом летучих, а также различных марок бурого угля и торфа обычно применяют системы пылеприготовления с прямым вдуванием.

Собственно размол топлива в сочетании с его сушкой осуществляется в мельницах.

Центральная система пылеприготовления применяют на мощных электрических станциях, когда требуется очень большое количество угольной пыли.

1.3.3. Грохоты

Для того чтобы не перегружать дробилки углем, который не содержит крупных кусков, перед дроблением устанавливают грохоты. Это снижает расход электроэнергии на дробление и уменьшает вероятность замазывания дробилок наиболее мелкими (а значит – более влажными) частицами топлива.

Механическая сортировка, т.е. разделение частиц или кусков материала по крупности, производится при помощи машин, снабженных ситами и решетками. Такие машины называются *грохотами*, а процесс просеивания – *грохочением*.

Решета (листовые сита) штампуют из металлических листов на дыропробивных процессах. Отверстия решёт (рис. 7, а) обычно выполнены круглыми, реже квадратными, овальными, шестиугольными и прямоугольными. Размер отверстий более 3 мм. Круглые отверстия (рис 7, б) для предупреждения забивания имеют коническую форму с углом при вершине 14° . Недостаток решёт – небольшая площадь отверстий – до 50 % площади всего листа. Для увеличения площади отверстий их размещают в шахматном порядке.

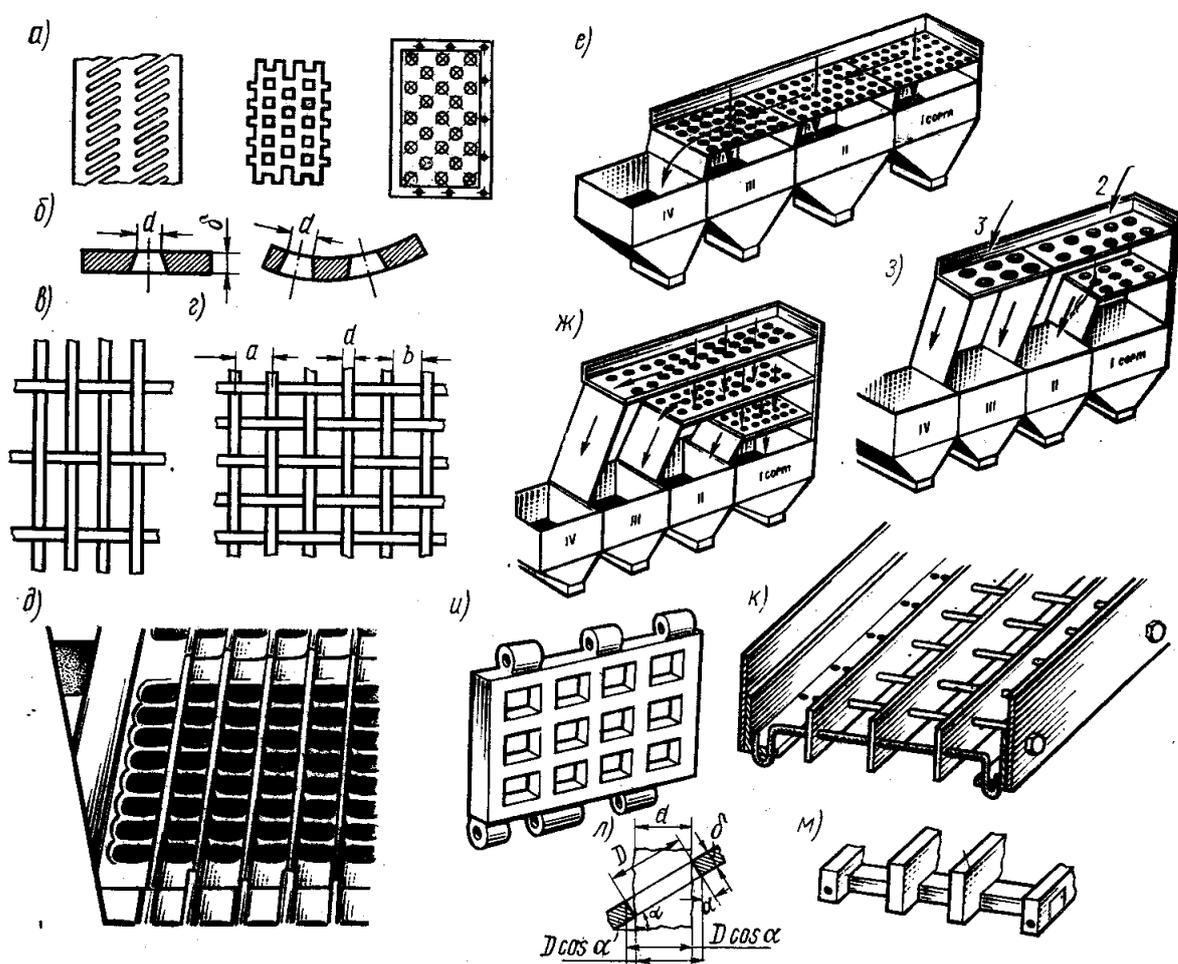


Рис. 10. Просеивающие поверхности (*а, б, в, г, д, и, к, м*), схемы способов грохочения и схема (*л*) к определению размеров просеиваемых частиц материала.

Сита (сетки) плетут или ткнут из *стальной, медной, бронзовой и* другой проволоки, конского волоса, шелковых и других нитей (рис. 10 *в, г*). Отверстия бывают квадратные или прямоугольные. Площадь живого сечения сит составляет до 70 %. Сита с прямоугольными - щелевидными отверстиями повышают в 1,5-2 раза производительность грохотов, лучше самоочищаются. Однако при большом количестве удлиненных зёрен (лещадок) невозможно получить необходимый зерновой состав сортируемых материалов. Недостатки проволочных сит: неровная поверхность, что приводит к быстрому их засорению и износу и возможность раздвигания проволок ситах.

В последнее время начали применять резиновые сита и сита из синтетических волокон.

Резиновые сита бывают:

1) струйные (рис. 10, *к*) с натянутыми в поперечном направлении резиновыми шнурами; шнуры поддерживаются продольными планками и крепятся к угольникам (без завязывания узлов), пропуская их через отверстия размером меньше на 1,5 – 2 мм;

2) штампованные (рис. 10, *и*) из износостойкой резины, секции сит соединяется стержнями, пропускаемыми через проушины; в случае износа сито может быть перевернуто;

3) колосниковые (рис. 10, *м*) из резиновых колосников, собранных на несущих тросах в полотно толщиной 45 мм с ячейками 70x70 мм;

4) листовые армированные, предварительно напряженные, свободно подвешенные (рис. 10, *д*) толщиной 20 – 25 мм с размером ячеек 40 – 160 мм.

Достоинства резиновых сит по сравнению с металлическими: не забиваются благодаря мембранному пружинящему эффекту, возрастает производительность в 2 – 2,5 раза, повышается износостойчивость в 15 – 25 раз, легче в 1,5 – 2 раза, незначительно изменяются размеры ячеек.

Сита из синтетических материалов – полиамидов, полиэфирных смол, полипропилена, полиэтилена и др. изготавливают из нитей различной

толщины. Точность размеров ячеек у них примерно такая, как у металлических, но эти сита отличаются более высокой износоустойчивостью.

Грохоты для сортировки от крупного к мелкому отличаются точностью сортировки и меньшим износом решет или сит.

Ввиду того что сита обычно устанавливают наклонно, а частицы материала имеют не одинаковую форму. Размеры отверстий в решетках и ситах должны быть больше частиц прошедших сквозь них.

Типоразмеры выпускаемых промышленностью грохотов стандартизированы. Наименование грохота включает три буквы, означающие тип и исполнение, а также двузначную цифру, показывающую ширину просеивающей поверхности и количество ярусов сит.

Первая буква Г - грохот,

вторая - тип

(Г - гиационный, И - инерционный, С - самобалансный,

Р - резонансный),

третья - исполнение (Л - легкое, С - среднее, Т - тяжелое).

Грохоты легкого, среднего и тяжелого исполнения предназначены для грохочения материалов с насыпной массой соответственно в пределах: менее 1000, 1600-2000 и 2000 – 2500 кг/м³.

Каждой ширине просеивающей поверхности присваивается определенная цифра: 0,75м -1; 1,0м - 2; 1,25м -3; 1,5м -4; 1,75м - 5; 2,0м - 6; 2,5м - 7; 3,0м - 8.

Например: ГИЛ - 42- грохот инерционный легкого исполнения, ширина просеивающей поверхности 1,5 м, двухситный.

Грохоты разделяют на следующие группы:

неподвижные колосниковые,

барабанные вращающиеся,

вибрационные,

инерционные

грохоты специальной конструкции.

К последним относят грохоты резонансные, вибрационные с эластичной просеивающей поверхностью, с магнитными вибровозбудителями, дуговые грохоты для выделения твердой фазы из пульпы и тонкого грохочения материалов.

В практике грохочения полезных ископаемых применяют различные типы грохотов, различающихся принципом работы, конструктивными параметрами, характеристикой просеивающей поверхности. Детальная классификация их по конструктивным признакам получается громоздкой, поэтому для систематизированного описания грохотов в настоящее время принято следующее подразделение:

а) по характеру движения рабочего органа

(просеивающей поверхности) или способу перемещения материала:

- неподвижные (колосниковые, дуговые, конические);
- частично подвижные (валковые, цепные с возбуждением колебаний гибкого сита и др.);
- вращающиеся (барабанные);
- подвижные (качающиеся, гирационные и вибрационные);
- гидравлические с перемещением материала водой.

б) по геометрической форме просеивающей поверхности:

плоские, барабанные и дуговые.

в) по расположению просеивающей поверхности:

наклонные и горизонтальные.

г) по крупности разделяемого материала:

грохоты крупного, среднего, мелкого, тонкого и особо тонкого грохочения.

Для плоских подвижных грохотов с симметричными продольными колебаниями предложена своя классификация:

а) по расположению просеивающей поверхности:

наклонные (угол наклона $15-26^\circ$) и горизонтальные или слабонаклонные (угол наклона $5-6^\circ$).

б) по кинематике движения короба просеивающей поверхности:

- с фиксированной кинематикой

(качающиеся грохоты с кривошипным или эксцентриковым механизмом) (когда перемещения, скорости и ускорения всех звеньев строго определены по величине и направлению и не зависят от участвующих в колебаниях масс);

- кинематически неопределенные (например, вибрационные) грохоты (характер движения просеивающей поверхности зависит от соотношения движущихся масс и жесткости упругих опор грохота);

- с частично фиксированной кинематикой (гирационные грохоты) (центральная часть просеивающей поверхности движется по фиксированной круговой траектории, а концы совершают вибрационное движение).

На угле- и рудообогатительных предприятиях в настоящее время в основном применяют грохоты инерционные наклонные, грохоты самобалансные и с самосинхронизирующимися вибровозбудителями.

Колосниковые грохоты представляют собой неподвижные решетки с щелевидными отверстиями, собранные из отдельных колосников. Благодаря определенному углу наклона грохота материал, загружаемый на верхний конец решетки, движется по ней под действием равнодействующей сил тяжести и трения. В процессе движения часть материала проваливается через щели решетки и уходит в подрешетный продукт, а оставшаяся часть (в основном крупный класс) сходит в нижнем конце решетки - надрешетный продукт. Эти грохоты имеют низкую эффективность грохочения, особенно при влажном материале, и, несмотря на простоту конструкции, применяются редко.

Колосниковые грохоты представляют собой решетки, набранные из колосников (рис. 11). Процесс грохочения осуществляется за счет наклона колосниковой просеивающей поверхности и силы тяжести.

□

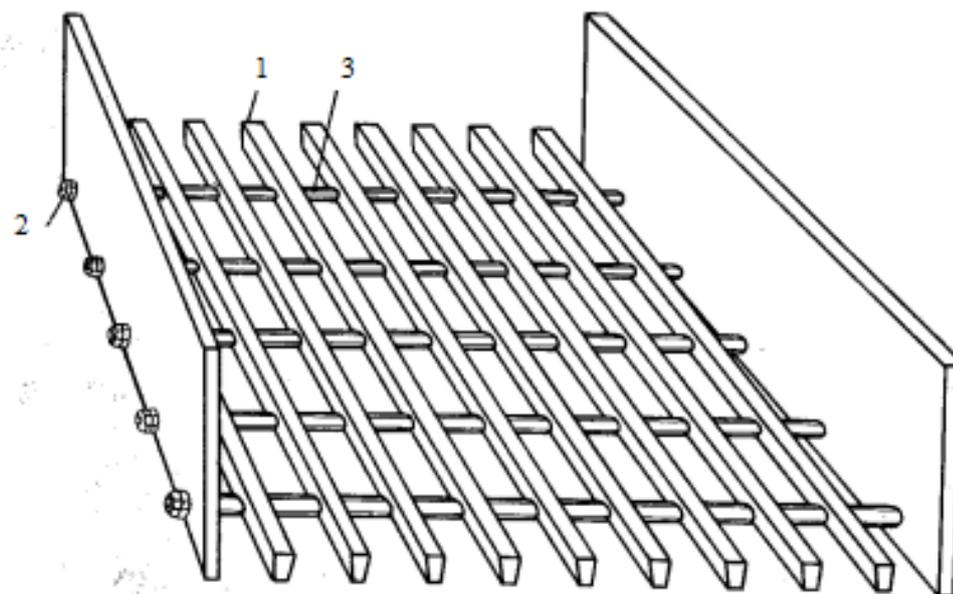


Рис. 11. Грохот неподвижный колосниковый
1-колосник; 2-стяжной болт; 3-распорная труба

Данный тип грохотов применяется для крупного грохочения.

Размер щели между колосниками - не менее 50 мм, в редких случаях - 25-30 мм. Угол наклона решетки выбирается в зависимости от физических свойств и составляет для руд 40 - 45°, для углей 30 - 35°. При переработке влажных материалов угол наклона грохота увеличивают на 5-10°. Влажные глинистые руды, вследствие замазывания щелей между колосниками, перерабатывать на колосниковых грохотах невозможно.

Размеры колосникового грохота выбираются с учетом крупности максимального куска материала и условий установки грохота. На основании практических данных ширину грохота принимают больше тройного размера максимального куска. Длина решетки колосникового грохота делается не менее двойной его ширины.

Производительность изменяется пропорционально ширине щели грохота и например, при ширине щели, равной 25 мм, составляет 60 т/ч на 1 м².

Необходимую площадь решетки (м²) при заданной производительности по исходному материалу вычисляют по формуле:

$$F = \frac{Q}{2,4l}$$

где Q - производительность грохота по исходному материалу, т/ч;

/- ширина щели между колосниками, мм.

Неподвижные колосниковые грохоты устанавливают перед дробилками первичного дробления, над бункерами, смесителями, ящичными питателями и т. д. Грохот состоит из колосников (стержней) прямоугольного, клиновидного, трапециевидного или круглого сечений. Колосники устанавливают на гребенках или соединяют болтами с муфтами, обеспечивающими постоянство зазора между колосниками.

Достоинством грохотов является простота и прочность конструкции. Недостатками — низкая производительность, и необходимость проталкивания материала вручную даже при наклоне грохота $30—50^\circ$.

Подвижные колосниковые грохоты применяют для тех же целей, что и неподвижные. Одновременно с грохочением они выполняют функции питателей.

Грохот (рис. 12) имеет две подвижные колосниковые решетки 1 и 2, подвешенные на подвесках 3 и 4 под углом $14—16^\circ$ к горизонту. Каждая решетка соединена с эксцентриками 5 и 6, закрепленными на валу 7, которые смещены на 180° , поэтому когда одна решетка движется вперед, другая движется назад. Вал приводится в движение от электродвигателя 8 через клиноремennую передачу и две пары цилиндрических шестерен. Решетки 1 и 2, совершая возвратно-поступательные движения в противоположные стороны, то опускаются, то поднимаются, а материал, находящийся на них, перемещается по уклону к выходному концу грохота и куски меньше 40 мм проваливаются через щели между колосниками. При ширине грохота 1,5—2 м и длине 3—3,5 м его производительность составляет более 150 т/ч, а расход энергии — 0,037—0,052 кВт/ч на 1 т материала.

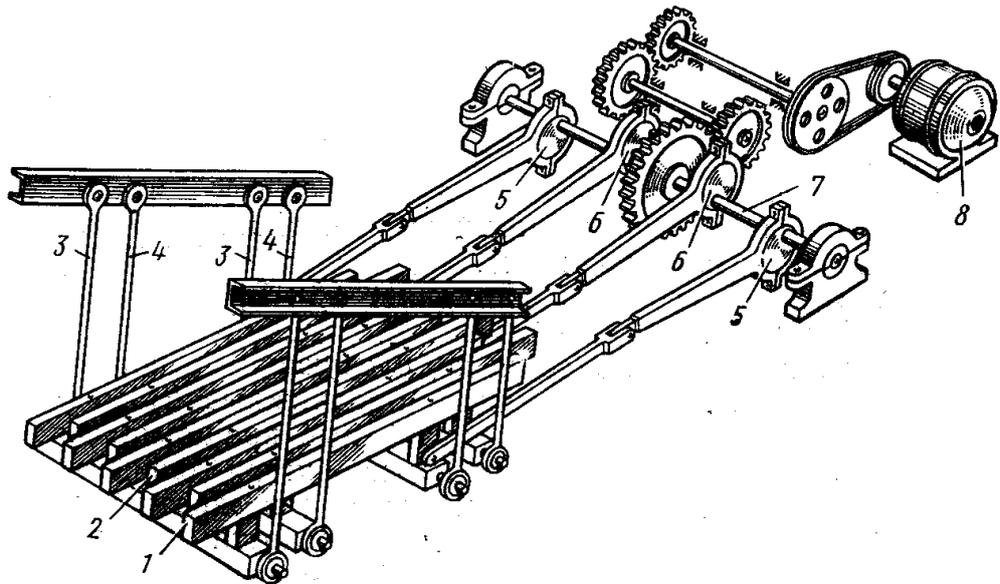


Рис. 12. Схема подвижного колосникового грохота.

Плоские качающиеся грохоты

Принцип действия плоских качающихся грохотов основан на взаимодействии сил тяжести с силами инерции и трения. Сортировка возможна при обеспечении относительного перемещения материала по грохоту. В горизонтальном грохоте, получающем возвратно-поступательное движение в своей плоскости, материал будет перемещаться по грохоту в требуемом, направлении только тогда, когда ему будут сообщены разные ускорения при ходе вперед и ходе назад специальным асимметричным механизмом. Если же грохот приводится в движение от простого симметричного эксцентрикового механизма, то он должен быть наклонным или установлен на наклонных пружинящих стойках.

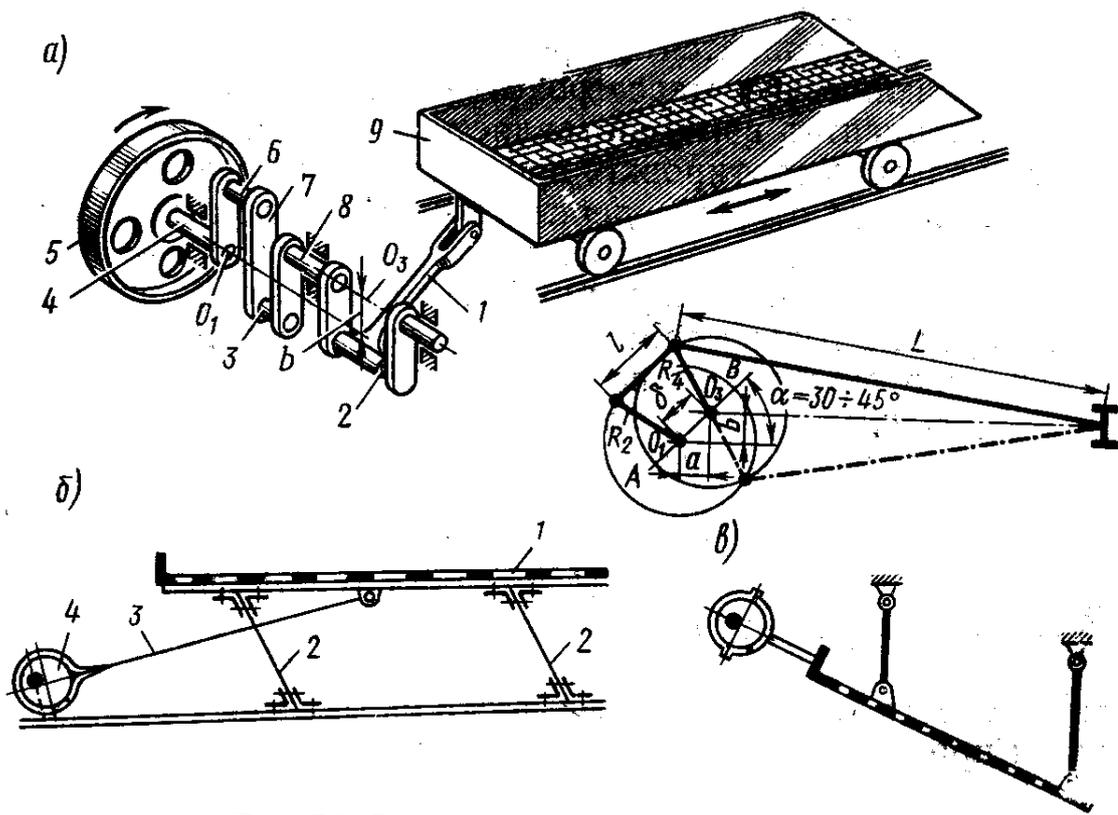


Рис. 13. Схемы плоских качающихся грохотов.

Грохот горизонтальный с асимметричным механизмом. В качестве примера на рис. 13, а показан горизонтальный, перемещающийся в своей плоскости грохот Маркуса с приводом от асимметричного двойного кривошипного механизма. Последний состоит из ведущего вала 4 с кривошипом 6 и ведомого вала 8 с кривошипом 3. Кривошипы 6 и 3, соединены между собой вилкой 7. В таком механизме от равномерно вращающегося вала 4 через соединительную вилку 7 и кривошипы 6 и 3 сообщается неравномерное вращение вала 5. От кривошипа 2 этого вала с помощью шатуна 1 сообщается неравномерное, асимметричное движение грохоту 9: скорость его нарастает в течение первой половины хода вперед медленно, а в течение второй половины того же хода — быстрее. При вращении шкива 5 как по часовой, так и против часовой стрелки направление перемещения материала по грохоту не изменяется.

В грохоте на наклонных стойках с симметричным механизмом (рис. 13, б) подвижная рама 1, установленная на наклонных пружинящих стойках 2 из букowego или ясеневого дерева (иногда стальных), получает движение от простого симметричного эксцентрикового механизма 4 через шатун 3, соединенный с ней под углом. Движение рамы оказывается асимметричным, так как оно направлено под углом к поверхности решета и имеет не-

одинаковый характер при ходе вперед и назад. Материал под действием возникающих сил инерции подбрасывается вверх и вперед и перемещается в требуемом направлении. В случае процеживания керамических масс грохоту сообщают 300—500 кол/мин и больше. Эксцентриситет вала составляет 5—25 мм. Достоинства грохотов: хорошее качество сортировки, простота и дешевизна конструкции. Недостатки: частая поломка деревянных опор, расшатывание креплений и передача вибрации на фундамент и стены здания.

В грохоте наклонном с симметричным механизмом (рис. 13, в) на материал действует не только сила инерции, но и сила тяжести, которая помогает движению материала по наклонной плоскости в требуемом направлении (вниз или вверх в зависимости от величины ускорения).

Нижний конец грохота на двух подвесках описывает дуги окружности, а верхний конец, соединенный с эксцентриковым валом, описывает окружности. В грохоте на четырех подвесках каждая точка описывает дуги окружности, в результате чего материал подбрасывается на просеивающей поверхности — это улучшает процесс грохочения. Такой грохот удобен для процеживания массы с включением мелких листков слюды. Слюда скатывается в комки и проходит в отсев, «е засоряя ячеек и не снижая производительности сита. При сите № 012 (2500 отв./см²) и влажности шлама около 70% часовая производительность грохота составляет 5000—10 000 л/м² площади сита.

Валковые грохоты состоят из нескольких параллельных валков, установленных на наклонной раме и вращаемых в направлении движения материала (рис.14). На валки насаживают или отливают заодно с ними диски, имеющие некоторый эксцентриситет, относительно оси вращения валка, что способствуют более интенсивному разрыхлению и перемещению материала.

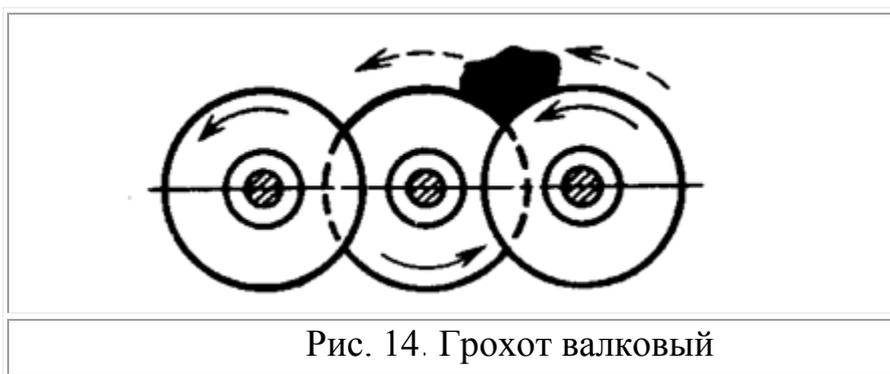


Рис. 14. Грохот валковый

Число валков колеблется в пределах от 5 до 13, размеры отверстий валковых грохотов - от 5 до 175 мм. Угол наклона - 12-15°.

Производительность по исходному материалу принимают равной около $1\text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 и 1 мм ширины отверстия.

Например, при размере отверстия 75 мм - $75\text{ м}^3/(\text{м}^2\text{ч})$.

Область применения: предварительное грохочение углей и антрацитов.

Недостатки: большая масса, сложность конструкции, большой расход электроэнергии, сложность технического обслуживания.

Барабанные грохоты (см. рис. 15) имеют вращающуюся просеивающую поверхность цилиндрической или конической формы.

В зависимости от формы барабана бывают: цилиндрические или конические. Просеивающая поверхность представляет собой стальные перфорированные листы или сетку. Ось цилиндрического барабана наклонена к горизонту под углом от 4 до 7°, ось конического - горизонтальна.

Барабанные грохоты изготавливают также для классификации материала на несколько классов. Для этого сито барабана собирается из нескольких секций с увеличивающимися к разгрузочному концу отверстиями.

Также применяются барабанные грохоты (бураты), рабочая поверхность которых состоит из шести или восьми плоских сит, образующих боковую поверхность призмы или усеченной пирамиды.

Диаметр барабана - от 500 до 3000 мм; длина - от 2000 до 9000 мм.
Диаметр буратов - 1000 - 1100; длина - 3500 - 6000 мм.

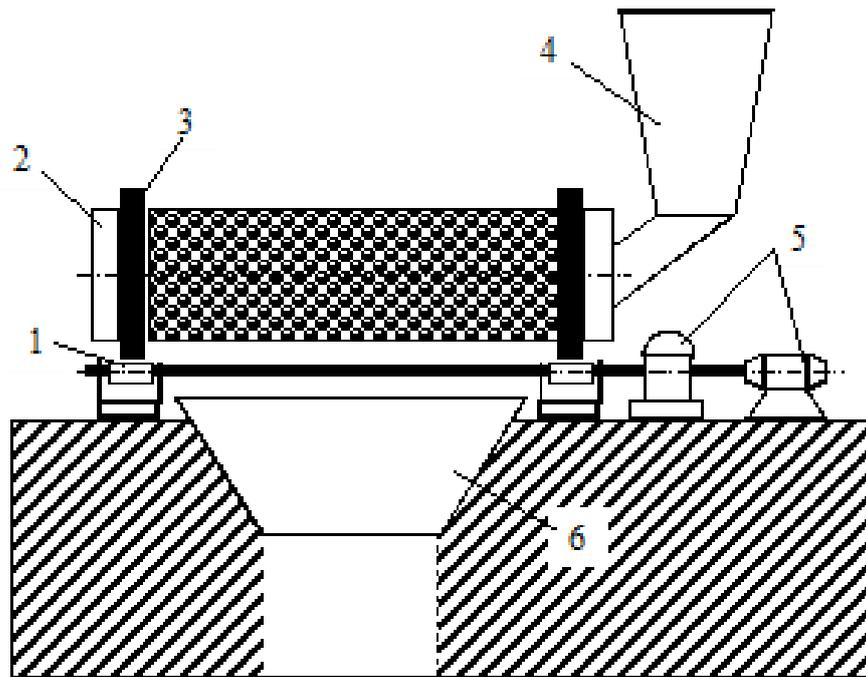


Рис. 15. Схема барабанного грохота:

- 1 - опорный приводной ролик; 2 - просеивающая поверхность;
 3 - бандаж; 4 - бункер руды; 5 - привод; 6 - приемный бункер.

Частоту вращения барабана ограничивают определенным пределом, так как при больших частотах вращения центробежная сила прижимает материал к рабочей поверхности и грохочение становится практически невозможным. Такая частота вращения называется критической и вычисляется по следующей формуле:

$$n_{к\ p} = \frac{30}{\sqrt{R}}, \text{ об/мин,}$$

где R - радиус барабана, м.

Рабочую частоту вращения выбирают в пределах:

$$n = \frac{8}{\sqrt{R}} \div \frac{14}{\sqrt{R}}, \text{ об/мин.}$$

Производительность грохота (в т/ч) по исходному питанию может быть вычислена по следующей формуле:

$$Q = 600 \delta \gamma m (\operatorname{tg} 2\alpha) \sqrt{R^3 h^3}$$

где d - плотность материала, т/м³;

g - коэффициент разрыхления ($g = 0,2 - 0,4$);

α - угол наклона грохота, град.;

R - радиус барабана, м;

h - толщина слоя материала, м.

Средняя производительность барабанного грохота на 1 м² площади сита и на 1 мм размера отверстий составляет при сухом грохочении 0,25-0,3 т/ч, при мокром - около 0,45 т/ч.

Основные недостатки: громоздкость, малая удельная производительность и низкая эффективность, особенно при грохочении мелкого материала.

Для промывки, дезинтеграции и мокрого грохочения россыпных руд, содержащих платину, золото, олово и глину, применяют так называемые бутары. Их выполняют утяжеленной конструкции, позволяющей принимать куски крупностью до 200 мм. Для интенсификации промывки внутри бутары подводят воду под давлением 0,2-0,5 МПа. Внутри барабана устанавливают полки и навешивают цепи, для разрыхления перерабатываемого материала.

Частота вращения барабана увеличена до $\frac{20}{\sqrt{R}}$ об/мин.

Вибрационные грохоты выпускают: инерционные, самобалансные, резонансные и др.

Вибрационные грохоты применяют для сортировки сухих материалов и жидких масс. В них вибрация решета вызывается полностью или частично динамическими причинами, незначительной амплитудой (0,5-4 - 4-25 мм) и большой частотой колебаний (800—3000 кол/мин).

Материал при грохочении расслаивается — тонкие частицы оказываются под крупными, что ускоряет и делает более качественным процесс грохочения, грохоты характеризуются высокой производительностью; небольшим удельным расходом энергии, высоким к. п. д. (>90%). Различают две основные группы вибрационных грохотов: механические и электрические (электромагнитные).

Механические вибрационные грохоты можно разделить на три подгруппы: эксцентровые, ударные и инерционные.

В эксцентровых (гирационных) грохотах подвижная рама с просеивающей поверхностью имеет постоянную амплитуду колебаний, зависящую от величины эксцентриситета приводного вала (поэтому эти грохоты называют гирационными и полувибрационными). Конструкции гирационных грохотов всех типоразмеров в основном аналогичны.

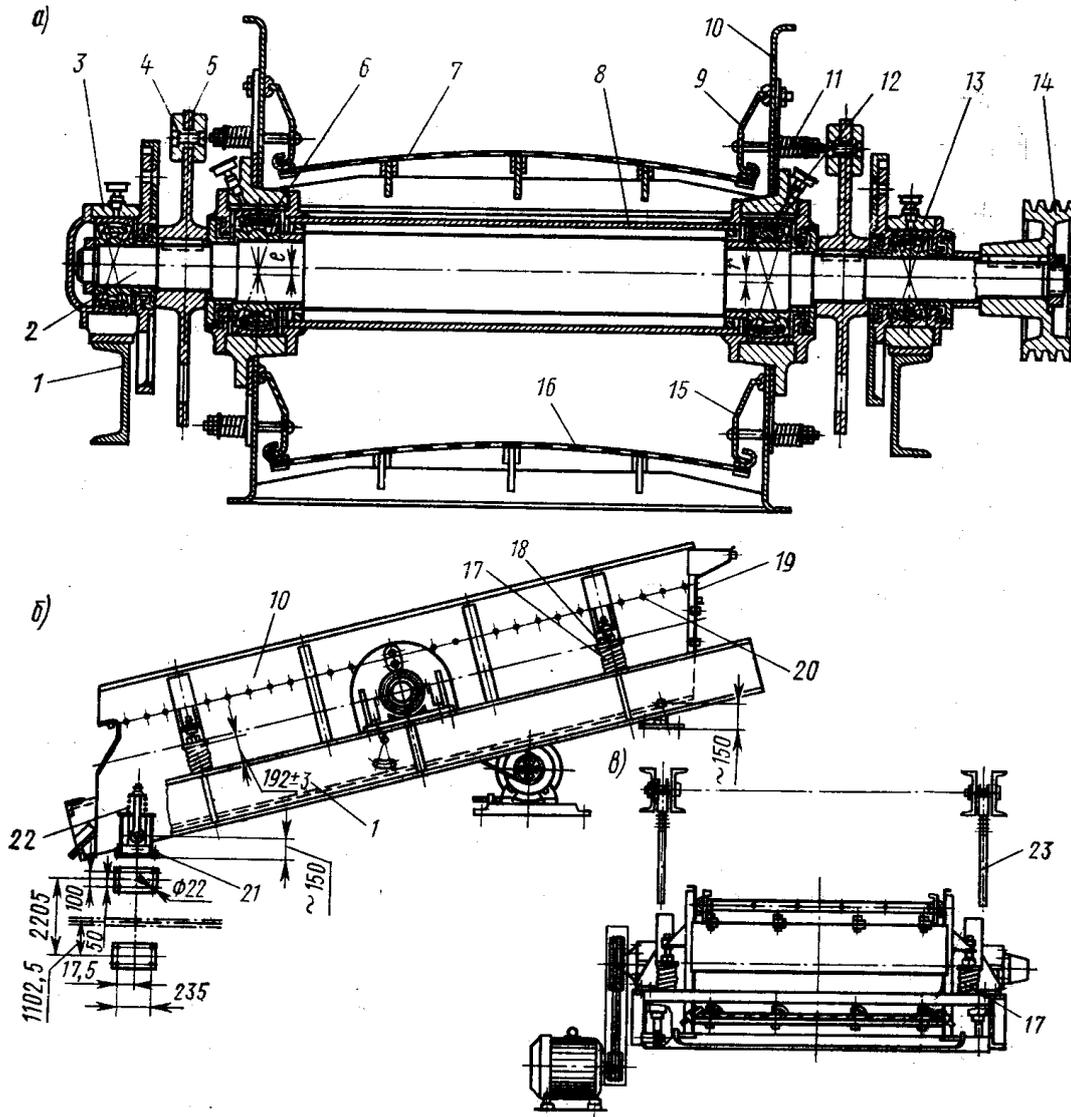


Рис. 16. Эксцентровый (гирационный) грохот:

а – вибрационный механизм; б – вид сбоку;

в – грохот на подвесках.

На эксцентриковую часть вала 2 (рис. 16, а, б) подшипниками 6 и 12 надета подвижная рама 10 с прикрепленными к ее кронштейнам стержнями. На последние надеты опирающиеся на станину пружины 17, сжимаемые 1 гайками 18.

Неподвижная рама 1 бывает наклонная и горизонтальная, а подвижная рама 10 смонтирована под углом $15\text{--}25^\circ$ к горизонту. Боковые стенки подвижной рамы соединены задней стенкой 19 и поперечными связями 20. С помощью скоб 9 и 15, болтов с пружинами // натягиваются сита 7 и 16. Последним обеспечивается выпуклая форма, что способствует равномерному распределению материала на поверхности сит. Вал 2 смонтирован в роликовых подшипниках, корпуса 3 и 13 которых жестко прикреплены к раме. Эксцентриковый вал закрыт трубой 8, приваренной к корпусам подшипников.

Между подвижной и неподвижной рамами на валу 2 закреплены два маховика 5 с противовесами 4, уравнивающими вибрацию опорных подшипников и неподвижной рамы, вызываемую центробежной силой инерции. Эксцентриковый вал приводится во вращение от электродвигателя через клиноременную передачу и шкив 14.

При вращении эксцентрикового вала подвижной раме сообщаются круговые движения: против движения материала при мелком грохочении и по ходу движения материала при среднем и крупном грохочении. Рама грохота устанавливается на фундаменте башмаками 21, на которые опираются амортизационные пружины 22, или неподвижная рама может быть подвешена на тягах 23, или демпферных подвесках (рис. 16, в) к несущим конструкциям.

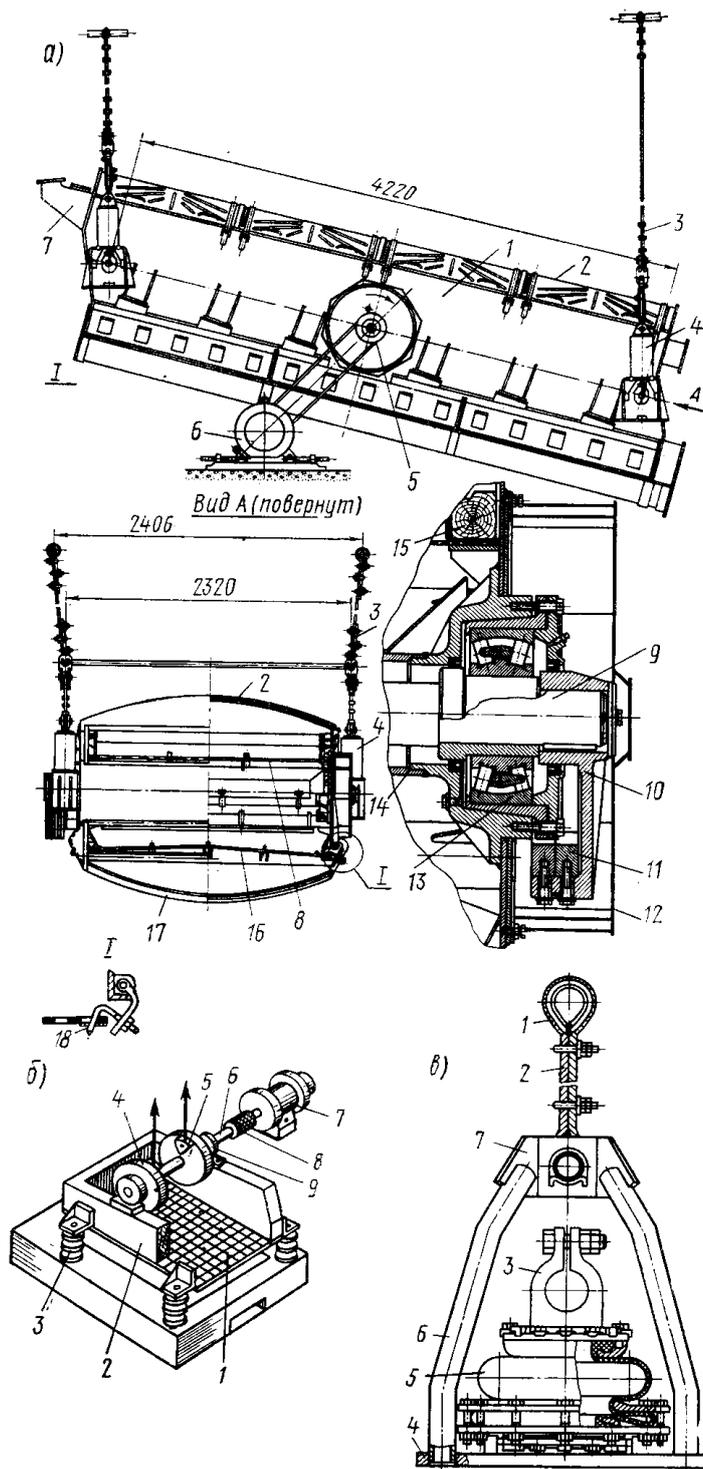


Рис. 17. Вибрационные инерционный наклонные грохоты:

а – простейший инерционный односетчатый грохот;

б- инерционный двухсетчатый грохот;

в – пневмоболлонная подвесках.

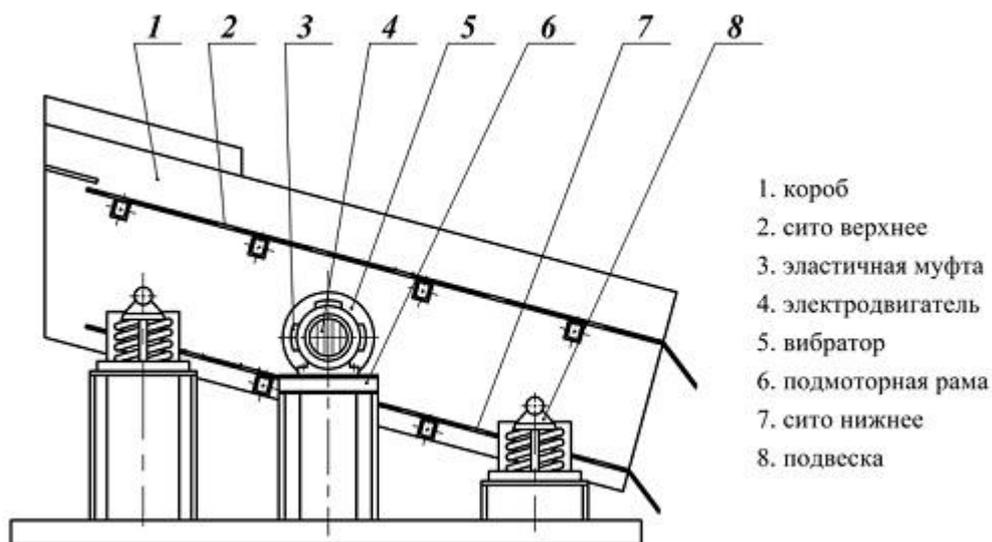
В инерционных грохотах просеивающая поверхность получает вибрацию под действием сил инерции вращающихся неуравновешенных масс. Эти грохоты характерны переменной амплитудой колебаний в результате того, что вал с неуравновешенными массами описывает круговые движения не только вокруг собственной оси, а и вокруг оси, проходящей через центр тяжести системы, который меняет свое положение в зависимости от массы сортируемого материала. Это приводит к тому, что дебалансный вал совершает колебательные эллиптические движения со всеми прикрепленными к «нему» деталями, узлами, шкивом и ременной передачей, что отрицательно влияет на работу последней. Инерционные виброгрохоты бывают с эллиптической траекторией и направленными колебаниями подвижной рамы с просеивающей поверхностью. У первых подвижная рама наклонная, а у других горизонтальная. Простейший инерционный грохот с наклонной рамой 2 и сеткой 1, установленной на цилиндрических пружинящих стойках 3 (рис. 17, б), имеет неуравновешенные массы—диски 4 с дебалансами 5, закрепленные на валу 6, смонтированном в подшипниках 9. Последние прикреплены к подвижной раме 2. При передаче вращения валу 6 от двигателя 7 через эластичную муфту 8 подвижная рама 2 с натянутой на нее сеткой под действием возникающих центробежных сил инерции неуравновешенных масс — дебалансов 5 получает вибрирующие движения с эллиптической траекторией. Амплитуда колебаний рамы зависит от сил инерции неуравновешенных масс, а также от жесткости и расположения пружин. Подвижную раму устанавливают с наклоном под углом 5—15°. Инерционный грохот несложен по устройству и весьма эффективен в работе.

Инерционный двухсетчатый наклонный грохот (рис. 18, а) предназначен для сортировки строительных материалов — гравийно-песчаной смеси и щебня. Рама (короб) 1 грохота сварной конструкции с загрузочным патрубком 7 имеет пылезащитный кожух 2 и днище 17. К боковым стенкам короба крепятся два сита: верхнее 8 — деревянными брусками 15, а нижнее 16 — болтами 18. Это обеспечивает хорошую растяжку и легкую смену сит. Между ситами к боковым стенкам рамы крепятся корпуса подшипников 13. Внутри рамы к корпусам приварена защитная труба 14, через которую проходит эксцентриковый вал 9.

На эксцентриковые части вала надеты роликовые подшипники 13, а на концах закреплены дебалансы 10 с регулируемым грузом 11 (заключенные в кожухе 12) и шкив 5, которому от электродвигателя 6 через клиноременную передачу передается вращение. Короб грохота с помощью тяг

3 и пружинных амортизаторов 4 подвешивается к несущим конструкциям под углом 5-30°.

В этих грохотах относительно быстро выходят из строя амортизационные пружины и имеют место повышенные нагрузки на опорные конструкции в результате резонанса при пуске и остановке грохота. Эти недостатки устраняются с применением пневмобаллонных амортизаторов, с помощью которых грохоты можно устанавливать на фундаменте или подвешивать. Пневмобаллонная подвеска (рис. 18, б) состоит из пневмобаллона 5, изготовленного из высокопрочного нейлонового корда с обкладкой из высокопрочной резины, проушины 3, металлоконструкций 4, 6 и 7 каната 2 с ковшом 1. Пневмобаллонные подвески значительно долговечней пружинных амортизаторов, обеспечивают плавную остановку грохота, меняют свою жесткость в зависимости от внутреннего давления в баллоне, уменьшают динамические нагрузки, не создают дополнительного шума, легко заменяются, долговечны и просты в обслуживании. При передаче вращения эксцентриковому валу с дебалансами возникает центробежная (возмущающая) сила, сообщающая вибрирующие — эллиптические движения грохоту, и происходит грохочение перемещающегося по ситам материала, поступающего на них через воронку 7.



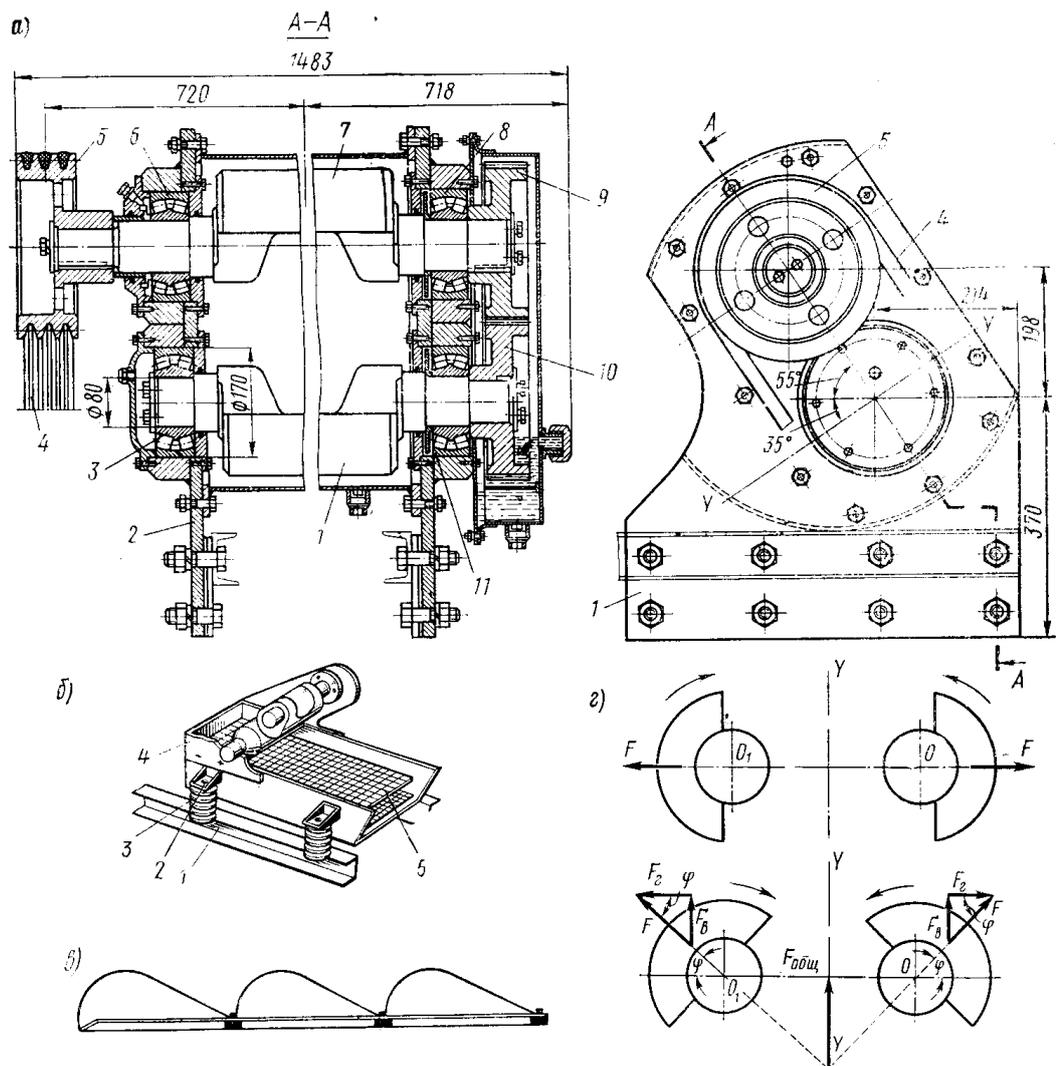


Рис. 19. Инерционный вибрационный горизонтальный грохот:
 а - вибрационный (дебалансный) механизм; б – схема грохота;
 в – перемещения зерен по грохоту;
 г – схемы действия вибромеханизма.

Инерционный горизонтальный грохот (рис. 19) предназначен для сортировки гравия, щебня и других строительных материалов крупностью до 100 мм. Грохот (рис. 19, б) имеет направленные колебания под углом 35° к горизонту. Он состоит из неподвижной рамы 1, на которую четырьмя лапами 2 через винтовые вертикально-установленные цилиндрические пружины 3 опирается короб 4 с двумя рядами сит 5. Применение мощных спиральных пружин, работающих на сжатие и изгиб, повышает надежность опор, упрощает их конструкцию и уменьшает динамическое воздействие на основание. Грохот может подвешиваться и на пружинных подвесках. Короб

состоит из боковых листов, соединенных поперечными связями, на которые укладываются сита. Грохот имеет два (или три) сита с разными размерами ячеек: верхнего 26x26, нижнего 5x20 мм. К подвижной раме жестко крепится корпус двухвального дебалансного вибровозбудителя, состоящего (рис. 19, а) из двух дебалансных валов 1 и 7, шейки которых смонтированы в сферических роликовых подшипниках 3, 6, 8 и 11. Дебалансные валы установлены так, что линия А—А, проведенная через их центры, находится под углом 55° к горизонту.

1.3.4. Дробление топлива

Дробление называется процесс разрушения твердых тел до размера заданной крупности путем воздействия внешних сил, преодолевающих внутренние силы сцепления элементарных частиц твердого тела.

При подготовке твердого топлива для пылевидного сжигания на тепловых электростанциях применяют одну-две стадии дробления и одну стадию измельчения.

Одним из основных показателей, характеризующих работу отдельной дробильной машины или в целом дробильной установки, является степень дробления.

Степенью дробления i называется отношение размеров кусков или зерен исходного продукта к размерам кусков или зерен полученного продукта после дробления. Это количественная характеристика, показывающая, во сколько раз уменьшается первоначальный размер кусков или зерен исходного продукта в результате дробления.

$$i = D_{\text{макс}} / d_{\text{макс}},$$

где $D_{\text{макс}} / d_{\text{макс}}$ - диаметры максимального куска до дробления и после него.

Существует несколько способов разрушения куска материала, но основными являются четыре: раздавливание, раскалывание, удар и истирание.

Раздавливание происходит под действием внешней силы, при которой кусок материала сжимается и при достижении предела прочности сжатию разрушается. Примером раздавливания может служить разрушение куска материала в щековой, валковой и конусной дробилкой.

Раскалывание куска материала происходит под действием сосредоточенной нагрузки, передаваемой клинообразным элементам дробильной машины. Примерами служат щековая дробилка, имеющая ребристую поверхность

броневых плит (щек), зубчатая валковая дробилка, диско-зубчатая дробилка и т.д.

Удар считается быстропротекающим процессом раздавливания под действием динамической нагрузки. Разрушение ударом происходит в молотковых и роторных дробилках, дезинтеграторах, барабанных грохотах-дробилках и т.д.

Истирание применяется для получения мелкого порошкообразного продукта путем воздействия сжимающих, растягивающих и срезающих сил. Истирание происходит в дисковых измельчителях, различных типах мельниц, а также осуществляется в комбинации многих способов дробления. Сочетание всех основных способов применяется почти во всех дробильных машинах, однако в каждой из них преобладает лишь один основной способ.

По своим конструктивным признакам дробильные машины делятся на следующие основные группы:

1. Щековые дробилки – процесс дробления осуществляется путем раздавливания кусков материала между двумя щеками, причем в зависимости от конструкции одна или обе щеки могут быть качающимися с рифлеными или гладкими поверхностями.
2. Конусные дробилки – производят дробление кусков в кольцевом пространстве, образованном наружным неподвижным конусом и подвижным внутренним, концентрично-расположенным, дробящим конусом.
3. Валковые дробилки – дробят кусковой материал путем захвата кусков между двумя валками, вращающимися навстречу друг другу. Поверхности валков могут быть гладкими и рифлеными.
4. Ударные дробилки – работают по принципу удара, наносимого движущимися рабочими частями дробилки по дробимому материалу. К ним относятся молотковые, роторные дробилки и дезинтеграторы
5. Барабанные грохоты-дробилки – работают по принципу избирательного дробления, здесь дробление кусков материала происходит за счет падения крупных кусков с поднимающихся полок и разницы прочности дробимого материала и породы.
6. Дробильно-фрезерные машины – осуществляют дробление крупных кусков материала зубьями, расположенными на поверхности быстровращающегося барабана.

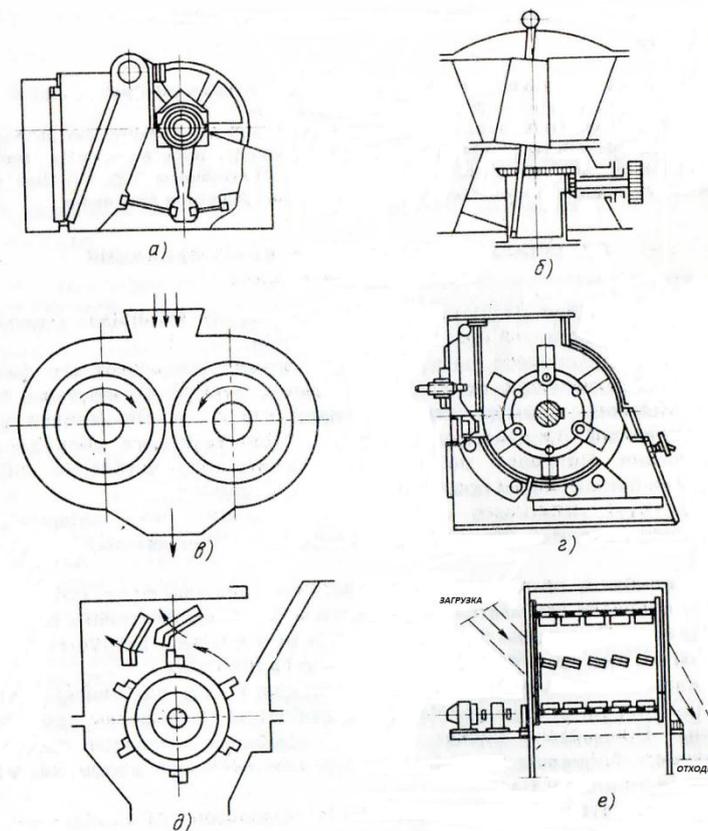


Рис.20. Схемы основных типов дробилок

В зависимости от крупности, получаемого электростанциями твердого топлива, различают следующие стадии дробления: первичное, или крупное дробление кусков до крупности 350 мм; вторичное, или мелкое, дробление до 25 мм. Дальнейшее уменьшение крупности кусков осуществляется в мельницах и называется измельчением.

На электростанциях, работающих на твердом топливе, наибольшее распространение получили следующие дробильные машины: для первичного, или крупного дробления – дробильно-фрезерные машины, диско-зубчатые и валковые дробилки; для вторичного, мелкого или окончательного дробления – молотковые дробилки.

Барабанные грохоты-дробилки широко применяются за рубежом как для крупного, так и для мелкого дробления.

1.3.5. Размол топлива

Для размола топлива можно использовать *центральные* или *индивидуальные системы пылеприготовления*.

В первом случае вблизи главного корпуса электростанции сооружается центральный пылезавод (ЦПЗ), на котором организованы сушка и размол топлива для всех котлов ТЭС. Готовая угольная пыль специальным насосом пода-

ется в пылевые бункеры каждого котла, а из них – к горелкам котельных установок. Достоинством ЦПЗ является независимость работы котлов от нагрузки систем пылеприготовления, которые могут работать в оптимальном режиме, снижая тем самым расход электроэнергии на собственные нужды. Кроме того, при наличии ЦПЗ легче организовать размыкание схемы сушки (то есть сброс очищенного сушильного агента в атмосферу), что повышает эффективность котельных установок.

Вместе с тем, сооружение ЦПЗ требует значительных капитальных затрат, а эксплуатационные расходы часто превышают достигнутый экономический эффект даже при использовании высоковлажных топлив: для сушки топлива на ЦПЗ обычно используется пар из отборов паровой турбины. В России практически единственным объектом с работающим ЦПЗ является II очередь Назаровской ГРЭС.

На тепловых электростанциях получили распространение *тихоходные шаровые-барабанные* (ШБМ), *среднеходные валковые и шаровые* (МВС и МШС), а также *быстроходные* молотковые (ММ) мельницы и мельницы-вентиляторы (М-В).

Шаровая барабанная мельница представляет собой барабан, выложенный внутри волнистыми броневыми плитами. Почти треть его объема заполнена стальными шарами диаметром 25–60 мм. Размол угля осуществляется по принципу удара и истирания. При вращении барабана (16–23 об/мин) шары поднимаются на определенную высоту и падают, разбивая кусочки угля. Перекатывание шаров дополнительно превращает дробленку в пыль за счет истирания (рис. 16).

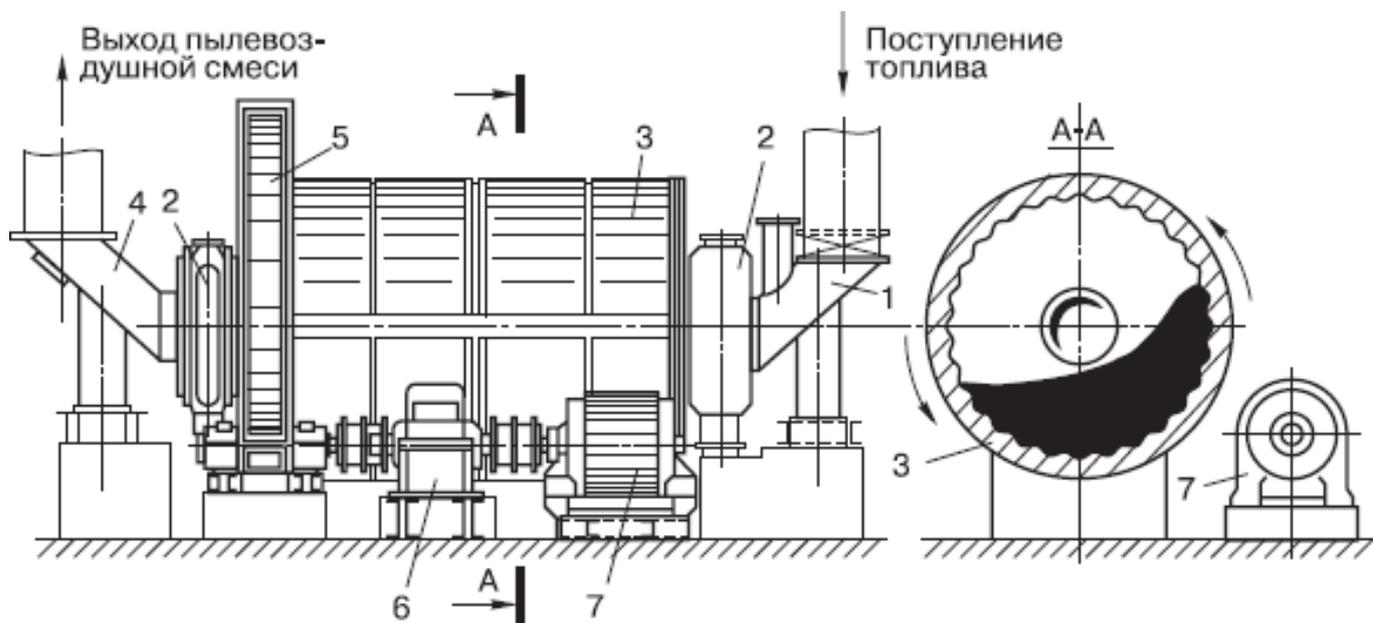


Рис. 21. Шаровая барабанная мельница:

1 – входной патрубок; 2 – опорный подшипник; 3 – барабан мельницы с тепло- и звукоизоляцией; 4 – выходной патрубок; 5 – большая шестерня; 6 – редуктор; 7 – электродвигатель

Сырое топливо вместе с горячим воздухом подается в барабан через входной патрубок, а готовая пыль удаляется вентилярующим агентом через выходной патрубок.

Достоинством ШБМ является их универсальность: они пригодны для размолки как мягких углей с высоким выходом летучих, так и твердых топлив, типа АШ. В случае попадания в ШБМ посторонних (в том числе – металлических) предметов не требуется аварийный останов мельницы.

К недостаткам ШБМ относятся, прежде всего, повышенный расход электроэнергии на размол: энергия тратится на вращение барабана даже при отсутствии топлива. Второй недостаток – износ шаров (при размолке АШ, например, истирается 400 г металла на 1 т полученной угольной пыли). Кроме того, пылесистема с ШБМ – это, как правило, пылесистема с промбункером, то есть громоздкая и сложная система, требующая место для сепараторов, циклонов, пылевых бункеров и пылепитателей. Поэтому такие мельницы в настоящее время применяются только в случае использования малореакционных твердых углей с $K_{до} \leq 1,1$, требующих для эффективного сжигания весьма тонкий размол ($R_{90} \leq 10\%$).

Большое распространение в России для размолки бурых и каменных углей

с высоким выходом летучих получили *молотковые мельницы*. Размол топлива в этих мельницах происходит по принципу удара, поэтому скорость вращения ротора достаточно высока: 735–980 об/мин. Ротор мельницы вращает билодержатели, на которых укреплены съемные била, изготовленные из отбеленного чугуна или марганцовистой стали. Корпус мельницы изнутри защищен съемной броней (рис. 22).

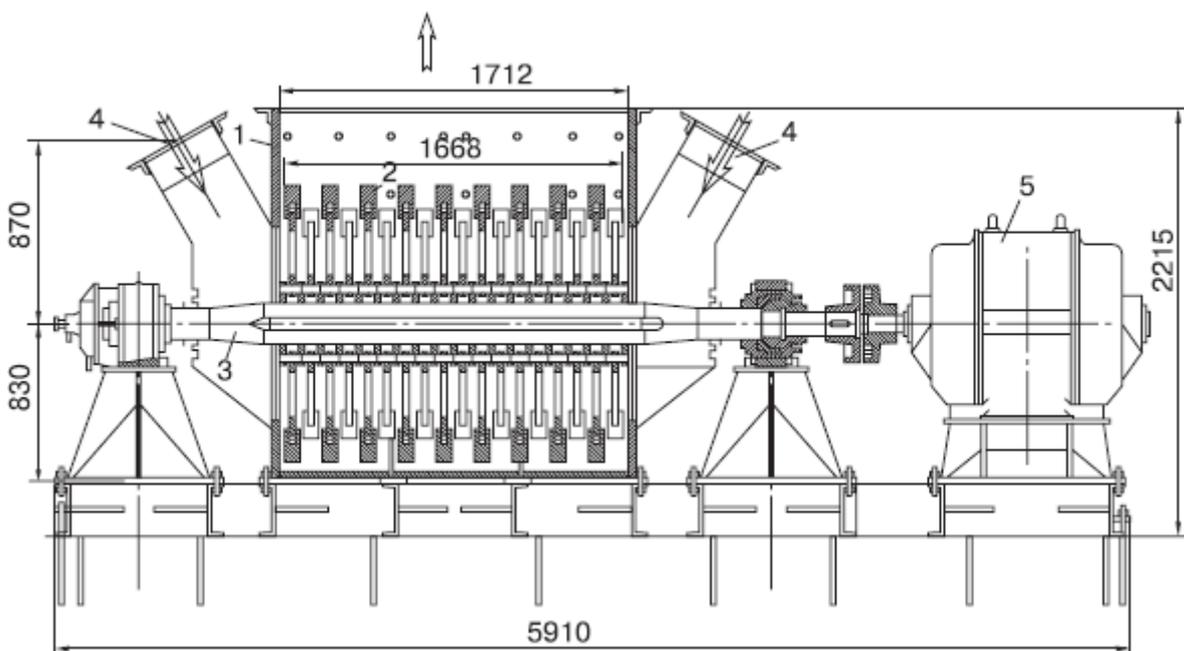


Рис. 22. Молотковая мельница с аксиальным подводом сушильного агента: 1 – корпус; 2 – била; 3 – ротор; 4 – патрубки для подвода сушильного агента; 5 – электродвигатель

Кроме дробленого топлива, в молотковую мельницу подается сушильный агент: горячий воздух или смесь воздуха с дымовыми газами, отобранными из конвективной шахты котла дымососом рециркуляции. По способу подвода сушильного агента молотковые мельницы делятся на аксиальные (ММА) и тангенциальные (ММТ). Заодно с мельницами устанавливаются центробежные или инерционные сепараторы, которые возвращают грубые частицы угля на повторный размол в мельницу. На котлах малой производительности можно встретить шахтные (гравитационные) сепараторы, после которых аэросмесь поступает в топку через открытую амбразуру.

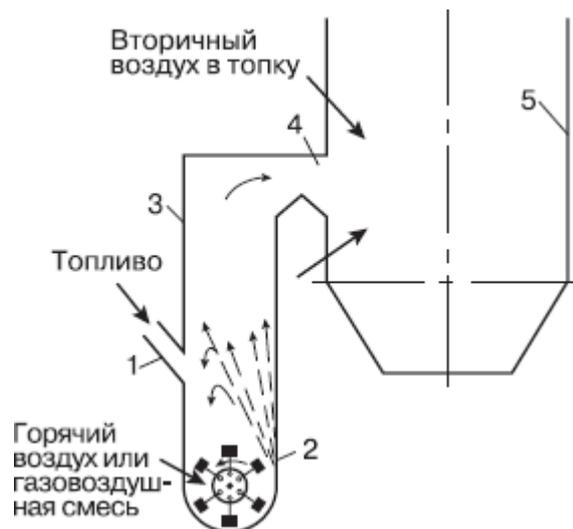


Рис. 23. Схема действия молотковой мельницы и её компоновка с котлом: 1 – поступление топлива; 2 – размол топлива; 3 – гравитационный сепаратор; 4 – амбразура; 5 – топочные экраны

Для размола каменных углей за рубежом обычно используют *среднеходные мельницы*. И в российской энергетике мельницы такого типа встречаются всё чаще. Принцип получения угольной пыли в среднеходных мельницах – раздавливание. Движущаяся часть мельницы – нижнее кольцо в шаровых (МШС) или нижний стол в валковых (МВС) среднеходных мельницах вращаются с частотой 50–150 об/мин. В МШС между верхним (неподвижным) и нижним (вращающимся) кольцами установлено 9–12 шаров диаметром 270–750 мм. Производительность наиболее крупных МШС достигает 50 т/ч по каменному углю (рис. 24).

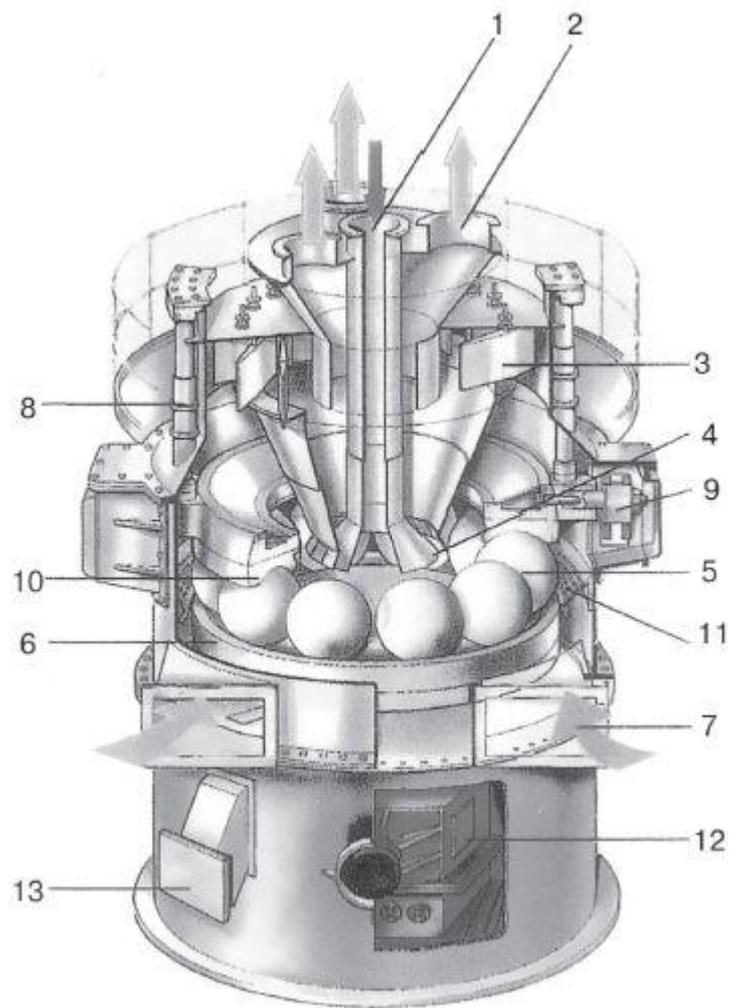


Рис. 24. Шаровая среднеходная мельница:

1 – вход сырого топлива; 2 – выход угольной пыли и сушильного агента; 3 – регулируемые лопатки сепаратора; 4 – возврат грубых частиц; 5 – пустотелые шары; 6 – вращающееся нижнее размольное кольцо; 7 – вход первичного воздуха; 8 – нажимные цилиндры; 9 – направляющие ступицы колеса; 10 – стационарное верхнее кольцо; 11 – проходная плита; 12 – редуктор; 13 – камера провала

В мельницах МВС обычно устанавливают два конических вала. Попадая под них, угольная дробленка раздавливается (рис. 25). Горячий воздух, как и в МШС, выносит пыль в сепаратор, установленный над мельницей. Крупные частицы из сепаратора возвращаются на размольный стол, а подсушенная пыль направляется по пылепроводу к горелке (или через делитель пыли к нескольким горелкам одного яруса).

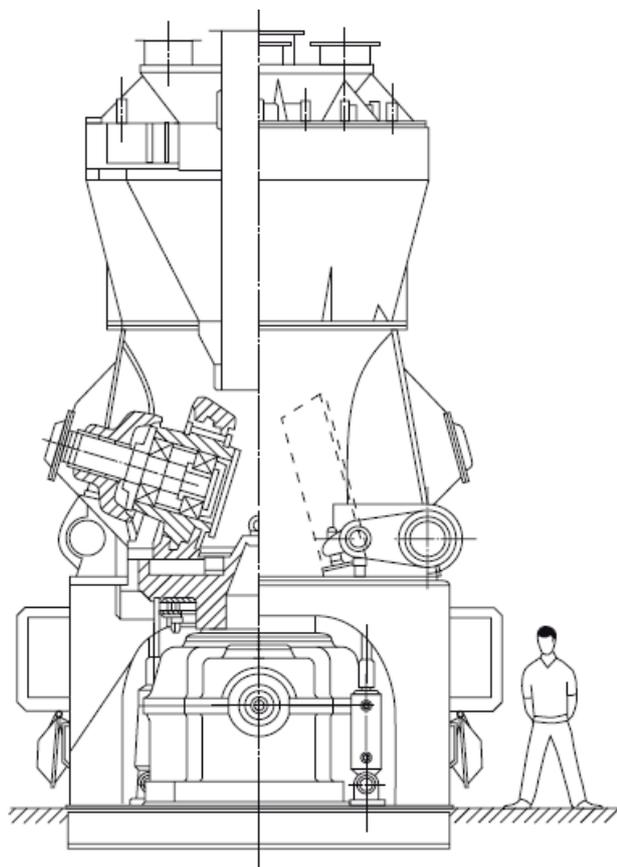


Рис. 25. Валковая среднеходная мельница

Достоинства среднеходных мельниц являются их компактность (по сравнению с ШБМ) и значительно меньший (12–15 кВт·ч/т) расход электроэнергии на размол. Основной недостаток – чувствительность к попаданию вместе с топливом металлических предметов, а также неравномерность износа размалывающих элементов. При размоле высоковлажных бурых углей использование среднеходных мельниц приводит к их замазыванию. Более подходящими для этого случая считаются молотковые мельницы, описанные выше, а также *мельницы-вентиляторы* (М-В), которые в последние годы всё чаще устанавливают на энергоблоках, сжигающих высоковлажные бурые угли. Особенностью этих агрегатов является возможность подсоса высокотемпературного сушильного агента из верхней части топки. Благодаря этому обеспечивается эффективная подсушка топлива в опускной шахте перед мельницей. Дальнейшая сушка топлива осуществляется в процессе размола в мельнице-вентиляторе и частично в пылепроводе от мельницы до горелки, где температура пылегазовоздушной смеси еще достаточно высока (до 180 °С).

1.3.6. Ленточные конвейеры

В системах топливоподачи широко применяются ленточные конвейеры с тканевой прорезиненной лентой шириной 1600-2000 мм и скоростью движения 1,6; 2 или 2,5 м/с. Такие транспортеры имеют производительность от 1600 до 4000 т/ч. Угол подъема стационарного конвейера может достигать 15°, а длина - нескольких сотен метров.

Ленточные конвейеры стационарные состоят из ленты, роlikоопор, барабанов приводных, концевых, оборотных, привода (включающего редуктор и электродвигатель, смонтированные на общей раме или мотор-барабан), и натяжного устройства (винтового, грузового, грузового полиспастного). Для разгрузки конвейеров применяются разгрузочные тележки и плужковые сбрасыватели с электроприводом.

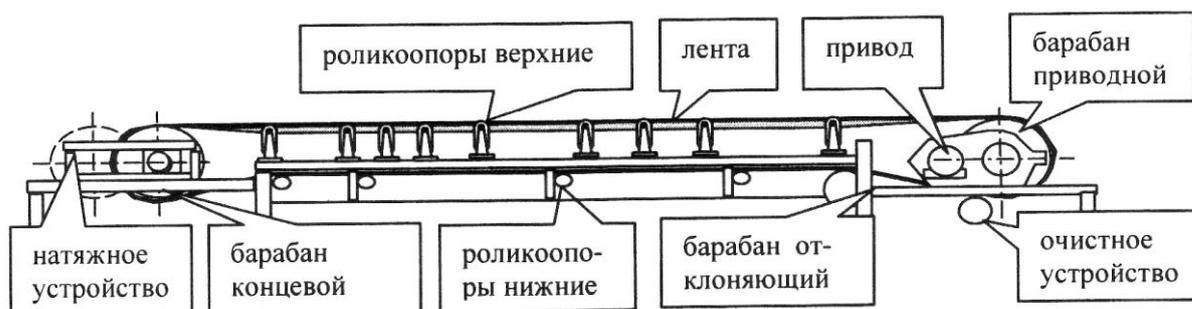


Рис. 26. Ленточные конвейеры

В комплект поставки ленточного стационарного конвейера могут быть включены:

- плужковые сбрасыватели с электроприводом на ленту 400; 500; 650; 800; 1000; 1200; 1400; 1600 мм;
- барабанные разгрузочные тележки на ленту 650; 800; 1000; 1200; 1400;
- очистные устройства для очистки ленты;
- аварийные, предохранительные и выключающие устройства;
- другое оборудование, необходимое потребителю для составления конкретных конвейерных схем.

1.3.7. Металло и щепоуловители

1.3.7.1. Металлоуловители

Во время добычи и при транспортировке топлива в него попадают металлические предметы (магнитные и немагнитные), которые, проходя по топливному тракту станции, могут повреждать оборудование (питания, конвейерные ленты, дискозубчатые и молотковые дробилки, среднеходные и быстроходные мельницы), поэтому желательно избавляться. В них в самом начале тракта. Магнитные предметы удаляются из топлива шкивными и подвесными магнитными сепараторами с питанием обмоток возбуждения постоянным током напряжением 110-220 В.

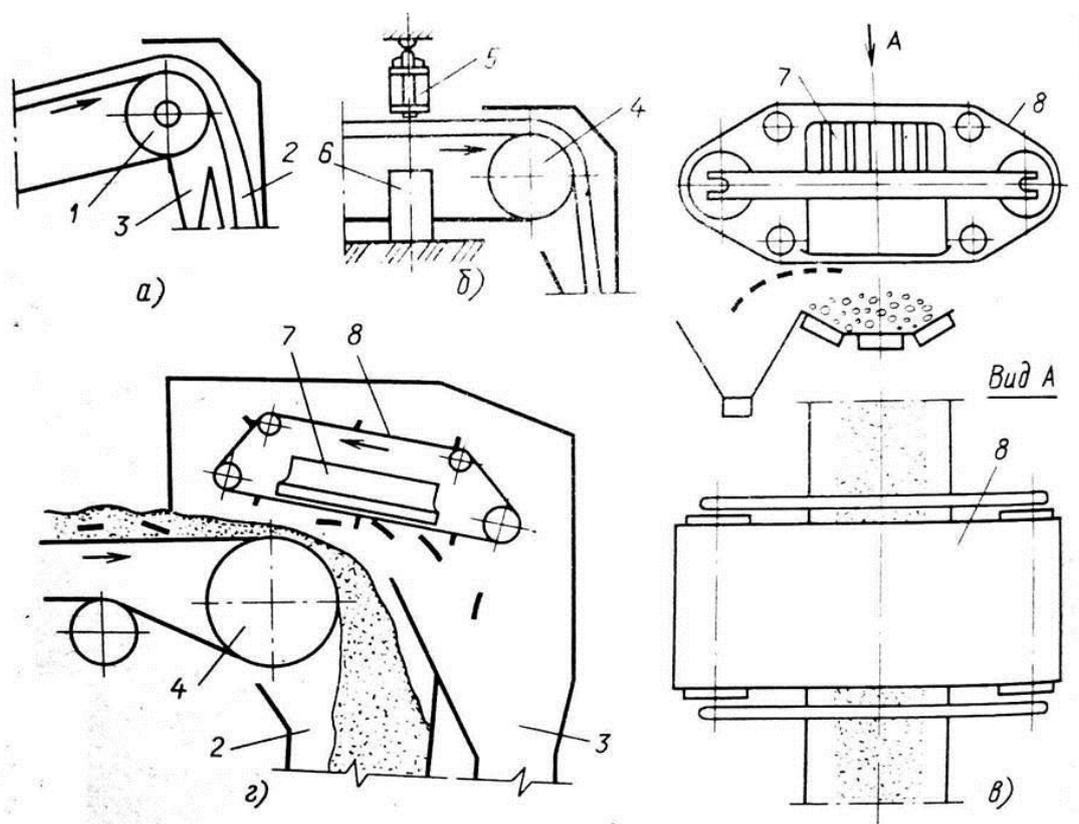


Рис. 27. Типы металлоуловителей

а - шкивный; *б* - подвесной; *в* - саморазгружающийся, установленный над конвейерной лентой; *г* - саморазгружающийся, установленный у приводного барабана;

1 - шкивный магнитный сепаратор; *2* - пересыпной короб для топлива;

3 - короб для металла; 4 - приводной барабан конвейера;

5 - подвесной электромагнит; 6 - бункер для металла;

7 - грузовой электромагнит; 8 - лента конвейера-очистителя

Шкивные магнитные сепараторы устанавливаются вместо приводных барабанов ленточных конвейеров (рис. 27, а). Магнитную систему шкивного сепаратора размещают внутри вращающегося барабана. Двигаясь на ленте вместе с топливом, магнитные предметы попадают в магнитное поле сепаратора и притягиваются к барабану. Существенное влияние на извлечение и разгрузку магнитных предметов оказывает скорость движения ленты конвейера: при малых скоростях (менее 1,25 м/с) ухудшается отрыв извлеченных магнитных предметов в зоне разгрузки, а при больших (более 2 м/с) снижается извлекающая способность шкивов. Частота вращения шкивного сепаратора - не более 50-60 об/мин, удельный расход энергии 0,01-0,02 кВт • ч/т угля. Ориентировочная толщина слоя транспортируемого угля на ленте конвейера составляет не более 170-300 мм.

При работе шкивных сепараторов вместе с металлом сбрасывается в отдельную течку и много топлива, особенно с плохой сыпучестью.

Подвесные электромагнитные сепараторы типа ЭШМ устанавливаются на ленточных конвейерах с лентой шириной 650-1600 мм, со скоростью движения не более 2 м/с (рис. 27, б). Высота подвески сепараторов над конвейерной лентой — не более 160—180 мм. Основные недостатки: небольшая мощность и недостаточная подъемная сила для улавливания крупных и потому наиболее опасных для оборудования предметов, малая предельно допускаемая толщина слоя угля на конвейере, возможность продольного пореза конвейерной ленты при улавливании длинных металлических предметов.

Более совершенны *подвесные саморазгружающиеся электромагнитные сепараторы* типа ЭПР-120В и ЭПР-160В. Они устанавливаются на ленточных конвейерах с шириной ленты соответственно 1000—1200 и 1400—1600 мм со скоростью движения не более 4,5 м/с. Магнитные предметы притягиваются к электромагниту, а затем разгрузочной лентой разгружаются в специальный бункер. Разгрузочная лента приводится в движение от электропривода, смонтированного на общей раме магнитного сепаратора. Привод разгрузочной ленты включается автоматически по сигналу металлоискателя, установленного перед сепаратором. Саморазгружающиеся сепараторы устанавливаются над лентой

конвейера или в узле пересыпки над приводным барабаном ленточного конвейера (рис. 27, в, г).

Немагнитные металлические предметы могут удаляться из потока топлива устройствами механического типа, срабатывающими по сигналу металлоискателя и сбрасывающими в бункер вместе с частью топлива металл. Накопившееся в бункере топливо отделяется от металла и возвращается в тракт топливоподачи.

На ряде зарубежных электростанций отделение металла, породы и других посторонних предметов от топлива совмещают с дроблением последнего в дробилках, состоящих из размещенного внутри уплотненного кожуха дырчатого барабана, на внутренней боковой поверхности которого установлены в шахматном порядке специальные пластины. При вращении барабана куски топлива и металла захватываются этими пластинами, поднимаются, и уголь, падая, дробится до размера отверстий в барабане. Металл и порода перемещаются к выходу дробилки и выбрасываются из нее.

1.3.7.2. Щепоуловители

Для удаления из потока топлива посторонних неметаллических предметов (древесины и других предметов) на тракте топливоподачи устанавливаются специальные устройства — щепоуловители.

Для улавливания длинномерных предметов используются роликовые наклонные грохоты. Они устанавливаются у приводных барабанов (питателей разгрузочного устройства или ленточных конвейеров) и представляют собой два-три прямых ролика, каждый из которых подвешен на самостоятельных качающихся (шарнирных) подвесках — тягах (рис. 28). Ролики установлены со смещением по высоте и располагаются относительно потока топлива таким образом, что длинномерные предметы при сходе с приводного барабана попадают на ролики и скатываются по ним в отдельную емкость. Свободная подвеска роликов устраняет возможность забивания такого грохота большими кусками угля, а также замазывание его влажным и глинистым топливом. Улавливание мелкой щепы организуют на тракте топливоподачи после молотковых дробилок или в системах пылеприготовления. В последнем случае между мельницей и сепаратором пыли или на течке возврата от сепаратора устанавливаются щепоуловители разных типов, часто в виде неподвижных решеток.

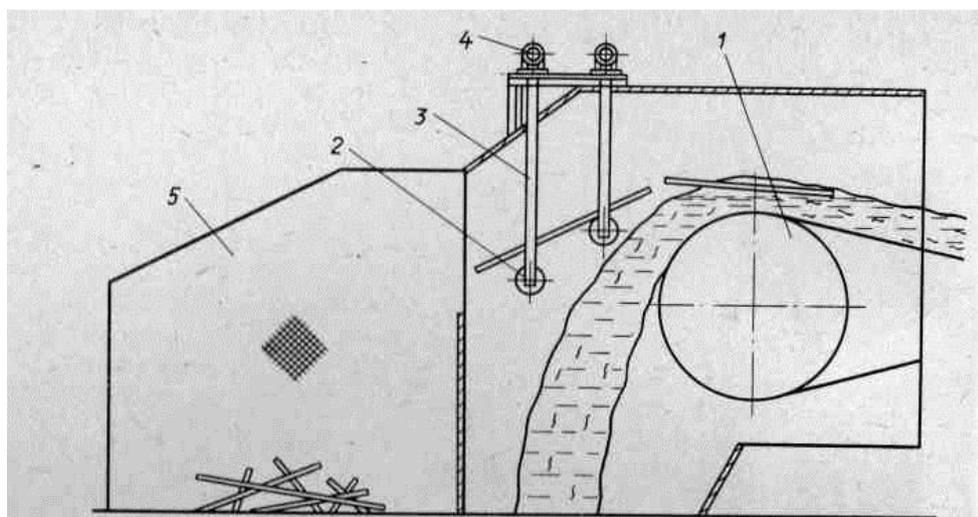


Рис. 28. Устройство для улавливания длинномерных предметов:

1 -приводной барабан конвейера; 2- ролик; 3 - подвеска; 4 — вал в подшипниках; 5 - ящик для уловленных предметов

1.3.8. Бункеры сырого угля котлоагрегатов (БСУ)

БСУ предназначены для создания определенного запаса топлива, обеспечивая надежность работы котла.

При наличии БСУ с запасом 12 ..18 ч. работы котла можно перейти на работу топливоподачи в одну или две смены.

Расчетный запас угля в БСУ составляет 4..6 ч., реже 8..10 ч.

Однако из-за зависания угля в БСУ и этот запас топлива не может быть полностью использован.

Склонностью к зависанию в БСУ обладают практически все марки используемых в энергетике углей. Увеличение полезно используемой ёмкостей БСУ за счет устранения зависания и сводообразования угля приводит.

Улучшение режима работы системы пылеприготовления и топливоподачи. Достигается это путем усовершенствования формы БСУ, выходных отверстий и питателей сырого угля, применением обрушающих устройств, нанесением гидрофобных покрытий на стенки БСУ и т.д.

Обычно бункер изготавливается в виде прямоугольной призмы в её верхней части и усеченной пирамиды в нижней. Выходное отверстие выполняется симметрично. Зависание топлива начинается с углов бункера, где уголь слеживается и фактически не используется. В зависимости от группы угля по сыпучести реальная ёмкость БСУ уменьшается по сравнению с геометрической на 40..50 %, иногда 80 %. С этим необходимо бороться. Увеличение угла наклона

стенок свыше $70...75^{\circ}$ нецелесообразно из-за резкого уменьшения геометрического объема БСУ.

1.3.8.1. Обрушающие устройства в бункерах

Вибрационное обрушивающее устройство устанавливается на какой-то стенке бункера. Установка вибратора и увеличение амплитудных колебаний является нерациональной. Кроме того это сказывается на прочности строительных конструкций бункера.

1.3.8.2. Способы установки вибраторов

- на подбункере, прикрепленном к БСУ на пружинных подвесках.
- на «ложной» стенке, на которую воздействует вибратор

Основной недостаток установки вибраторов:

- a) уплотнение топлива в случае перекрытия выходного отверстия;
- b) применение резиновых надувных подушек.

Применение резиновых надувных подушек.

Недостаток: a) местное воздействие;

б) последовательное соединение по схеме.

При выходе одной из подушек остальные тоже не работают.

Очистка стен бункеров производится и механически (вращающиеся цепи, груз на трассе и т.д.)

Пневмообрушители типа «стреляющее» сопло наиболее широко применимы.

Разрыхление угля осуществляется струей сжатого воздуха $p=6..8$ ат в виде кратковременного импульса. Сопла располагаются в углах бункера, угол раскрытия сопел 30° и устанавливаются под углом 20° к стенке бункера. Для БСУ применяют 3..4 яруса сопел, т.е. через 1,5..1,8 м. Кратковременность включения т.е. подачи воздуха обеспечивается пробковыми кранами.

Воздух подается одновременно ко всем соплам одного яруса. Обрушение начинают с нижнего яруса.

Недостаток – относительно высокая стоимость, невозможность применения для топлив с высоким выходом летучих веществ ($V^T \gg 20\%$).

В этом случае применяют парообрушение (на торфяных ТЭС). Недостаток – дополнительно вносимое количество влаги.

1.3.8.3. Внутреннее покрытие бункеров

Обычно внутренняя поверхность бункеров покрывается гидрофобными или водоотталкивающими материалами – пластмассами, пропитанными смолой дерева или парафином, эпоксидными лаками и т.п.

Эффективность покрытия $\mathcal{E}_{\text{пок}}$ определяют отношением адгезии угля к стальной пластине $A_{\text{ст}}$ по сравнению с адгезией угля к пластине с покрытием $A_{\text{пок}}$.

$$\mathcal{E}_{\text{пок}} = A_{\text{ст}} / A_{\text{пок}}$$

материалы	$\mathcal{E}_{\text{пок}}$
Сталь	1
Полиэтилен	4,0
Эпоксидный лак	3,03
Стекло	0,73
Фторопласт	18,15
Дерево, пропитанное парафином	6,38

Полная обработка БСУ (т.е. полное освобождение от топлива) производится 1 раз в 10 дней, перед остановом котла на капремонт или любой длительный останов.

1.3.9. Питатели сырого угля

Питатели сырого угля не только подают твердое топливо из бункера в размольное устройство, но и регулируют подачу топлива. Конструкции питателей сырого угля (ПСУ) могут быть самыми разными, но наибольшее распространение получили ленточные и скребковые ПСУ. Подача топлива на ленточных питателях регулируется положением плоского шибера, изменяющего высоту слоя топлива на ленте, или изменением скорости движения самой ленты. Достоинством ленточных ПСУ является возможность подачи топлива от бункера к мельнице на значительное расстояние.

Скребокковые питатели устроены по-другому: у них слой топлива перемещается вдоль гладкого неподвижного стола при помощи множества последовательно установленных и шарнирно соединенных между собой скребков. Подача топлива, как и в случае ленточных питателей, регулируется шиберами, влияющими на толщину слоя, или плавным изменением скорости движения скребков.

От питателей сырого угля к мельницам топливо поступает по течкам, которые также могут создать трудности для бесперебойной подачи топлива в котел. Во избежание застревания в них топлива, течи должны иметь достаточно большой диаметр (от 250 мм при расходе топлива 5 т/ч до 800 мм при расходе 180 т/ч) и располагаться вертикально или под определенным углом к горизонту (не менее 60° для влажного топлива или 50° – для сухого, при условии обогрева течек).

На современных котлах молотковые и среднеходные мельницы работают под давлением. В таких случаях на течках рекомендуется последовательно устанавливать две мигалки с принудительным открытием.

После течи дробленый уголь попадает в мельницу (впрочем, в некоторых случаях, при работе на высоковлажных углях, мельнице предшествует подсушивающее устройство, в котором за счет теплоты газа или газо-воздушной смеси испаряется часть влаги топлива).

1.3.10. Обеспыливание тракта топливоподачи

При разгрузке и транспортировке топлива, пересыпке его с конвейера на конвейер и при дроблении, при загрузке бункеров сырого угля и других операциях с топливом на тракте топливоподачи возникает пыление. Потоками воздуха пыль распространяется по тракту топливоподачи, и ее концентрация в воздухе может достичь пожаро- и взрывоопасных значений.

Топливная пыль вредна для здоровья обслуживающего персонала. Наиболее неблагоприятны для организма человека пылевые частицы размером 0,5—5 мкм, легко проникающие в легочную ткань. Концентрация 1 угольной пыли в воздухе производственных помещений не должна быть 1 более 10 мг/м³. Пыль вызывает также повышенный износ оборудования, а уборка пыли в помещениях топливо подающего тракта требует значительных трудозатрат. Эффективное обеспыливание — основное средство, предупреждающее пожарную опасность, профессиональные заболевания, износ технологического оборудования, потери сырья и т.д.

Сильно пылят пересыпные узлы, течи (особенно после дробилок) и приемные лотки. Транспортируемое топливо эжектирует воздух, нагнетает его в приемные лотки конвейеров и тем самым создает в них избыточное статическое давление (до 4 Па). Роторы дробилок создают при первом вращении вентиляторный эффект, и избыточное давление в приемных лотках после них увеличивается до 6—8 Па. Пыль может выбиваться также за счет кинетической энергии падающих частиц.

При пересыпке топлива с конвейера на конвейер падающее топливо увлекает вниз запыленный воздух и вверху течек создается разрежение (до 2 Па), а внизу - избыточное статическое давление. На участках тракта с разрежением запыленность воздуха низкая, поэтому зону наибольшего избыточного давления в приемном лотке укрытия соединяют трубами рециркуляции с зоной наибольшего разрежения в течке 1 лотка.

Очаги пыления уплотняют. В приемных лотках ленточных конвейеров рекомендуется установка нескольких рядов фартуков, для чего длинелотка увеличивается до 10-12 м. Все узлы пересылок должны быть оборудованы укрытиями, защищающими от пыления при падении угля с большой высоты. Если одними уплотнениями не достигаются установленные санитарные нормы, то используется ряд дополнительных мероприятий: аспирация, паро-, гидро- и пенообеспыливание.

Для отсасывания воздуха и создания в лотках разрежения предусматриваются *аспирационные установки*. Они оборудуются центробежными пылевыми вентиляторами и циклонами для одно - и двухступенчатой очистки воздуха от пыли (рис. 29). Для одновременного включения конвейера и вентилятора его аспирационной установки их двигатели и блокируются.

При парообеспыливании в приемный лоток навстречу потоку топлива через одно или два сопла подается насыщенный пар давлением около 0,5 МПа. Струя пара эжектирует воздух, создает противопоток, направленный по лотку и течке снизу вверх, и таким образом предотвращается пыление из выходного отверстия лотка. Одновременно увлажняются частицы взвешенной пыли. Расход пара на 1 т топлива составляет 0,3—0,4 кг. Достоинства парообеспыливания — простота обслуживания и малые капитальные затраты, недостатки — повышенный коррозионный износ стенок течек и лотков, налипание топлива на увлажненных поверхностях течек, большие потери пара и теплоты.

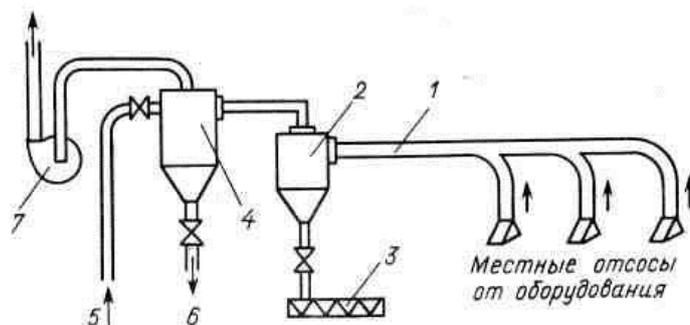


Рис. 29. Схема аспирационной установки:

1 - воздухопылепровод; 2 - циклон; 3 - шнек; 4 - скруббер-циклон; 5 - подвод воды; 6 - выход шлама; 7 - вентилятор

При гидрообеспыливания создается водяная завеса или туман на пути движения запыленного воздуха и увлажняются взвешенные в воздухе частицы пыли. Вода от производственного водопровода под давлением 0,3—0,4 МПа подводится через фильтры и дозатор к установленным в лотке форсункам. В дозаторе к технической воде добавляется смачиватель, который ослабляет поверхностное натяжение воды, в результате чего частицы пыли лучше смачиваются.

Гидрообеспыливание может применяться как дополнительная мера к аспирационной установке.

Наиболее трудно добиться обеспыливания разгрузочных устройств с вагоноопрокидывателями. Эту проблему не позволяют решить до конца и специальные укрытия над бункером вагоноопрокидывателя с интенсивным отсосом запыленного воздуха. При гидрообеспыливания помещение вагоноопрокидывателей необходимо утеплять.

При пенообеспыливания приемный лоток конвейера заполняется высокократной воздушно-механической пеной, создаваемой специальным пеногенератором (рис. 30). За счет большой поверхности пены с высокими связывающими свойствами предотвращается выбивание пыли из лотка. Слой пены толщиной до 20 мм покрывает топливо, и таким образом исключается вторичный очаг пылеобразования.

В насадок пеногенератора подается под давлением пенораствор и сжатый воздух. Распыленный воздухом пенораствор поступает в диффузор, за которым установлены калибрующие сетки для получения более высокой кратности пены (кратностью пены называют отношение ее объема к объему израсхо-

дованного на пенообразование раствора, ее значение составляет 300—800). Пена с мелкими однородными по размерам пузырьками более устойчива по сравнению с пол и дисперсной пеной. Для ослабления поверхностного натяжения воды в качестве поверхностно-активных веществ используют пенообразователи, являющиеся в основном продуктами переработки нефти. Содержание пенообразователя в пенорастворе составляет 5%. Для получения 1 м³ пены расходуется 3—5 л воды и 0,2—0,25 л пенообразователя.

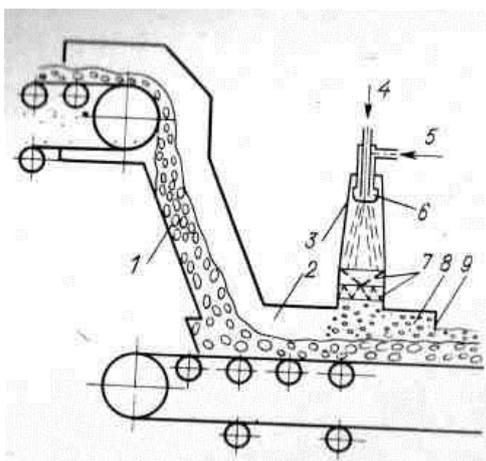


Рис. 30. Схема пенообеспыливающей установки:

1 - пересыпной короб; 2 - приемный лоток; 3 - парогенератор; 4 - подвод пенораствора; 5 - подвод сжатого воздуха; 6 - насадок; 7 - калибрующие сетки;

8 - пена; 9 - фартук

Достоинства способа: эффективное смачивание пыли при сравнительно малых расходах воды, простота использования и исполнения установки. При уборке помещений осевшую пыль смывают водой.

1.3.11. Учет топлива и весовое хозяйство

Первичные документы по учету топлива на электростанциях: весовая книга, приемные и расходные акты. В весовой книге фиксируется поступление топлива отдельно по каждому его виду. В расходных актах, составляемых ежемесячно, указывается расход топлива и место, откуда оно подавалось в бункера котельной: из приемно-разгрузочного устройства ("с колес") или со склада.

В техническом отчете по эксплуатации электростанции за месяц, год даются суммарные показатели поступления и расхода топлива за отчетный период. Учетные данные проверяются при ежеквартальной инвентаризации топ-

лива. Контрольная инвентаризация проводится в период, когда на складах находится наименьшее количество топлива.

Для расчетов с поставщиками взвешиваются поступающие на станцию вагоны с топливом, (порожняк не взвешивается), а для определения технико-экономических показателей работы ТЭС топливо взвешивается на конвейерах перед подачей его в бункера котельной.

При взвешивании рычажными железнодорожными весами вагон должен находиться в статическом состоянии, поэтому основной их недостаток заключается в малой пропускной способности. Более совершенны автоматические электронно-тензометрические весы, взвешивающие движущиеся вагоны без их расцепки с точностью $\pm 1\%$ при скорости движения вагонов до 6 км/ч. Грузоприемное устройство этих весов представляет собой платформу (раму) длиной 7,6 м, подвешенную по четырем маятниковых подвесках к опорным балкам, уложенным на тумбах фундамента. В конструкцию подвесок встроены силоизмерительные тензорезисторные датчики. Воспринимаемая грузоприемным устройством нагрузка вагонов передается на эти датчики, вырабатывающие электрический сигнал, пропорциональный приложенной нагрузке.

На весах могут взвешиваться вагоны независимо от порядка следования их в составе. Каждый вагон взвешивается в два приема.

Команда на взвешивание поступает от логической схемы управления, к которой подключены путевые датчики, установленные на платформе весов и срабатывающие от колес вагона в тот момент, когда тележка вагона полностью въезжает на платформу, а тележка предыдущего нагона полностью съезжает с нее. Количество путевых датчиков и геометрия их расстановки обеспечивают правильное определение момента взвешивания разных типов вагонов независимо от направления движения состава.

На подходе к весам (с обеих сторон) установлено по два путевых датчика сигнализатора превышения скорости выше допустимой, к выходу которого подключены лампы светофоров.

Для взвешивания топлива на ленточных конвейерах используются весы типа ЛТМ. Погрешность при взвешивании последними — не более $\pm 1\%$ при скорости движения конвейерной ленты до 2,5 м/с. Весы устанавливаются на прямолинейном или наклонном участке длиной до 7 м в обе стороны.

1.3.12. Топливные склады

Назначение:

- 1) выравнивание неравномерности поставки и потребления;
- 2) госрезерв.

Склады бывают:

- 1) расходные (кратковременный запас топлива);
- 2) резервные (запас топлива свыше 2 месяцев);
- 3) базисные (хранение топлива для нескольких ТЭС)

Хранение топлива предусматривается на открытых складах. Закрытые склады предусматриваются для станции, расположенных в городах в условиях стесненной территории, а также в отдельных районах по специальному обоснованию.

На пылеугольных ТЭС ёмкость склада принимается не менее месячного расхода угля, исчисляемого из 20-часовой работы в сутки всех котлов при номинальной нагрузке.

Если ТЭС расположена от шахты или разреза не далее 100 км, то запас топлива 2 недели (15 дней).

Если ТЭС в черте города, то обычно сооружаются 2 склада:

- один на территории ТЭС ёмкостью не более 5000 т.
- второй за чертой города для хранения основного запаса.

На торфяных ТЭС принимается двухнедельный запас.

На торфяных ТЭС, расположенной не далее 15 км от предприятия, склады фрезторфа организуются на территории этого предприятия.

Вместимость расходного склада фрезторфа, размещаемого на площадке ТЭЦ не должна превышать 5000 т, а резервного склада, размещаемого на отдельной площадке – 6000 т.

Расстояние между двумя резервными складами должно быть более 500 м, а между резервными и расходными – 300 м.

Площадки под склады должны быть незатопляемыми паводковыми и грунтовыми водами. Поверхность площадок планируется с уклоном не менее 0,005 с наличием дренажных устройств.

Потери топлива при погрузочно-разгрузочных операциях составляет 1,0-1,5 %.

Габаритные размеры угольных штабелей независимо от склонности топлива к самовозгоранию определяются площадкой и возможностями погрузочно-разгрузочных механизмов, а так неограниченны.

Для хранения торфа габариты штабеля следующие:

$$l \leq 125; b=30 \text{ м}, h=7 \text{ м}.$$

1.3.13. Автоматизация топливоподачи

В системе топливоподачи автоматизируется ряд процессов:

пуск механизмов и ленточных конвейеров;

процесс загрузки бункеров сырого угля котельной путем автоматического управления плужковыми сбрасывателями;

отключение механизмов и ленточных конвейеров подачи топлива в главный корпус по окончании загрузки;

останов всех предыдущих по ходу топлива ленточных конвейеров при пробуксовке, обрыве и сходе ленты или забивании течек на последующих ленточных конвейерах;

автоматизация удаления металла из транспортируемого топлива;

включение вибраторов при застревании угля в узлах пересыпки;

пуск и останов аспирационных установок и др.

Пуск и останов механизмов топливоподачи необходимо проводить только в определенной последовательности, а их нормальная работа возможна лишь при соблюдении необходимых взаимосвязей между механизмами.

Чтобы исключить завалы топливом участков топливоподачи и повреждение оборудования, в системах автоматизации топливоподачи предусматривается группа запретных и защитных блокировок.

К их числу относятся блокировки по запрету пуска механизмов в неправильной последовательности и без предупредительного сигнала о пуске; блокировки, запрещающие пуск тракта при неправильном положении шибберов; блокировки, обеспечивающие останов всех предшествующих по ходу топлива механизмов тракта при аварийном останове одного из них, при перегрузке конвейера, обрыве и пробуксовке ленты и др.

Оперативное управление механизмами трактов топливоподачи осуществляется с центрального щита управления топливоподачей, управление вагоноопрокидывателями — с местных щитов.

Центральный щит топливоподачи располагается в отдельно стоящем здании. Он снабжается мнемонической схемой, отображающей тракт топливоподачи. В символы механизмов и шиберов на мнемосхеме встраиваются ключи, переключатели и лампы положения. Ключи предназначены для индивидуального управления режимными шиберами. Переключатели служат в качестве индивидуальных аппаратов выбора механизмов, управление которыми ведется по избирательным схемам, и имеют три фиксированных положения: "включение", "отключение" и "перевод на местное управление".

Для проверки правильности выбора механизмов после того как переключатели механизмов повернуты в положение "включение" или "отключение" лампы их сигнализации переводятся на мигающий свет до тех пор, пока не будет подана исполнительная команда и пока она не будет выполнена механизмами. Исполнительная команда "пуск" или "стоп" подается на любую выбранную цепочку механизмов общим на весь щит ключом или кнопками.

При команде "пуск" во всех помещениях, где находятся запускаемые в работу механизмы, включается предупредительная звуковая сигнализация. Длительность пускового сигнала 10—15 с, по истечении этого времени автоматически включается последний по ходу топлива механизм, а остальные механизмы включаются в соответствии с вышеизложенными условиями технологических блокировок.

При команде "стоп" происходит так называемый нормальный останов топливоподачи с предварительным освобождением останавливаемого тракта от топлива. Для этого сначала отключаются головные механизмы — питатели топлива, а остальной тракт продолжает работать в течение времени, необходимого для разгрузки от топлива (8—10 мин). Затем отключаются конечный конвейер и по условиям блокировки все предшествующие этому транспортеру механизмы.

Если необходимо, то с центрального щита можно немедленно остановить любой механизм без освобождения его от топлива. Для этого переключатель нужного механизма переводится в положение "отключение", а затем подается команда "аварийный останов" специальной кнопкой, общей для всех механизмов топливоподачи. Все механизмы на трактах топливоподачи имеют также

управление по месту для аварийного отключения и при проведении ремонтных и наладочных работ.

Вспомогательные механизмы - аспирационные установки, вибраторы, магнитные сепараторы, пробоотборники — не имеют дистанционного управления с центрального щита и отключаются под действием блокировок.

Для упрощения системы выбора и уменьшения количества переключателей на щите управления может быть применен так называемый автоматический выбор механизмов, основанный на том, что для выбора пути транспортировки топлива достаточно определить головные конвейеры и перевести режимные шиберы и плужковые сбрасыватели на конвейерах и нужное положение; положения всех остальных механизмов после этого определяются однозначно и, следовательно, могут выбираться автоматически.

При автоматизации топливоподачи применяются датчики уровня топлива в бункерах, контроля движения ленты (реле скорости), обрыва, пробуксовки и скоса ленты, контроля наличия слоя топлива на ленте и некоторые другие.

Тема 1.4. МАЗУТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

1.4.1. Структура мазутного хозяйства

Мазут может использоваться как основное топливо, а также как резервное (например, в зимнее время), аварийное и растопочное, когда основным является сжигаемое в пылевидном состоянии твердое топливо.

К тепловым электрическим станциям (ТЭС) мазут доставляется железнодорожным транспортом, нефтеналивными судами, по трубопроводам.

При доставке мазута железнодорожным транспортом мазутное хозяйство включает в себя следующие сооружения и устройства: сливную эстакаду с промежуточной емкостью; мазутохранилища; мазутонасосную станцию; систему мазутопроводов между емкостями мазута, мазутонасосной и котельными установками; устройства для подогрева мазута; установки для приема, хранения и ввода в мазут жидких присадок.

Принципиальная схема мазутного хозяйства ТЭС представлена на рис. 31.

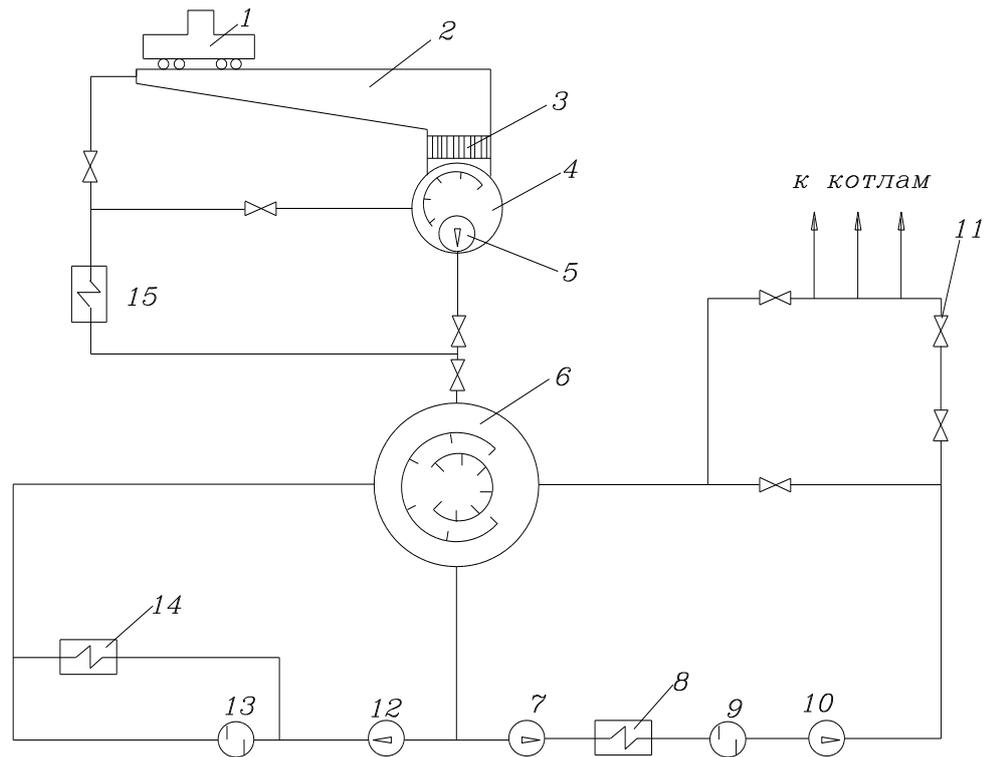


Рис. 31. Принципиальная схема мазутного хозяйства

1 — цистерна; 2 — лоток приемно-сливного устройства; 3 — фильтр-сетка; 4 — приемный резервуар; 5 — перекачивающий насос (погружного типа); 6 — основной резервуар; 7 — насос первого подъема; 8 — основной подогреватель мазута; 9 — фильтр тонкой очистки мазута; 10 — насос второго подъема; 11 — регулирующий клапан подачи мазута к горелкам; 12 — насос рециркуляции; 13 — фильтр очистки резервуара; 14 — подогреватель мазута на рециркуляцию основного резервуара; 15 — подогреватель мазута на рециркуляцию приемного резервуара и лотка.

Из цистерн мазут сливается в приемный резервуар, проходя через фильтр-сетку.

В связи с тем, что мазут застывает при температуре плюс 10 — плюс 23°C, для полного и своевременного слива мазута по тракту приемно-сливного устройства необходим разогрев мазута в цистернах, лотках, приемных емкостях, рабочем резервуаре.

Слив мазута в зависимости от температуры окружающей среды и температуры мазута в цистернах производится:

- при поступлении мазута в зимнее время года — с разогревом его в цистернах паром;

- при поступлении мазута в летнее время года – без прогрева, но с последующей пропаркой цистерн.

Разогрев мазута перед сливом и пропарка цистерн проводится паром (прямой контакт), подаваемым непосредственно в цистерны через пропарочные устройства – гусаки, состоящие из поворотных стояков и Т-образных штанг, опускаемых в цистерны.

Параметры пара поддерживаются в пределах 0,8-0,13 МПа и 200-250°C. Пар на приемно-сливное устройство подается от общих паропроводов, идущих в мазутонасосную.

На каждой приемной емкости установлены:

- 2 перекачивающих насоса;
- уровнемер;
- аварийный звуковой сигнализатор предельного уровня.

Вместимость приемной емкости составляет не менее 20% вместимости устанавливаемых под разгрузку цистерн. Из приемной емкости мазут перекачивается насосами погружного типа в мазутохранилище.

Контроль за работой перекачивающих насосов ведется по:

- манометрам (по месту), показывающим создаваемое насосами давление;
- термометрами (по месту), указывающими температуру мазута в каждой промежуточной емкости;
- амперметрами на щитке включения электродвигателей насосов.

1.4.2. **Хранение мазута**

Хранение мазута на электростанциях и котельных осуществляется на базисных мазутохранилищах в резервуарах, емкость и количество которых зависят от мощности электростанции или котельной, способа и дальности доставки мазута, а также технологии подготовки топлива к сжиганию. На мощных газомазутных ГРЭС и ТЭЦ емкости мазутных складов достигают 250 тыс. т и более, а длительность хранения мазута при наличии резервного топлива иногда составляет 6 мес.

Для хранения мазута сооружают в основном железобетонные резервуары сборной конструкции. В отдельных случаях при значительном удалении склада топлива от строительных участков возводятся монолитные железобетонные резервуары. Металлические резервуары сооружаются в районах с сейсмичностью более шести баллов, Крайнего Севера, их также сооружают при расширении склада топлива, оборудованного металлическими баками, когда сооружение железобетонных резервуаров экономически не оправдано.

Резервуары для хранения мазута подразделяют на наземные, полуподземные и подземные. Резервуар относят к категории подземных, если наивысший уровень мазута в нем на 0,2 м ниже наинизшей отметки склада.

При наземном расположении резервуаров возможно строительство надземной мазутонасосной, что улучшает условия эксплуатации мазутного хозяйства и повышает надежность ее работы. Вместе с тем при наземном расположении возрастают противопожарные разрывы между резервуарами, увеличиваются размеры склада. По суммарной емкости наземных резервуаров более 5000 м³ по существующим противопожарным нормам склад должен располагаться вне территории электростанции или котельной.

При применении полуподземных и подземных резервуаров максимальная емкость склада топлива на площадке электростанции или котельной допускается 10000 м³; при большем запасе топлива мазутохранилище должно располагаться вне территории электростанции.

Мазутохранилища предназначены для:

- хранения запаса мазута;
- подготовки мазута к сжиганию (подогрев, обезвоживание, отстой воды, перемешивание с водой).

Максимальная температура мазута в приемных емкостях и резервуарах мазутохранилища принимается 70 °С.

Мазут в резервуарах мазутного хозяйства разогревается циркуляционным способом по отдельному специально выделенному контуру. В контуре циркуляционного разогрева мазута установлен один резервный насос и подогреватель. Подача насоса циркуляционного разогрева обеспечивает подготовку мазута в основных резервуарах для бесперебойного снабжения энергетических котлов.

Схема подачи мазута в котельное отделение двухступенчатая, обеспечивающая давление после насосов II-го подъема 4,5 МПа. На каждую ступень принимаем четыре насоса, включая один резервный и один ремонтный. В насосной основной мазутохозяйства предусматривается по одному резервному подогревателю и фильтру тонкой очистки.

Мазут из основного мазутохозяйства подается к котлам по двум магистралям, каждая на 75% номинальной производительности с учетом рециркуляции. Рециркуляция обеспечивается в магистральных мазутопроводах котельной и в отводах к каждому котлу. Для этого предусматривают трубопровод рециркуляции мазута из котельного отделения в мазутное хозяйство.

Запорная и регулирующая арматура установлена на вводах магистральных мазутопроводов и на отводах к каждому котлу внутри котельного помещения.

Прокладка мазутопроводов наземная, исключая места пересечения с железнодорожными путями. В целях уменьшения остывания мазута на открытом воздухе и холодных помещениях мазутопроводы имеют общую тепловую изоляцию с паровыми спутниками.

1.4.3. Подогрев мазута

- открытым паром — в цистерну вводят штангу, через которую подают пар до момента разжижения мазута;
- рециркуляционным подогревом — прогревают отверстие в центре цистерны и затем мазут центробежным насосом прокачивают через наружный теплообменник для подогрева топлива до температуры на 10... 20 °С ниже температуры вспышки и подают к брандспойту, установленному в цистерне; рециркуляцию проводят до полного слива мазута из цистерны;
- паром, подаваемым в цистерны, — в цистерны, оборудованные паровой рубашкой, подают пар, в результате чего стенки корпуса нагреваются до температуры 80 °С и холодный мазут, прогреваясь, начинает стекать по горячей поверхности к сливному патрубку;
- слив мазута под избыточным давлением — на люк колпака цистерны устанавливают съемную крышку, имеющую специальные патрубки, через которые подается водяной пар или сжатый воздух;
- разогрев железнодорожных цистерн с помощью тепляков-сараев, в которые подается горячий воздух с температурой до 120 °С;
- виброподогрев позволяет существенно повысить эффективность прогрева мазута, контактирующего с вибрирующей поверхностью нагрева, вводимой в цистерну;
- индукционный подогрев осуществляется с помощью пропускания электрического тока через катушку: возникающие при этом токи Фуко разогревают цистерну;
- электрический подогрев выполняется с помощью установленных с двух сторон цистерны двух электрорефлекторов; недостатком способа является большой расход электроэнергии.

1.4.4. Мазутохранилища

Запас мазута держат в резервуарах — мазутохранилищах. Мазутохранилища выполняются наземными, полуподземными (заглубленными) и подземными. Суммарная вместимость резервуаров выбирается в зависимости от производительности котельной, дальности и способа доставки мазута (железнодоро-

рожный, трубопроводный и др.). Нормальный ряд применяемых мазутохранилищ составляют резервуары вместимостью 100, 200; 500; 1000; 2000; 3000; 5000; 10 000.

Тема 1.5. ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

1.5.1. Схема газоснабжения ТЭС

Газовое хозяйство ТЭЦ состоит из отдельно стоящего газорегуляторного пункта, надземных и обвязочных газопроводов с запорной арматурой и КИП, горелочных устройств котлоагрегатов. Газ на предприятии используется как основное топливо для сжигания в топках котлов. Газоснабжение ТЭЦ осуществляется от газораспределительной станции, расположенной южнее химического комбината.

Газопровод высокого давления (1,2 МПа) прокладывается вдоль действующей теплотрассы по территории химического комбината и автодороги. Переходы выполнены способом продавливания. По всей трассе предусмотрена электрозащита газопровода от коррозии. Производительность газораспределительного пункта (далее по тексту ГРП) на ТЭЦ рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами.

ГРП предназначен для понижения давления газа и поддержание его на заданном уровне автоматически, независимо от расхода.

Осмотр газопровода котельной и ГРП производится ежедневно, в смену с 16.00 до 23.00, с помощью мыльной эмульсии определяется место утечек газа.

Наружный газопровод осматривается 1 раз в 10 дней по графику. Опробование предохранительных клапанов ГРП производится 1 раз в 2 месяца по графику.

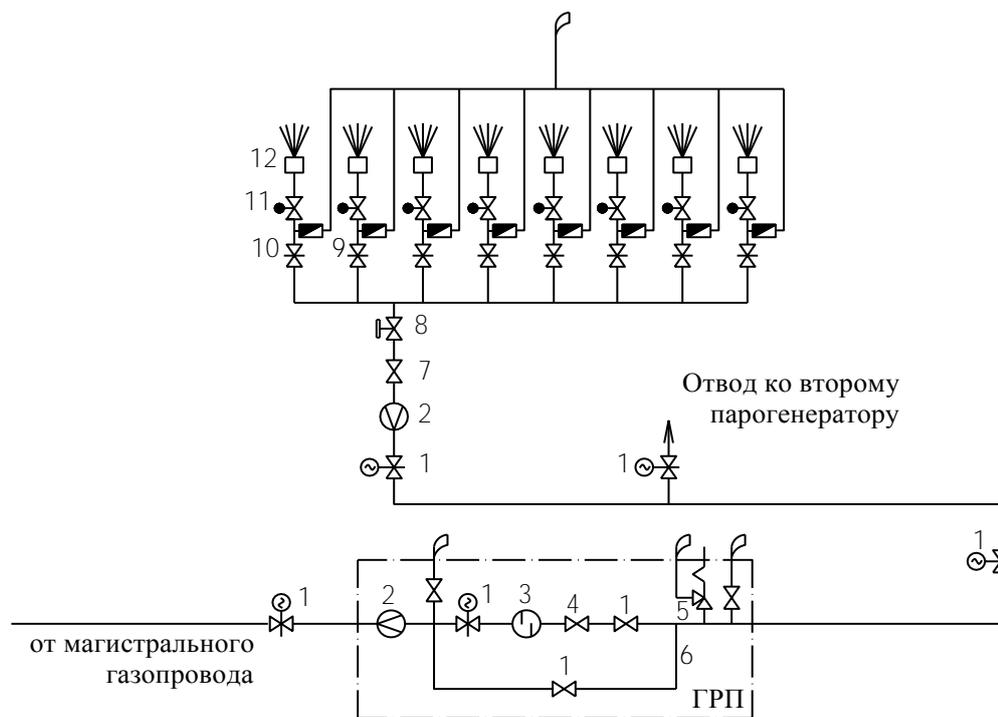


Рис. 32. Схема газового хозяйства ТЭС

1 — запорная задвижка; 2 — расходомер; 3 — фильтр; 4 — регулятор давления; 5 — предохранительный клапан; 6 — байпасная линия; 7 — регулятор расхода газа; 8 — импульсный отсечный быстродействующий газовый клапан, 9 — пробковый кран, 10 — газовая запорная задвижка; 11 — регулирующая газовая задвижка; 12 — газовая горелка.

1.5.2. Компрессорные станции

В состав газотранспортной системы ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» входят восемь компрессорных станций (КС), из которых пять установлены на линейной части и обеспечивают транспорт газа по магистральным газопроводам, три установлены на подземных хранилищах газа и осуществляют закачку газа в подземные пласты газовых хранилищ.

Компрессорные станции предназначены для увеличения пропускной способности за счет повышения давления в магистральном газопроводе. КС состоят из одного или нескольких компрессорных цехов, осуществляющих технологические процессы очистки, компримирования и последующего охлаждения природного газа с использованием газоперекачивающих агрегатов (ГПА), пылеуловителей (ПУ) или фильтр-сепараторов (ФС), аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО).

На компрессорных станциях эксплуатируются 89 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) различного типа: электроприводные, газотурбинные, га-

зопоршневые, газомотокомпрессорные. Суммарная установленная мощность ГПА составляет 334,1 МВт.

Кроме того, ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» эксплуатирует на магистральном газопроводе «Ямал — Европа» 5 компрессорных станций, в состав которых входят 26 газотурбинных ГПА с суммарной мощностью 416 МВт.

Стабильная работа основного технологического оборудования компрессорных станций позволила обеспечить плановые показатели по транспортировке газа, в том числе транзит газа по магистральному газопроводу «Ямал — Европа», а также закачку газа в подземные хранилища.

1.5.3. Линейные компрессорные станции

На линейной части магистральных газопроводов «Торжок — Минск — Ивацевичи» и «Ивацевичи — Долина» установлены 5 компрессорных станций (КС): «Орша», «Крупки», «Минск», «Несвиж», «Кобрин», которые состоят из восьми компрессорных цехов.



Рис. 33. Панорамный вид КС «Минск»

Компрессорные станции обеспечивают поставки природного газа потребителям Республики Беларусь, транзит газа в Европу, Украину, страны Балтии и Калининградскую область Российской Федерации, а также поддерживают необходимое давление газа на входе в подземные хранилища газа ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Характеристики КС

№ п/п	Наименование КС	Кол-во КЦ	Тип ГПА	Мощность КС, МВт
1.	«Орша»	2	СТД-4000-2	80,0
2.	«Крупки»	2	СТД-4000-2	80,0
3.	«Минск»	2	СТД-4000-2	80,0
4.	«Несвиж»	1	ГПА-Ц-6,3	37,8
5.	«Кобрин»	1	СТД-4000-2	40,0
ВСЕГО:		8		317,8

Электроприводные ГПА СТД-4000-2 оснащены одноступенчатым центробежным нагнетателем природного газа Н-280-12-7 и синхронным трехфазным электродвигателем СТД-4000-2. Агрегаты установлены в здании компрессорного цеха, состоящего из машинного зала с приводными электродвигателями и галереи нагнетателей.

Газотурбинные ГПА-Ц-6,3 оснащены двухступенчатым нагнетателем природного газа Н-196-1,45 и газотурбинными двигателями НК-12СТ или Д-336-2Т. Агрегаты имеют контейнерно-блочное исполнение.

Для очистки газа на входе КС используются циклонные или масляные пылеуловители, для охлаждения газа на выходе КС перед его подачей в линейную часть используются аппараты воздушного охлаждения зигзагообразного типа.



Рис. 34. Машинный зал КС «Минск»



Рис. 35. Галерея нагнетателей КС «Минск»

1.5.4. Компрессорные станции подземных хранилищ газа

ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» эксплуатирует три подземных хранилища газа: Осиповичское, Прибугское и Мозырское. Закачка газа в хранилища осуществляется с помощью газоперекачивающих агрегатов, повышающих входное давление газа из подводящего магистрального газопровода до давления в подземных пластах, где непосредственно и осуществляется хранение газа.

Характеристики КС ПХГ

№ п/п	Наименование ПХГ	Тип ГПА	Кол-во ГПА	Мощность ГПА, МВт	Мощность КС (КЦ), МВт
1.	«Осиповичское»	10ГКМА1–28/75	6	0,767	4,6
2.	«Прибугское» КЦ-1 КЦ-2	10ГКНАМ2–40/150 JGC/4+12V-AT27GL	4 1	1,175 2,334	4,7 2,334
3.	«Мозырское»	JGC/4+12V-AT27GL	2	2,334	4,668
ВСЕГО:			13		16,302

Газоперекачивающие агрегаты типа 10ГКМА1–28/75 и 10ГКНАМ2–40/150 представляют собой газомотокомпрессоры, у которых в одном корпусе установлены на одном коленчатом валу двухтактный поршневой газовый двигатель и одно- или двухступенчатый поршневой компрессор. Газомотокомпрессоры имеют низкую частоту вращения (300 об/мин) и соответственно низкую производительность и единичную мощность. Агрегаты установлены в здании компрессорного цеха.

Газоперекачивающие агрегаты типа JGC/4+12V-AT27GL оснащены двухступенчатым поршневым газовым компрессором и приводным поршневым газовым двигателем. Повышенная частота вращения (1000 об/мин) обеспечивает более высокую по сравнению с газомотокомпрессорами производительность и мощность ГПА. Агрегаты расположены в индивидуальных защитных укрытиях и выполняют весь технологический цикл закачки газа, т.е. очистку, компримирование и охлаждение газа.

Компрессорные станции газопровода «Ямал — Европа»

На магистральном газопроводе «Ямал — Европа» установлены пять компрессорных станций (КС): «Оршанская», «Крупская», «Минская», «Несвижская»,

«Слонимская», которые обеспечивают транзит российского природного газа в страны Европы.

Характеристики КС

№ п/п	Наименование КС, КЦ	Тип ГПА	Кол-во ГПА	Мощность КС (КЦ), МВт
1.	«Оршанская»	ГПА-Ц1-16С/85-1,35М	5	80,0
2.	«Крупская»	ГПА-16-01 «Урал»	6	96,0
3.	«Минская»	ГПА-Ц1-16С/85-1,35М1	5	80,0
4.	«Несвижская»	ГПА-Ц-16С/85-1,5	5	80,0
5.	«Слонимская»	ГПА-Ц1-16С/85-1,37М	5	80,0
ВСЕГО:			26	416,0

Все компрессорные станции оснащены современными газотурбинными газоперекачивающими агрегатами единичной мощностью 16,0 МВт в контейнерно-блочном исполнении в состав которых входит следующее основное оборудование: приводной газотурбинный двигатель, полнонапорный центробежный газовый компрессор и микропроцессорная система автоматического управления и регулирования.

Газовые компрессоры оснащены торцевыми газодинамическими уплотнениями, которые позволяют отказаться от использования масла для уплотнения роторов и тем самым не допускают попадания масла в линейную часть газопровода. На КС «Оршанская» и КС «Слонимская» вместо традиционных подшипников скольжения используется магнитный подвес роторов газовых компрессоров.

С целью снижения выбросов загрязняющих веществ газотурбинные двигатели оснащены малоэмиссионными камерами сгорания, которые обеспечивают низкую концентрацию окислов азота и углерода в выхлопных газах.

В настоящее время компрессорные станции состоят из одного компрессорного цеха, но имеют всю необходимую инфраструктуру для расширения и подключения в перспективе ко второй нитке газопровода «Ямал — Европа».

Тема 1.6 СИСТЕМЫ ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЯ

1.6.1. Шлак и зола

Система золошлакоудаления сооружается лишь на угольных конденсационных тепловых электростанциях. На остальных конденсационных электростанциях, работающих на мазуте и природном газе, систем золошлакоудаления не сооружается.

Шлак и зола — это остатки каменного угля, причем негорючие остатки. Шлак вырабатывается к котле, в топке котла. Шлак удаляется через специальное отверстие – летку. Зола же образуется от сжигания каменного угля и уносится вместе с дымом из топки. Зола улавливается, когда выходит из котла. Частицы шлака имеют значительно большие размеры – они могут достигать размеров до 6 см. А частички золы очень маленькие по своему размеру — они имеют размеры не более 0,1 мм.

1.6.2. Классификация золошлакоудаления

На ТЭС применяются механические, гидравлические, пневматические и комбинированные системы золошлакоудаления (ЗШУ). При этом в каждой системе, как правило, используются элементы другой. Выбор типа системы ЗШУ определяется при рассмотрении:

- технологических особенностей энергетического производства (вида шлака, выводимого из топки котла, способа очистки дымовых газов, расхода и свойств золы и шлака, необходимости использования и наличия достаточного количества воды);
- мест для размещения золошлакохранилища (ЗШХ), их удаленности от промплощадки ТЭС и рельефа местности для транспортирования золошлаков;
- требований по надежности и экономичности работы системы ЗШУ;
- требований природоохранного законодательства при обращении с побочными продуктами (отходами) производства;
- климатических условий, вопросов эксплуатации
- системы ЗШУ и отдельных ее узлов и др.

Механические системы ЗШУ в настоящее время на мощных ТЭС не применяются. Они используются только в малых котельных.

Гидравлические системы ЗШУ (ГЗУ) получили наиболее широкое распространение на ТЭС России. В этих системах чаще всего зола и шлак совместно транспортируются в виде золошлаковой пульпы на ЗШХ. При недостаточности напора багерных насосов, расположенных внутри главного корпуса или на промплощадке ТЭС, сооружаются багерные насосные второго, а может быть, и третьего подъемов по трассе золошлакопроводов между промплощадкой и ЗШХ. В прямоточных схемах водоснабжения систем ГЗУ, характерных для относительно старых ТЭС малой мощности, вода после механического осветления в прудах-отстойниках сбрасывается в естественные водоемы. Повышенное содержание токсичных и радиоактивных веществ в сбросных водах приводит к образованию в водоемах локальных загрязненных зон с неблагоприятными условиями для существования биоты.

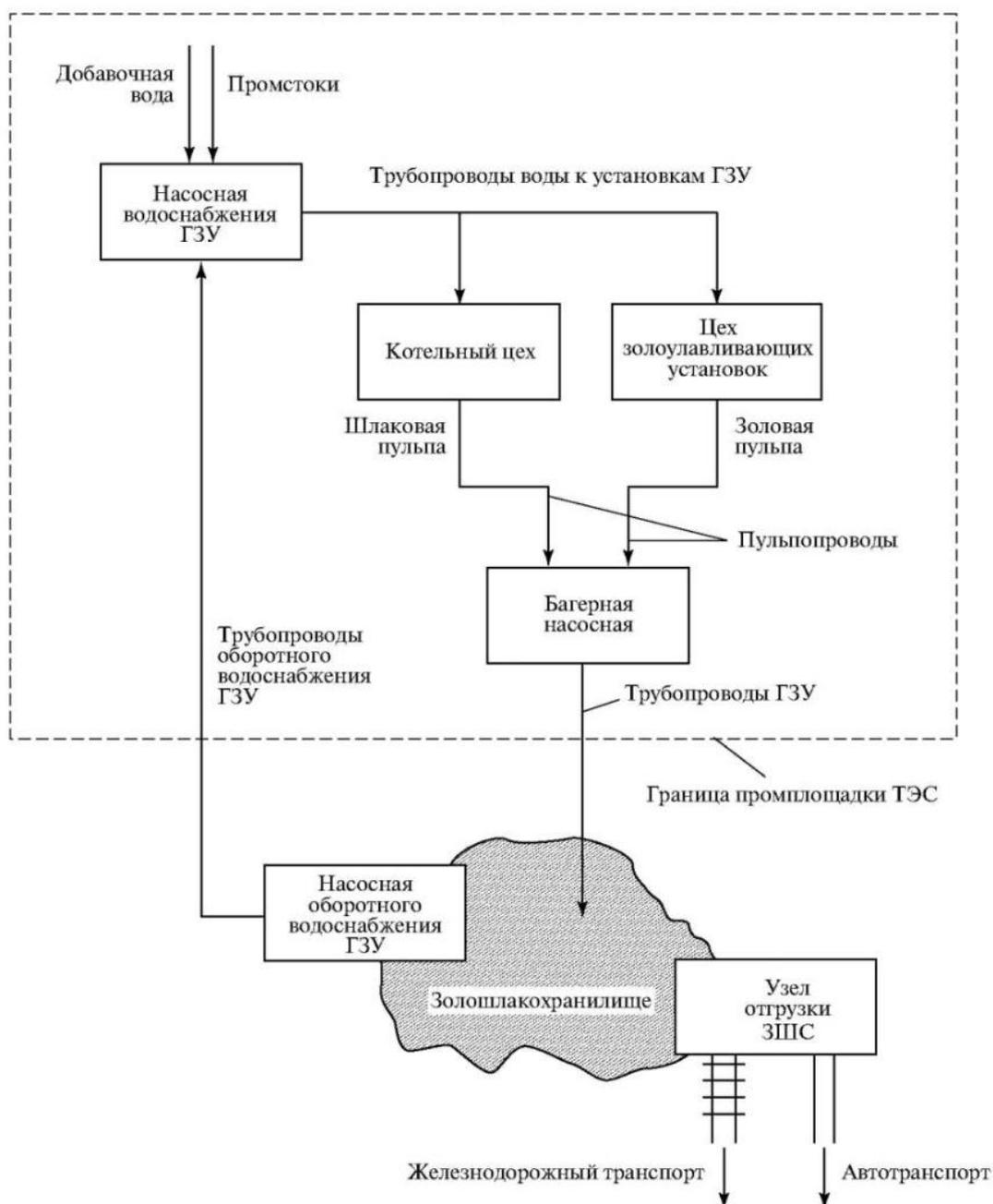


Рис. 36. Блок-схема традиционной системы гидрозолошлакоудаления ТЭС при совместном транспортировании золы и шлака в гидрозолошлакохранилище и отгрузке золошлаковой смеси из отработанных карт ЗШХ в автомобильный и железнодорожный транспорт

В оборотных схемах водоснабжения вода после пруда-осветлителя возвращается на ТЭС для повторного использования. В таких системах ГЗУ осветленная вода поступает в насосную обратного водоснабжения, откуда по трубопроводам возврата осветленной воды подается к установкам удаления шлака из холодных воронок котлов и в цех золоулавливающих установок. Далее шлаковая и золовая пульпы поступают в багерную насосную станцию, из которой

золошлаковая пульпа транспортируется по внешним трубопроводам ГЗУ в ЗШХ. Таким образом, в оборотных схемах водоснабжения вода системы ГЗУ используется в замкнутом цикле. На некоторых ТЭС осуществляется отгрузка золошлаковой смеси (ЗШС) из отработанных карт ЗШХ в автомобильный и/или железнодорожный транспорт.

Системы ГЗУ на ТЭС России выполняются преимущественно по схеме совместного удаления золы и шлака. Раздельное гидротранспортирование золы и шлака применяется при наличии соответствующих требований к потребительским свойствам шлака и золы, не допускающих их смешения. В таком случае организуются отдельные площадки для размещения и отгрузки шлака и золы. Блок-схема системы ГЗУ с раздельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака представлена на рисунке 44. Узлы отгрузки шлака в таких схемах могут располагаться как на промплощадке ТЭС, так и за ее пределами. В этом случае в состав оборудования узлов отгрузки шлака входят установки по обезвоживанию шлака и насосная станция возврата осветленной воды.

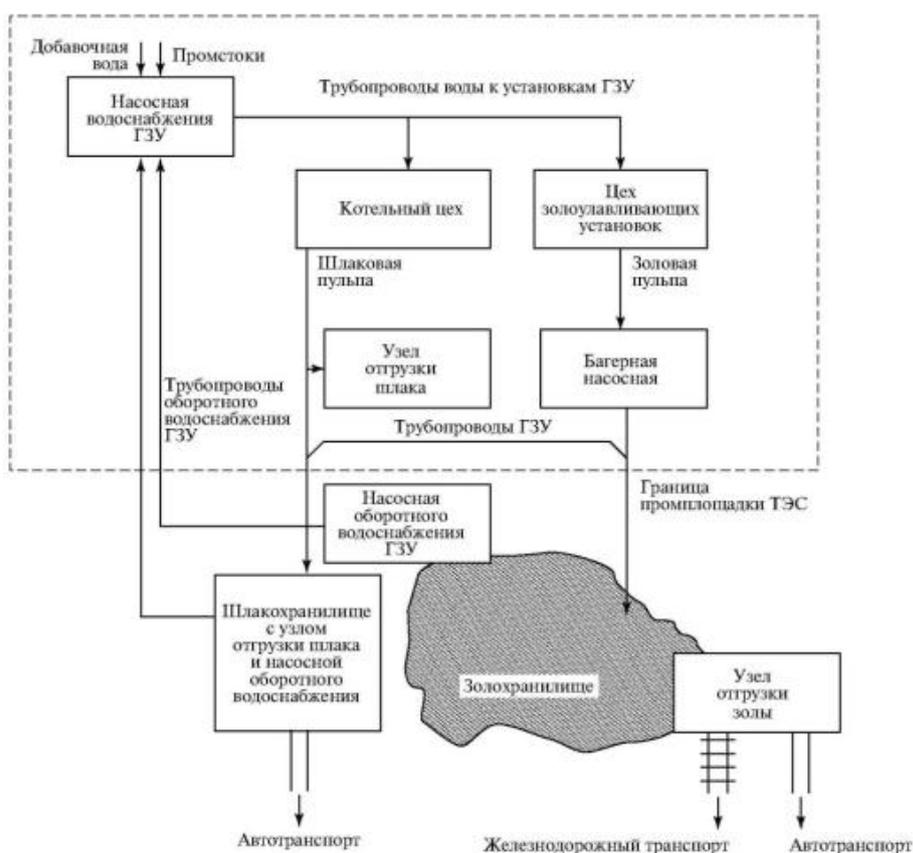


Рис.37. Блок-схема системы ГЗУ с раздельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака

Пневмогидравлические (комбинированные) системы ЗШУ чаще всего применяются на крупных ТЭС, в которых золаулавливается в электрофильтрах. В 70-х годах XX в. преимущественно на блочных ТЭС России было начато сооружение установок по отгрузке сухой золы (УОСЗ) потребителям. Нормами технологического проектирования на ТЭС с сухими золоуловителями предусматривается внутристанционное пневмогидравлическое золоудаление: зола из-под золоуловителей собирается пневмосистемами в промежуточный бункер, а из него транспортируется в УОСЗ по пневмозолопроводам (ПЗП) или при отсутствии потребителей сухой золы подается по каналам ГЗУ в насосную станцию, откуда совместно со шлаком в виде пульпы транспортируется на ЗШХ. Потребителям сухая зола может отгружаться непосредственно из промежуточных бункеров или со склада сухой золы. При этом на ЗШХ также могут сооружаться узлы отгрузки ЗШС потребителям. Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и ЗШС из ЗШХ представлена на рисунке 21.

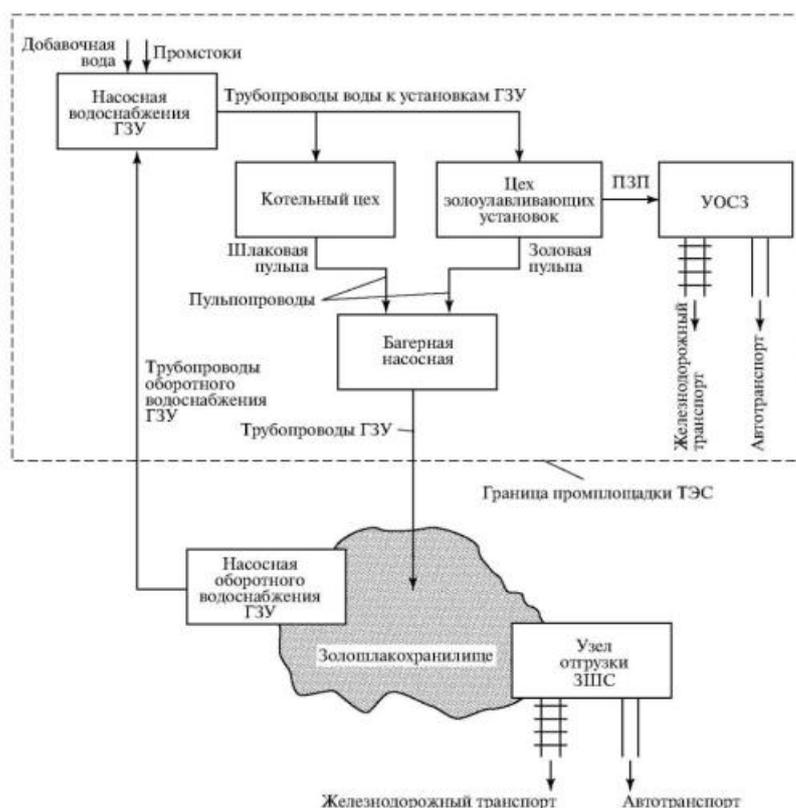


Рис. 38. Блок-схема комбинированной системы золошлакоудаления с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и золошлаковой смеси из золошлакохранилищ

Характерной чертой любых систем ГЗУ является наличие ЗШХ в виде гидрозолоотвала и использование воды для внешнего транспорта золошлаков в

ЗШХ. Использование воды в системах ГЗУ определяет как их достоинства, так и недостатки.

Широкое распространение систем ГЗУ различных конфигураций объясняется рядом присущих им достоинств:

- возможностью непрерывного удаления большого количества золошлаков на значительные расстояния (до нескольких десятков километров);
- совмещением процессов охлаждения, грануляции и транспортирования шлака;
- возможностью полной механизации всего процесса перемещения и укладки золошлаков в отвал;
- использованием в работе сравнительно простого и надежного оборудования.
- возможностью полной механизации всего процесса перемещения и укладки золошлаков в отвал;
- использованием в работе сравнительно простого и надежного оборудования.

Однако гидрозолошлакоотвалы существенно загрязняют окружающую среду. Кроме того, сочетание рыночных условий экономической деятельности и постоянно ужесточающегося природоохранного законодательства вынуждает более тщательно подходить к эколого-экономической оценке систем ГЗУ. В целом при анализе технико-экономических и экологических показателей систем ГЗУ были установлены следующие их основные недостатки:

- образование твердых отложений в трубопроводах системы ГЗУ, которые могут привести ее в неработоспособное состояние;
- необходимость достаточно частой замены напорных золошлакопроводов вследствие их абразивного и коррозионного износа;
- неоправданно высокие энергозатраты на внешний гидротранспорт золошлаков из-за практической нерегулируемости производительности установок внешнего ГЗУ в зависимости от массы транспортируемых золошлаков;
- необходимость значительных инвестиций и достаточно продолжительный период для модернизации технологической схемы системы ЗШУ при изменении марок сжигаемых углей и/или технических требований к потребительским свойствам отгружаемых потребителям золошлаков;
- потребность в большом удельном расходе воды: 10...50 м³ воды на 1 т золошлаков;

- необходимость дополнительных затрат на кондиционирование золошлаков при их отгрузке из ЗШХ в соответствии с техническими требованиями потребителей на их поставку;
- ухудшение потребительских свойств золы при взаимодействии с водной средой;
- необходимость очистки оборотной воды системы ГЗУ от растворенных соединений во избежание образования отложений в трубопроводах возврата осветленной воды;
- изъятие из рационального землепользования значительных площадей для размещения ЗШХ и трубопроводов внешнего ЗШУ;

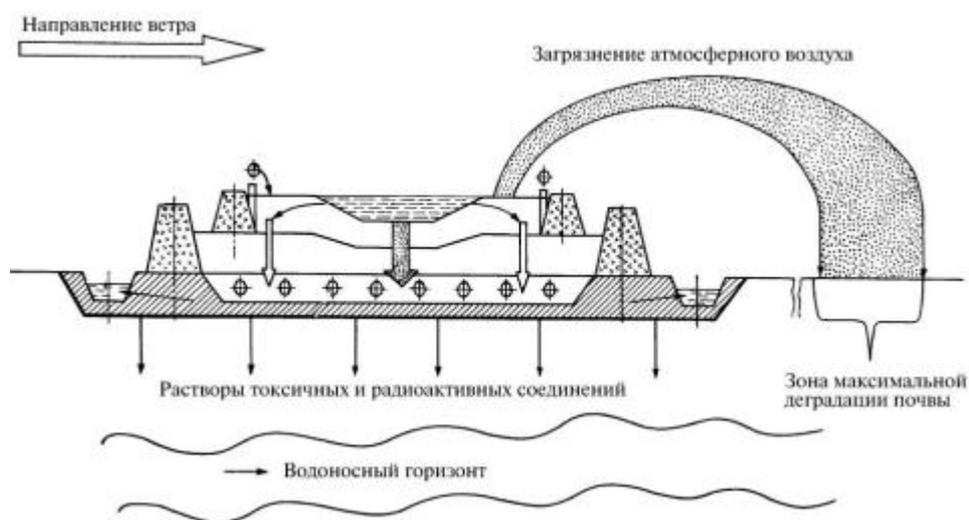


Рис.39. Схема загрязнения окружающей среды гидрозолошлакоотвалами ТЭС

- загрязнение атмосферного воздуха вследствие пыления ЗШХ;
- загрязнение подземных вод растворами соединений токсичных и тяжелых металлов, фильтрующихся через ложе золошлакоотвалов;
- деградация почв в зоне влияния золошлакоотвалов;
- достаточно частое использование систем ГЗУ не только по прямому назначению, но и для канализации промышленных сточных вод ТЭС, объем которых может превышать в несколько раз достаточное количество воды для надежного транспортирования удаляемых золошлаков.

По сравнению с ГЗУ системы пневмозолоудаления (ПЗУ) имеют ряд существенных преимуществ:

- достигнутый уровень надежности современных систем ПЗУ не ниже, а в случае транспортирования высококальциевых зол и выше надежности систем ГЗУ;

- возможность регулирования в широких пределах производительности установок внешнего пневмотранспорта золы;
- технологическая гибкость и адаптируемость в короткие сроки к изменяющимся техническим условиям на поставку золы потребителям без значительных инвестиций;
- неизменность потребительских свойств золы при ее сборе, транспортировании, временном хранении и отгрузке;
- возможность отгрузки сухой золы по группам фракций в зависимости от потребительского спроса.

Системам ПЗУ присущи следующие основные недостатки:

- невозможность транспортирования золы на расстояние более 3 км без промежуточных станций перекачки;
- абразивный износ пневмотранспортного оборудования.

РАЗДЕЛ II. ВПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА ТЭС

Тема 2.1. ГАЗОВОЗДУШНЫЕ ТРАКТЫ

2.1.1. Принципиальная схема газозвдушного тракта ТЭС

Паровые котлы требуют больших количеств воздуха для сжигания топлива, при котором образуется еще больше продуктов сгорания. Совокупность газозвдухопроводов и теплообменных поверхностей нагрева, тягодутьевых машин и золоуловителей, дымовой трубы и внешних газозвдухов составляют газозвдушный тракт ТЭС. К его особенностям относятся: сложность конфигурации и большие сечения газозвдухопроводов, возможность возникновения аэродинамических пульсаций и шума при неудачном конструктивном выполнении.

Простейшая принципиальная схема газозвдушного тракта ТЭС приведена на рисунке 40. Воздух к котлу 2 подается дутьевым вентилятором 3, создающим необходимый напор для преодоления максимального сопротивления воздушного тракта. Причем после воздухоподогревателя 7 поток воздуха разделяется на две части: первичный, поступающий в систему пылеприготовления 1 в качестве сушильного агента и через дроссель 9 для транспортировки топлива в топку, и вторичный, направляемый через дроссель 8 непосредственно к

устройствам для сжигания топлива. Продукты сгорания топлива охлаждаются в воздухоподогревателе 7, очищаются от золы в золоуловителях 4 и дымососом 5 выбрасываются через дымовую трубу 6 в атмосферу. Удаление продуктов сгорания может в отдельных случаях производиться за счет естественной тяги дымовой трубы.

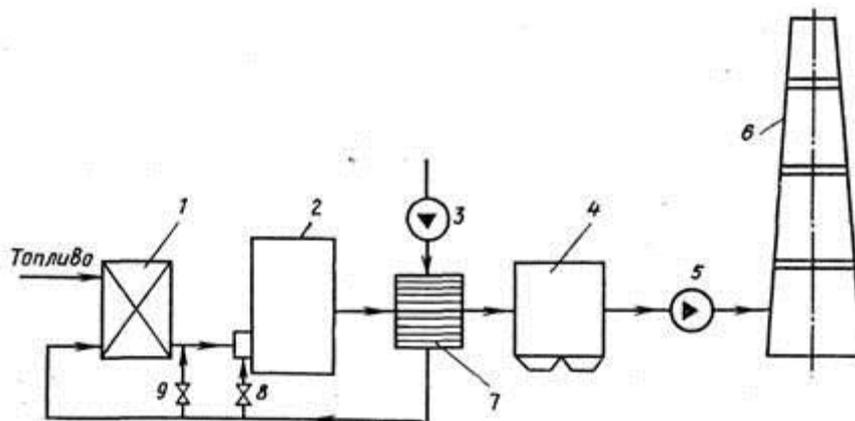


Рис. 40. Принципиальная схема газоздушного тракта.

Тема 2.2 ТЯГОДУТЬЕВЫЕ МАШИНЫ

2.2.1. Классификация ТДМ

При классификации ТДМ используются следующие основные признаки: По величине развиваемого давления применяют турбокомпрессоры, компрессоры ($P > 0,3$ МПа), воздуходувки, газодувки ($P = 0,02 - 0,3$ МПа), вентиляторы, дымососы ($P < 0,02$ МПа);

По удельной частоте вращения ТДМ подразделяют на машины малой, средней и большой быстроходности, при этом они существенно отличаются по конструкции рабочего колеса и аэродинамической схеме;

По виду аэродинамической схемы вентиляторы и дымососы бывают радиальные и осевые, при этом радиальные группируются по типу лопастей рабочего колеса на машины с лопастями:

- загнутыми вперед;
- радиально оканчивающимися;
- загнутыми назад.

Так же, как и насосы, ТДМ бывают двухстороннего всасывания - двухпорные и одностороннего всасывания – консольные

Примеры маркировки тягодутьевых машин ТЭС

Пример маркировки	Примечание
ДОД-43 ДОД-31.5(ГМ) ДОД-26(Ф)	Осевые дымососы Дымосос осевой двухступенчатый ГМ - для газомазутного котла Ф - форсированный Цифра соответствует диаметру рабочего колеса в дециметрах
ДН-26 2(У) Д-25(ШБ) Д-20(2Н) ГД-31	Радиальные дымососы Н - лопасти загнуты назад Ш - широкое колесо (специальная аэродинамическая схема) Б - Барнаульский котельный завод У - унифицированный ГД - для рециркуляции дымовых газов 2 - двухстороннего всасывания
ВДОД-31.5 ВДН-24(2У) ВГД-20(У)	Дутьевые вентиляторы Осевой двухступенчатый Горячего дутья Первая цифра кода - диаметр колеса (дм)
ВМ-160/850(У) ВМ-75/1200-11 ВВСМ-1	Мельничные вентиляторы. Первая цифра кода - расчетная производительность (м ³ /час) Вторая цифра - полное давление (кгс/м ²) 11 - для горячего дутья Для валковой среднеходовой мельницы

Дымососы, мельничные вентиляторы и вентиляторы горячего дутья работают в тяжелых условиях, так как транспортируемые ими газы и воздух имеют высокую температуру, содержат в себе значительное количество абразивных частиц (зола, угольная пыль). При этом длительность компании ТДМ должна соответствовать установленному плановому периоду непрерывной работы основного оборудования ТЭС (котлоагрегата, турбины, генератора) между капитальными ремонтами без вынужденных остановок.

Энергетические вентиляторы и дымососы выпускают котлостроительные заводы (Барнаульский, Бийский), а также Хабаровский завод "Энергомаш" и другие предприятия энергетической промышленности.

Тема 2.3. ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

2.3.1. Степень очистки уходящих газов

Показателем эффективности работы золоулавливающего оборудования является **степень очистки уходящих газов**. Этот показатель зависит от типа газоочистных устройств, а также от физико-химических свойств золы (уноса) и отводимых газов.

На ТЭС, сжигающих твердые топлива, применяются следующие типы золоуловителей: механические (инерционные), мокрые, электрофильтры и рукавные фильтры.

Степень очистки (степень улавливания или эффективность золоулавливания) определяется по одной из формул:

$$\eta = \frac{G_{ул}}{G_{ex}} = \frac{G_{ул}}{G_{ул} + G_{вых}} = \frac{G_{ex} - G_{вых}}{G_{ex}} = \frac{z_{ex} Q_{ex} - z_{вых} Q_{вых}}{z_{ex} Q_{ex}},$$

где $G_{ул}$, G_{ex} , $G_{вых}$ - соответственно количество золы, уловленной в аппарате, входящей или выходящей (неуловленной) из него, кг/с;

Q_{ex} , $Q_{вых}$ - объем газов соответственно на входе и выходе из аппарата, м³/с;

z_{ex} , $z_{вых}$ - концентрация золы в газах соответственно на входе и выходе из аппарата, кг/м³.

Концентрация золы (запыленность газа) показывает массу или число твердых частиц в единице объема газа.

Степень очистки η выражается в долях единицы.

Улавливающую способность очистных аппаратов удобнее характеризовать **коэффициентом** или **степенью уноса (проскока) ε** , учитывающим величину выноса золы из аппарата:

$$\varepsilon = \frac{G_{вых}}{G_{ex}} = 1 - \eta; \text{ или } \varepsilon = 100 - \eta, \%$$

2.3.2. Классификация золоуловителей

По принципу удаления взвешенных частиц из газового потока золоуловители можно классифицировать следующим образом.

1. Устройства, работа которых основана на использовании силы тяжести, пылевые камеры. Ввиду громоздкости и низкой эффективности в настоящее время этот способ не применяется.
2. Сухие инерционные золоуловители. (Для выделения частиц здесь используются силы инерции, центробежные силы).
3. Тканевые фильтры (используется принцип фильтрации газов через ткань).
4. Мокрые инерционные золоуловители. (Здесь кроме сил инерции и центробежных сил используется принцип пленочного и капельного улавливания жидкостью).
5. Турбулентные золоуловители с применением труб Вентури (используется укрупнение частиц в турбулентном потоке с последующим улавливанием укрупненных капель в мокром циклоне).
6. Пенные газопромыватели, использующие принцип барботажа запыленных газов через слой водяной пены.
7. Ультразвуковые коагуляторы, использующие ультразвук для укрупнения мельчайших частиц.
8. Электрофильтры, в которых происходит ионизация газа, получение частицами летучей золы электрических зарядов и перемещение в мощном электрическом поле этих частиц к осадительным электродам.

К основным требованиям, предъявляемым к системам пылеулавливания, относятся высокая эффективность и эксплуатационная надежность. Эффективность практически всех пылеуловителей зависит от дисперсного состава частиц.

Пылеулавливающее оборудование по особенностям процесса отделения твердых частиц от газовой фазы можно разделить на две группы.

- оборудования для улавливания пыли сухим способом, к которому относятся пылесадительные камеры, циклоны, вихревые циклоны, жалюзные и ротационные пылеуловители, фильтры и электрофильтры.

- оборудования для улавливания пыли мокрым способом: скрубберы Вентури, и др.установок.

2.3.2.1. Циклоны и батарейные циклоны

Параметр золоулавливания в циклоне определяется из выражения

$$\Pi = \frac{\tau_p \cdot U}{R} \cdot \frac{2\pi \cdot n}{1 - D_o}$$

где τ_p – время релаксации (время разгона частицы от нулевого значения скорости до скорости дрейфа (в с);

U – скорость потока газов, м/с;

R, D – радиус и диаметр циклона, м;

n – число оборотов потока до выхода из циклона;

D_o – соответственно диаметр внутреннего цилиндра циклона, м

Циклон — аппарат, используемый в промышленности для очистки газов или жидкостей от взвешенных частиц. Принцип очистки – инерционный (с использованием центробежной силы), а также гравитационный. Циклонные пылеуловители составляют наиболее массовую группу среди всех видов пылеулавливающей аппаратуры и применяются во всех отраслях промышленности.



Принцип действия простейшего противоточного циклона таков: поток

запылённого газа вводится в аппарат через входной патрубок тангенциально в верхней части. В аппарате формируется вращающийся поток газа, направленный вниз, к конической части аппарата. Вследствие силы инерции (центробежной силы) частицы пыли выносятся из потока и оседают на стенках аппарата, затем захватываются вторичным потоком и попадают в нижнюю часть, через выпускное отверстие в бункер для сбора пыли. Очищенный от пыли газовый поток затем движется снизу вверх и выводится из циклона через соосную выхлопную трубу.

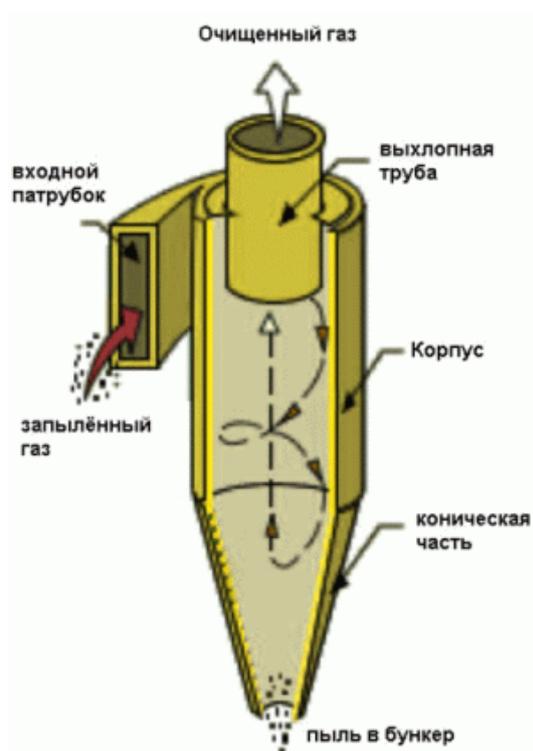


Рис.41. Конструкция циклона

Существует огромное разнообразие типов циклонов. Кроме описанного выше противоточного циклона существуют и менее распространённые прямоточные. Противоточные циклоны различаются размерами, соотношением цилиндрической и конической частей, а также относительной высотой (т. е. отношением высоты к диаметру) цилиндрической части. Чем больше относительная высота, тем меньше коэффициент гидравлического сопротивления и разрежение в бункере (меньше вероятность подсоса пыли в аппарат), но меньше степень очистки. Наиболее оптимальна относительная высота 1,6.

2.3.2.2. Циклоны типа ЦН

Условное обозначение типоразмера одиночного группового циклон:
Например: ЦН-15Л-600х2УП.

- ЦН – циклон НИИОгаза;
- 15 – угол наклона входного патрубка относительно горизонтали (град.);
- П, Л – «Правое» («Левое») вращение газа;
- число после тире (600) – внутренний диаметр цилиндрической части циклона (мм);
- следующая цифра (2) – количество циклонов в группе;
- У – с камерой очищенного газа в виде «улитки»;
- С – с камерой очищенного воздуха в виде сборника;
- П – пирамидальная форма бункера.

2.3.2.3. Батарейные циклоны

Батарейные циклоны применяются для очистки газов с содержанием пыли 0,05-0,1 кг/м³. Степень очистки газа в батарейных циклонах составляет 65-85 % (для частиц диаметром 5 мкм), 85-90 % (для частиц диаметром 10 мкм) и 90 - 95 % (для частиц диаметром 20 мкм). Температура применения батарейных циклонов до 400 °С.

Применение батарейных циклонов целесообразно, когда улавливаемая пыль обладает достаточной сыпучестью и исключена возможность ее прилипания к стенкам аппарата, что затрудняло бы очистку элементов. Батарейные циклоны обычно используют, когда расходы запыленного газа велики и применение нескольких обычных циклонов менее экономично. По сравнению с аппаратами, в которых отделение пыли осуществляется под действием сил тяжести или инерционных сил, циклоны обеспечивают более высокую степень очистки газа, более компактны и их установка требует меньших капитальных затрат.

К наиболее распространенным батарейным циклонам, применяемым в котельных относятся батарейные циклоны БЦ 2, БЦ 259, БЦ 512 и циклоны ЦБ.

2.3.2.4. Принцип работы батарейных циклонов

Батарейный циклон состоит из параллельно работающих циклонных элементов, смонтированных в общем корпусе. Запыленный газ поступает через входной патрубок в газораспределительную камеру, ограниченную труб-

ными решетками, в которых герметично закреплены циклонные элементы. Газ равномерно распределяется по отдельным элементам. В циклонном элементе поток запыленного газа движется вниз по спирали вдоль внутренней поверхности стенок циклона. При вращательном движении частицы пыли, как более тяжелые, перемещаются в направлении действия центробежной силы быстрее, чем частицы газа, концентрируются в слоях газа, примыкающих к стенкам аппарата, и переносятся потоком в пылесборник, где пыль оседает, а очищенный газ, продолжая вращаться по спирали, поднимается кверху и удаляется через выхлопную трубу. Уловленная пыль и зола оседает в бункере батарейного циклона.

Важным параметром циклонных аппаратов является *гидравлическое сопротивление*, определяемое по формуле

$$\Delta p_n = \zeta \frac{W_{\text{усл}}^2}{2g} \gamma_z = \zeta \frac{W_{\text{усл}}^2}{2} \rho_z,$$

где γ_z - удельный вес газов, Н/м³;

ρ_z - плотность газов, кг/м³;

ζ - условный коэффициент гидравлического сопротивления циклонного аппарата;

g - ускорение свободного падения;

$W_{\text{усл}}$ - условная скорость газов.

Условная скорость газов определяется как отношение секундного объемного расхода газов к поперечному сечению корпуса циклона или циклонного элемента. Для батарейного циклона

$$W_{\text{усл}} = \frac{4Q_{\text{ср}}}{n\pi D^2},$$

где $Q_{\text{ср}}$ - расход газов через батарейный циклон, м³/с, $Q_{\text{ср}} = 0,5(Q_{\text{вх}} + Q_{\text{вых}})$;

n - количество элементов в батарейном циклоне;

D - внутренний диаметр корпуса циклонного элемента, м.

Обычно ζ определяется опытным путем при продувке циклонов или циклонных элементов на чистом воздухе. При работе на запыленном газе ζ уменьшается. В расчетах ζ принимают постоянным, тогда как в действительности он несколько повышается с увеличением расхода газов.

2.3.2.5. Жалюзийные золоуловители

Жалюзийные золоуловители из-за низкой степени очистки применяются, в основном, в котлах, сжигающих топлива с высокоабразивной золой (например, экибастузские), как встроенные, и предназначены для защиты последующих поверхностей нагрева от истирания и повышения надежности их работы. Схема жалюзийного золоуловителя (ЖЗУ) приведена на рис. 42. Принцип улавливания золы основан на разности сил инерции твердых частиц и газов.

Состоит золоуловитель из корпуса 2, двух жалюзийных решеток 3, газоходов очищенных 4 и неочищенных газов 1. Газы проходят между лопастями решеток, увлекая с собой лишь небольшое количество мелких фракций золы, а более крупные частицы улавливаются в циклоне 5. Достоинствами ЖЗУ являются малые габариты, небольшое гидравлическое сопротивление, возможность установки в вертикальных и горизонтальных газоходах. Недостатки – частая замена решеток по причине их стирания (через 6-10 месяцев) и недостаточная степень очистки (70 – 80 %).

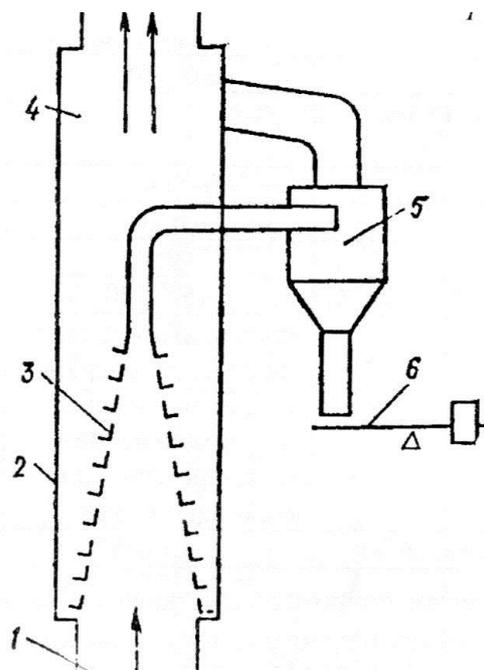


Рис. 42. Схема жалюзийного золоуловителя

1 – вход загрязненных газов, 2 – корпус золоуловителя, 3 – жалюзи, 4 – выход очищенных газов, 5 – циклон.

2.3.2.6. Мокрые золоуловители

В мокрых золоуловителях улавливание золы и других твердых частиц, находящихся в газах, производится путем осаждения этих компонентов на пленку жидкости, создаваемую на внутренней поверхности аппарата. При этом объем золоуловителя заполнен капельками воды в виде тумана. При толщине пленки, большей поперечного размера частицы, работа отрыва частицы значительно превосходит работу, необходимую для ее погружения в слой жидкости.

Для котлоагрегатов малой и средней производительности (до 100 т/ч) в настоящее время применяются центробежные скрубберы.

Конструктивно скруббер МС-ВТИ состоит из сварного вертикального цилиндра с толщиной стенок 5 – 6 мм с коническим днищем, входного патрубка, оросительной системы и гидравлического затвора для удаления уловленной золы. Входной патрубок приваривается к корпусу тангенциально к внутренней поверхности и имеет уклон в сторону корпуса 10° . Внутренние поверхности корпуса и конического днища футеруются кислотоупорной и износостойчивой плиткой из керамического материала.

Внутренняя поверхность корпуса аппарата непрерывно орошается из сопел, установленных по окружности на расстоянии 500 мм друг от друга. Струи воды из сопел направлены в сторону вращения газов тангенциально к внутренней футерованной поверхности корпуса. Диаметр аппарата определяют, принимая скорость дымовых газов в свободном сечении скруббера 4 – 5 м/с. Высота орошаемой части от сопел до оси входного патрубка должна составлять три — четыре диаметра скруббера.

Расход воды на орошение $G_{ж}$, кг/с находится в из соотношения

$$G_{ж} = 0,14\pi D,$$

где D внутренний диаметр аппарат, м, при этом обеспечивается толщина пленки на стенках скруббера не менее 0,3 мм. Степень улавливания в простейших скрубберах 0,82 – 0,90 при гидравлическом сопротивлении 300 – 400 Па для диаметров циклонов 0,6 – 1,7 м.

Принцип работы мокрого золоуловителя с коагулятором Вентуризаключается в следующем, рис.43. В конфузоре коагулятора через форсунки подается орошающая вода, которая дополнительно диспергируется (распыляется) скоростным газовым потоком на мелкие капли. Летучая зола при

прохождении с дымовыми газами через коагулятор частично осаждается на каплях и на его орошаемых стенках. Далее капли и неуловленные частицы золы поступают в корпус аппарата - центробежный скруббер, где дымовые газы освобождаются от капель и дополнительно очищаются от золы, после чего дымососом выбрасываются в атмосферу. Гидрозоловая пульпа сбрасывается через гидрозатвор в канал системы гидрозолоудаления (ГЗУ).

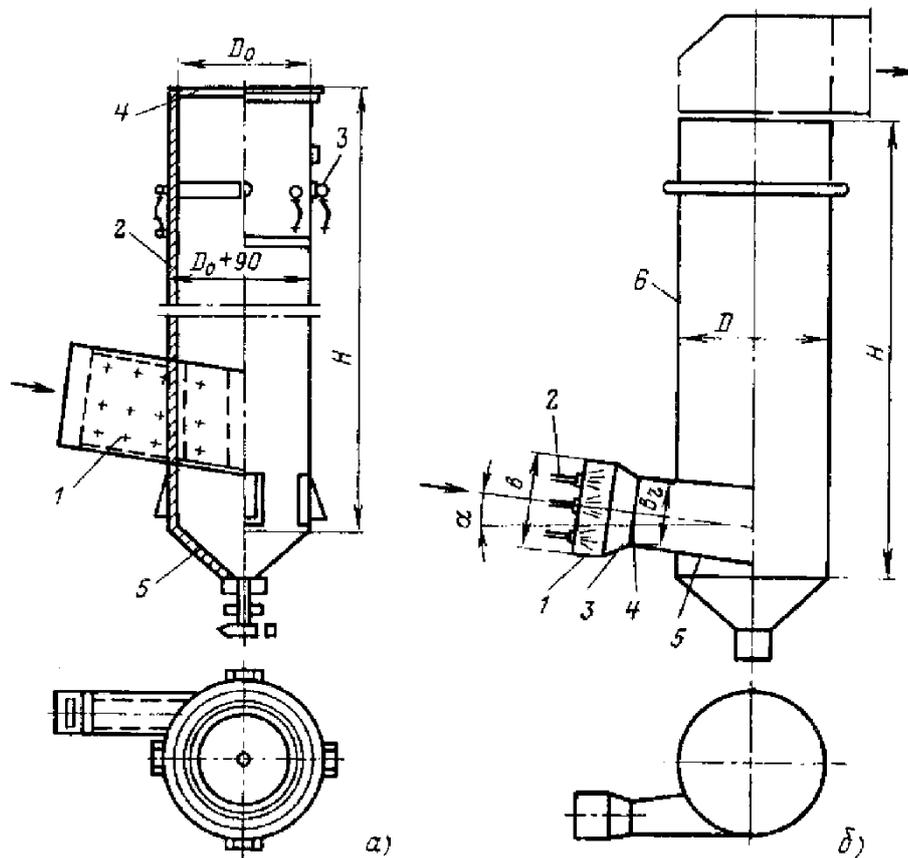


Рис.43. Мокрые золоуловители

а- центробежный скруббер; 1 - входной патрубок запыленного газа; 2 - корпус золоуловителя; 3 - оросительные сопла; 4 - выход очищенного газа; 5 - бункер; *б*- золоуловитель с коагулятором Вентури; 1 - входной патрубок запыленного газа; 2 - подача воды через оросительные сопла; 3, 4, 5 - конфузор, горловина и диффузор коагулятора Вентури; 6 - скруббер-каплеуловитель

В конфузоре пылегазовый поток разгоняется от 4...7 до 50...70 м/с. Дополнительное дробление капель воды осуществляется в горловине 4. В диффузоре 5 происходит столкновение частиц золы с каплями воды (кинематическая коагуляция) и снижение скорости пылегазового потока, который, в свою очередь, тангенциально вводится в скруббер.

Максимальная скорость газов во избежание срыва водяной пленки и образования брызг не должна превышать 6 м/с, а скорость газов во входном патрубке — 23 м/с. Давление воды, подаваемой на орошение 0,2 МПа, а на смыв 2,5 МПа. Температура газов после очистки снижается на 40 - 60 градусов. Увеличение высоты смоченной части повышает степень улавливания до определенного предела, а при высоте скруббера свыше $3D$ степень улавливания остается постоянной.

Основным конструктивным отличием мокропрутковых золоуловителей (МП) от центробежных скрубберов (ЦС) является наличие во входном патрубке прутковой решетки, орошаемой водой, где и улавливается основная часть золы. На долю скруббера приходится 20 – 30 % уловленных частиц. Прутковая решетка типовой конструкции состоит из трех двухрядных пучков, расположенных в шахматном порядке. Расстояние между пучками по ходу газов составляет 120 мм.

Прутки изготавливаются из стальных труб с деревянными заглушками. Для защиты от коррозии на трубы одеваются резиновые трубки ($d_n = 12$ мм). Поперечный шаг прутков 31 мм. Расстояние по осям труб между рядами в двухрядных пучках 18 мм.

Прутки расположены горизонтально (с уклоном 0,5 % к наружной стене подводящего патрубка). Прутковая решетка непрерывно орошается водой из форсунок. отложения золы во входном патрубке удаляются с помощью смывных сопел периодической промывки, установленных на четырех горизонтальных и двух вертикальных вращаемых коллекторах. В среднем промывку проводят один раз в смену в течение пяти минут. Струи воды в верхней части корпуса вытекают из сопел касательно поверхности в сторону вращения газов.

Расход воды на орошение решетки и стенок золоуловителя определяется как

$$G = 0,5F + 0,14\pi D, \text{ кг/с,}$$

где F – площадь поперечного сечения входного патрубка, м^2 .

Степень улавливания золы в МП-ВТИ составляет 91 – 95 %, гидравлическое сопротивление — 650 – 800 Па.

2.3.2.7. Электрофильтры

Одним из хорошо зарекомендовавших себя и перспективным типом золоуловителей для крупных ТЭС являются электрофильтры, которые могут обеспечить высокую степень очистки газов при аэродинамическом сопротивлении не более 150 Па практически без снижения температуры и без увлажнения дымовых газов.

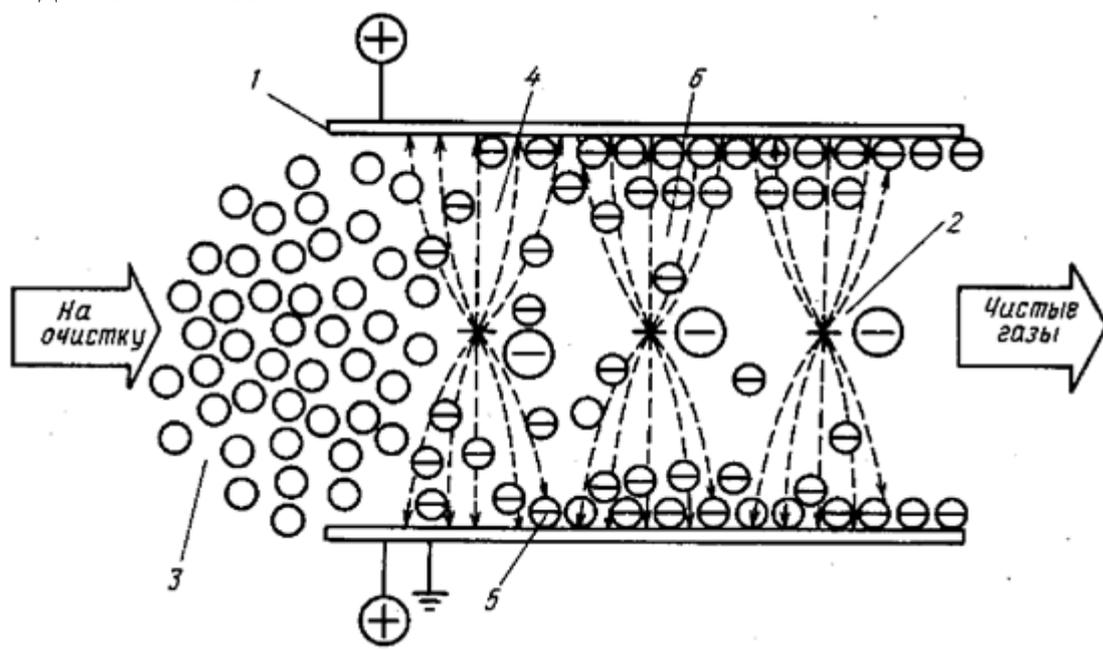


Рис.44. Принцип работы электрофильтра:

1 - осадительный электрод; 2 - коронирующий электрод; 3 - частицы золы; 4 - электрическое поле; 5 - слой осевшей золы; 6 - заряженная зола

В электрофильтрах запыленный газ движется в каналах, образованных осадительными электродами 1 (рис. 44), между которыми расположены через определенное расстояние коронирующие электроды 2.

Сущность процесса электрической очистки газов заключается в следующем. Запыленный газ проходит через систему, состоящую из заземленных осадительных электродов 7 и размещенных на некотором расстоянии (называемом межэлектродным промежутком) коронирующих электродов 2, к которым подводится выпрямленный электрический ток высокого напряжения с отрицательным знаком.

При достаточно высоком напряжении, приложенном к межэлектродному промежутку, у поверхности коронирующего электрода происходит интенсивная ударная ионизация газов, сопровождающаяся возникновением коронного разряда (ток короны).

Газовые ионы различной полярности, образующиеся в зоне короны, под действием сил электрического поля движутся к разноименным электро-

дам, вследствие чего в электродном промежутке возникает электрический ток, который и представляет ток короны. Частицы золы из-за адсорбции на их поверхности ионов приобретают в межэлектродном промежутке электрический заряд и под влиянием сил электрического поля движутся к электродам, осаждаясь на них.

Основное количество частиц осаждается на развитой поверхности осадительных электродов, меньшая их часть попадает на коронирующие электроды. По мере накопления на электродах осажденные частицы удаляются встряхиванием или промывкой электродов.

Процесс электрогазоочистки можно разделить на следующие стадии:

1. зарядка взвешенных в газе частиц;
2. движение заряженных частиц к электродам;
3. осаждение частиц на электродах;
4. удаление этих частиц с электродов.

Коронный разряд возникает при достижении определенной напряженности и электрического поля, называемой критической или начальной, которая, например, для воздуха при атмосферном давлении и температуре 20 °C составляет около 15 кВ/см. При дальнейшем повышении напряженности нарушается электрическая прочность газового промежутка между электродами, наступает искровой или дуговой электрический разряд.

К коронирующим электродам подводится отрицательный заряд, так как подвижность отрицательных ионов выше положительных. Кроме того, при отрицательной короне удается поддержать более высокое напряжение без искрового пробоя между электродами.

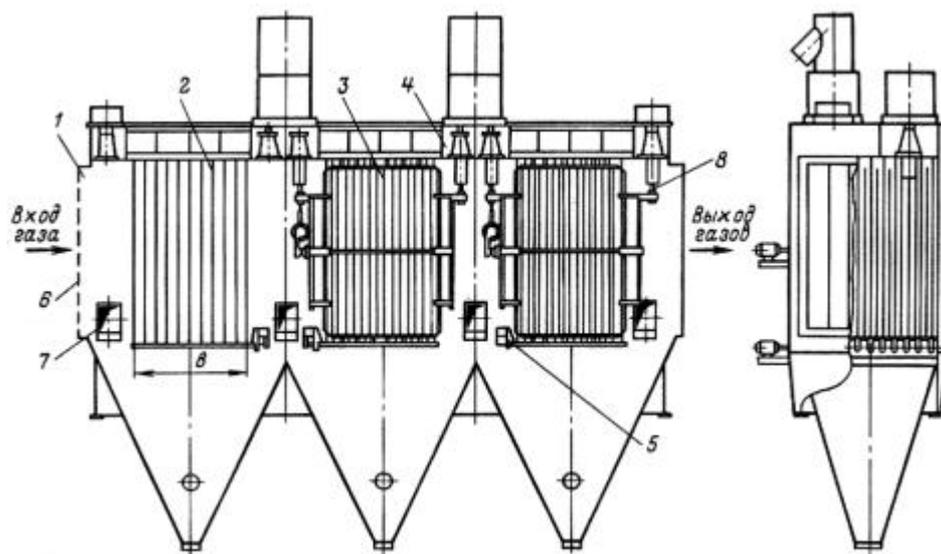


Рис.45. Электрофильтр типа УГ

1- корпус; 2 - электрод осадительный; 3 - электрод коронирующий; 4 - механизм встряхивания коронирующих электродов; 5 - механизм встряхивания осадительных электродов; 6 - газораспределительная решетка; 7 - бункер для золы; 8 - изолятор

Рабочая часть электрофильтра, в которой существует электрическое поле, называется активной зоной. Она разделена на несколько электрических полей, через которые очищаемый газ проходит последовательно. Электрофильтры бывают однополюсными и многополюсными.

Коронирующие электроды представляют собой профильные ленточные элементы с штампованными иглами, укрепленные в специальной рамке. Для удаления осевшей на электродах золы предусмотрены встряхивающие устройства в виде молотков, ударяющих по наковальням электродов. Осевшая зола попадает в бункера и затем через гидравлические затворы направляется в систему ГЗУ. Расчетная температура газов до 250 °С.

Электрические поля имеют самостоятельное питание и систему встряхивания.

Тема 2.4. ВНЕШНИЕ ГАЗОХОДЫ И ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ

2.4.1. Типы дымовых труб

Дымовые трубы на ТЭС в настоящее время используются преимущественно для рассеивания в атмосферном воздухе загрязняющих веществ, содержащихся в отводимых газах, до приемлемого уровня концентраций по санитарно-гигиеническим условиям. На котельных, особенно с водогрейными

котлами, дымовые трубы выполняют роль газоотводящих устройств за счет самотяги.

Основным требованием, предъявляемым к дымовым трубам, является высокая надежность их эксплуатации. Труба в течение всего срока эксплуатации (30-50 лет) должна обеспечить ее работу без проведения ремонта. Однако опыт эксплуатации ряда труб показал, что это условие не всегда выдерживается. В зависимости от условий эксплуатации уже через 5-15 лет может потребоваться ремонт железобетонной дымовой трубы в основном из-за коррозии газоотводящих стволов.

Для обеспечения наилучшего рассеивания загрязняющих веществ с учетом экономических соображений необходимо иметь минимальное количество дымовых труб. На конденсационных электростанциях обычно устанавливают две одноствольные трубы, на ТЭЦ – одну (в некоторых случаях две многоствольные).

Рекомендуемое число блоков, подключаемых к одной дымовой трубе ГРЭС

Наименование	Мощность блока, МВт		
	200-300	500-800	1200
Количество блоков при установке необслуживаемых труб	3-4	2-3	—
Количество блоков при установке обслуживаемых труб	4-6	3-4	2

Учитывая особенности ТЭЦ (разнотипное котельное оборудование, более высокие требования к надежности дымовых труб по условиям отпуска теплоты потребителям, значительный фон загрязнений, возможность ремонта и т.д.), желательно устанавливать многоствольные трубы. В табл. приведены рекомендации по подключению котлов к одному стволу многоствольной дымовой трубы. При отсутствии возможностей строительства многоствольной дымовой трубы на ТЭЦ должно устанавливаться не менее двух одноствольных труб.

Рекомендуемое число котлов, подключаемых к одному газоотводящему стволу дымовой трубы

Паропроизводительность (теплопроизводительность) котла	Раздельное подключение энергетических и пиковых котлов	Совместное подключение энергетических и пиковых котлов
D=400-500 т/ч	2-3	2
D=1000 т/ч	1-2	1
Q=100 Гкал/ч	3-6	1-3
Q=180 Гкал/ч	2-4	1-2

Установка многоствольных труб на ГРЭС дает наибольший экономический эффект при большой высоте. В случае применения многоствольной конструкции на КЭС в большинстве случаев можно ограничиться одной многоствольной трубой. Для блоков мощностью 300 МВт предпочтительно на один ствол присоединять два блока, для энергоблоков 500 МВт — один-два блока и начиная с 800 МВт по одному блоку на ствол.

Опыт эксплуатации труб позволяет оценить достоинства и недостатки различных их конструкций, классифицировать повреждения и причины их возникновения, сформулировать основные правила эксплуатации.

Повреждение и разрушение конструкций дымовых труб происходит, в основном, вследствие следующих причин:

в результате стихийного бедствия или аварии (землетрясения, бури, ударов молнии, взрыва газовой смеси при неполном сгорании топлива – «хлопка», возгорания золовых отложений и др.);

в результате неблагоприятного длительного воздействия окружающей и технологической сред.

Причины последнего вида вызывают наибольшее число повреждений дымовых труб. Их действие полностью исключить невозможно, однако снизить их влияние и обеспечить долговечность труб можно путем соблюдения правил эксплуатации.

Степень повреждаемости конструкций дымовых труб зависит от температуры, влажности и агрессивности отводимых газов, от технологических режимов эксплуатации. С повышением температуры и понижением влажности отводимых газов, уменьшением числа остановов и повторных разогревов труб долговечность несущего ствола и его футеровки повышается.

Кирпичные и армокирпичные трубы при соблюдении требований эксплуатации являются наиболее долговечными. Срок их службы может достигать 70...100 лет. Кирпичные трубы используются для отвода дымовых газов различной степени агрессивности в широком диапазоне температур.

Наиболее повреждаемыми элементами конструкций кирпичных труб являются:

- оголовки труб - в результате воздействия атмосферных осадков и отводимых агрессивных газов:

- металлические конструкции кирпичной трубы (стяжные кольца, конструкции ходовой лестницы, светофорных площадок, молниезащиты) – в результате коррозии и усталостного разрушения металла;

- кирпичная футеровка труб – вследствие температурных деформаций материалов, взрыва газовой смеси в трубе – «хлопка», разрушения кирпича и раствора от агрессивного воздействия отводимых газов, их абразивного износа твердыми частицами золы и др.;

- ствол – вследствие действия температурных усилий от перепада температур по толщине, взрыва газовой смеси — «хлопка», ударов молнии, в результате локальных разрушений кирпича пониженной прочности и морозостойкости, а также вследствие неравномерных осадок оснований под фун-

даментом трубы, одностороннего увлажнения наружной поверхности выбросами пара, воды и др.

Основное достоинство кирпичных труб в стадии эксплуатации – сравнительная простота их ремонта, не требующая специальных приспособлений и строительных механизмов. Основные недостатки – высокая трудоемкость возведения, ограниченность высоты (не более 120 м), необходимость регулярной подтяжки стяжных колец.

Железобетонные дымовые трубы получили наибольшее применение и используются для удаления слабо-средне- и сильноагрессивных газов. При правильной эксплуатации срок службы железобетонных дымовых труб – не менее 50 лет.

Характер повреждений кирпичной футеровки и конструкций металлической гарнитуры железобетонных дымовых труб аналогичен характеру их повреждений в кирпичных трубах. Характер повреждений несущих и газоотводящих стволов дымовых труб зависит от типа конструктивного решения трубы.

В зависимости от степени агрессивности удаляемых газов применяются трубы следующих конструкций:

а) железобетонный несущий ствол с противокоррозионным защитным покрытием и кирпичной футеровкой на консолях;

б) железобетонный ствол с кирпичной футеровкой и противодавлением в зазоре между ними;

в) железобетонный несущий ствол с одним или несколькими газоотводящими стволами из металла, керамики или конструкционных пластмасс – конструкция типа «труба в трубе»;

г) железобетонный ствол с монолитной футеровкой из легкого бетона.

Железобетонные трубы с противокоррозионной защитой ствола и кирпичной футеровкой на консолях являются наиболее ранним конструктивным решением железобетонных труб и, как показывает опыт их эксплуатации, имеющим ряд серьезных недостатков: высокую трудоемкость футеровочных работ, газопроницаемость футеровки, недостаточную долговечность антикоррозийных покрытий, низкую плотность бетона в рабочих швах бетонирования ствола. Следствием названных недостатков является образование агрессивного конденсата на внутренней поверхности железобетонного ствола, скапливание его на консолях и фильтрация к наружной поверхности ствола преимущественно по рабочим швам бетонирования с коррозией бетона и арматуры.

Основным условием долговечности и надежной работы таких труб является строгое соблюдение проектного температурного режима эксплуата-

ции, при котором температура на внутренней поверхности ствола по всей высоте трубы должна быть не ниже температуры конденсации водяных паров (температура точки росы), а при отводе продуктов сгорания сернистых топлив – не ниже температуры насыщения паров серной кислоты в дымовых газах.

Железобетонные трубы с противодавлением воздушного потока в зазоре между стволами и кирпичной футеровкой – характеризуются высокой долговечностью основных конструкций при эксплуатации в тяжелых нестационарных температурно-влажностных условиях. Как наиболее предпочтительная, рекомендуется конструкция железобетонных дымовых труб с противодавлением в естественно вентилируемом канале при закрытых окнах.

Железобетонные дымовые трубы с газоотводящими стволами из металла характеризуются высокой надежностью в работе. Перспективны дымовые трубы с газоотводящими стволами из конструкционных пластмасс, стеклопластика и т.п.

Скорость коррозии углеродистой и низкоуглеродистой стали у оголовка трубы составляет около – 0,14-0,17 мм/год, на остальной части ствола – 0,05-0,18 мм/год. Обязательной является теплоизоляция оголовка, поскольку скорость коррозии металла в нетеплоизолированном оголовке может в 4-6 раз превышает скорость коррозии стали в теплоизолированном оголовке.

Основные достоинства дымовых труб данной конструкции – высокая надежность в работе, относительная простота осмотров и текущих ремонтов. Основной недостаток – сложность замены промежуточных звеньев внутреннего газоотводящего ствола.

Железобетонные трубы с монолитной футеровкой из легкого полимерцементного (кислотостойкого) и полимерсиликатного (кислотоупорного) бетона предназначены для отвода слабо-, средне- и сильноагрессивных газов. Футеровка в таких трубах выполняет функции противокоррозионной и теплоизоляционной защиты несущего ствола. Трубы такой конструкции отличаются высокой надежностью в работе, более низкими в сравнении с трубами других конструкций затратами в стадиях возведения и эксплуатации.

Размеры дымовых труб унифицированы. Шаг по высоте принят 30 м, при этом стандартизованы следующие высоты железобетонных конических дымовых труб: 180, 210, 240, 270, 300, 330, 360, 390, 420 и 450 м. Условные диаметры устья рекомендуется при этом принимать следующими:

$$D_o^y = 6,0; 7,2; 8,4; 9,6; 10,8; 12,0; 13,8.$$

Типоразмеры железобетонных труб по типовым проектам

Диаметр тру- бы, м	Высота трубы, м			
	120	150	180	250
4,2	+			
4,8	+			
6,0	+	+	+	
6,5				+
7,2	+	+	+	
8,0				+
8,4	+	+	+	
9,6		+	+	+

Металлические дымовые трубы являются наименее долговечными в эксплуатации. Срок их службы в зависимости от условий эксплуатации может составлять 20...30 лет.

Наиболее уязвимыми конструкциями металлических труб являются кожух трубы, опорные кольца под футеровку и растяжки вследствие коррозии металла, усталостного разрушения сварных швов и прилегающего к ним металла.

Характер повреждений футеровки и вспомогательных металлоконструкций металлических дымовых труб аналогичен повреждениям в кирпичных трубах.

Основные достоинства металлических дымовых труб – возможность возводить высотой до 200 м, малая масса, сравнительно низкая трудоемкость возведения, малые размеры фундаментов, что позволяет размещать их на площадках ограниченных размеров.

Основные недостатки металлических дымовых труб – относительно малый срок их службы, необходимость тщательного ухода в процессе эксплуатации, сложность ремонта кожуха и замены растяжек.

Унифицированный ряд типоразмеров металлических труб

Высота труб, м	Диаметр на выходе, d_o , м					Растяжка	
	0,4	0,5	0,63	0,8	1,0	Количество; число ярусов	Радиус от центра трубы, м
21,4						3; 1	1,0
21,6						3; 1	1,0
23,3						3; 1	1,0
31,8						6; 2	1,6
32,0						6; 2	1,6
33,8						3; 1	1,6
44,2						6; 2	2,2

РАЗДЕЛ III. ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОВОДЯНОГО ТРПКТА ТЭС

Тема 3.1. РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ

3.1.1. Типы регенеративных подогревателей

Регенеративный подогрев основного конденсата и питательной воды является одним из важнейших методов повышения экономичности современных ТЭС. При этом под основным конденсатом понимается поток конденсата рабочего пара от конденсатора до деаэрата, а под питательной водой — поток от деаэрата до котла (парогенератора).

Регенеративный подогрев осуществляется паром, отработавшим в турбине. Греющий пар, совершив работу в турбине, конденсируется затем в подогревателях. Выделенная этим паром теплота фазового перехода возвращается в котел. В зависимости от начальных параметров пара и количества отборов пара на регенерацию относительное повышение КПД турбоустановки за счет регенерации составляет от 7 до 15 % , что сопоставимо с эффектом, получаемым от повышения начальных параметров пара перед турбиной.

На современных ТЭС в основном применяются поверхностные (кожухотрубные) подогреватели (ПНД, ПВД, СП). Конкретные решения по количеству аппаратов в системе регенеративного подогрева питательной воды и месту их в тепловой схеме ПТУ принимаются на основе технико-экономических расчетов.

Из всех схем отвода дренажа наивысшую тепловую экономичность имеет схема с дренажным насосом у каждого подогревателя и с подачей дренажа в линию главного конденсата (рис. 46, а), однако она дорога и сложна. Для обеспечения наибольшей тепловой экономичности смешивать конденсат из подогревателей и основной конденсат турбин следует при условиях, соответствующих наибольшему приближению к обратимому процессу смешения, т.е. при наименьшей разности температур. Это достигается вводом конденсата греющего пара в линию основного конденсата за ПНД (см. рис. 46, а). Экономична, но одинаково сложна схема с подкачкой дренажа в вышерасположенные подогреватели (см. рис. 46, б); в настоящее время данная схема применяется очень редко.

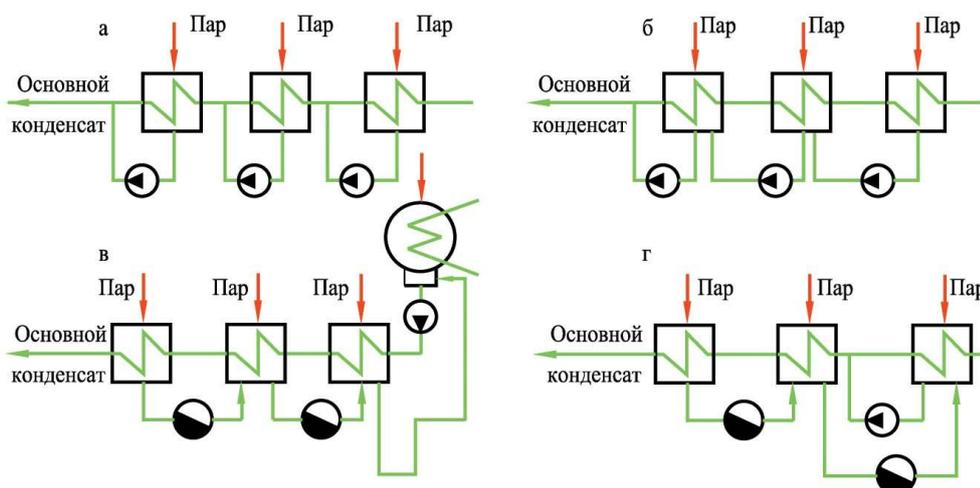


Рис. 46. Схемы отвода дренажа (конденсата греющего пара) из поверхностных регенеративных подогревателей

а—с дренажным насосом у каждого подогревателя и с подачей дренажа в линию основного конденсата за подогревателем, б—с подкачкой дренажа в подогреватели более высокого давления, в—каскадная, г—комбинированная

Наиболее простой и дешевой является каскадная схема отвода дренажа (см. рис. 46, в), где вообще нет дренажных насосов и дренаж удаляется самотеком из подогревателя с более высоким давлением в подогреватель с более низким давлением, а затем в конденсатор турбины. Однако известно, что такая схема менее экономична. Чтобы избежать протекания по дренажным линиям «пролетного» пара, на этих линиях устанавливают конденсаторотводчики (см. рис. 46, в, г), которые открываются при росте уровня дренажа в подогревателях. На линии дренажа из последнего подогревателя (как правило, ПНД-1) в конденсатор иногда применяют более надежный в работе U-образный гидрозатвор, но при большом перепаде давлений требуется значительная его высота, что влечет за собой определенные трудности при его компоновке и монтаже в машзале ТЭС. Снижение экономичности каскадной схемы обусловлено необратимостью процесса, так как дренаж с повышенным потенциалом сливается в подогреватель, работающий при более низком потенциале. В энергетическом отношении это означает, что отбор пара более низкого давления уменьшается в результате вытеснения его дренажом из подогревателя с более высоким давлением. Как следствие увеличивается конденсационная выработка электроэнергии и появляется потеря теплоты с «горячим» дренажом, отводимым в конденсатор, где эта теплота отдается охлаждающей воде.

Комбинированная схема отвода дренажа, показанная на рис. 46, г, по тепловой экономичности и по сложности выполнения занимает промежуточное положение.

Так как давление воды в поверхностном подогревателе для предотвращения ее вскипания должно быть больше, чем давление греющего пара, оказывается возможным (в отличие от смешивающих подогревателей) прокачивать воду через группу последовательно включенных подогревателей одним насосом (конденсатным и далее, после деаэратора, питательным). Именно такая схема реализована в большинстве современных ПТУ.

Чтобы уменьшить вытеснение пара нижних отборов «горячим» дренажом при каскадном сливе и несколько повысить тепловую экономичность установок, обычно применяют охладители конденсата (дренажа)—ОК (рис. 47), которые преимущественно встроены в корпус подогревателя. Температура дренажа на выходе из охладителя конденсата (ОК) выше температуры основного конденсата (питательной воды) на входе в аппарат на некоторую величину Δt , которая определяется на основе технико-экономических расчетов. Охлаждающей средой в охладителе конденсата (ОК) служит основной конденсат перед входом в данный подогреватель.

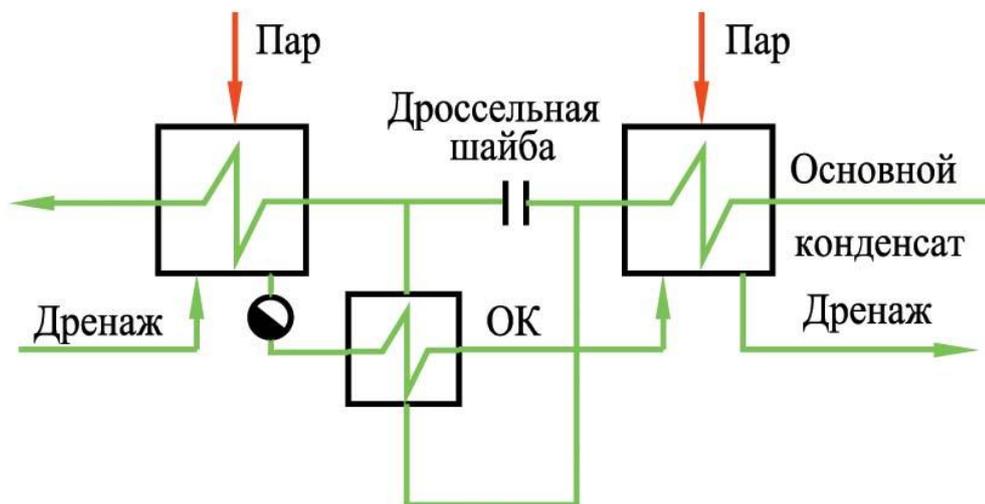


Рис. 47. Схема включения охладителя конденсата

Известно, что экономичность системы регенеративного подогрева питательной воды при использовании перегретого пара из отборов турбины, особенно при наличии промежуточного перегрева пара, можно повысить охлаждением греющего пара в охладителе пара (ОП) питательной водой (конденсатом). Благодаря этому уменьшается необратимость процесса теп-

лообмена в подогревателях, увеличиваются расходы пара в отборы и растет КПД ПТУ в целом (до 0,5 %).

Пароохладители (ОП) классифицируют по конструктивному исполнению (встроенные в подогреватель и выносные) и по схемам их включения (см. ниже). Вода в охладитель пара обычно поступает непосредственно после подогревателя (зоны КП), использующего охлажденный пар этого же отбора. Дальнейший путь подогретой в охладителе пара (ОП) воды возможен по трем схемам.

В первой схеме вода направляется в линию питательной воды непосредственно за данным подогревателем (см. рис. 31). Через ОП пропускается только часть потока нагреваемой воды, остальная часть воды идет в обход через дроссельную шайбу.

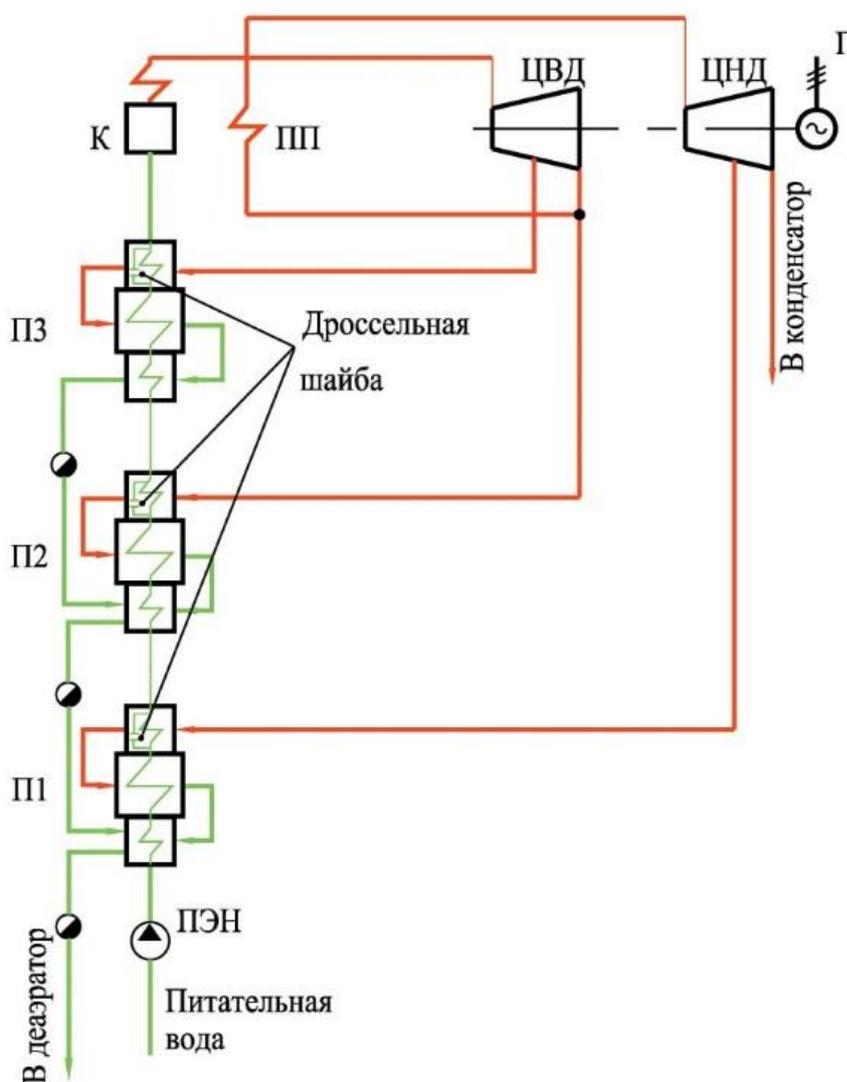


Рис. 48. Схема включения ПВД со встроенными охладителями пара и дренажа при подключении охладителей пара по воде непосредственно за соответствующим подогревателем

К—котел, ПП—пароперегреватель, Г—генератор, П1, 2, 3—
 подогреватели, ПЭН—питательный насос

Вторая схема, называемая схемой Рикара-Некольного, фактически является схемой включения ОП параллельно основному потоку питательной воды, проходящему через соответствующие подогреватели (обычно—ПВД). Энергетическая эффективность этой схемы (см. рис. 52) обусловлена глубоким охлаждением пара и переносом воспринимаемой водой теплоты перегретого пара к более горячему потоку с прямой экономией топлива. Однако при такой схеме уменьшается расход питательной воды через следующие (по ходу воды) подогреватели и соответственно уменьшается расход отбираемого пара к этим подогревателям.

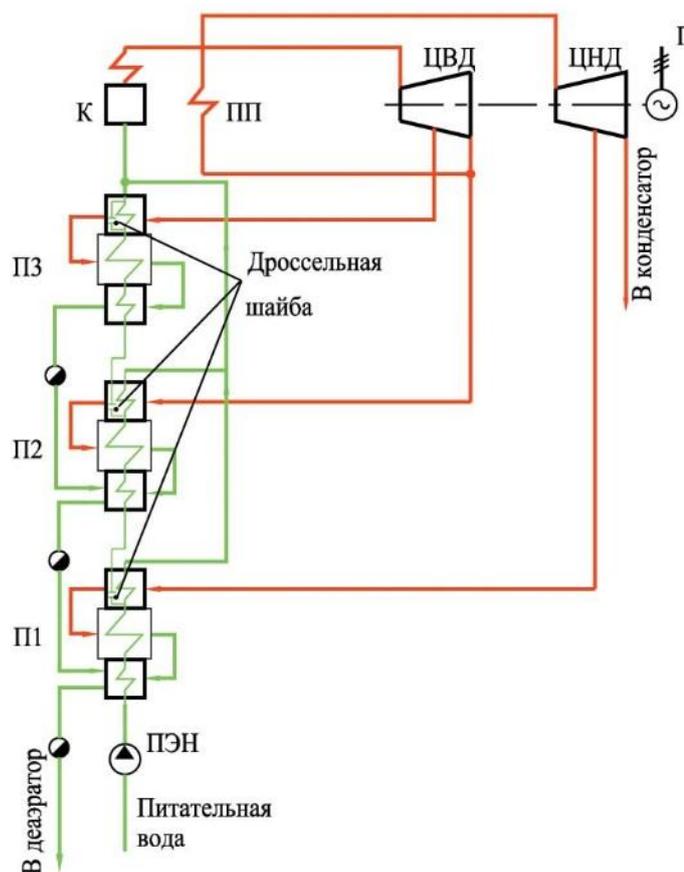


Рис. 49. Схема включения ПВД со встроенными охладителями пара и дренажа при включении охладителей пара по схеме Рикара-Некольного (параллельно основному потоку питательной воды).

В третьей схеме включения, обычно называемой схемой Виолет (рис. 50), применяются выносные ОП. Для охлаждения пара здесь используется поток питательной воды, прошедший через все ПВД. Глубина охлажде-

шения теплообмена в аппарате, попадание воздуха в основной тракт конденсата (питательной воды) интенсифицирует коррозию трубопроводов и трубных систем аппаратов. Паровоздушная смесь (ПВС), как правило, отсасывается из подогревателей по каскадной схеме со сбросом из ПНД-1 в конденсатор, а из первого ПВД—в деаэратор.

Сальниковые подогреватели обычно включаются в тепловую схему турбоустановок до первого или второго ПНД по ходу основного конденсата.

Следует особо подчеркнуть, что конкретные схемы включения аппаратов в систему регенеративного подогрева питательной воды отражают и типовые решения, которые применяются на конкретных турбинных заводах. Частично это связано с вопросами унификации оборудования ПТУ с турбинами близких единичных мощностей.

3.1.2. Подогреватели высокого давления

Одним из элементов, комплектующих любую турбоустановку, являются подогреватели высокого давления (ПВД). Подогреватели высокого давления предназначены для регенеративного подогрева питательной воды за счет охлаждения и конденсации пара.

По принципу действия различают подогреватели смешивающего и поверхностного типов. В первых подогрев воды осуществляется при непосредственном соприкосновении с паром, во вторых теплота передается через стенки трубок (вода – внутри, пар – между трубками). В смешивающих подогревателях вода нагревается до температуры насыщения. Благодаря этому потенциал греющего пара используется наиболее полно, достигается наибольшая экономия теплоты за счет регенерации, что и является основным преимуществом смешивающих подогревателей. К их преимуществам относится также возможность удаления из воды растворенных газов при подогреве ее до температуры насыщения греющего пара. Недостатком схемы является необходимость иметь большое количество последовательно включенных питательных насосов, чем снижается надежность питания котлов.

На электростанциях в основном применяются поверхностные подогреватели. В таком подогревателе из-за сопротивления переходу теплоты через стенку имеет место недогрев воды до температуры насыщения пара.

Недогрев уменьшается с увеличением удельной поверхности подогревателя на тонну подогреваемой воды, но при этом возрастает его стоимость. Оптимальный недогрев определяется технико-экономическими расчетами. Вследствие недогрева тепловая экономичность схем с поверхностными подогревателями ниже, а затраты металла и стоимость выше, чем в схемах со

смешивающими подогревателями. Схемы с поверхностными подогревателями усложняются дренажными линиями для отвода конденсата греющего пара и различаются способом отвода дренажа.



Конструктивно все подогреватели высокого давления выполняются вертикальными, коллекторного типа. Поверхность теплообмена набирается из свитых в плоские спирали гладких труб наружным диаметром 32мм, присоединенных к вертикальным раздающим и собирающим

коллекторным трубам.

Основными узлами подогревателя являются корпус и трубная система. Все элементы корпуса выполняются из качественной углеродистой стали 20К. Верхняя объемная часть корпуса крепится фланцевым соединением к нижней части. Гидравлическая плотность соединения обеспечивается предварительной приваркой к фланцам корпуса и днища мембран, которые свариваются между собой по наружной кромке и другими методами.

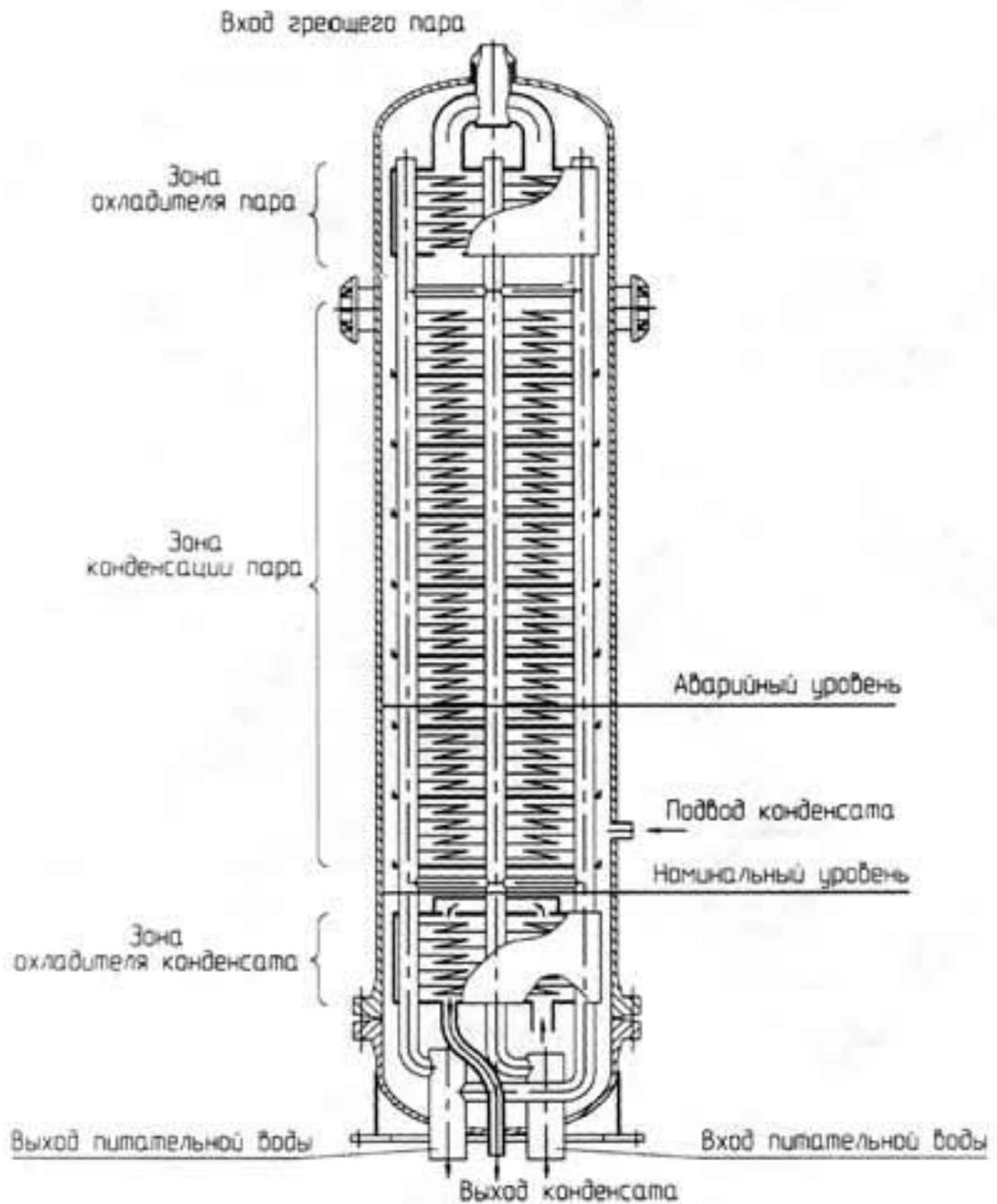
Само фланцевое соединение крепится шпильками. Конструкция трубной системы включает в себя четыре или шесть коллекторных труб для распределения и сбора воды. В нижней части корпуса устанавливаются специальные развилки и тройники для соединения коллекторных труб с патрубками подвода и отвода питательной воды.

Трубная система ПВД выполнена в виде спиральных змеевиков, размещаемых в разъемном сварном корпусе, и состоит из трёх элементов – зоны охлаждения перегретого пара, зоны конденсации пара и зоны охлаждения конденсата.



Питательная вода подводится к ПВД снизу и распределяется на два стояка, из которых поступает в первую группу секций горизонтальных трубных спиралей. Пройдя эту часть змеевиков, вода собирается в распределительном коллекторе и переходит в следующую группу горизонтальных змеевиков.

Питательная вода подводится к ПВД снизу и распределяется на два стояка, из которых поступает в первую группу секций горизонтальных трубных спиралей. Пройдя эту часть змеевиков, вода собирается в распределительном коллекторе и переходит в следующую группу горизонтальных змеевиков.



Из этой группы змеевиков большая часть воды отводится в сборный (выходной) коллектор, а меньшая часть перед входом в сборный коллектор проходит верхнюю группу горизонтальных змеевиков, расположенную в зоне охлаждения перегретого пара. Выход воды из подогревателя высокого давления, также как и вход, - снизу, отвод конденсата также снизу – каскадный, в направлении, обратном потоку питательной воды. По питательной воде ПВД включаются последовательно.

У ПВД горизонтального типа поверхность теплообмена представляет собой два разделенных направленных в противоположные стороны U-образных трубных пучка. В центре корпуса расположена общая цилиндрическая водяная камера с двумя трубными досками. В подогревателе отсутствует

охладитель перегрева, а поверхность охладителя конденсата выделена в нижней части трубных пучков. Греющий пар поперечным потоком омывает горизонтально расположенные трубки и конденсируется на их поверхности. Конденсат пара отводится в кожух охладителя конденсата, где передает теплоту питательной воде при продольно-встречном омывании трубок.

Все подогреватели высокого давления помимо автоматического устройства регулирования уровня конденсата в корпусе, которым оснащены и ПНД, имеют также автоматическое защитное устройство. Назначение этого устройства - защита турбины от попадания воды в случае превышения уровня ее в корпусе в результате разрыва труб, появления свищей в местах сварки и др.

Поддержание нормального уровня конденсата в корпусе каждого из подогревателей в заданном диапазоне осуществляется регулирующим клапаном путем изменения количества конденсата, каскадно сбрасываемого в подогреватель более низкого давления. При превышении нормального допустимого уровня открывается клапан аварийного сброса конденсата. При дальнейшем повышении уровня сверх так называемого первого аварийного предела приборы защиты дают команду на включение клапана с электромагнитным приводом, закрывающего доступ питательной воды к ПВД и направляющего ее по байпасному трубопроводу в котельный агрегат. При достижении уровнем конденсата второго аварийного предела приборы защиты дают команду на отключение питательных насосов и останов энергоблока.

Защитное устройство предусматривает одно на группу ПВД. Однако подача импульсов по уровню конденсата на него предусмотрена от каждого корпуса подогревателя. При срабатывании защиты все ПВД отключаются по питательной воде.

3.1.3. Подогреватели низкого давления

Существуют подогреватели двух основных типов: поверхностного и смешивающего.

Смешивающие подогреватели имеют тот недостаток, что давления воды в каждом из них равны давлениям отборных паров и потому отличаются. Это означает необходимость применения соответствующего числа насосов для подачи воды в последующие.

В связи с этим для ПНД в основном, а для ПВД как единственное решение, используют регенеративные подогреватели поверхностного типа. Для них давление воды по тракту не зависит от давлений пара в отборах турбины. При этом достаточно одного насоса для прокачки воды через несколько по-

догревателей. Поверхностные подогреватели для нагрева воды до той же температуры, что и в смешивающих, требуют отвода из турбины пара более высокой температуры для создания температурного напора в подогревателе.

Поверхностные подогреватели низкого давления – это аппараты камерного типа вертикального исполнения с трубной системой из гладких U-, П-образных или прямых трубок, концы которых развальцованы (или развальцованы и приварены) в трубных досках. Аппараты выполняются с несколькими ходами как по пару, так и по нагреваемому основному конденсату. В ПНД с U-образными трубками простейшей конструкции трубная доска закреплена между фланцами водяной камеры и корпуса в его верхней части. К водяной камере приварены патрубки подвода и отвода основного конденсата. Внутри водяной камеры размещены анкерные болты для укрепления трубной доски и передачи части усилий от веса трубной системы на крышку корпуса. Там же устанавливаются перегородки для разделения потока воды по ходам.

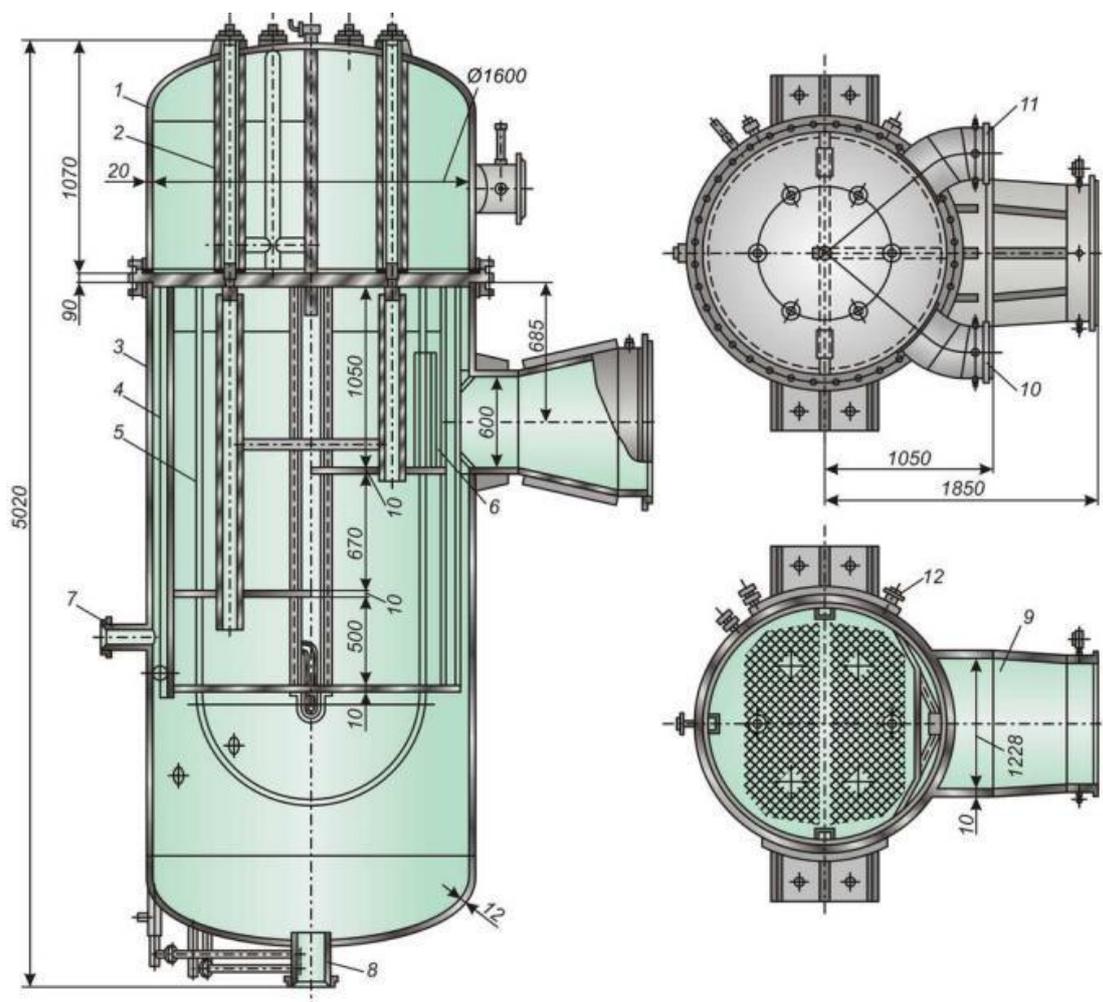


Рис. 51. Подогреватель низкого давления ПН-400-26-2-IV:

1 – водяная камера; 2 – анкерные связи; 3 – корпус; 4 – каркас трубной системы; 5 – U-образные трубы; 6 – отбойный щиток; 7 – патрубок отвода паровоздушной смеси; 8 – патрубок отвода конденсата греющего пара; 9 – вход пара; 10, 11 – патрубки подвода и отвода питательной воды; 12 – подвод паровоздушной смеси из вышестоящего подогревателя

Подвод пара осуществляется через паровой патрубок, напротив которого обычно устанавливается отбойный щиток. Для улучшения условий передачи теплоты в корпусе имеются перегородки, обеспечивающие поперечное движение пара в несколько ходов. Отвод конденсата греющего пара производится из нижней части корпуса. Из зоны несколько выше уровня конденсата греющего пара через перфорированную трубу осуществляется отсос

неконденсирующихся газов. Для контроля уровня конденсата и его регулирования в корпусе в нижней части аппарата имеются штуцеры присоединения водомерного стекла и импульсных трубок регулятора.

К недостаткам конструкции этого подогревателя следует отнести возможность затопления конденсатом нижних рядов трубок и ввод конденсата греющего пара из вышестоящих подогревателей через перфорированную трубу под уровень конденсата, что затрудняет удаление из корпуса неконденсирующихся газов и вызывает колебания уровня воды в нем.

Компоновка трубного пучка подогревателя может быть различной. Ходы основного конденсата могут быть организованы с разделением по центральной и периферийной частям корпуса. В подогревателях с площадью поверхности теплообмена более 500 м² преимущественно используют трубки с П-образными гибами. В ряде аппаратов используются прямые трубки с нижней или верхней плавающей водяной камерой.

Перегородки в паровом пространстве для организации ходов движения пара могут быть не только сегментными, но и выполняться в виде перегородок типа «диск– кольцо».

Вход пара в мощных подогревателях обычно выполняются с наружной паро-распределительной камерой. В зоне конденсации таких подогревателей, как и в крупных конденсаторах турбин, устанавливаются дополнительные устройства для сбора и отвода конденсата и ликвидации холостых протечек пара.

Пароохладители и охладители дренажа, при их наличии, в ПНД чаще всего выполняются встроенными. Через пароохладитель организуется отдельный ход воды. Роль охладителя дренажа иногда выполняет специально затопленная в нем часть трубного пучка.

На рис. 52 показана конструкция ПНД, оснащенного охладителем пара и охладителем дренажа. Охладитель пара изготовлен в виде отдельного пучка труб, смонтированного в отдельном кожухе, и размещается в боковой части подогревателя. Греющий пар подводится в нижнюю часть охладителя пара, охлаждается в нем и через окна в верхней части кожуха поступает в зону конденсации. В нижней части подогревателя в специальном поддоне размещается охладитель дренажа. Поверхность нагрева охладителя дренажа представляет собой пучок U-образных горизонтальных труб, закрепленных в трубной доске и заключенных в кожух. Конденсат греющего пара проходит в межтрубное пространство через окно в кожухе и отводится через отверстие в поддоне в корпус подогревателя. Уровень конденсата в подогревателе поддерживается на отметке верхней образующей кожуха охладителя дренажа.

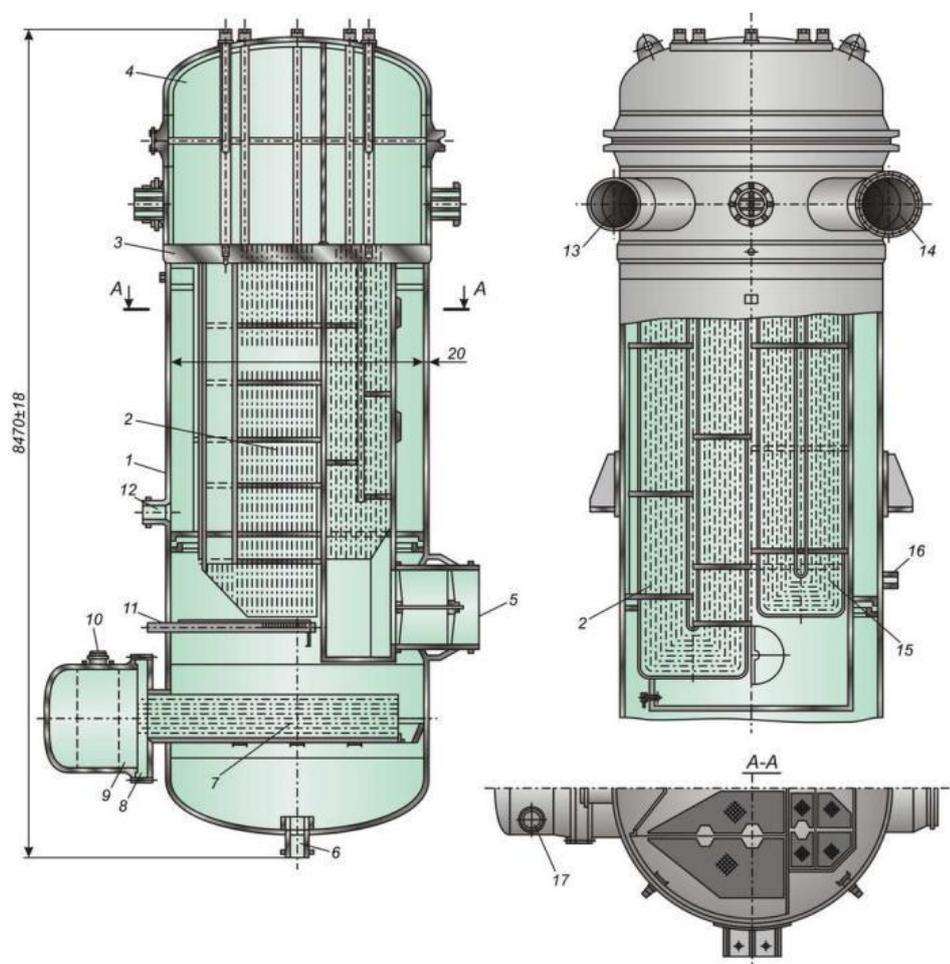


Рис. 52. Подогреватель низкого давления с охладителем пара и охладителем дренажа

При использовании смешивающих подогревателей особенно важно обеспечить надежную защиту от заброса воды в проточную часть турбины. При сбросе нагрузки турбины давление пара в камере отбора и, соответственно, в подогревателе уменьшается. При этом масса воды в конденсаторе оказывается перегретой по отношению к температуре насыщения и мгновенно вскипает. При таком вскипании уровень «набухает» и становится возможным заброс воды в турбину. Для его исключения конденсатор обычно отделяется от парового пространства перегород-

кой 9. При мгновенном возрастании уровня срабатывают обратные затворы 6 (выполненные либо в виде гидрозатворов, либо имеющие механически подвижные элементы), одновременно за счет перепада давлений закрывается обратный поворотный затвор 4. Если уровень конденсата продолжает увеличиваться, осуществляется сброс воды в конденсатор через устройство 7. Если же уровень повышается выше приемной горловины устройства 7, срабатывает защита, действующая на останов соответствующей группы конденсатных насосов с блокировкой на включение резервных конденсатных насосов по АВР.

Указанные защитные элементы применены также и в вертикальных смешивающих ПНД с напорным водораспределением (см. рис. 56). Отличие этой конструкции состоит в том, что здесь применен воздухоохладитель контактно-поверхностного типа. Паровоздушная смесь охлаждается при контакте с холодными стенками водонапорного коллектора, а также на специально организованном в воздухоохладителе струйном потоке воды. Теплообмен в зоне массовой конденсации осуществляется по принципу прямотока, а в зоне воздухоохладителя – по принципу противотока. Напорное водораспределение позволяет улучшить условия теплообмена и деаэрации.

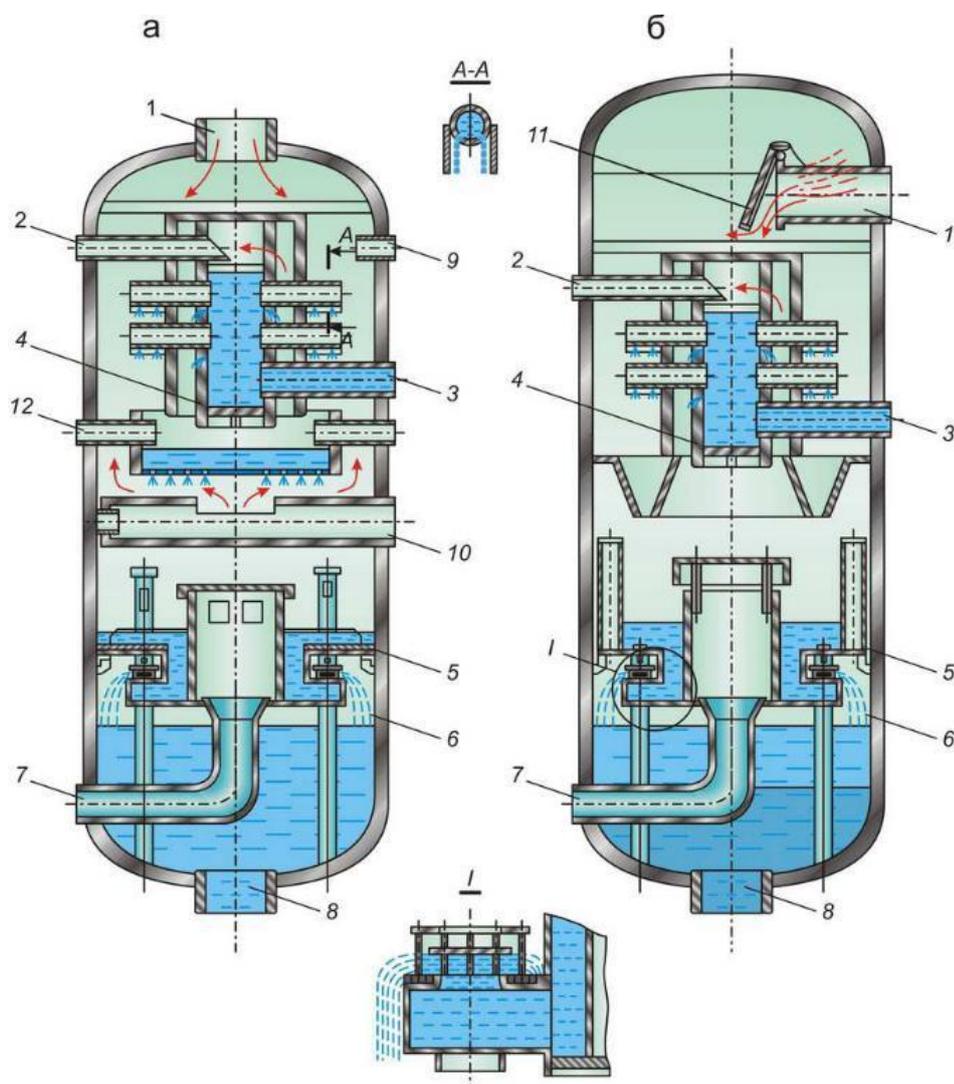


Рис. 53. Вертикальные смешивающие подогреватели блока 300 МВт Кармановской ГРЭС:

а– ПНД-1, б– ПНД-2; 1 – подвод пара из отбора турбины, 2 – отвод паровоздушной смеси, 3 – подвод основного конденсата, 4 – напорный коллектор, 5 – перегородка, 6 – водяной обратный клапан, 7 – аварийный перелив в конденсатор, 8 – отвод конденсата, 9 – подвод воды из обратного клапана, 10 – подвод пара из уплотнений турбины, 11 – паровой обратный клапан, 12 – слив из уплотнений питательных насосов

При использовании гравитационной схемы включения двух последовательно расположенных по основному конденсату смешивающих ПНД подогреватели выполняются обычно горизонтальными (см. рис. 54).

Конденсат поступает через патрубок 4 и глухим щитом 2 направляется на верхний перфорированный щит 1. Пройдя через него, он струйками стекает на два расположенных ниже таких же перфорированных щита. Конденсат отводится через штуцер 5, а выделившиеся газы вместе с некоторым количеством пара отводятся через штуцер 9. Греющий пар поступает по линии 8 и направляется под перфорированные щиты. В двух нижних перфорированных щитах в центральной части на большой длине сделаны прорезы для прохода пара под выше расположенный щит. Эти прорезы снабжены бортиками 3 для того, чтобы вода не поступала в них и не мешала свободному прохождению пара. Отсос паровоздушной смеси производится через патрубок 6; для аварийного сброса конденсата предусмотрен патрубок 7.

Несмотря на простоту и дешевизну смешивающих подогревателей и обеспечиваемую ими несколько более высокую тепловую экономичность, основным типом подогревателей в регенеративной системе принят все же поверхностный.

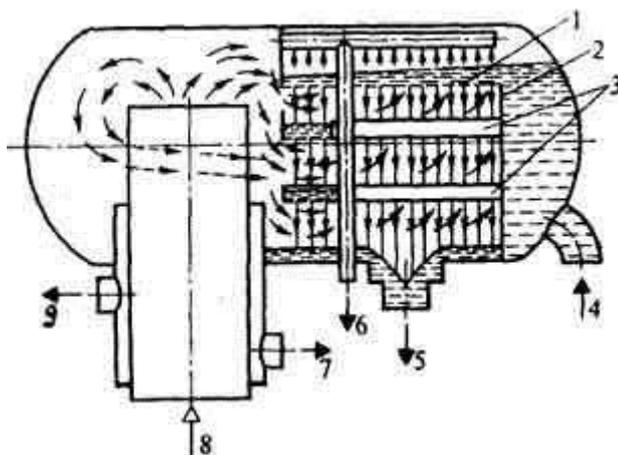


Рис. 54. Конструктивная схема смешивающего регенеративного подогревателя

Важным преимуществом смешивающих подогревателей является возможное отсутствие теплообменной поверхности, коррозия которой могла бы вызвать загрязнение конденсата. Именно в связи с этим в некоторых проектах одноконтурной АЭС предполагалось первый и второй или только второй

ПНД выполнять смешивающими, а остальные — поверхностными. Следует иметь в виду, что один смешивающий подогреватель пока всегда присутствует в регенеративных системах паротурбинных установок — это деаэратор, устанавливаемый в конце конденсатного тракта.

3.1.4. Схемы подключения ПНД

Поверхностные подогреватели для нагрева воды до той же температуры, что и в смешивающих, требуют отвода от турбины пара более высокой температуры для создания температурного напора в подогревателе.

В связи с этим несколько увеличивается недовыработка электроэнергии турбиной и снижается тепловая экономичность станции. Выбор температурного напора — важная задача, решаемая комплексно, так как чем больше напор в подогревателе, тем больше недовыработка электроэнергии, но тем меньше требуемая поверхность теплообмена и соответственно ее стоимость. Если теплообменная поверхность выполнена из более дорогих конструкционных материалов, то оптимальный температурный напор несколько больше.

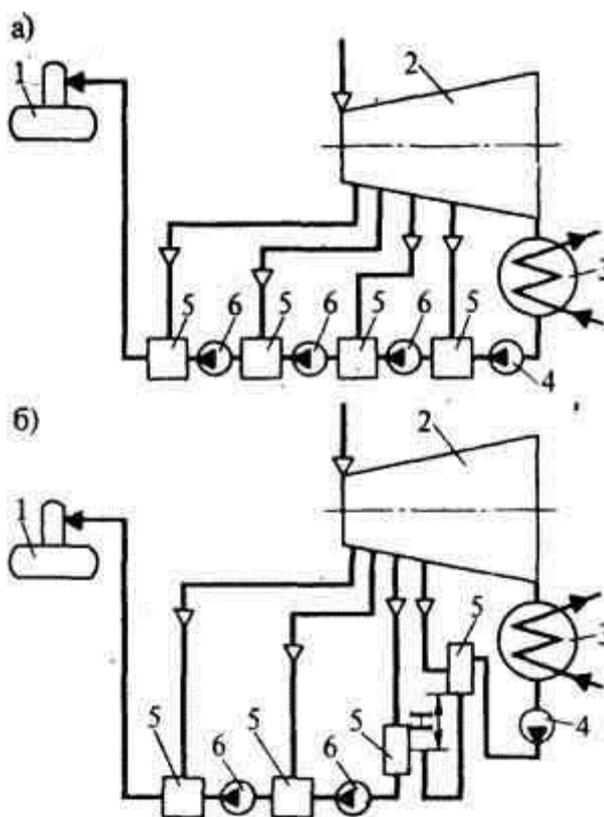


Рис. 55. Регенеративные схемы со смешивающими ПНД:

а — только с перекачивающими насосами; б — с перекачивающими насосами и частичным самотечным движением воды;

1 — деаэратор; 2 — цилиндр низкого давления турбины; 3 — конденса-

тор; 4 — конденсатный насос; 5 — ПНД смешивающего типа; 6 — перекачивающий насос

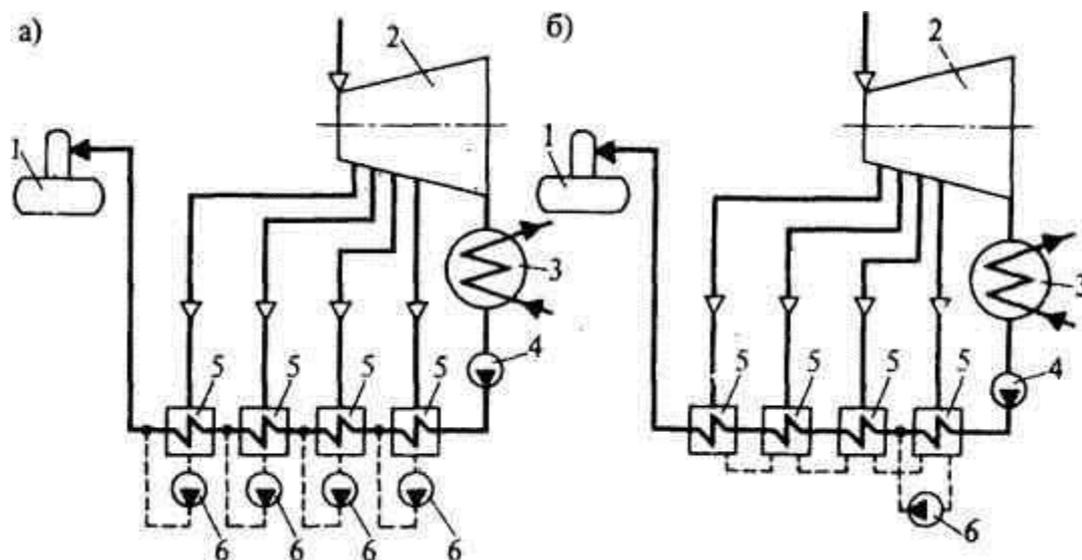


Рис. 56. Регенеративные схемы с поверхностными ПНД:

1 — деаэратор; 2 — ЦНД турбины; 3 — конденсатор; 4 — конденсатный насос; 5 — ПНД поверхностного типа; 6 — дренажный насос

Схемы с поверхностными подогревателями для ПНД показаны на рис. 56. Греющие пары поступают в корпуса подогревателей; за счет нагрева воды, протекающей внутри трубок, происходит конденсация этих паров; образующийся конденсат собирается в нижней части корпусов. Этот конденсат, иногда называемый дренажом подогревателей, дренажными насосами (рис. 56 а) закачивается в линию основного конденсата и смешивается с потоком нагреваемого конденсата. Из рис. 56 (б) видно, что можно сократить число дренажных насосов за счет использования каскадного слива дренажей из корпусов подогревателей, находящихся под большим давлением, в корпуса с меньшим давлением и закачкой суммарного дренажа в тракт конденсата одним насосом. На случай аварийного выхода из строя дренажного насоса предусматривается возможность его байпасирования и каскадного слива дренажей в конденсатор. В этом случае вообще отпадает необходимость в дренажном насосе. Однако в нормальной эксплуатации полный каскадный слив в конденсатор применять не следует, так как при этом теплота суммарных дренажей, отвечающая температуре после первого ПНД, не возвращается в цикл, а увеличивает отвод теплоты в конденсаторе, то есть снижается тепловая экономичность.

В связи с различием в давлениях трактов ПНД и ПВД схемы возврата в цикл дренажей греющих паров отличаются. Для ПНД используют комбинации каскадного слива с дренажными насосами, а для ПВД только каскадный слив — в деаэратор. Последнее объясняется трудностями создания дренажных насосов относительно небольшой производительности для среды с высокой температурой. В условиях низких температуры и давления, то есть для ПНД, создание дренажных насосов и обеспечение их надежной работы затруднений не вызывает. Схема закачки дренажей ПНД по рис. 56 (а) наиболее экономична и близка к схемам со смешивающими подогревателями, но требует нескольких насосов.

При каскадном сливе дренажей конденсат греющего пара с более высоким давлением сливается в корпус с меньшим давлением. В связи с этим происходит частичное парообразование этого конденсата и соответствующее уменьшение расхода отборного пара из турбины, что снижает экономичность регенеративного цикла. Для предотвращения этого явления в конструкциях регенеративных подогревателей предусматривают охладители дренажей, либо в дополнение к регенеративным подогревателям применяют установку вынесенных охладителей дренажей (ОД). Так как при этом вся схема усложняется и удорожается, то иногда их используют не после каждого ПНД.

Вопросы организации слива дренажей имеют большое значение, так как в современных паротурбинных установках на регенеративные подогреватели поступает 20 — 40% полного расхода пара на турбину, а иногда и более.

Независимо от способа слива дренажа из подогревателя должен быть обеспечен отвод только конденсата. Проскок вместе с конденсатом некоторой части пара снижает тепловую экономичность установки, так как это равносильно увеличению недовыработки электроэнергии в турбине. Для предотвращения проскока пара у подогревателей устанавливают специальные регулирующие клапаны, которые имеют привод от датчика уровня конденсата в корпусе подогревателя и предотвращают его чрезмерное понижение.

Конденсация греющего пара в подогревателе способствует выделению в его корпусе над уровнем конденсата неконденсирующихся газов. Для вакуумных ПНД дополнительным источником этих газов является подсос воздуха.

Парогазовая смесь из всех подогревателей сбрасывается каскадно в конденсатор, откуда удаляется. Вынос с парогазовой смесью также и конден-

сата греющего пара исключается, так как в подогревателях предусмотрены устройства, предотвращающие повышение уровня в нем. Это необходимо также потому, что повышение уровня уменьшает теплообменную поверхность для конденсации греющего пара и снижает подогрев воды. Кроме того, при значительном повышении уровня могла бы возникнуть опасность заброса конденсата в ступени турбины. Поэтому на линиях греющего пара устанавливаются обратные клапаны.

Тема 3.2. Сетевые подогреватели

Сетевые подогреватели служат для подогрева паром из отборов турбин сетевой воды, используемой для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения тепловых потребителей. Небольшие сетевые подогревательные установки с теплопроизводительностью порядка 10—20 МВт имеются практически на всех ГРЭС, где они служат для отопления жилых поселков. Значительно более крупные подогревательные установки применяют на отопительных ТЭЦ, снабжающих теплотой города и городские районы. На ГРЭС сетевые подогреватели питаются паром из нерегулируемых отборов турбин конденсационного типа, а на ТЭЦ для этой цели используют регулируемые отборы пара с давлением 0,05—0,25 МПа для турбин типов Т и ПТ.

Сетевая установка ГРЭС обычно состоит из двух подогревателей – *основного и пикового* рис.57.

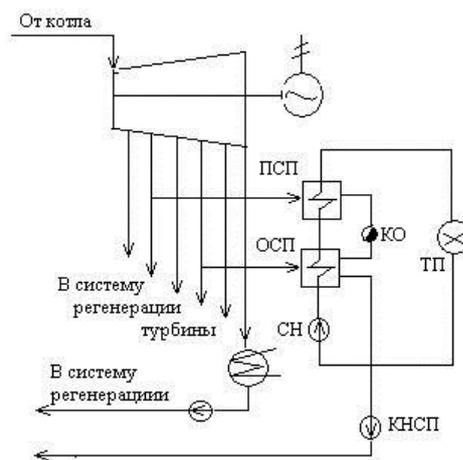


Рис.57. Схема сетевой подогревательной установки у конденсационной турбины на ГРЭС

ОСП и ПСП – основной и пиковый сетевые подогреватели, СН – сетевой насос, КНСП – конденсатный насос сетевых подогревателей, КО – конденсатоотводчик, ТП – тепловой потребитель.

Основной подогреватель питается паром с давлением 0,05 – 0,15 МПа, пиковый – 0,4 – 0,6 МПа. Основной подогреватель используется в течение всего отопительного периода, а пиковый – только в наиболее холодные дни. На современных ТЭЦ применяется преимущественно многоступенчатый подогрев сетевой воды (рис. 58), обеспечивающий максимальную выработку электроэнергии на тепловом потреблении, высокую тепловую экономичность электростанции и улучшающий регулировочные возможности схемы.

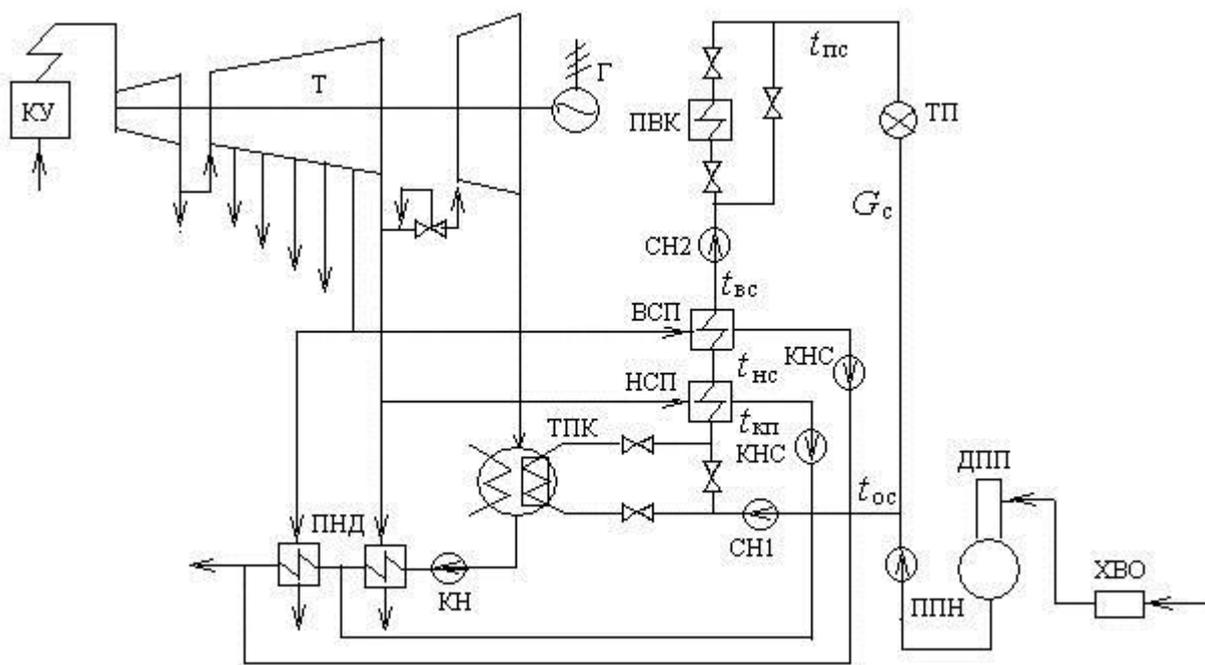


Рис. 58. Принципиальная схема сетевой подогревательной установки на ТЭЦ с многоступенчатым подогревом сетевой воды.

КУ – котельная установка, Т – турбина, Г – генератор, ПВК – пиковый водогрейный котел, ТП – тепловой потребитель, СН1 и СН2 – сетевые насосы первого и второго подъемов, ВСП и НСП – верхний и нижний сетевые подогреватели, КНС – конденсатный насос сетевых подогревателей, ТПК – теплофикационный трубный пучок в конденсаторе турбины, ДПП – деаэрактор подпиточной воды, ППН – подпиточный насос, ХВО – химическая водоочистка,

G_c – расход сетевой воды, $t_{ос}, t_{кл}, t_{нс}, t_{вс}, t_{пс}$ – температура сетевой воды по тракту.

Подогрев сетевой воды может осуществляться в специальном *теплофикационном пучке*, встроенным в конденсатор турбины, в нижнем и верхнем сетевых подогревателях и в пиковом водогрейном котле (ПВК).

Нижний и верхний подогреватели здесь питаются паром из двух соседних совместно регулируемых отборов турбины. Давление в нижнем отборе может поддерживаться постоянным в интервале от 0,05 до 0,2 МПа, а в верхнем – от 0,06 до 0,25 МПа в зависимости от температурного графика сетевой воды. При использовании для теплофикации указанных отборов пара регулятор давления в отборе подключается к верхнему отбору, и тогда давление в нижнем отборе будет изменяться в зависимости от пропуска пара через ступени, разделяющие эти два отбора. После подогревателей сетевая вода поступает непосредственно в подающую линию теплосети или при низких температурах наружного воздуха в пиковые водогрейные котлы.

Такая схема сетевой подогревательной установки применяется в турбоустановках Т-110-130, ПТ-60-130, ПТ-80-130, ПТ-140-130, Т-185-130, Т-250-240.

Максимальная температура сетевой воды определяется технико-экономическими расчетами. Расчетную температуру воды в подающей линии обычно принимают $150\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при небольших установках $130\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В более старых теплофикационных турбоустановках (ПТ-50-90, ПТ-25-90, Т-25-90 и др.) применялся двухступенчатый подогрев сетевой воды в основных и пиковых сетевых подогревателях.

Применение ПВК вместо пиковых сетевых подогревателей, питающихся паром от энергетических котлов через РОУ обеспечивает снижение капитальных затрат на сооружение ТЭЦ до 16% и эксплуатационных расходов 4%.

При увеличении тепловой нагрузки теплофикационных отборов $Q_{отб}^{макс}$ растет расход пара в турбину и сокращается пропуск пара в ЦНД путем перекрытия окон в регулирующих диафрагмах.

При номинальном расходе пара на турбину и минимальном (вентиляционном) пропуске пара в ЦНД при полностью закрытых диафрагмах достигается номинальная тепловая нагрузка теплофикационных отборов.

Показателем загрузки отопительных отборов ТЭЦ является коэффициент теплофикации $\eta_{ТЭЦ}$, представляющий собой отношение максимальной нагрузки отборов $Q_{отб}^{макс}$ к полному максимальному потоку теплоты с ТЭЦ $Q_{ТЭЦ}$ при расчетной температуре наружного воздуха, вклю-

чающему в себя дополнительный поток теплоты от пиковой котельной $Q_{\text{пек}}^{\text{макс}}$

$$\alpha_{\text{тэц}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{тэц}}} = \frac{Q_{\text{отб}}^{\text{макс}}}{Q_{\text{отб}}^{\text{макс}} + Q_{\text{пек}}^{\text{макс}}}$$

Экономичность теплофикации в значительной степени зависит от правильного выбора значения *коэффициента теплофикации*, определяемого путем технико-экономических расчетов. Чем больше $\alpha_{\text{тэц}}$, тем больше комбинированная выработка электрической и тепловой энергии и тем меньше суммарный расход топлива на эту выработку в течение года. Однако при этом увеличивается стоимость оборудования ТЭЦ, так как энергетические котлы значительно дороже ПВК, а требуемая производительность энергетических котлов в этом случае возрастает. Экономически оптимальное значение $\alpha_{\text{тэц}}$ возрастает с ростом цены топлива и технического совершенства агрегатов.

Для крупных городов оптимальное значение $\alpha_{\text{тэц}}$ при использовании турбин Т-110-130 составляет 0,5 – 0,55, а при турбинах Т-250-240 – 0,6 – 0,65.

Качество сетевой воды, прокачиваемой через поверхности нагрева сетевых подогревателей, значительно ниже качества конденсата турбин. В ней могут присутствовать продукты коррозии, соли жесткости и другие примеси. Попадание сетевой воды в конденсат греющего пара недопустимо, поэтому обеспечение высокой плотности сетевых подогревателей является важной задачей конструкторов. Греющий пар омывает трубки снаружи, а сетевая вода циркулирует внутри трубок. Наличие примесей в сетевой воде и возможность их отложения на поверхностях нагрева исключают применение в сетевых подогревателях гнутых трубок, не допускающих их внутреннюю чистку.

В зависимости от температурного графика теплосети подогрев воды в сетевых подогревателях осуществляется от 40–70 °С до 70–120 °С и для этого используется пар отборов с давлением в большинстве режимов ниже атмосферного. Это усугубляет требование к высокой плотности сетевых подогревателей и вызывает необходимость применения воздухоотсасывающих устройств – эжекторных установок – для удаления воздуха и неконденсирующихся газов из зоны теплообмена.

По конструкции различают сетевые подогреватели *вертикального и горизонтального* типов.

В соответствии с отраслевым стандартом (ОСТ) первые обозначают буквами ПСВ, а вторые – ПСГ. Вертикальные сетевые подогреватели выпускаются Саратовским заводом энергетического машиностроения и используются в сетевых подогревательных установках небольшой и умеренной теплопроизводительности – на ГРЭС и на теплофикационных установках ЛМЗ – и имеют поверхности теплообмена 45, 63, 90, 125, 200, 315 и 500 м².

Сетевые установки современных крупных теплофикационных турбин изготовления Уральского турбомоторного завода (ТМЗ) оборудуются горизонтальными сетевыми подогревателями изготовления этого же завода.

Марка сетевого подогревателя, например, ПСГ-1300-3-8-1. В соответствии с ОСТ первая цифра в обозначении подогревателя соответствует поверхности теплообмена (м²), вторая и третья цифры – максимальные рабочие давления пара и сетевой воды (кгс/ см²), четвертая (римская) цифра – модификация аппарата.

Горизонтальные сетевые подогреватели обеспечивают более удобную их компоновку в машинном зале и сокращение длины подводящих трубопроводов отборов пара. На рис. 59 изображен сетевой подогреватель вертикального типа.

Теплофикационная турбина с одним сетевым подогревателем представляет собой как бы две турбины с двумя конденсаторами: конденсационный поток пара проходит всю турбину и поступает в конденсатор, а теплофикационный — только через часть турбины и поступает в сетевой подогреватель, который играет роль конденсатора. Отсюда следует роль сетевого подогревателя: она зависит от соотношения значений конденсационного и теплофикационного потоков пара и от работоспособности теплофикационного потока.

Поскольку работоспособность теплофикационного потока существенно меньше, чем конденсационного, так как давление за первым больше, то даже небольшое изменение давления в камере отбора турбины приводит к существенному изменению работоспособности пара, мощности и экономичности теплофикационного потока. Особенно велико влияние давления в отборе при работе в чисто теплофикационном режиме, когда теплофикационная турбина работает как турбина с противодавлением. На турбинах современных ТЭЦ обычно используют ступенчатый подогрев сетевой воды в нескольких сетевых подогревателях, обычно в двух. В такой турбине протекает как бы три потока пара: два теплофикационных и один

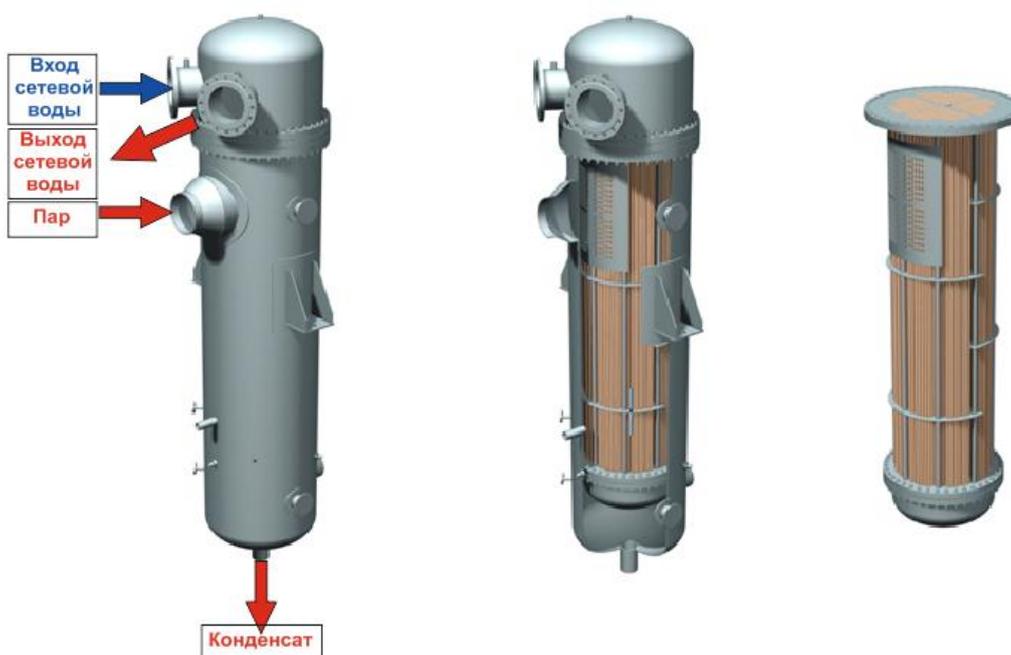
конденсационный.

Для теплофикационных установок ТЭЦ выпускают сетевые подогреватели двух типов: вертикальные (ПСВ) и горизонтальные (ПСГ).

Вертикальные сетевые подогреватели выпускаются Саратовским заводом энергетического машиностроения, имеют поверхность теплообмена вплоть до 500 м². Ими комплектуются теплофикационные установки некоторых турбин ЛМЗ.

Для теплофикационных установок мощных турбин используются ПСГ, поверхности теплообмена которых достигают 5000 м². Они выпускаются турбинными заводами.

Подогреватель сетевой воды ПСВ является теплообменником для нагрева сетевой воды паром из отборов турбин и котлов с низким давлением. Подогреватели ПСВ монтируются вертикально и имеют структуру кожухотрубного теплообменника, где основными узлами является: Обечайка, нижняя водяная камера, верхняя водяная камера, **трубная система (пучок трубок)**. Трубный пучок изготавливается из следующего материала: латунь (Л-68), нержавейка (12Х18Н10Т), медно-никелевый сплав (МНЖ5-1). Трубки имеют следующий размер: Ду 19 мм.* 1мм. Наш завод имеет возможность изготовления **подогревателей сетевой воды ПСВ** с дополнительным нижним фланцевым разъемом, что позволяет упростить его профилактический осмотр и обслуживание.



Маркировка ПСВ-125-7-15

-этоподогревательсетевой воды вертикального вида с поверхностью нагрева 125 метров квадратных, максимальным рабочим давлением пара в 7 кгс/см², максимальным давлением нагреваемой воды в трубной касете в 15 кгс/см².

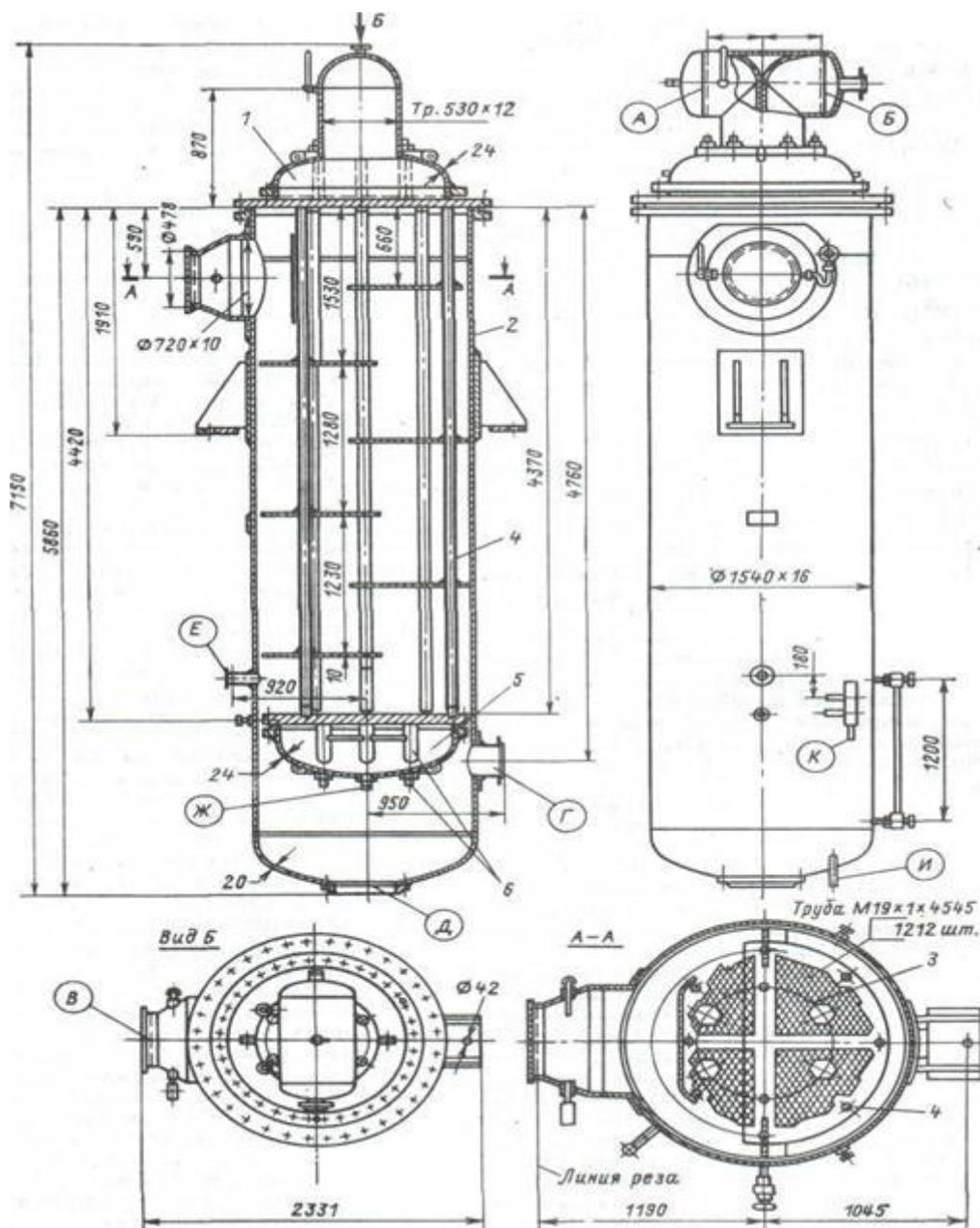


Рис. 59. Конструкция вертикального подогревателя

А,Б– патрубки подвода и отвода сетевой воды; В – подвод греющего пара; Г – подвод дренажа (конденсата греющего пара) от подогревателя с более высоким давлением греющего пара при каскадном сливе; Д – отвод дренажа из

подогревателя; Е – отсос паровоздушной смеси; Ж – штуцер для спуска сетевой воды из нижней («плавающей») водяной камеры; И – штуцер для спуска сетевой воды на нижнем днище корпуса подогревателя; К – датчик дистанционного измерителя уровня дренажа в корпусе подогревателя; 1 – верхняя водяная камера; 2 – корпус подогревателя; 3 – трубная система; 4 – анкерные трубки каркаса трубного пучка; 5 – «плавающая» водяная камера; 6 – анкерные связи трубной доски

Подогреватель состоит из цилиндрического корпуса с большим патрубком для ввода греющего пара и расположенной над корпусом верхней водяной камеры со сдвоенным патрубком для подвода и отвода сетевой воды. Внутри корпуса размещается поверхность нагрева в виде пучка прямых труб диаметром 19×1 мм.

Трубы верхними концами развальцованы в трубной доске, прижатой шпильками к фланцу корпуса. К трубной доске на шпильках крепится фланец верхней водяной камеры. Нижние концы труб развальцованы в другой трубной доске, к которой на фланце присоединяется крышка нижней водяной камеры. Таким образом, нижняя камера подвешена на трубах поверхности нагрева и может перемещаться вверх или вниз при их температурном удлинении или укорочении.

Трубы изготавливаются из латуни, имеющей более высокий коэффициент температурного удлинения, чем сталь корпуса. Длина труб составляет 4–4,5 м. Температура сетевой воды на входе в подогреватель и ее подогрев изменяются в зависимости от температурного режима теплосети и режима работы теплофикационной установки. Максимально подогрев сетевой воды в подогревателе составляет $20\text{--}40$ °С. Соответственно в процессе эксплуатации изменяется и температура труб поверхности нагрева подогревателя. Корпус подогревателя при работе приобретает температуру, близкую к температуре насыщения греющего пара отбора, которая всегда выше температуры сетевой воды. В результате возникает переменная разность температур между корпусом и трубами подогревателя, которая максимально может достигать $20\text{--}30$ °С.

Подвешенную на трубах нижнюю водяную камеру принято называть плавающей камерой, ее вертикальные перемещения компенсируют разность температурных удлинений труб и корпуса подогревателя и тем самым исключают появление в трубах компенсационных усилий и напряжений. Для разгрузки трубных досок от нагрузки, вызванной разностью давлений сетевой воды и греющего пара, используются анкерные связи (их обычно шесть),

соединяющие трубные доски с крышками водяных камер. Корпус подогревателя в месте приварки парового патрубка усиливается накладкой. К нему привариваются также лапы для крепления подогревателя на металлоконструкциях. На чертеже (рис. 59) сдвоенный патрубок на верхней водяной камере для подвода и отвода сетевой воды изображен с торосферическими заглушками, одна из которых снабжена патрубком с фланцем. Заглушки необходимы для проведения гидравлической опрессовки трубной системы аппарата и при его монтаже срезаются. В самом низу корпуса подогревателя имеется фланец для присоединения трубопровода отвода дренажа (конденсата греющего пара). Выше него на корпусе подогревателя на уровне плавающей водяной камеры имеется другой патрубок, служащий для подвода греющего пара от верхнего (пикового) сетевого подогревателя при каскадном сливе. В нижней части плавающей камеры имеется штуцер для опорожнения трубной системы от сетевой воды перед ремонтом. Этот штуцер при помощи гибкой трубки, не изображенной на рис. 59, присоединяется к штуцеру на нижнем днище корпуса подогревателя, сбоку от фланца для отвода дренажа. На корпусе подогревателя выше плавающей водяной камеры расположен штуцер для отсоса воздуха из подогревателя.

Для предохранения труб греющей секции от эрозии каплями воды, поступающими с влажным паром из отбора, служит отбойный щиток, устанавливаемый в месте ввода греющего пара. На патрубках подвода греющего пара, подвода и отвода сетевой воды устанавливаются гильзы для термометров, а у парового патрубка имеется штуцер для присоединения манометра. В нижней части корпуса подогревателя устанавливается водоуказательное стекло для измерения уровня дренажа. Рядом с ним имеется штуцер для присоединения импульсного устройства для автоматического регулирования уровня дренажа в подогревателе.

Поперечное обтекание паром трубного пучка обеспечивается установкой горизонтальных направляющих перегородок, каждая из которых перекрывает немного более половины площади горизонтального сечения корпуса подогревателя. Общее количество горизонтальных перегородок по высоте корпуса подогревателя может достигать шести. Горизонтальные перегородки и вертикальный отбойный щиток крепятся электросваркой на анкерных трубах, соединяющих верхнюю и нижнюю трубные доски (у подогревателя, изображенного на рис. 59, имеется восемь таких трубчатых связей).

Верхняя и нижняя водяные камеры снабжаются перегородками, обеспечивающими двух- или четырехходовое движение воды в подогревателе. Увеличение числа ходов воды приводит к увеличению скорости воды и коэффициента теплоотдачи, что позволяет получить экономию на капиталом-

вложениях (меньше поверхность нагрева и затрата металла на подогреватель). Одновременно увеличивается гидравлическое сопротивление подогревателя по сетевой воде и это приводит к перерасходу электроэнергии на привод сетевых насосов, а следовательно, и к росту эксплуатационных расходов. Оптимальное решение находится технико-экономическими расчетами.

Конструкция горизонтального сетевого подогревателя

В качестве примера рассмотрим конструкцию *горизонтального сетевого подогревателя* (ПСГ) типа ПСГ-1300-3-8-11

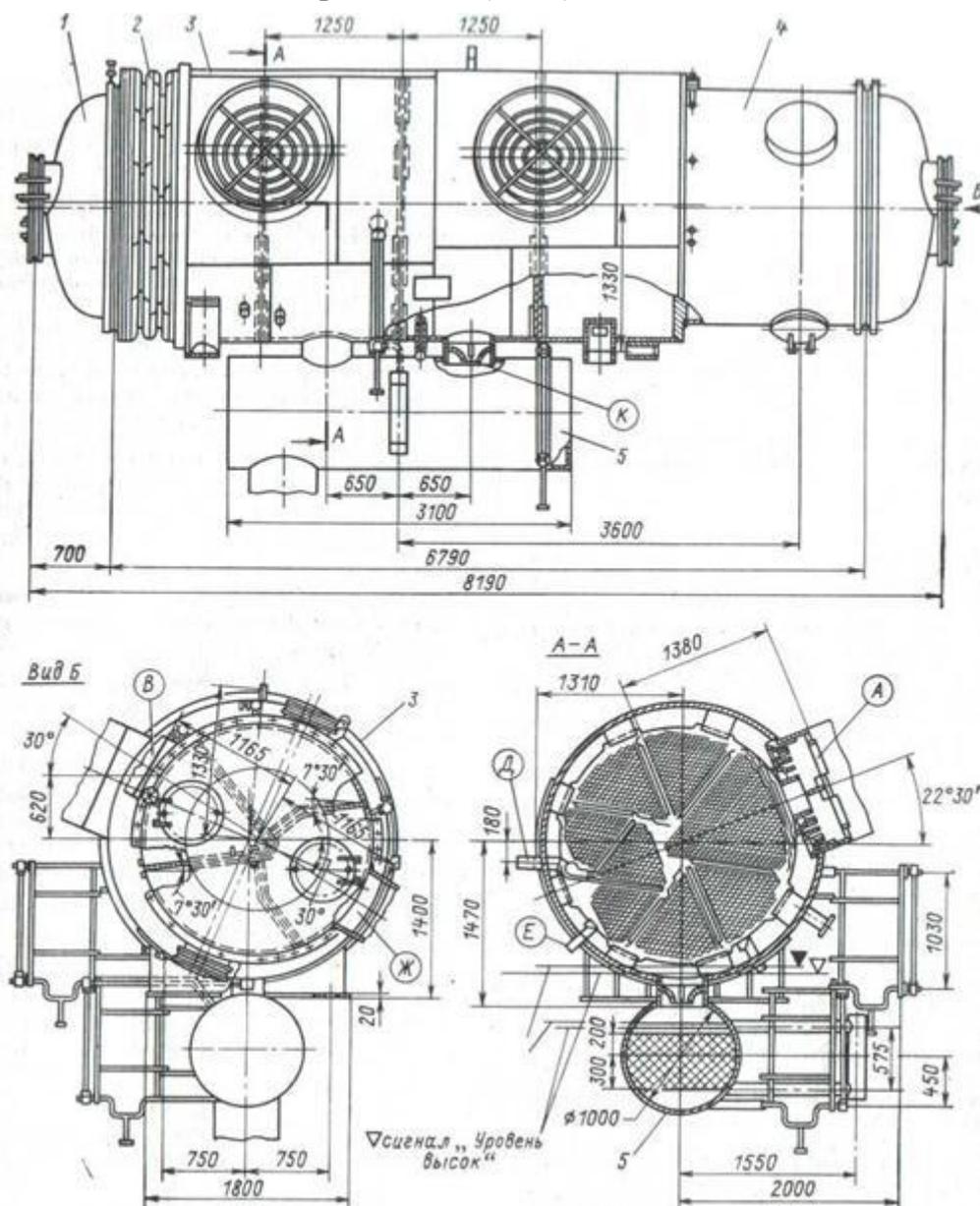


Рис. 60. Горизонтальный сетевой подогреватель типа ПСГ-1300-3-8-11

А – ввод греющего пара (два патрубка); В – выход сетевой воды; Д – отсос паровоздушной смеси; Е – подвод паровоздушной смеси из подогревателя с более высоким давлением пара; Ж – вход сетевой воды; К – патрубок отвода конденсата греющего пара из корпуса подогревателя в сборник конденсата; 1 – поворотная (задняя) водяная камера; 2 – линзовый компенсатор на корпусе; 3 – корпус подогревателя; 4 – входная передняя водяная камера; 5 – сборник конденсата.

Поворотная водяная камера (на рис. 60 слева) имеет сравнительно небольшую глубину, равную 700 мм, и служит для перепуска потока сетевой воды из одного пучка труб в другой. У двухходового подогревателя поворотная камера перегородок не имеет. У четырехходового она имеет одну наклонную под углом $22^{\circ}30'$ к вертикали перегородку с выгибом в средней части соответственно форме трубного пучка на входе греющего пара. Плоскость соприкосновения перегородки с трубной доской уплотняется асбестовыми или свинцовыми прокладками. В днище поворотной камеры имеются два лаза для чистки труб, расположенных по разные стороны от перегородки.

Греющий пар из отбора турбины поступает в подогреватель через два патрубка А, расположенных в верхней части корпуса подогревателя под углом $22^{\circ}30'$ к горизонтали. Внутри патрубков имеются концентрические расщепители, обеспечивающие равномерное распределение пара по поверхности теплообмена. Для защиты поверхности нагрева от эрозии со стороны входа пара в первом ряду пучка по его периферии устанавливаются стальные трубы – отбойники, в которые сетевая вода не поступает. Оси водяных камер смещены относительно оси корпуса подогревателя на 80 мм вбок под тем же углом $22^{\circ}30'$ в сторону противоположную патрубкам А подвода греющего пара. Соответственно этому трубный пучок в корпусе подогревателя расположен эксцентрично, что позволяет создать внутри подогревателя в зоне, прилегающей к месту ввода пара, симметричный клиновидный раздающий проход, охватывающий пучок. Это обеспечивает лучшее распределение парового потока по наружному контуру трубного пучка и облегчает доступ пара в глубину пучка через предусмотренные в нем проходы. Поток пара движется в подогревателе от периферии к центру, откуда осуществляется отсос воздуха.

Внутренний диаметр водяных камер меньше, чем внутренний диаметр корпуса подогревателя, и составляет 2100 мм при толщине стенки 16 мм, большей, чем у корпуса, поскольку расчетное давление воды больше, чем пара, и составляет 0,8 МПа против 0,3 МПа для пара. Входная (передняя) водяная камера служит для подвода и отвода сетевой воды от подогревателя и

имеет глубину около 2200 мм. Она имеет в нижней части на осевой линии под углом 30° к горизонтали патрубок Ж для подвода сетевой воды, а в верхней части с противоположной стороны на водяной камере под таким же углом к горизонтали расположен патрубок В для подвода сетевой воды. Перегородки во входной водяной камере имеют Х-образную форму, их ось симметрии имеет наклон к горизонтали в $22^\circ 30'$ соответственно наклону паровых патрубков А. Для чистки труб поверхности нагрева во входной водяной камере имеются четыре лаза соответственно количеству отсеков между перегородками. Два лаза расположены на днище входной камеры, а два – на цилиндрической стенке. Крышки всех лазов подвешены на петлях и кронштейнах. Центральный отсос воздуха из подогревателя к эжектору осуществляется через патрубок Д.

В нижней части корпуса подогревателя имеются два патрубка К для отвода дренажа в сборник конденсата греющего пара. В трубках, соединяющих корпус подогревателя с конденсатосборником, установлены специально спрофилированные сопла (воронки), имеющие высокий коэффициент расхода при стоке конденсата из подогревателя в конденсатосборник и низкий коэффициент в обратную сторону. Это ограничивает поступление в корпус подогревателя и в отбор турбины вторичного пара, который может образоваться в конденсатосборнике от вскипания находящегося в нем конденсата при сбросах нагрузки турбины, чем предотвращается возможный ее разгон этим паром. Сборник конденсата имеет диаметр 1000 мм. Двойной штриховкой на нем показаны пределы регулирования уровня конденсата. В нижней части сборника конденсата имеется патрубок для отвода греющего пара на всас конденсатных насосов сетевого подогревателя.

Около трубных досок горизонтальных сетевых подогревателей предусмотрены солевые отсеки для сбора и отвода засоленного присосами сетевой воды конденсата греющего пара. Основной поток конденсата греющего пара отводится из средней части корпуса подогревателя.

Для защиты корпуса сетевого подогревателя от повышения давления греющего пара предусмотрен предохранительный (атмосферный) клапан, который присоединяется к специальному патрубку и имеет выхлоп в атмосферу.

В целом конструкция подогревателя обеспечивает его хорошую герметичность, удобство ремонта, компенсацию температурных удлинений труб и дренирование водяного парового пространства.

Тема 3.3. ДЕАЭРАТОРЫ

3.3.1 Деаэрация воды

В химически очищенной воде находятся относительно нейтральные (N_2 и NH_3 и др.) и агрессивные (O_2 и CO_2) газы, последние приводят к химической коррозии внутренних поверхностей нагрева котла. Кроме этого, продукты коррозии нарушают циркуляцию воды в контуре котла, что может привести, в конечном итоге, к пережогу труб. Поэтому коррозионно-активные газы необходимо удалять из воды. Для этого существует несколько способов - химическая, каталитическая, термическая деаэрация.

Сущность химической деаэрации заключается в следующем - в воду добавляют сульфит натрия (Na_2SO_3), который окисляется до сульфата натрия (Na_2SO_4), забирая из воды кислород.

При каталитической деаэрации воды коррозионно-активные газы удаляются из воды водородом.

Основным способом удаления газов из воды в теплогенерирующих установках в настоящее время остается термическая деаэрация, которая основана на использовании закона растворимости газов в жидкости (закон Генри). Согласно этому закону количество растворенного газа в единице объема жидкости прямо пропорционально парциальному давлению газа над жидкостью

$$G_{\Gamma} = K_p \cdot P_{\Gamma},$$

где $P_{\Gamma} = P - P_{\Pi}$ - парциальное давление газа;

P - общее давление;

P_{Π} - давление пара над жидкостью;

K_p - коэффициент растворимости газа в воде.

Удаление газов из воды в теплогенерирующих установках осуществляется в специальных устройствах - термических деаэраторах, в которых также происходит подогрев воды до кипения.

Деаэратором называется устройство, в котором происходит удаление из воды кислорода и углекислого газа (деаэрация). Параллельно с удалением из воды растворенных газов, в деаэраторе происходит нагрев воды. Такие устройства применяются на ТЭС, в заводских и районных котельных для удаления растворенных газов из питательной воды, которая после этого поступает в котлоагрегаты, и подпиточной воды, подаваемой в теплосеть.

В теплогенерирующих установках малой и средней мощности обычно используются на водогрейных котлах вакуумные деаэраторы и на паровых котлах - атмосферные деаэраторы.

3.3.2 Классификация деаэраторов

По назначению на:

- 1) деаэраторы питательной воды паровых котлов;
- 2) деаэраторы добавочной воды и обратного конденсата внешних потребителей;
- 3) деаэраторы подпиточной воды тепловых сетей.

По давлению греющего пара на:

- 1) деаэраторы повышенного давления (ДП), работающие при давлении 0,6—0,8 МПа, а на АЭС — до 1,25 МПа и используемые в качестве деаэраторов питательной воды ТЭС и АЭС;
- 2) атмосферные деаэраторы (ДА), работающие при давлении 0,12 МПа;
- 3) вакуумные (ДВ), в которых деаэрация происходит при давлении ниже атмосферного: 7,5—50 кПа.

По способу обогрева деаэрируемой воды на:

- 1) деаэраторы смешивающего типа со смешением греющего пара и обогреваемой деаэрируемой воды. Этот тип деаэраторов применяется на всех без исключения ТЭС и АЭС;
- 2) деаэраторы перегретой воды с внешним предварительным нагревом воды отборным паром.

По конструктивному выполнению (по принципу образования межфазной поверхности) на:

1) Деаэраторы с поверхностью контакта, образующейся в процессе движения пара и воды:

- а) струйно-барботажные;
- б) пленочного, типа с неупорядоченной насадкой;
- в) струйного (тарельчатого) типа;

2) Деаэраторы с фиксированной поверхностью контакта фаз (пленочного типа с упорядоченной насадкой).

По способу увеличения поверхности контакта воды с греющим паром деаэраторы делятся на:

- 1)капельные
- 2)струйные
- 3)пленочные
- 4)с насадками
- 5)барботажные
- 6)комбинированные.

В капельных деаэраторах вода подается в деаэратор в виде капель при помощи форсунок или сопел. Распыление воды на капли обеспечивает высокую эффективность деаэрации воды, однако из-за засорений сопел капельные деаэраторы недостаточно надежны в эксплуатации. Кроме того, применение сопел и форсунок требует значительного расхода электроэнергии на распыление.

В струйных деаэраторах вода, подаваемая в верхнюю часть колонки деаэратора, поступает в водораспределительное устройство, под которым установлено несколько дырчатых тарелок (сит или противней). Сливаясь струями из распределителя и тарелок, вода образует дождевую занесу, которая пересекается потоком греющего пара, подаваемого в нижнюю часть колонки.

В пленочных деаэраторах вода подается через сопло и, ударяясь о розетку, разбрызгивается на расположенные под ней вертикальные (концентрические или прямоугольные) листы. Тонкие пленки деаэрируемой воды стекают вниз по листам, а греющий пар проходит между листьями снизу вверх.

В деаэраторах с насадками вода, подаваемая в верхнюю часть колонки деаэратора, разделяется на отдельные струи, которые стекают на насадку, за-

полняющую деаэрационную колонку. Назначение насадки — дробление потока на тончайшие струйки и пленки. Греющий пар подается между элементами насадки снизу вверх навстречу воде. В качестве насадки используют деревянные решетки, кольца Рашига, металлические керамические кольца, элементы специальной формы.

В барботажных деаэраторах контакт пара и воды осуществляется благодаря пропуску пара через слой жидкости. Барботаж обеспечивает в несколько раз (от 3 до 10) большую поверхность контакта воды и пара, чем при дроблении воды на струи. Однако использование барботажных деаэраторов затрудняется тем, что тепла пара, поступающего на барботаж, обычно недостаточно для подогрева воды до температуры насыщения. Как правило, барботаж применяют в качестве второй ступени деаэрации в сочетании со струйным или насадочным методом распределения воды. Такие деаэраторы называются двухступенчатыми. В струйно-барботажных деаэраторах нагрев воды до температуры насыщения и первоначальное газоудаление происходят в малогабаритных струйных колонках, а окончательная деаэрация осуществляется при обработке воды паром в барботажном устройстве, размещенном в баке-аккумуляторе.

В комбинированных деаэраторах сочетается несколько способов разделения воды на струи и капли.

В вакуумных деаэраторах вакуум в колонке создается водяными или паровыми эжекторами. Температура воды, при которой идет деаэрация, определяется вакуумом в колонке и колеблется в пределах 25—70° С. Основными достоинствами вакуумных деаэраторов являются простота конструкции и то, что они не нуждаются в специальном источнике греющего пара при наличии потоков конденсата с температурой 70—80° С.

Естественными вакуумными деаэраторами являются конденсаторы турбин, в которых поддерживается глубокий вакуум и образующийся конденсат находится в контакте с поступающим паром. Однако для электростанций высокого давления удаление газов из питательной воды в конденсаторах является недостаточным, так как вследствие «переохлаждения» конденсата содержание в нем кислорода превышает допустимые концентрации. Для достижения более полного газоудаления конденсатосборники конденсаторов оборудуют барботажным деаэрирующим устройством.

Вакуумные деаэраторы применяют на ТЭС для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей.

Атмосферные деаэраторы проще вакуумных, работают при низком давлении греющего пара и удобны в эксплуатации. При давлении в колонке деаэраторо-

ра, близком к атмосферному, в него можно подавать потоки воды любой температуры и давления. Однако атмосферные деаэратеры требуют поддержания в колонке постоянного избыточного давления. При значительных колебаниях нагрузки деаэратора давление в нем может стать ниже допустимого (вплоть до образования вакуума), что повлечет за собой увеличение содержания кислорода и свободной углекислоты в деаэрированной воде.

Атмосферные деаэратеры применяют, как правило, на небольших станциях с парогенераторами давлением до 40 кгс/см^2 и на станциях высокого давления для предварительной деаэрации химически очищенной воды. Деаэратеры среднего и повышенного давления менее чувствительны к колебаниям нагрузки. Процесс деаэрации в таких деаэраторах протекает при более высокой, чем в атмосферных деаэраторах, температуре, что ведет к улучшению качества деаэрации питательной воды и более полному разложению бикарбонатов. Однако наличие в колонке повышенного давления усложняет конструкцию деаэраторов и делает невозможным введение в нее потоков конденсата с более низким давлением, а также требует более внимательного обслуживания. Деаэратеры повышенного давления широко применяют на ТЭС с давлением пара выше 40 кгс/см^2

При небольшой добавке химически очищенной воды, что характерно для конденсационных электростанций, вода вначале направляется в конденсатор турбины, откуда конденсатными насосами через регенеративные подогреватели низкого давления в смеси с конденсатом подается в деаэратор повышенного давления. Расход воды в конденсаторе может достигать 30% от количества поступающего пара. Защита от коррозии трубок конденсатора и трубопроводов химически очищенной воды обеспечивается ее предварительной деаэрацией в вакуумном или атмосферном деаэраторе.

При больших добавках химически очищенной воды, что характерно для ТЭЦ, применяется двухступенчатая деаэрация. В этом случае химически очищенная вода и низкотемпературные конденсаты предварительно дегазируются в атмосферном деаэраторе (I ступень дегазации). Окончательная дегазация осуществляется в деаэраторе повышенного давления (II ступень дегазации), куда подаются также конденсат турбины, прошедший через систему регенеративного подогрева низкого давления, и дренажи подогревателей высокого давления.

Наиболее экономичной для ТЭЦ является схема дегазации, по которой часть добавки химически очищенной воды подается в конденсатор, а остальное количество — в деаэратор атмосферного давления. В него же направляются конденсаты с производства и из сетевых подогревателей. Деаэрированная в атмосферном деаэраторе вода смешивается с основным кон-

денсатом перед вторым подогревателем низкого давления и подается в деаэратор повышенного давления. Для химического связывания остающихся в питательной воде после деаэраторов микроконцентраций кислорода предусматривают ввод на всас питательных насосов гидразина (III ступень дегазации).

3.3.3. Схемы подключения деаэраторов

Применяются две схемы их присоединения к отборам турбины: деаэратор может быть подключен в качестве отдельного регенеративного подогревателя или установлен перед основным поверхностным подогревателем на паре того же отбора (рис 61).

При работе на скользящем давлении ухудшаются условия работы питательных насосов, а дросселирование пара приводит к уменьшению тепловой экономичности установки (теплообменные аппараты). На случай значительного снижения давления пара в отборе при работе по схеме, приведенной на рис. 61, а, необходимо предусмотреть дополнительный подвод пара из стоящего выше отбора. Схему целесообразно применять на электростанциях с нагрузкой, изменяющейся в небольших пределах, или на ТЭЦ при подсоединении деаэратора к производственному отбору (когда давление пара в этом отборе изменяется мало).

По схеме, изображенной на рис. 61, б, деаэратор и следующий за ним (по ходу воды) подогреватель составляют вместе одну ступень подогрева питательной воды. Дросселирование пара на входе в деаэратор в этом случае никак не отражается на тепловой экономичности, и давление в деаэраторе легко может поддерживаться постоянным в сравнительно широком диапазоне изменения мощности турбины. Поэтому данная схема находит наиболее широкое применение.

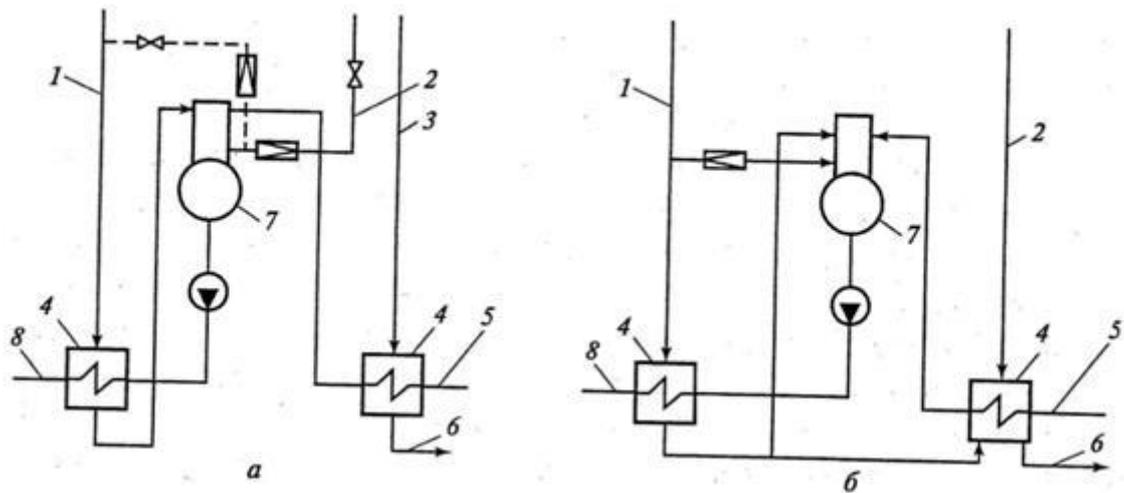


Рисунок 61-Схемы включения деаэрата

а — деаэратор является отдельным регенеративным подогревателем;

б — деаэратор является предвключенной ступенью поверхностного подогревателя;

1— 3 — трубопроводы пара от последовательных отборов турбин; 4 — регенеративный подогреватель; 5 — линия основного конденсата; 6 — линия отвода дренажа; 7 — деаэратор; 8 — линия питательной воды

3.3.4. Схема деаэрационной установки

В состав деаэратора атмосферного входит:

- Деаэрационная колонка
- Бак деаэрационный
- Охладитель выпара
- Предохранительное устройство (гидрозатвор)

Схема включения атмосферных деаэраторов определяется проектной организацией в зависимости от условий назначения и возможностей объекта, на котором они устанавливаются. На рис. 62 приведена рекомендуемая схема деаэрационной установки серии ДА. Химически очищенная вода (1) через охладитель выпара (2) и регулирующий клапан (4) подается в деаэрационную колонку (6). Сюда же направляется поток основного конденсата (7) с температурой ниже рабочей температуры деаэратора. Деаэрационная колонка устанавливается у одного из торцов деаэрационного бака (9). Отвод деаэрированной воды (14) осуществляется из противоположного торца бака с целью обеспечения максимального времени выдержки воды в баке. Весь пар подво-

дится по трубе (13) через регулирующий клапан давления (12) в торец бака, противоположный колонке, с целью обеспечения хорошей вентиляции парового объема от выделяющихся из воды газов. Горячие конденсаты (чистые) подаются в деаэрационный бак по трубе (10). Отвод выпара из установки осуществляется через охладитель выпара (2) и трубы (3) или непосредственно в атмосферу по трубе (5). Для защиты деаэратора от аварийного повышения давления и уровня устанавливается самозаливающее комбинированное предохранительное устройство (гидрозатвор)(8). Периодическая проверка качества деаэрированной воды на содержание кислорода и свободной углекислоты производится с помощью теплообменника для охлаждения проб воды (15).

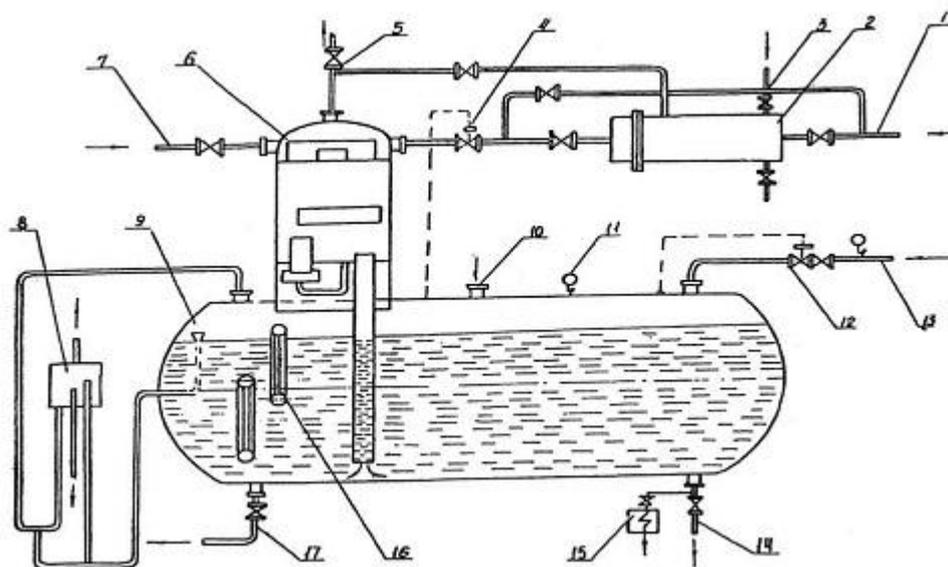


Рис. 62. Принципиальная схема включения деаэрационной установки атмосферного давления:

1-Подвод химочищенной воды; 2-охладитель выпара; 3,5-выхлоп в атмосферу; 4-клапан регулировки уровня; 6-колонка; 7-подвод основного конденсата; 8-предохранительное устройство (гидрозатвор); 9-бак деаэрационный; 10-подвод горячих конденсатов; 11-манометр; 12-клапан регулировки давления; 13-подвод горячего пара; 14-отвод деаэрационной воды; 15-охладитель проб пара и воды; 16-указатель уровня; 17-дренаж; 18-мановакуумметр.

3.3.5. Конструкции деаэраторов

На тепловых электростанциях широко применяются деаэраторы повышенного давления с колонками двухступенчатой (струйно-барботажной) деаэрации. Работа таких деаэрационных колонок иллюстрируется принципиальной схемой деаэрационной колонки ДСП-500М, приведенной на рис. 46. Колонки ДСП-225-7 и ДСП-500М (ДСП-500М-1 и ДСП-500М-2) аналогичны по конструкции и имеют барботажное устройство в нижней части.

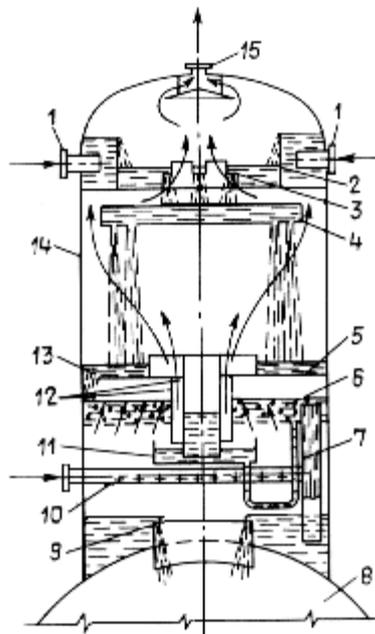


Рис. 63. Принципиальная схема деаэрационной колонки ДСП-500М: 1 - подводящие штуцера; 2 - смесительно-распределительное устройство; 3 - горловина смесительно-распределительного устройства; 4 - перфорированная тарелка; 5 - водоперепускной лист; 6 - перфорированный лист; 7 - сливные трубы; 8 - бак-аккумулятор; 9 - горловина бака; 10 - коллектор; 11 - поддон; 12 - перепускные трубы; 13 - сегментное отверстие; 14 - деаэрационная колонка; 15 штуцер

Деаэрационная колонка (ДСП-500М) 14, установленная на баке-аккумуляторе 8 (рис.63), имеет подводящие штуцера 1, смесительное устройство 2, перфорированную тарелку 4, водоперепускной лист 5 и барботажное устройство, состоящее из перфорированного листа 6, пароперепускных труб 12 и сливных труб 7.

Химически обессоленная вода и основной конденсат направляются в смесительно-распределительное устройство 2 и через его горловину 3 сливаются на перфорированную тарелку 4. С тарелки 4 поток воды многочисленными струями сливается на водоперепускной лист 5, а с него через сегментное отверстие 13 - на барботажное устройство. Перемещаясь по барботажному листу, вода нагревается паром, проходящим через перфорацию листа. На периферии барботажного листа установлены водосливные трубы, верхние концы которых выступают над листом, чем обеспечивается постоянный уровень воды над листом при работе водослива. Горловина 9 на баке 8 и нижние концы сливных труб 7 образуют гидрозатвор, препятствующий проходу пара, помимо барботажного устройства. Из гидрозатвора вода сливается через горловину 9 в бак-аккумулятор. Пар под барботажный лист подается по коллектору 10.

Площадь перфорации барботажного листа определена, исходя из условия обеспечения при минимальной нагрузке деаэрата устойчивой паровой подушки под листом, исключающей провал воды через отверстия листа. С увеличением производительности и расхода пара давление в подушке и ее высота увеличиваются. В случае превышения высоты паровой подушки 140 мм вод. ст. включаются в работу сначала наружная, а затем и внутренняя пароперепускные трубы 12, по которым в обвод барботажного листа избыточный пар отводится в струйный отсек. Погруженные в поддон 11 нижние концы пароперепускных труб образуют гидрозатвор, который заполняется автоматически при уменьшении расхода пара подачей части воды через водоперепускные трубы, соединяющие поддон с периферией барботажного листа. Выпар отводится через штуцер 15, расположенный в верхней части колонки.

Деаэраторы с колонкой ДСП-500М применяют также в схеме подготовки питательной воды на энергоблоках мощностью 200 МВт взамен применявшихся ранее деаэраторов ДСП-320. Принципиальная схема работы деаэраторов с колонками ДСП-1000, применяемых в энергоблоках мощностью 300 МВт, аналогична схеме деаэрата ДСП-500М. Для энергоблоков мощностью 500 и 1200 МВт применяют деаэраторы с колонками ДСП-2000 производительностью 2000 т/ч (одна колонка на деаэратор блока 500 МВт и две на деаэратор блока 1200 МВт). Принципиальная схема колонки ДСП-2000 аналогична схеме колонки ДСП-500М, однако имеются конструктивные отличия в исполнении отдельных узлов. Для блоков мощностью 800 МВт раз-

работана горизонтальная колонка двухступенчатого (струйно-барботажного) деаэрирования типа ДСП-1300.

Требуемое качество деаэрированной воды поддерживается системой автоматического регулирования работы деаэрационной установки, которая обеспечивает: подачу в деаэратор необходимого количества пара для подогрева воды до температуры насыщения при рабочем давлении в деаэраторе, поддержание постоянного давления, требуемого расхода выпара, равенства

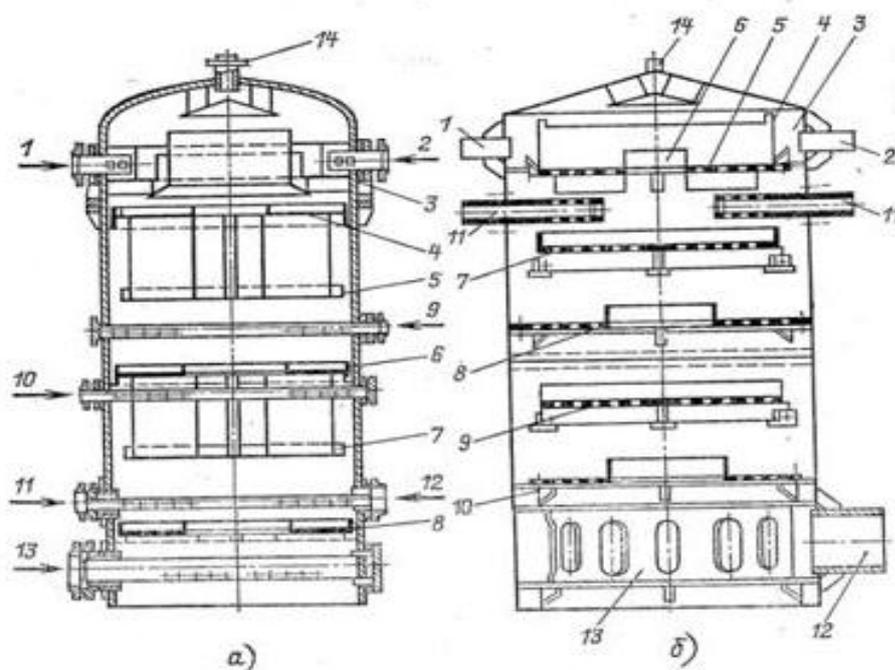


Рис. 64. Конструкции деаэрационных колонок повышенного и атмосферного давления струйного типа

a — струйного типа повышенного давления, *б*—струйного типа атмосферного давления.

a — струйного типа повышенного давления:

1-подвод основного конденсата;2-подвод конденсата сетевых подогревателей;3-смесительное устройство;4-8-дырчатые тарелки; 9,10-подвод конденсата ПВД;11,12-пар от уплотнений штоков и расширителей дренажей;13-подвод греющего пара;14-отвод выпара;

б—струйного типа атмосферного давления:

1 и 2-подвод химически очищенной воды и обратного конденсата;3-смесительная камера;4-порог;5 и 7-10-тарелки;6-горловина в тарелке 5 для перехода выпара;11-подвод конденсата сетевых подогревателей;12,13-штуцер для подвода пара в распределительный коллектор;14-отвод выпара.

Принципиальная схема деаэратора струйно-барботажного типа

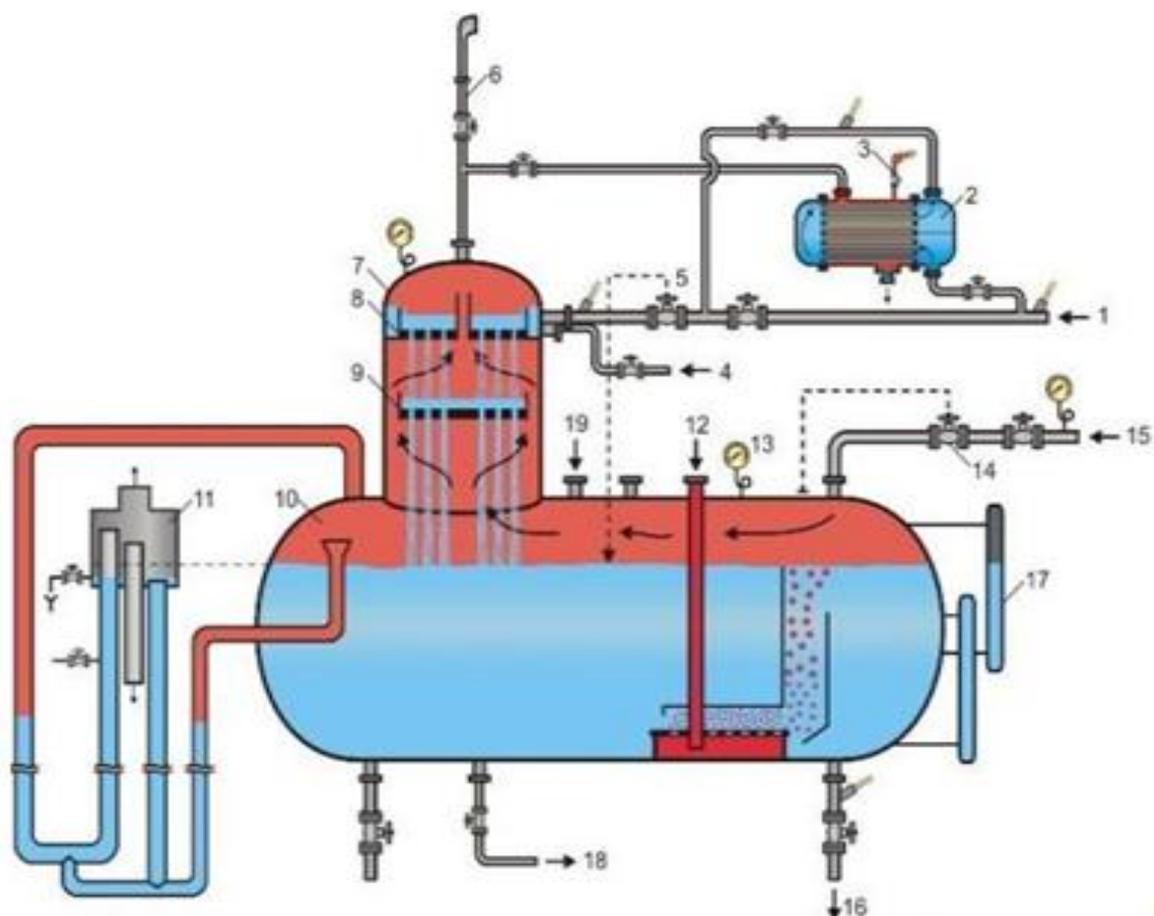


Рис. 65. Принципиальная схема деаэратора струйно-барботажного типа

1 - подвод воды; 2 - охладитель выпара; 3, 6 - выпар а атмосферу; 4 - подвод стороннего конденсата(например, конденсата пара производственных отборов турбоагрегатов); 5- регулятор уровня; 7 - деаэрационная колонка; 8, 9 - верхняя и нижняя струеобразующие тарелки; 10 - деаэраторный бак; 11 - предохранительно-сливное устройство; 12 - подвод барботажного пара; 13 - приборы контроля давления; 14 - регулятор давления; 15 - подвод основного пара; 16 -отвод деаэрированной воды; 17 - указатель уровня; 18 - дренаж; 19 - подвод горячего конденсата.

Конструкция деаэраторного бака

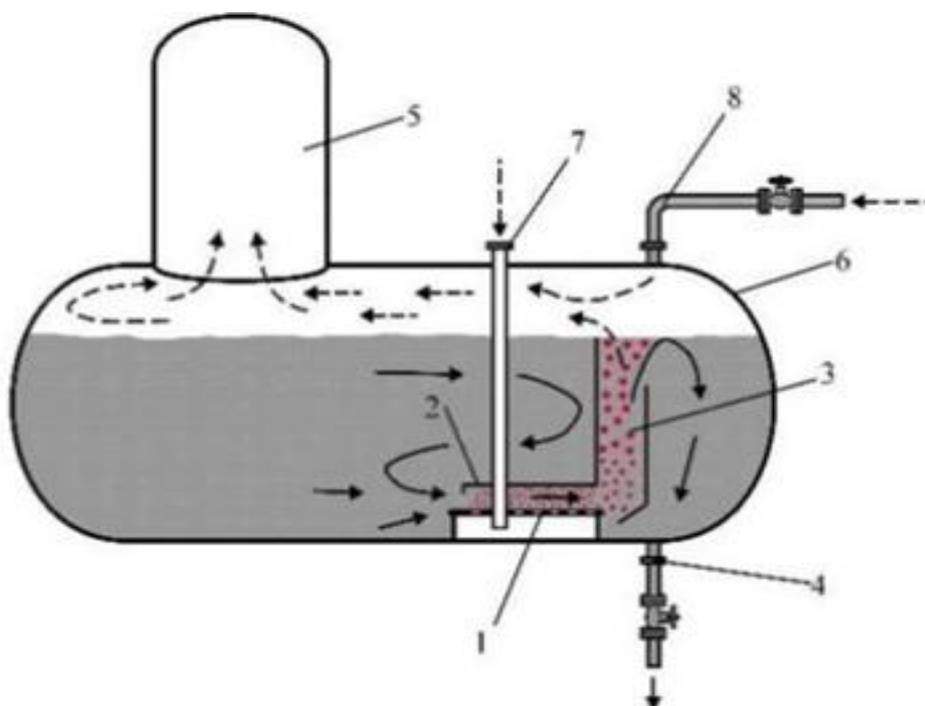


Рис.66. Конструкция деаэраторного бака

1 - барботажный лист; 2 - верхняя полка; 3 - шахта подъемного движения; 4 - отвод деаэрированной воды; 5 - деаэрационная колонка; 6 - деаэраторный бак; 7 - подвод барботажного пара; 8 - подвод основного пара; сплошные линии-направление движения воды; пунктирные линии - направления движения пара

Конструкция пленочного деаэратора

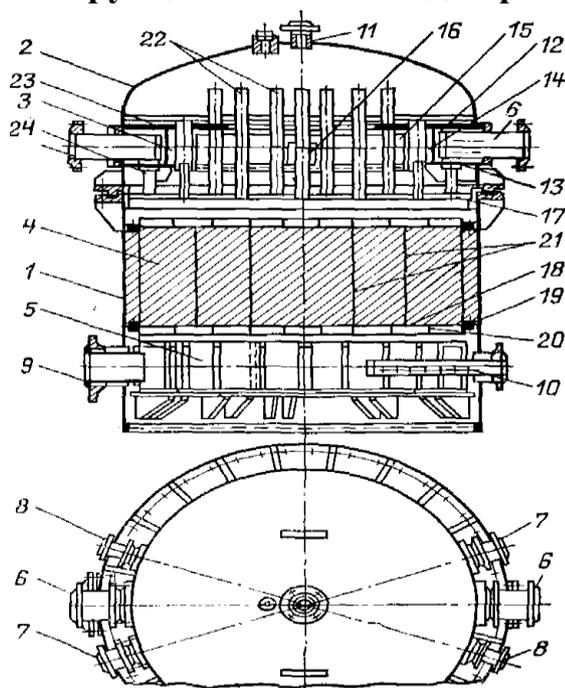


Рис. 67. Конструкция пленочного деаэратора

1-корпус;2-крышка;3-водораспределительное устройство;4-насадка;5-парораспределительный коллектор;6-10-штуцер для ввода(6-конденсата из ПНД;7-химически очищенной воды;8-конденсата испарителей;9-греющего пара;10-пара от штоков клапанов турбины;)11-штуцер для отвода выпара;12,13-горизонтальные листы;14-цилиндрическая перегородка;15-перегородка;16-отверстия для выхода поды;17-перфорированные тарелки;18-сетка с фиксированной ячейкой;19-кольца;20-решетка;21-обечайки;22-патрубки в водяной распределительной камере;23-патрубки в смесительном устройстве для отвода выпара с периферии колонки;24-трубы.

Тема 3.4. Испарительные установки

3.4.1. Типы испарителей и их конструкции

В основе термической подготовки воды положен принцип концентрации примесей имеющих в воде в процессе парообразования. Добавочной водой при этом является конденсат получаемого пара. Аппараты, в которых происходит процесс парообразования с концентрацией примесей, называются *испарителями* (рис. 68). Парообразование с концентрацией примесей мо-

жет происходить в трубной системе (греющей секции) или в объеме при вскипании воды за счет снижения (мгновенного) ее давления. В первом случае испарители называют *поверхностного типа*, во втором – испарители *мгновенного вскипания*. Испарители поверхностного типа достаточно широко распространены на тепловых электростанциях и используются для получения добавочной воды цикла и отпуска пара промышленным потребителям. Питательная вода таких испарителей является химически обработанная (умягченная) и деаэрированная вода, чтобы предотвратить образование отложений на поверхностях нагрева. Умягчение воды перед поступлением ее в испаритель поверхностного типа обычно методом двухступенчатого Na-катионирования с предварительным известкованием и коагуляцией или H-Na-катионирования.

Для нагрева воды и получения пара из питательной воды в испаритель подводится пар одного из отборов турбины (*первичный пар*). Получаемый в испарителе пар называют *вторичным*. При использовании испарителя для получения добавочной воды цикла вторичный пар отводится в теплообменник (конденсатор испарителя), где он конденсируется и затем поступает в цикл. При работе испарителя на ТЭЦ для отпуска промышленным потребителям вторичный пар отводится потребителю. Поддержание заданной концентрации примесей в упариваемой питательной воде осуществляется за счет продувки.

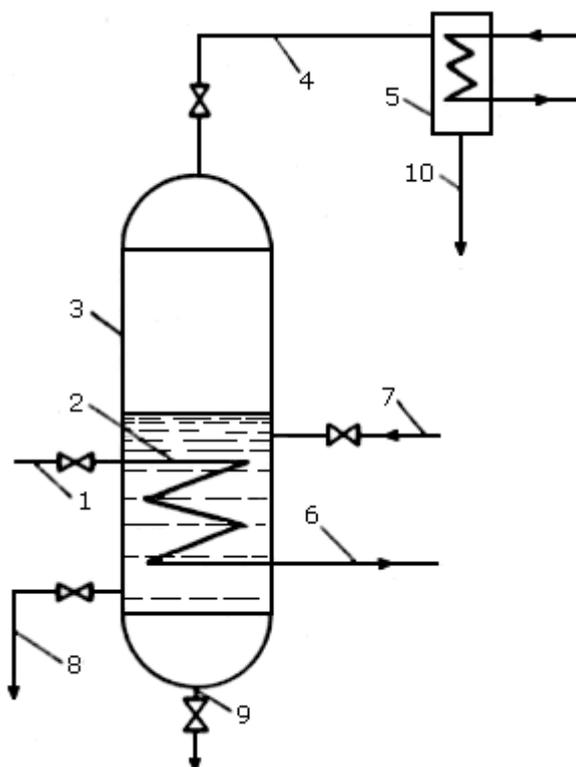


Рис. 68. Схема простейшей испарительной установки:

1—подвод первичного пара; 2—греющая секция; 3—корпус испарителя; 4—отвод вторичного пара; 5—конденсатор; 6—отвод конденсата; 7—подвод питательной воды; 8—продувка; 9—опорожнение; 10—отвод дистиллята.

В настоящее время на тепловых электростанциях применяются в основном испарители поверхностного типа. Генерация вторичного пара в этих испарителях происходит из химически очищенной деаэрированной воды. Этот пар либо отпускается внешним потребителям на ТЭЦ (при этом конденсат греющего пара, отбираемого из турбины, сохраняется в цикле электростанции, а испаритель выполняет функцию паропре-образователя), либо конденсируется в конденсаторе испарителя и в виде дистиллята используется для восполнения потерь рабочего тела в цикле. Такого типа испарители имеют вертикальное исполнение и оснащаются паропромывочными устройствами и сепаратором.

На рис. 68 показана типовая конструкция испарителя поверхностного типа, который маркируется буквой И с указанием площади поверхности теплообмена (греющей секции), например И-350 или И-1000. Основными узлами конструкции являются корпус, греющая секция, паропромывочные устройства, водораспределительные устройства и жалюзийный сепаратор.

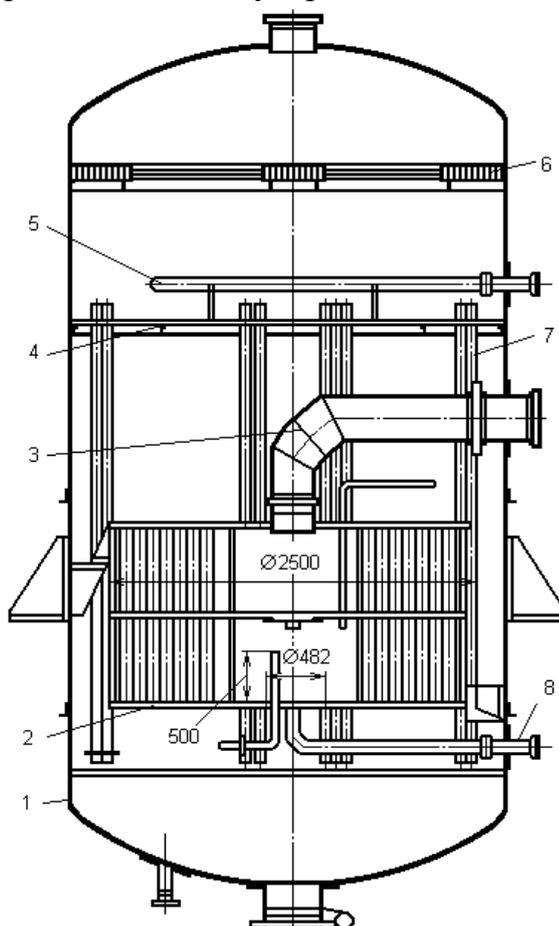


Рис. 69. Общий вид испарителя поверхностного типа

- 1 - корпус; 2 - греющая секция; 3 - подвод греющего пара;
- 4 - паропромывочный дырчатый лист;
- 5 - водораспределительное устройство; 6 - жалюзийный сепаратор; 7 - опускные трубы;
- 8 - отвод конденсата греющего пара

Работа испарителя протекает следующим образом: первичный пар поступает в греющую секцию и, проходя в межтрубном пространстве, конденсируется на наружной поверхности труб. Конденсат пара стекает по трубам на нижнюю трубную доску греющей секции и отводится из нее.

Питательная (химически очищенная) вода поступает через регулирующий клапан в водораспределительное устройство над паропромывочным дырчатым листом, откуда по опускным трубам сливается в нижнюю часть корпуса и заполняет корпус и трубки греющей секции. За счет теплоты конденсации первичного пара происходит испарение части воды в трубках, где образуется пароводяная смесь.

Таким образом, в трубках греющей секции создается подъемное движение воды, а в кольцевом зазоре между корпусом и греющей секцией – опускное, т.е. осуществляется естественная циркуляция жидкой фазы. Образовавшийся (вторичный) пар, пройдя через слой воды над греющей секцией, поступает в паровое пространство испарителя, проходит через слой промывочной воды над одним или двумя паропромывочными листами, жалюзийный сепаратор и отводится из испарителя.

Для обеспечения устойчивой естественной циркуляции и уменьшения выбросов капельной влаги в паровое пространство уровень воды в корпусе поддерживается выше верхней трубной доски греющей секции на $150 \div 200$ мм.

Испаритель оборудован также устройствами контроля за уровнями воды над паропромывочными дырчатыми листами, а также контроля и регулирования уровня конденсата греющего пара в греющей секции. Для повышения эффективности теплообмена в греющей секции из нижней части межтрубного пространства предусмотрен перепуск в паровое пространство неконденсирующихся газов. При этом эффективный отвод газов достигается при уровне конденсата греющего пара на $50 \div 100$ мм ниже газоотвода.

В корпусе испарителя предусматриваются лазы для осмотра и мелкого ремонта внутренних устройств. Сам корпус выполняется сварным из листовой

стали. Крепление трубок к трубным доскам греющей секции осуществляется приваркой или вальцовкой.

Включение испарительных установок в тепловую схему ТЭЦ

При эксплуатации теплофикационных турбин меняются тепловые и электрические нагрузки. При этом изменяется также и количество основного конденсата, проходящего через подогреватели низкого давления (в местах, где может быть установлен конденсатор испарителя), следовательно, производительность испарительной установки также не будет оставаться неизменной. В условиях максимального отпуска теплоты ее будет явно недостаточно для восполнения внутренних потерь пара и конденсата в цикле.

На рис.38 приведена схема включения испарительной установки в систему подогрева сетевой воды теплофикационной турбины. Здесь в качестве греющего используется пар, направляемый в сетевой подогреватель, а конденсация вторичного пара происходит потоком сетевой воды. Так как поток сетевой воды существенно больше потока основного конденсата в регенеративной системе и расход греющего пара испарителя может быть значительно выше расхода пара при установке его в регенеративной системе, то производительность испарительной установки оказывается в несколько раз больше достигаемой при включении ее в регенеративную систему. При этом площади поверхностей нагрева испарителя и конденсатора испарителя должны быть достаточно большими. Обычно используются испарители с площадью поверхности 1000 м^2 и конденсаторы типа ПСВ-1200 или ПСВ-1500.

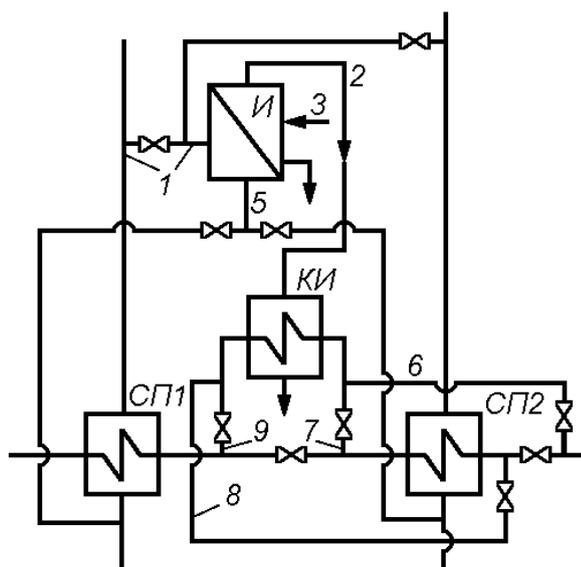


Рис. 70. Схема включения испарительной установки в систему подогрева теплофикационной турбины

СП₁ – верхний сетевой подогреватель; СП₂ – нижний сетевой подогреватель; 6, 8 – подвод сетевой воды к КИ и отвод ее при работе испарителя от пара нижнего регулируемого отбора; 7, 9 – подвод сетевой воды к КИ и отвод ее при работе испарителя от пара верхнего регулируемого отбора; И – испаритель; КИ – конденсатор испарителя; П₁, П₂ – подогреватели низкого давления; 1 – подвод греющего пара; 2 – отвод вторичного пара; 3 – подвод питательной воды; 4 – продувка; 5 – отвод конденсата греющего пара

На электростанциях с отпуском теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения возможно также применение испарителей мгновенного вскипания для получения добавочной воды в большом количестве. На рис.71 показана схема использования сетевой воды для получения добавочной воды. Основными элементами схемы являются испаритель-расширитель, конденсатор испарителя и перекачивающие насосы.

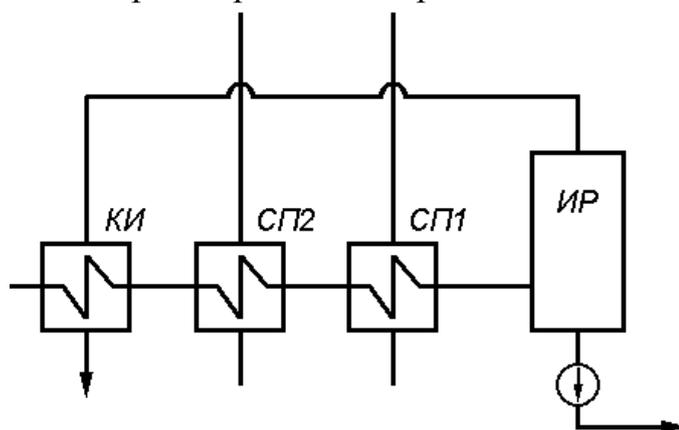


Рис. 71. Схема использования сетевой воды для получения добавочных вод на ТЭЦ

ИР – испаритель-расширитель; СП₁ – верхний сетевой подогреватель; СП₂ – нижний сетевой подогреватель; 6, 8 – подвод сетевой воды к КИ и отвод ее при работе испарителя от пара нижнего регулируемого отбора; 7, 9 – подвод сетевой воды к КИ и отвод ее при работе испарителя от пара верхнего регулируемого отбора; И – испаритель; КИ – конденсатор испарителя; П₁, П₂ – подогреватели низкого давления; 1 – подвод греющего пара; 2 – отвод вторичного пара; 3 – подвод питательной воды; 4 – продувка; 5 – отвод конденсата греющего пара

Прямая сетевая вода (вся или часть ее) с температурой (вода после верхнего сетевого подогревателя с температурой выше, чем принятая по графику нагрузок на $5 \div 10^\circ\text{C}$) поступает в испаритель-расширитель. Последний соединен паропроводом с конденсатором испарителя, через который проходит обратная сетевая вода или вода, направляемая на водоподготовку для подпитки теплосети. В связи с тем, что в испарителе-расширителе в этих условиях установится давление, которому соответствует температура насыщения t_p , меньшая чем $t_{c.n}$; часть поступающей сетевой воды будет вскипать. Количество образующегося пара пропорционально разности температур $(t_{c.n} - t_p)$ и расходу воды, поступающей в испаритель-расширитель:

$$D_n = \frac{G_{c.в} (t_{c.n} - t_p) c_p}{r}$$

где r – значение теплоты парообразования при t_p .

Неиспарившаяся в испарителе-расширителе сетевая вода поступает на всас насосов перекачки и направляется (в зависимости от теплового графика) на пиковые водогрейные котлы или потребителю. Пар из испарителя-расширителя конденсируется в конденсаторе испарителя потоком, обратной сетевой воды или потоком сырой воды, направляемый на химводоочистку.

Для обеспечения необходимого качества получаемого в теплообменнике конденсата пар в испарителе-расширителе проходит одну или две ступени промывки и осушается в жалюзийном сепараторе.

Использование таких установок требует увеличения расхода подпитки теплосети, соответствующего количеству получаемой добавочной воды, также вызывает некоторое повышение минерализации сетевой воды. Однако экономически это следует считать оправданным при больших потоках сетевой воды, так как приготовление подпиточной воды теплосети значительно проще и дешевле получения добавочной воды цикла энергетических котлов. Повышение минерализации сетевой воды за счет упаривания части ее можно считать несопоставимым с исходной минерализацией.

Испарители на ТЭЦ могут использоваться также для отпуска пара промышленным потребителям, выполняя функции паропреобразователя. В этом случае они подключаются к промышленному отбору турбины или к выхлопу пара из проточной части (для турбин с противодавлением). Целесообразность такого применения испарителей обусловлена прежде всего тем, что отпуск пара от ТЭЦ связан, как правило, с потерей его конденсата. Установка испарителей позволяет сохранить конденсат отбираемого из турбины пара в цикле электростанции. По сравнению с прямым отпуском пара потребителям

при установке испарителей имеет место невыработка электрической энергии турбогенератором. Однако в ряде случаев такой способ отпуска пара является единственно приемлемым.

В схемах отпуска пара с использованием испарителей предусматривается установка охладителей конденсата и пароперегревателей. В пароперегревателях происходит перегрев вторичного пара испарителей за счет теплоты перегрева пара, отбираемого из турбины. В охладителе конденсата теплота конденсата греющего пара испарителя используется для подогрева питательной воды испарителя.

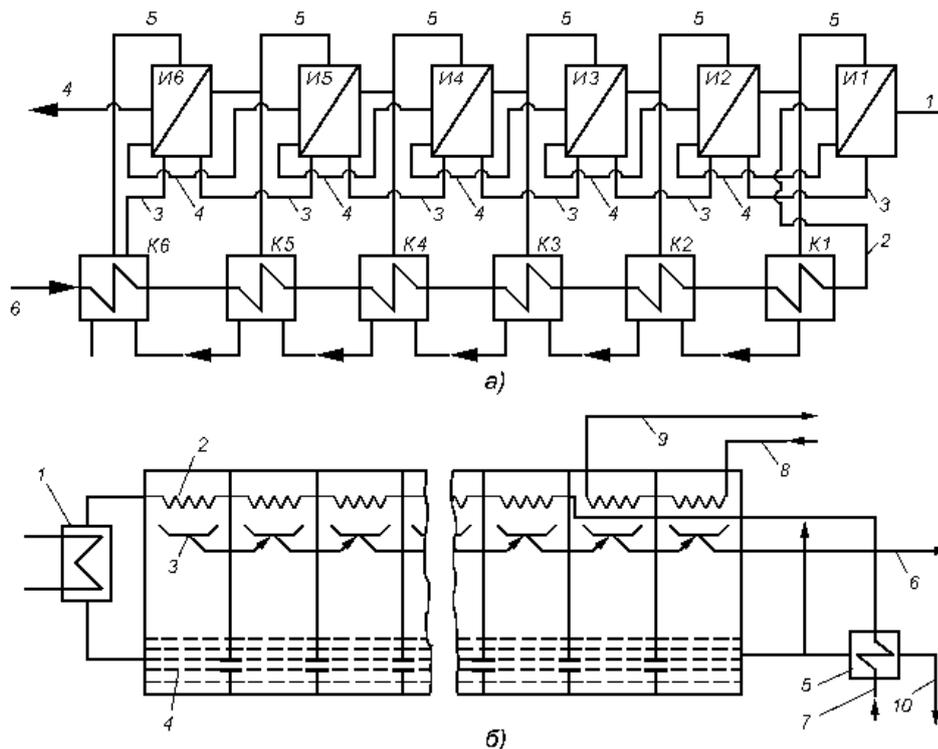


Рис. 72. Схемы многоступенчатых испарительных установок

а – с испарителями поверхностного типа;

1 – подвод греющего пара; 2 – подвод питательной воды;

3 – отвод конденсата греющего пара; 4 – продувка;

5 – отвод вторичного пара; 6 – отвод дистиллята;

И₁ - И₆ – испарители; К₁ - К₆ – конденсаторы ;

б – с испарителями мгновенного вскипания;

1 – основной подогреватель;

2 – конденсирующие поверхности;

3 – сборник дистиллята; 4 – камера испарения;

5 – охладитель продувки; 6 – отвод дистиллята;

7 – подвод исходной воды;

8, 9 – подвод и отвод охлаждающей воды; 10 – продувка

Тема 3.5. Трубопроводы тепловых электростанций

3.5.1. Категории, материал и сортамент трубопроводов.

По виду протекающей среды трубопроводы разделяются на паропроводы и водопроводы, воздухопроводы (воздуховоды) и газопроводы (газоходы), мазутопроводы и маслопроводы, пылепроводы и др.

По назначению стационарные трубопроводы классифицируются по следующим группам:

Главные паропроводы – подают пар от котельных агрегатов к турбинам, турбонасосам, РОУ и другим потребителям пара. К главным паропроводам также относятся паропроводы от турбин к вторичным пароперегревателям и от них к части низкого давления турбин.

Питательные трубопроводы служат для подачи воды питательным насосам от деаэрационных блоков к котлам. В эту группу входят трубопроводы от питательных баков деаэрированной воды до питательных насосов; напорные трубопроводы от питательных насосов до регенеративных подогревателей высокого давления и обводная линия "холодного" питания ПВД.

Трубопроводы регенеративного цикла включают в себя паропроводы, подводящие пар из отборов турбин и от паровых приводов вспомогательных механизмов к подогревателям, деаэраторам, испарителям, водопроводы конденсата турбин, трубопроводы слива конденсата из подогревателей, а также трубопроводы испарительных установок.

Циркуляционные трубопроводы предназначены для подачи и отвода охлаждающей воды, прокачиваемой циркуляционными насосами через конденсаторы, маслоохладители турбин и газоохладители или воздухоохладители генераторов.

Выхлопные трубопроводы служат для отвода пара в атмосферу от арматуры, предохраняющей котлы, турбины и аппараты при чрезмерном повышении давления, от баков, где может происходить испарение воды, а также от эпизодически работающих механизмов с паровым приводом.

Маслопроводы используются для подачи масла на смазку и охлаждение подшипников турбин и механизмов и для отвода масла с подшипников. Кроме того, маслопроводы связывают маслохозяйство электростанции с масляными баками у агрегатов.

Трубопроводы химводоочистки предназначены для соединения аппаратуры, насосов и баков химводоочистки между собой и для транспортирования воды от химводоочистки к главному корпусу.

Мазутопроводы включают в себя трубопроводы для соединения мазутных баков с насосами, аппаратуры мазутонасосной и подачи мазута от мазутонасосной к форсункам котлов.

Газопроводы природного газа служат для подачи природного газа от газораспределительного пункта (ГРП) к горелкам котлов.

Теплофикационные трубопроводы включают в себя паропроводы для подачи пара к сетевым подогревателям, паропреобразователям и внешним потребителям; водопроводы тепловых сетей, находящиеся как внутри главного здания, так и внешние, конденсатопроводы от потребителей, а также трубопроводы отвода конденсата из сетевых подогревателей, паропреобразователей и охладителей в систему регенерации.

Прочие трубопроводы состоят из трубопроводов золоудаления, технической воды, пожарные, сжатого воздуха, водорода, хозяйственные, паропроводы обдувки, продувочные и спускные трубопроводы.

Категория трубопроводов	Среда	Рабочие параметры среды	
		температура, °С	давление, МПа
1	а) Перегретый пар б) Перегретый пар в) Перегретый пар г) Перегретый пар д) Горячая вода, насыщенный пар	>580 >540-580 >450-540 ≤450 >115	Не ограничено Не ограничено Не ограничено >3,9 >8,0
2	а) Перегретый пар б) Перегретый пар в) Горячая вода, насыщенный пар	>350-450 ≤350 >115	<3,9 >2,2-3,9 >3,9-8,0
3	а) Перегретый пар б) Перегретый пар в) Горячая вода, насыщенный пар	>250-350 ≤250 >115	<2,2 >1,6-2,2 >1,6-3,9
4	а) Перегретый и насыщенный пар б) Горячая вода	≥115-250 >115	>0,07-1,6 <1,6

Марки стали для труб выбираются в зависимости от рабочего давления, температуры и свойств среды.

Для стационарных трубопроводов применяются стальные бесшовные трубы холоднотянутые, холоднокатаные, горячетянутые и теплокатаные, стальные

сварные трубы с продольным или спиральным швом, а также трубы из пластмасс.

На тепловых электростанциях наибольшее распространение получили трубы, изготовленные из углеродистых и низколегированных марок сталей, а для трубопроводов сверхвысоких параметров – из сталей аустенитного класса.

Стали, применяющиеся для изготовления труб паропроводов, транспортирующих пар высокой температуры, подвергаются легированию для повышения прочностных показателей, в первую очередь жаропрочности. Основными присадками в перлитных сталях в этом случае являются молибден и ванадий. Поскольку молибден при температуре $>470-480^{\circ}$ резко повышает склонность стали к графитизации, а присадка хрома в небольших количествах ликвидирует это неблагоприятное свойство, используются хромомолибденовые стали. При температурах среды до $\sim 450^{\circ}$ применяются трубы из углеродистой стали. Поэтому водопроводные линии при любых давлениях и температуре воды изготавливают из углеродистых сталей. При температурах выше 450° , но не более $570-580^{\circ}$ используются низколегированные перлитные стали, содержащие молибден, хром, ванадий. При более высоких температурах применяются стали аустенитного класса, содержащие значительные количества хрома и никеля и некоторые другие элементы. Стали аустенитного класса необходимы при особо высоких температурах среды, поскольку перлитные стали при этих условиях резко теряют свои прочностные свойства, в первую очередь жаропрочность. Аустенитные стали дороже легированных перлитных в 2-2,5 раза и, кроме того, очень чувствительны ко всяким нарушениям их механической и термической обработки и эксплуатации трубопроводов.

Для трубопроводов высокого и сверхвысокого давления трубы изготавливаются по специальным техническим условиям из сталей 20, 15ГС, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф. Трубы имеют толщину стенки до 80 мм.

Электросварные трубы со спиральным швом разрешается применять только на прямых участках трубопроводов. Из них не разрешается изготавливать фасонные части.

Трубы из нержавеющей стали применяются в системах химводоочистки для трубопроводов с коррозионной средой. Эти трубы изготавливаются из сталей марок 08Х18Н10, 12Х18Н9, 12Х18Н10Т и др.

В системах химводоочистки для трубопроводов, по которым транспортируется агрессивная среда (растворы кислот, осветлённая вода), во избежание их быстрого выхода из строя в результате коррозии применяют также стальные трубы, на внутреннюю поверхность которых наносится специальное защитное

покрытие резиной или лаками, или же трубы из пластмасс.

В настоящее время в системах химводоочистки применяются трубы из винилпласта - НПВХ, из полиэтилена высокой плотности - ПВД и из полиэтилена низкой плотности - ПНД.

Пластмассовые трубы имеют следующие преимущества по сравнению с металлическими: кислотоупорность, высокую стойкость против коррозии, меньшую массу, простоту обработки. Например, трубы из ПВД на 40% легче труб из НПВХ и в 8 раз легче стальных труб.

Недостатком пластмассовых труб является значительная потеря прочности при высоких температурах, поэтому предел их применения по температуре среды ограничен.

3.5.2. Давления условные, рабочие и пробные

С повышением температуры среды, протекающей по трубопроводу, механическая прочность деталей трубопровода понижается, причем для деталей, изготовленных из чугуна, - при температуре среды свыше 120°C , а из сталей - свыше 200°C . Поэтому в случае превышения указанных температур длительная работа допускается только с определенным давлением, выбранным в зависимости от температуры протекающей среды.

Для характеристики прочности деталей и арматуры трубопроводов введены понятия условного, рабочего и пробного давлений.

Под *условным* давлением p_u понимается наибольшее избыточное рабочее давление при температуре среды 20°C , при котором обеспечивается длительная работа арматуры и соединительных частей.

Под *рабочим* давлением $p_{\text{раб}}$ понимается наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа арматуры и соединительных частей трубопровода при рабочей температуре среды.

Под *пробным* давлением $p_{\text{пр}}$ понимается избыточное давление, при котором арматура и соединительные части трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию на прочность и плотность материала водой при температуре не выше 100°C . Арматура и соединительные части трубопроводов изготавливаются на следующие условные давления: 0,1; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5;

4,0; 8,0; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0; 32,0; 40,0; 50,0; 64,0; 80,0 и 100,0 МПа.

Условные давления служат для выбора материала и конструкции трубопровода в зависимости от давления и температуры протекающей среды и положены в основу при стандартизации деталей трубопроводов.

В зависимости от материала, из которого изготовлены корпуса арматуры, а также давления и температуры среды для изделий вводятся дополнительные обозначения. Арматура, изготовленная из углеродистых сталей на условное давление 10,0 МПа, имеет обозначение $p_y 10,0$; на рабочее давление 16,0 МПа - $p_{раб} 16,0$; на пробное давление 25,0 МПа - $p_{пр} 25,0$.

3.5.3. Трубопроводная арматура

Арматура представляет собой органы управления и служит для перекрытия или регулирования параметров потока среды в трубопроводах. Конструкция арматуры зависит от параметров среды, для которой она предназначена, и диаметра трубопровода. В зависимости от назначения арматура подразделяется на: запорную, регулируемую, предохранительную, контрольную и группируется в следующие четыре класса.

Первый класс - арматура запорная, служит для периодического включения или отключения потока среды. Запорная арматура предназначена только для полного закрытия или открытия потока среды и может находиться только в полностью закрытом или открытом положении. К запорной арматуре относятся вентили, задвижки, краны, поворотные затворы.

Второй класс - арматура регулирующая и дросселирующая, служит для изменения или поддержания в трубопроводе или резервуаре параметров среды и ее расхода. Регулирующая арматура предназначена только для регулирования количества среды, протекающей через нее, и в качестве запорной арматуры служить не может. В качестве регулирующей и дросселирующей арматуры применяют регулирующие вентили, клапаны игольчатые, дросселирующие устройства, регуляторы питания, регуляторы уровня, конденсатоотводчики.

Третий класс - арматура предохранительная, служит для защиты резервуара или трубопровода от чрезмерного повышения давления, а также для предотвращения обратного потока среды. Типичные представители предохранительной арматуры - предохранительные клапаны, аварийные клапаны, импульсно-предохранительные устройства, состоящие из импульсного вспомогательного и предохранительного главного клапана, обратные клапаны, предназначенные для автоматического прекращения прохода среды в обратном направлении.

Четвертый класс - арматура контрольная, служит для контроля наличия среды или уровня среды в трубопроводах, сосудах и оборудовании. Типичные представители контрольной арматуры - пробные и спускные вентили (или краны), указатели уровня.

Каждый класс в зависимости от принципа действия арматуры подразделяется на две группы: приводная арматура, приводимая в действие при помощи привода (ручного, механического, электрического, электромагнитного, гидравлического, пневматического и др.), и автоматическая арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением ее параметров.

По роду рабочей среды арматура делится на паровую, водяную, газовую и воздушную. Рабочая среда существенно влияет на конструкцию арматуры и на марки металла, из которого она изготавливается.

По направлению потока среды арматура делится на проходную, в которой направление потока, выходящего из арматуры, совпадает с направлением входящего потока, и на угловую, в которой указанные направления не совпадают (обычно угол между ними составляет 90°). Предохранительные клапаны выполняются обычно угловыми.

По способу изготовления основных частей (корпуса и крышки) арматура делится на литую, штампованную (или кованую) и сварную. Литая арматура в свою очередь делится на стальную, чугунную и из цветных металлов.

Штампованная (кованая) арматура применяется при малых диаметрах прохода, когда производство литых корпусов из-за малых размеров и фасонного характера литья отличается исключительно большим процентом брака. Литая арматура для теплосиловых установок изготавливается в основном стальной.

Соединение чугунной арматуры с элементами трубопровода должно выполняться на фланцах. Сварная арматура (точнее сварные корпуса) находит применение в отдельных случаях при сверхвысоких параметрах, когда нет уверенности в качестве литья. В этом случае части корпуса изготавливаются штамповкой или ковкой и свариваются между собой.

По способу присоединения арматуры к трубам и оборудованию арматура делится на фланцевую, муфтовую, цапковую и приварную.

3.5.4. Классификация арматуры

Класс	Группа	Тип арматуры
I. Запорная Арматура	Приводная	Краны Вентили Задвижки
II. Арматура регулирующая	Приводная Автоматическая	Поворотные затворы Регулирующие вентили Регулирующие клапаны Регуляторы уровня Конденсатоотводчики
III. Арматура предохранительная и защитная	Автоматическая	Предохранительные клапаны Обратные клапаны
IV. Арматура контрол ьная	Приводная Автоматическая	Пробные и спускные вентили Указатели уровня

3.5.5. Опоры трубопроводов (неподвижные, направляющие опоры, жесткие подвески и пружинные подвески и опоры).

Надежная работа трубопровода во многом зависит от правильности выбора конструкции опор и подвесок и размещения их на трубопроводе.

Расстояние между опорами и подвесками определяется в проекте в зависимости от массы трубопровода и находящейся в нем среды, а также от жесткости трубы. Опоры и подвески должны воспринимать нагрузку от массы трубопровода, среды, находящейся в нем, тепловой изоляции, усилия от теплового удлинения трубопровода, вибрации и гидравлических ударов, которые могут возникать в процессе эксплуатации.

Опоры подразделяются на два основных типа: неподвижные и подвижные. Неподвижные опоры предназначены для жесткого закрепления трубопровода к строительным элементам зданий или к иным жестким точкам и воспринимают на себя усилия, возникающие в трубопроводе от теплового расширения, гидравлических ударов и вибрации. Опоры данного типа должны удерживать трубопровод от продольного перемещения и воспринимать скручивающие усилия. Неподвижные опоры выполняются хомутовыми в приварными.

В хомутовых опорах труба закрепляется путем затяжки гаек на хомуте, в приварных трубах она приваривается к опоре. Хомутовые опоры включают в себя корпус 1 и хомут 2. Корпус приваривается к опорной конструкции 3. Удержание трубопровода от перемещения в продольном направлении обеспечивается затяжкой хомутов и приваркой к трубе упоров 4, устанавливаемых вплотную к корпусу опоры.

Подвижные опоры (рис. 56), поддерживая трубопровод, в то же время позволяют ему перемещаться в случае удлинения трубопровода при его нагреве.

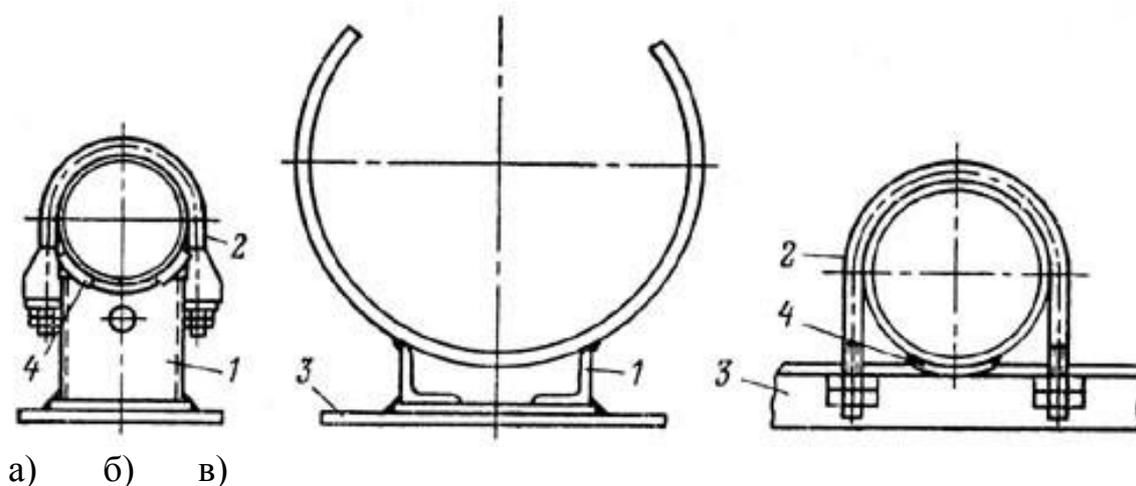


Рис. 73. Неподвижные опоры:

а - хомутовая с корпусом; б - приварная; в - хомутовая бескорпусная.

Опоры разделяются на горизонтальные и вертикальные в зависимости от расположения в пространстве соответствующих участков трубопровода.

Подвижные опоры разделяются также по признаку видов перемещений, которые допускаются конструктивными особенностями опор. Поэтому признаку возможна следующая классификация: скользящие опоры, обеспечивающие перемещение трубопровода в горизонтальной плоскости, катковые, обеспечивающие перемещение трубопровода вдоль оси и шариковые пружинные опоры, обеспечивающие перемещение в горизонтальной плоскости и в вертикальном направлении.

При помощи опор трубопровод разбивают на несколько участков, причем на концах каждого из этих участков устанавливают неподвижные опоры, а между последними – подвижные. Применение такой схемы дает ясное представление о величинах и направлениях расширения отдельных участков, благодаря чему появляется возможность выбрать и рассчитать компенсационное устройство, воспринимающее температурное удлинение. Подвижные опоры рассчитывают на соответствующую весовую нагрузку, а также на усилия, создаваемые трением при перемещении опоры.

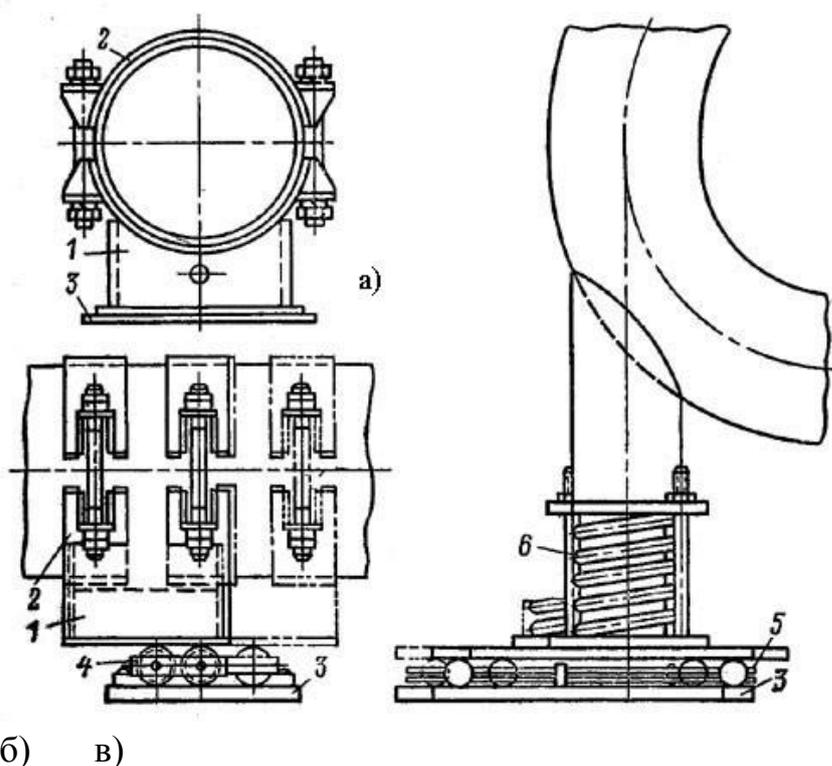


Рис. 74. Подвижные опоры:

а - хомутовая скользящая; б - катковая; в – шариковая пружинная;
 1 - корпус; 2 - хомут; 3 - опорная плита; 4 - обойма с катками, перемещающимися вдоль трубы; 5 - обойма шариковая; 6 - пружина.

Неподвижные опоры рассчитывают на весовую нагрузку и на те усилия, которые в них возникают при компенсации температурных расширений соответствующих участков. Кроме того, при расчетах необходимо учитывать усилия, возникающие от трения в подвижных опорах горизонтальных трубопроводов, либо в вертикальных участках трубопроводов в связи со сжатием или расширением пружин, широко используемых в подвижных опорах.

Подвески трубопроводов подразделяются, на два основных типа: жесткие и пружинные

Подвески могут крепиться к трубе через косынку 5, приваренную непосредственно к трубе (рис. 74, б), или через накладку 4 (рис. 74, а).

На трубопроводах для горячей среды применяются пружинные подвески, на трубопроводах для, холодной среды - жесткие. Если трубопровод имеет большую массу, ставятся две пружины 5 на одном уровне (рис. 74, б). Для того чтобы подвеска не препятствовала перемещению трубопровода в горизонтальной плоскости при тепловом удлинении, на ней имеются шарнирные узлы б.

На рисунке 74 изображены два типа подвесок для вертикальных трубопроводов. Тяги подвесок крепятся к трубам с помощью плавников или с помощью лап. В остальном устройство этих подвесок такое же, как и подвесок для горизонтальных трубопроводов.

Выбор пружин для опор и подвесок производится по двум характеристикам: величине компенсирующей способности и допускаемой нагрузке. По величине компенсирующей способности пружины подразделяются на две группы с максимальной величиной сжатия 140 и 70 мм.

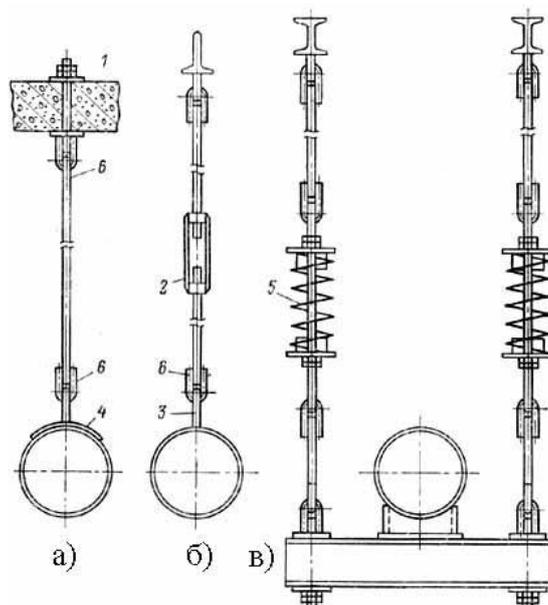
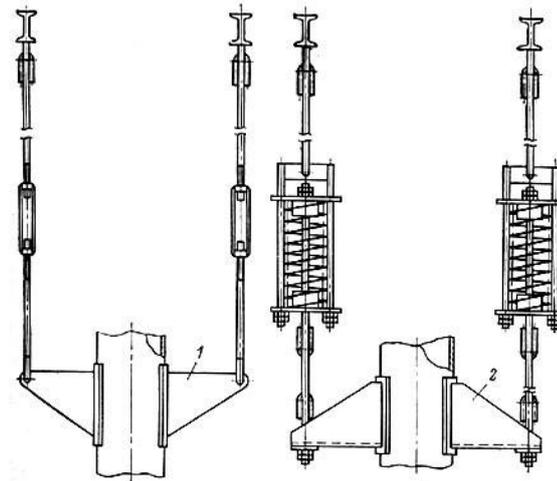


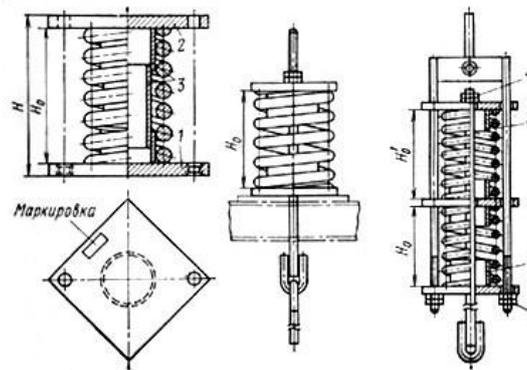
Рис. 75. Подвески для горизонтальных трубопроводов:
 а - жесткая с гайкой; б - жесткая с талрепом; в - пружинная.

На рисунке 75 изображены блоки пружин, применяемые в опорах и подвесках. В нижней опорной плите 1 имеются отверстия с резьбой, а в верхней плите 2 - гладкие (рис. 75, а) для установки монтажных шпилек, применяемых для предварительной стяжки пружин. К опорным плитам приварены направляющие стаканы 3, не допускающие прогиба пружин в поперечном направлении. Регулирование высоты пружины производится с помощью гаек 4.



а) б)

Рис. 76. Подвески для вертикальных трубопроводов: а – жесткая; б – пружинная с блоками пружин.



а) б) в)

Рис. 77. Блоки пружин:

а – для опор; б – одинарный для подвесок; в – двойной для подвесок.

Тема 3.6. НАСОСЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

3.6.1. Насосы основного и технологического назначения

Насосы предназначены для перемещения жидкостей и сообщения им энергии. В трубопроводах ТЭС перемещаются жидкости при различных давлениях и температурах: вода, масло, мазут, пульпа, реагенты.

По назначению насосы ТЭС подразделяются на две группы:

- насосы основного технологического назначения
- и вспомогательные.

В тепловой схеме электростанций насосы используются для перемещения воды и в основном располагаются в помещении турбинного отделения.

Насосы

- К первой группе относятся питательные, бустерные, конденсатные, дренажные, циркуляционные (охлаждающей воды конденсаторов), сетевые и подпиточные насосы.
- Во вторую группу входят насосы технической воды, пожарные, насосы сырой и химически очищенной воды, дозаторы реагентов, подъемные насосы водоструйных эжекторов и газоохладителей генераторов, перекачивающие насосы баков запаса конденсата и обессоленной воды, дренажных и других баков, насосы смывной и эжектирующей воды, багерные и шламовые насосы систем гидравлического шлакозолоудаления, мазутные насосы, маслонасосы систем смазки главных и приводных турбин, электрических генераторов, питательных насосов и мельниц и некоторые другие насосы.

3.6.2. Классификация насосов

Гидравлическими насосами называются машины для создания потока жидкой среды. По принципу действия насосы могут быть разделены на две основные группы:

- объемные,
- динамические.



Объемные насосы работают по принципу вытеснения жидкости. Эти насосы в свою очередь делятся на

- возвратно-поступательные,
- роторные.

К возвратно-поступательным насосам относятся поршневые и плунжерные, диафрагменные.

Роторные включают в себя целую группу насосов: шестеренные, винтовые, шиберные, пластинчатые и т.д.

Возвратно-поступательные насосы состоят из цилиндра, в который набирается жидкость в процессе всасывания; поршня, который, двигаясь в цилиндре, осуществляет всасывание и нагнетание; клапанов, управляющих ходом работы насоса; всасывающего и нагнетательного патрубков. Эти насосы изготавливаются одиночными и спаренными. Трехпоршневые насосы обеспечивают практически равномерную подачу жидкости, тогда как в одно- и двухпоршневых насосах подача крайне неравномерна (пульсирующая).

В шиберных пластинчатых насосах роль поршня выполняет подвижная пластинка переменной площади поперечного сечения, а роль цилиндра выполняет пространство между эксцентрично посаженными цилиндрами и торцевыми стенками.

Шестеренные (шестеренчатые) насосы (см. рис. 61) предназначены преимущественно для перекачивания вязких жидкостей. Две шестерни, одна из которых ведущая, а другая ведомая, вращаясь в хорошо подогнанном корпусе, перемещают масло, заполняющее впадины между зубьями по части окружности из полости всасывания в полость нагнетания.

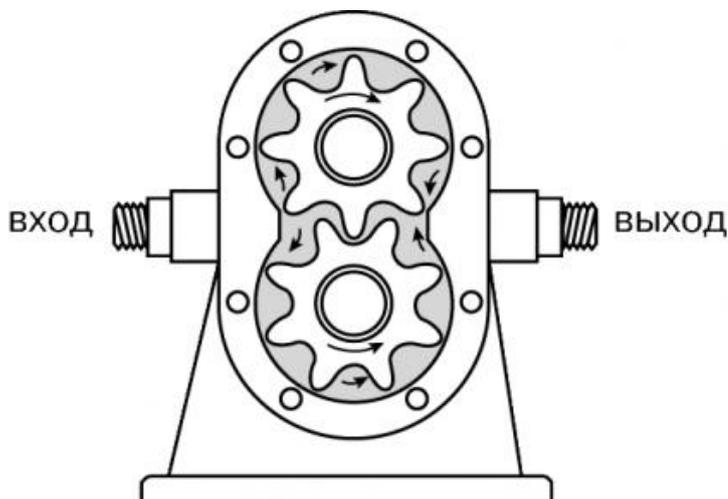


Рис. 78. Шестеренчатый насос

Классификация

Шестеренчатые насосы по конструктивному исполнению зубчатых колес могут быть:

с внешним зацеплением

с внутренним зацеплением.

Шестеренные насосы с внешним зацеплением шестерен

В насосы с внешним зацеплением устанавливаются цилиндрические шестерни с прямыми, косыми или шевронными зубьями, которые являются основным рабочим органом.

Косозубые или шевронные зубья устанавливаются для уменьшения шумности работы, а также уменьшения негативных сил, влияющих на работу насоса.

Шестеренные насосы с внутренним зацеплением шестерен

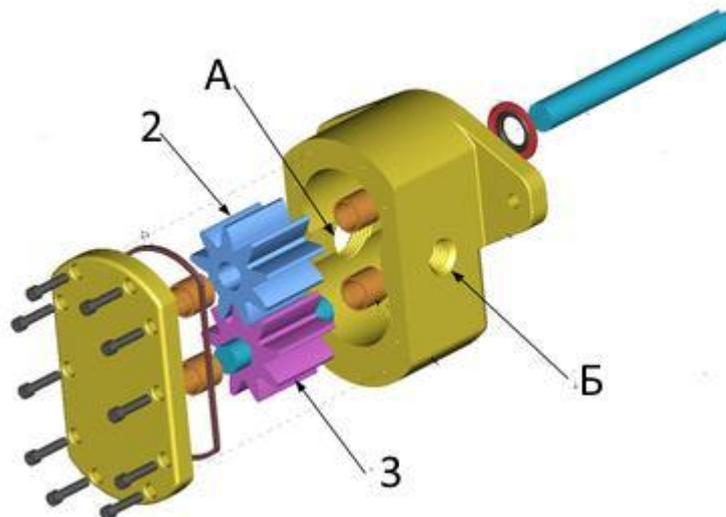
Насосы с внутренним зацеплением шестерен представляют собой двойную систему роторов (шестерен) — наружная и внутренняя.

Наружная с внутренним зубчатым венцом, внутренняя — с внешним установлены в корпусе насоса с определенным эксцентриситетом находятся в зацеплении. Одна из шестерен является приводной, как правило, внутренняя. Перекачка жидкости происходит по тому же принципу, что и при внешнем зацеплении.

Насосы с внутренним зацеплением более компактны, но из-за сложности производства уступают насосам с зубчатыми колесами с внешним зацеплением, а кроме того, внутреннее зацепление, в виду конструктивных особенностей, позволяет работать только при небольших давлениях (до 14 МПа).

Принцип работы

В корпусе насоса имеются две шестерни: ведущая и ведомая, которые находятся в постоянном зацеплении. Ведущей шестерни вращение передается через ведущий вал от привода насоса (электродвигателя). Вращение шестерен 2 и 3 по часовой стрелке создает периодическое разрежение со стороны всасывания в полости А. Из-за разности давлений жидкость начинает поступать в полость А и далее во впадинах зубьев шестерен переносится в полость нагнетания Б.



Технические характеристики

Основными техническими характеристиками насосов являются:

- рабочий объем, см³ — тот объем жидкости, который вытеснят шестерни за один оборот;
- подача, л/мин — какой объем жидкости вытеснит насос за единицу времени (производительность насоса);
- вакуумметрическая высота всасывания, м — характеристика показывает максимальную высоту, на которую можно установить насос относительно уровня жидкости. Если в технических характеристиках указано, что вакуумметрическая высота всасывания составляет 3 метра, то это говорит, что расстояние от уровня жидкости до оси входного отверстия не должна превышать 3 метра.

При превышении данного значения насос не будет засасывать жидкость из-за отсутствия разности атмосферного давления и во всасывающей камере;

- давлением на выходе;
- объемный КПД η_o — также его называют коэффициентом подачи) насоса по – объемные потери (утечки насоса), происходящие из зазоров между частями насоса или уплотнения.

Этот параметр не допускает наружных утечек (если они присутствуют, то необходимо провести инспекцию уплотнений). Утечки зависят от зазоров между частями, перепада давления в зазорах, вязкости жидкости. В технической документации вместо вакуумметрической высоты всасывания указывают давление на входе насоса – то разрежение, созданное во всасывающей камере. Отсюда возникают рекомендации о сокращении длины всасывающих трубопроводов при установке насосов: уменьшение длины приводит к

уменьшению потерь энергии на всасывание. Поэтому рекомендуют монтировать насосы на гидробаке или целиком погружают в жидкость;

- гидромеханический КПД $\eta_{г.м}$ — потери из-за сил трения между слоями жидкости, жидкости о стенки трубопровода, движущихся деталей в самом насосе;
- полный КПД $\eta_{п}$ — совокупность объемного и гидромеханического КПД. Зависимость полного КПД от нагрузки не линейная и имеет при определенном давлении оптимальное значение $n_{п.опт}$
- номинальная мощность
- крутящий момент

Достоинства и недостатки

Основными преимуществами шестеренчатых насосов являются:

- дешевизна
- простота и компактность конструкции
- высокий КПД (порядка 90%)
- не высокие требования к чистоте жидкости (способны работать с включениями до 100 мкм)
- широкий диапазон вязкости жидкостей
- малые габариты и масса
- отсутствие необходимости смазки движущихся частей насоса.

Недостатки можно отметить следующие:

- высокая чувствительность к увеличению зазоров между шестернями и корпусом и значительное понижение объемного КПД при повышении температуры рабочей жидкости.
- в типовых шестеренных насосах увеличение торцового зазора на 0,1 мм вызывает понижение объемного КПД на 20%. Шестеренные насосы, рассчитанные на высокое давление рабочей жидкости, для повышения объемного КПД снабжены устройствами автоматической компенсации торцового зазора между шестернями и крышками, а также разгрузки подшипников шестерен, работающих в тяжелых условиях из-за значительного радиального давления. Для увеличения подачи в некоторых конструкциях шестеренных насосов с одной ведущей шестерней устанавливают несколько ведомых.
- подача пульсирующего потока в систему, что приводит к колебаниям давления, повышенному шуму и неравномерной работе исполнительных органов.
- не регулируемые, т.е. имеют постоянную подачу, которую нельзя регулировать. Чтобы обеспечить регулирование, то привод насоса подключают к двигателю с переменной частотой вращения. Для увеличения подачи жидко-

сти в таких насосах или организовать несколько потоков, то производят двух или многосекционные насосы. Каждый поток может обеспечивать различную величину подачи.

Область применения

Шестеренные насосы применяются в строительстве, нефтехимической, пищевой промышленности. Служат для перекачки нефтепродуктов, масла, красок и других жидкостей.

Рабочими органами **винтового насоса** (рис. 62) являются три винта: центральный ведущий и замыкающие ведомые, помещенные в корпусе. Расточка выполнена так, что зазор между корпусом и внешней поверхностью винта как можно меньше мал. Винты имеют специальную форму резьбы, при которой обеспечивается непрерывное касание между сопрягающими поверхностями, благодаря этому между гребнями винтов и корпусов создаются три группы замкнутых полостей, перемежающихся при вращении винтов по стрелке слева направо. Жидкость из входного патрубка через отверстия в корпусе попадает к винтам, заполняет полости, выносится в первую часть и далее подается к напорному патрубку.

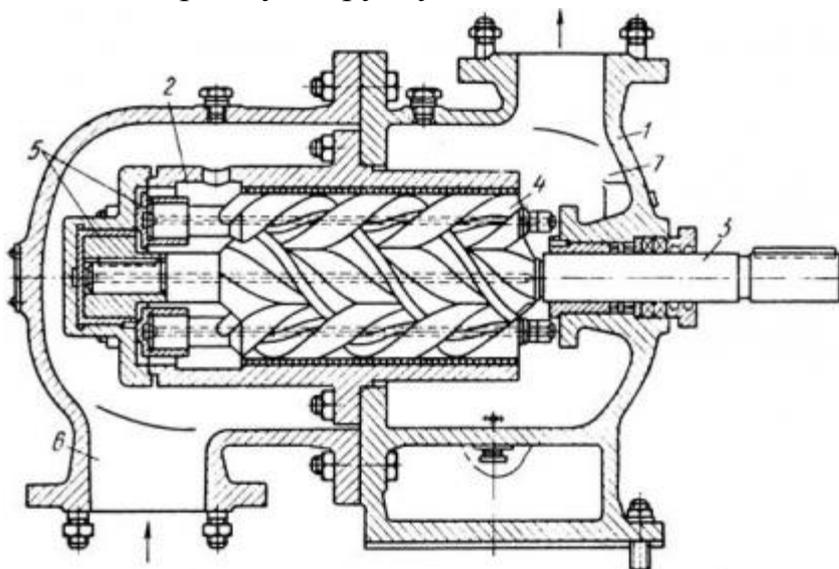


Рис. 79. Винтовой насос

Лопастные насосы делятся на центробежные насосы и осевые. Изготавливаются они как с постоянным положением лопастей, так и с поворотными лопастями. По конструктивным данным и эксплуатационным особенностям насосы различают по частоте вращения рабочего колеса, подаче, по ступеням

давления, по условиям подвода жидкости к рабочему колесу, по расположению вала и т.д.

Центробежные насосы (рис. 80) имеют различные частоты вращения вала. В основном, закономерность такова, что чем больше размеры насоса, тем меньше частота вращения. Сравнительно малые насосы работают с частотой вращения 1450-2950 об/мин. С увеличением частоты вращения как подача, так и напор центробежного насоса возрастают. При определенной частоте вращения центробежный насос развивает определенный напор. Иногда требуется получить напор в несколько раз больший, чем это дает определенный типоразмер насоса, без увеличения частоты вращения. В этом случае изготавливается многоступенчатый насос, в котором жидкость из выходного отверстия одного колеса переходит во всасывающее отверстие второго и т.д. до тех пор, пока не получит нужного напора. Все колеса насажены на один общий вал и вращаются синхронно. По количеству ступеней насосы разделяются на одноступенчатые, двухступенчатые и многоступенчатые.

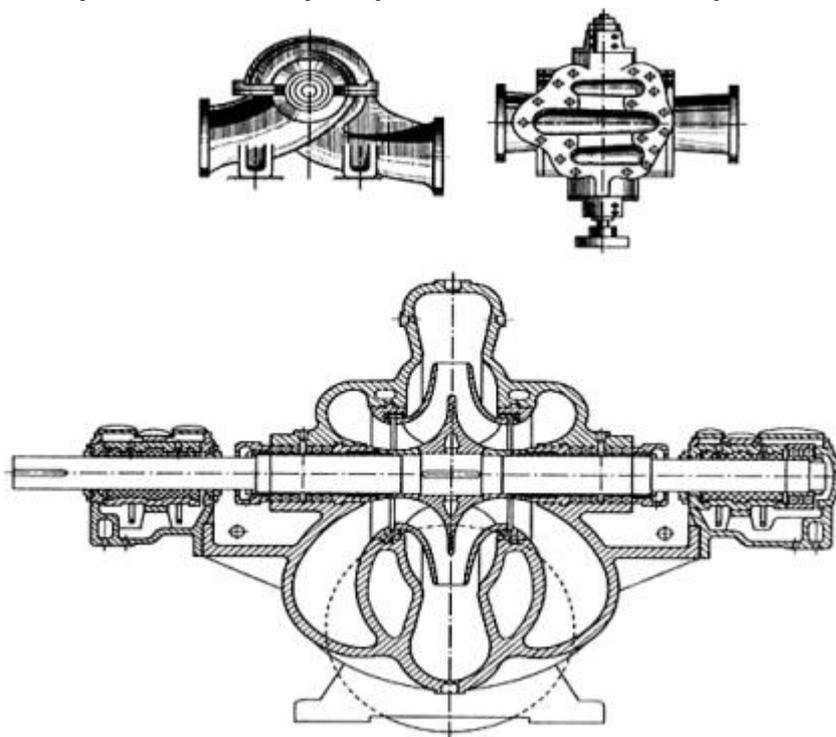


Рис.80. Центробежный насос

Для увеличения подачи центробежного насоса при неизменной частоте вращения применяются рабочие колеса с двухсторонним подводом жидкости. Расположение валов насосных агрегатов может быть горизонтальным или вертикальным.

По условиям отвода потока от рабочего колеса центробежные насосы делятся на насосы с направляющим аппаратом и без него. Наибольшее распростране-

ние получили центробежные насосы с горизонтальным валом и спиральной камерой. Насос состоит из рабочего колеса с лопастями, вала, корпуса, всасывающего и нагнетательного патрубков, сборного канала.

Схема центробежного насоса

Устройство центробежного насоса показано на рисунке ниже. Внутри корпуса насоса 1, имеющего, как правило, спиральную форму, на валу 2 жестко закреплено рабочее колесо 3. Рабочее колесо состоит из заднего и переднего дисков, между которыми установлены лопасти 4, отогнутые от радиального направления в сторону, противоположную направлению вращения рабочего колеса. С помощью патрубков 5 и 6 корпус насоса соединен со всасывающим и напорным трубопроводами.

Под действием центробежных сил жидкость выбрасывается в спиральный канал, который образуется корпусом 1 и далее выходит через патрубок 6, а через патрубок 5 происходит всасывание жидкости.

Схема центробежного насоса

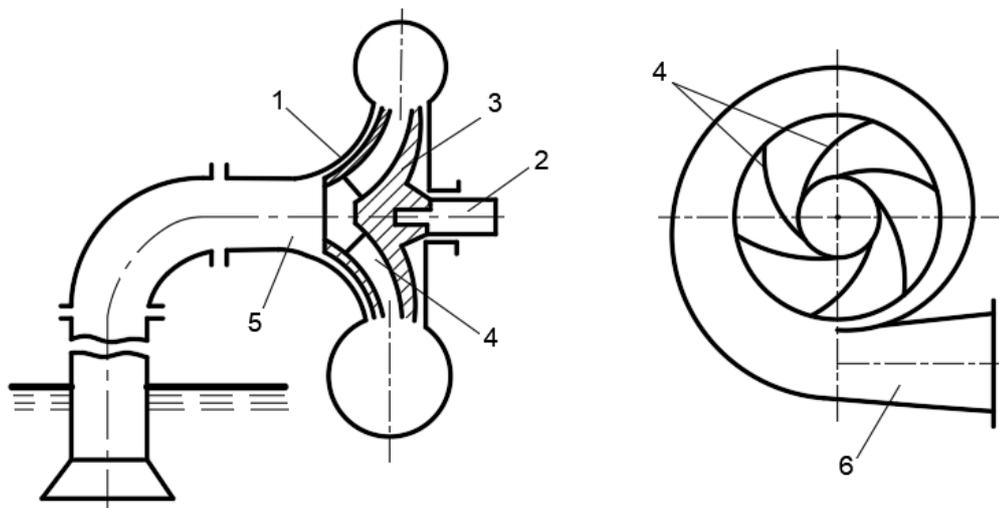


Рис.81. Схема центробежного насоса

В осевых насосах (рис. 82) основным рабочим органом является рабочее колесо с лопастями. Вода в этих насосах подводится в направлении его оси. При входе на рабочее колесо абсолютная скорость направлена вдоль оси,

а при сходе с рабочего колеса абсолютная скорость направлена под некоторым углом к оси. Это означает, что жидкость, перемещаясь вдоль оси, одновременно вращается, т.е. имеет место винтовое движение жидкости, что приводит к дополнительным потерям энергии. Чтобы выправить закрученный поток и заставить его двигаться только вдоль оси, за рабочим колесом иногда устанавливается так называемый выправляющий аппарат. Рабочее колесо со стороны входа потока снабжается плавным обтекателем. Вал насоса с помощью жесткой муфты соединен с валом двигателя.

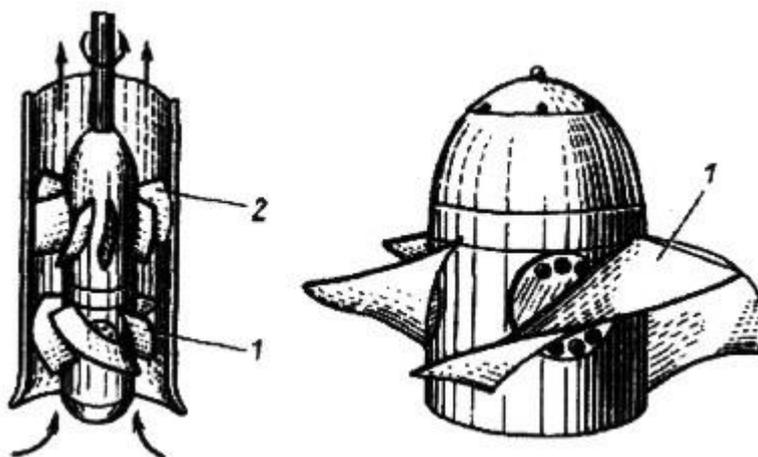


Рис. 82. Осевой насос

В поворотно-лопастных насосах угол установки лопастей (поворот лопастей) может изменяться с помощью штанги, проходящей в пустотелом валу. Это улучшает эксплуатационные качества насоса, его КПД.

Схема осевого насоса

Основными элементами конструкции осевых насосов являются:

- корпус и закрепленное на его валу рабочее колесо в форме гребного винта с лопастями. На рисунке ниже приведена схема осевого насоса.

Схема осевого насоса

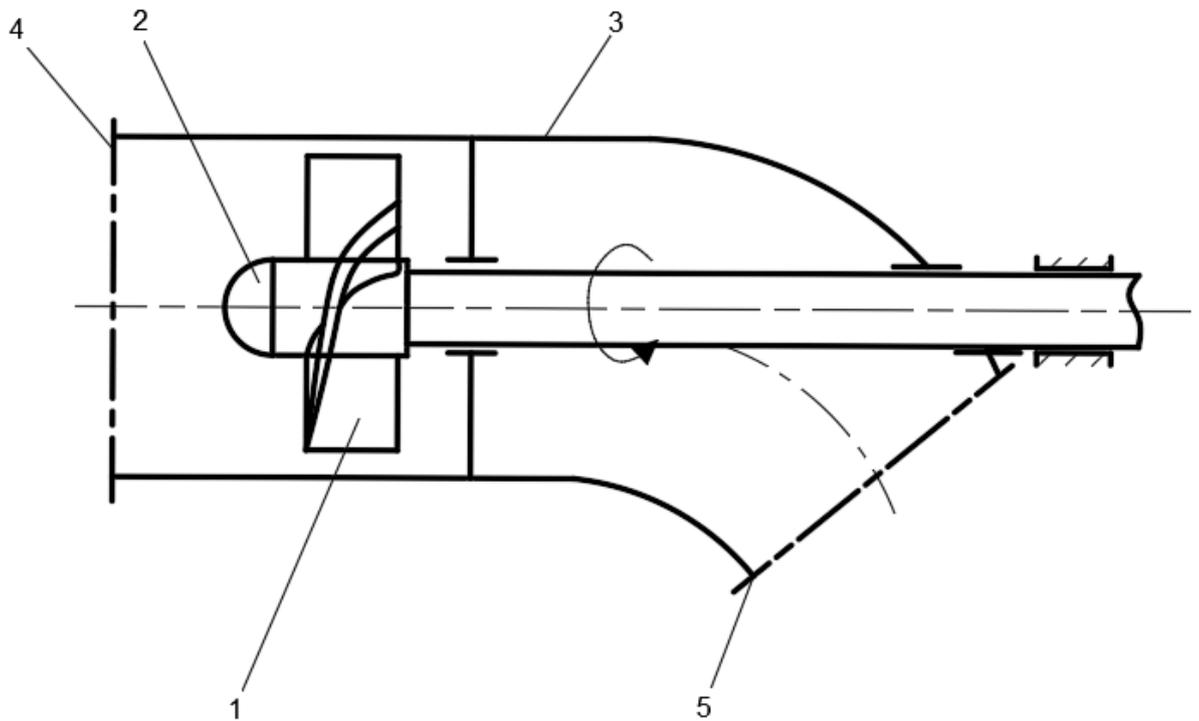


Рис. 83. Схема осевого насоса

- 1 — колесо с рабочими лопастями;
- 2 — втулка; 3 — корпус;
- 4 — всасывающий патрубок; 5 — напорный патрубок.

Работа осевых насосов основана на силовом взаимодействии лопасти с обтекающим ее потоком.

В осевых насосах поток жидкости параллелен оси вращения лопастного колеса. При вращении колеса в потоке жидкости возникает разность давлений по обе стороны каждой лопасти и, следовательно, силовое взаимодействие потока с лопастным колесом. Силы давления лопастей на поток создают вынужденное вращательное и поступательное движение жидкости, увеличивая ее давление и скорость, то есть механическую энергию. Удельное приращение энергии потока жидкости в лопастном колесе зависит от сочетания скоростей протекания потока, скорости вращения колеса, его размеров и формы, то есть от сочетания конструкции, размеров, числа оборотов и подачи насоса.

Вихревой насос (см. рис. 84) состоит из рабочего колеса и корпуса с кольцевым каналом, имеющим перемычку. Короткие прямолинейные лопасти рабочего колеса частично перекрывают цилиндрический канал, при вращении жидкость увлекается лопастями и одновременно действием центробежных сил закручивается. Таким образом, по кольцевой камере движется спаренный вихревой валец, создающий «сцепление» жидкости с рабочим колесом и заставляющий ее двигаться от входного отверстия к выходному.

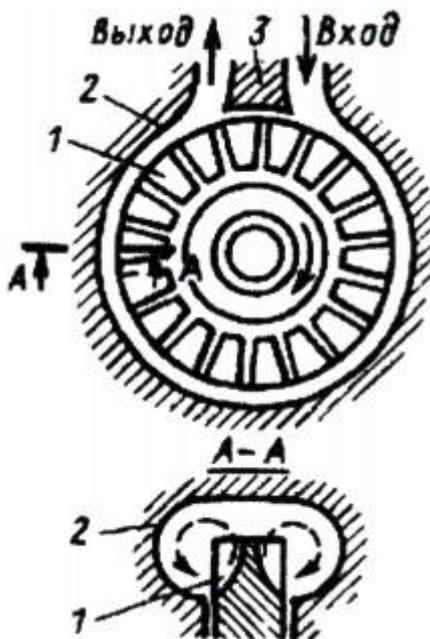
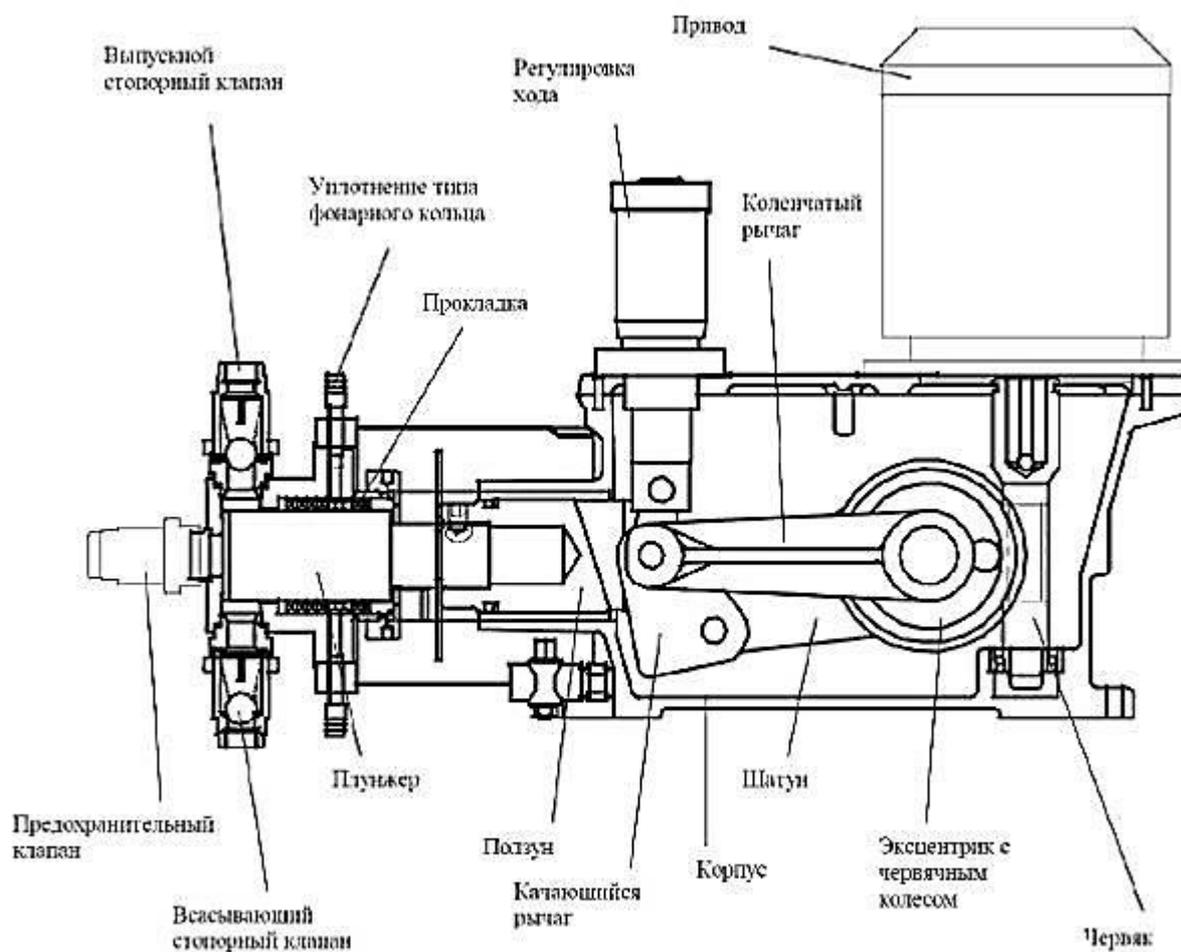


Рис. 84. Схема вихревого насоса

Плунжерный насос

Принцип работы

Плунжер совершает в рабочей камере вращательно-поступательные движения. В случае движения плунжера вправо давление в камере снижается, его значение ниже, чем в всасывающем насосе. Разность давлений открывает клапан, в результате чего заполняется рабочая камера. При совершении плунжером движения влево давление в рабочей камере растет, а в нагнетательном трубопроводе напротив снижается, в этом случае открывается нагнетательный клапан, после чего жидкость поступает в напорный трубопровод.



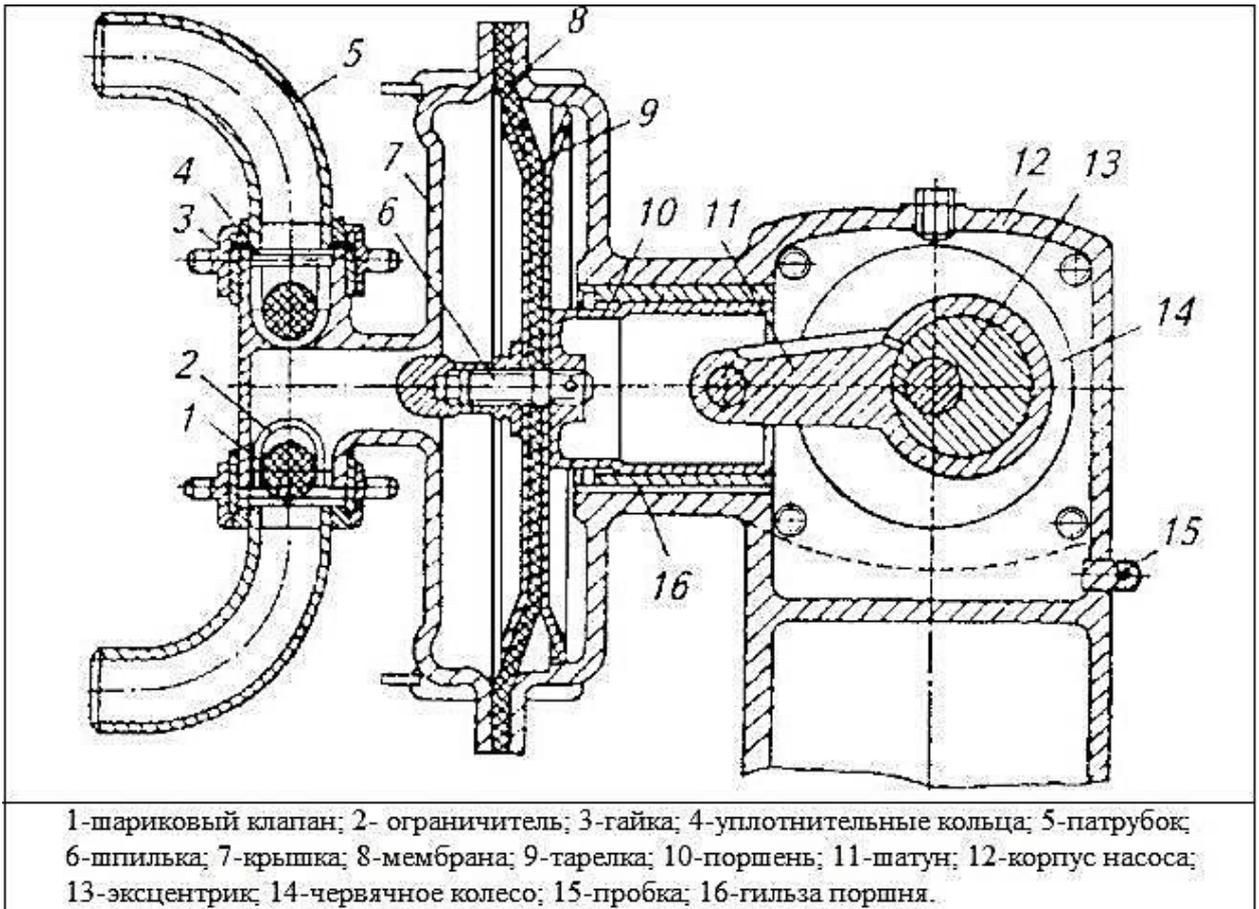
Сфера применения

Плунжерный гидравлический насос используется в тех отраслях промышленности, где нужно нагнетать жидкую рабочую среду. Аппарат способен дозированно перекачивать большие объемы жидкости под высоким давлением. Существует отдельная группа плунжерных насосов высокого давления, которые применяются при добыче нефти и при бурении. Данные агрегаты не имеют нагнетательных клапанов, эту роль выполняют специальные клапаны в форсунках. Такая структура значительно повышает надежность и безопасность работы плунжерного насоса высокого давления.

Диафрагменный (мембранный) насос

Принцип работы мембранного или диафрагменного насоса заключается в следующем.

- В момент запуска насоса шток, связанный с эластичной мембраной, начинает выгибать ее в сторону, обратную от рабочей камеры, в результате чего объем данной камеры увеличивается.
- За счет резкого увеличения объема в рабочей камере создается эффект вакуума, и в нее через входной патрубок начинает поступать перекачиваемая среда.
- Посредством кривошипно-шатунного механизма мембране сообщается обратное перемещение, и объем рабочей камеры резко уменьшается, что приводит к выталкиванию из нее перекачиваемой среды через выходной патрубок. В тот момент, когда мембрана начинает совершать обратное движение, входной патрубок автоматически блокируется при помощи специального клапана.



Сфера применения

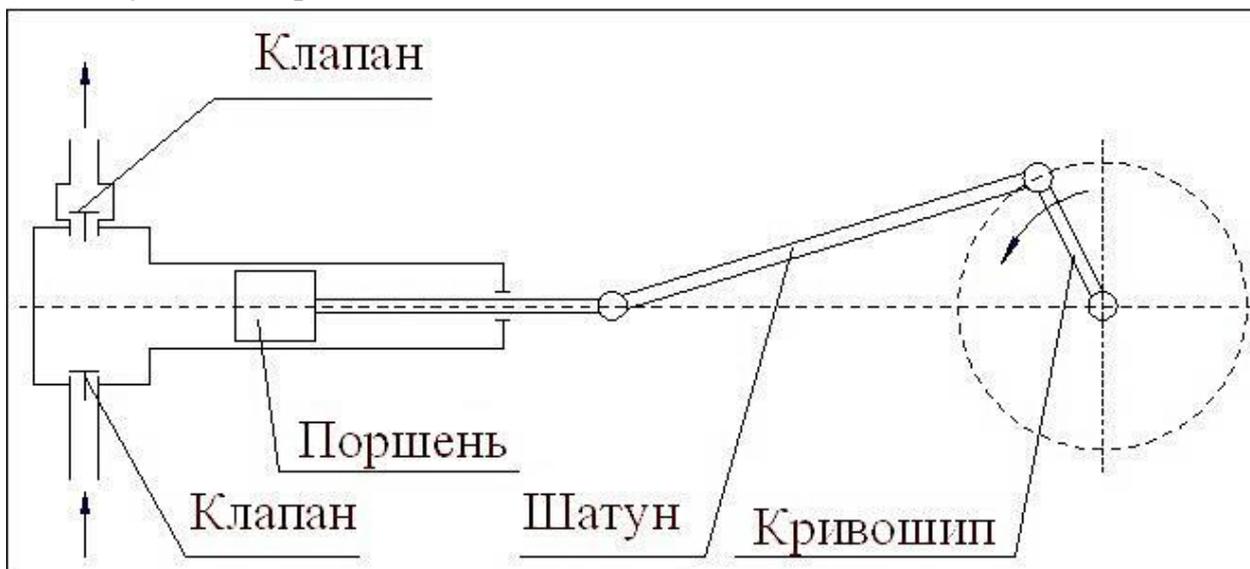
Мембранные насосы за счет особенностей своей конструкции являются абсолютно герметичными устройствами, поэтому среда, которая подвергается перекачке с их помощью, не контактирует с окружающим воздухом. Именно благодаря такому качеству, а также принципу, по которому работают мембранные насосы, их применение особенно актуально в тех случаях, когда важны стерильность и отсутствие утечек перекачиваемых сред. Использование абсолютно герметичных мембранных насосов, что также важно, позволяет защитить людей, которые находятся рядом с ними, а также окружающую среду от вредного воздействия перекачиваемой среды, если она характеризуется высокой токсичностью.

Поршневые насосы

Принцип работы

Совершая поступательное движение, поршень создает разрежение воздуха в рабочей камере, за счет чего в камеру и всасывается жидкость из подводящего трубопровода. При обратном движении поршня, жидкость из рабочей камеры выталкивается в нагнетающую магистраль. Поршневые насосы, как

уже говорилось выше, оснащаются клапанным механизмом, основная задача которого состоит в том, чтобы не дать перекачиваемой жидкости попасть обратно во всасывающий канал в тот момент, когда она выталкивается в нагнетательную магистраль.



Сферы применения

Область применения жидкостных насосов поршневого типа достаточно широка, что объясняется их высокой универсальностью. Между тем конструкция таких машин не позволяет использовать их в тех случаях, когда перекачивать необходимо значительные объемы воды или другой жидкости. Одним из основных достоинств этих гидравлических машин является то, что их поршни, вытесняя жидкость через нагнетательную магистраль, одновременно всасывают ее новую порцию через подающий канал, что в условиях сухого цилиндра очень важно. Этим качеством и предопределяется назначение поршневых жидкостных насосов как наиболее эффективных устройств, используемых на предприятиях химической промышленности.

Сферы применения жидкостных насосов поршневого типа расширяются и за счет того, что такое оборудование может успешно использоваться для работы с химически агрессивными средами, некоторыми видами топлива и взрывоопасными смесями. Активно применяются насосы данного типа и в бытовых целях, с их помощью можно создавать трубопроводные системы для автономного водоснабжения частных строений и для полива. Между тем, решив использовать такой прибор, не забывайте о том, что для перекачивания больших объемов жидкости он не предназначен.

Еще одной сферой, в которой активно используются жидкостные насосы поршневого типа, является пищевая промышленность. Это объясняется тем,

что такие устройства отличаются очень деликатным отношением к перекачиваемой через них жидкости.

Пластинчато-роторный насос: принцип работы, масляные, безмасляные

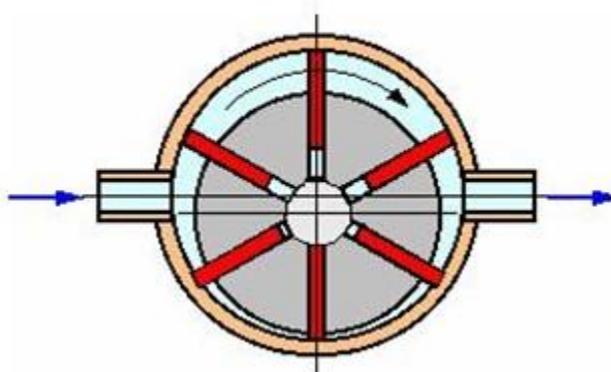
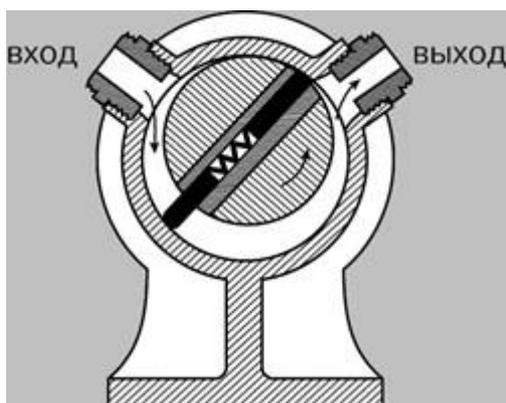


Пластинчато-роторные вакуумные насосы (НВР) востребованы во всех отраслях промышленности, науки и сельского хозяйства, где требуется откачка воздуха, различных газов и парогазовых смесей. Также они используются в качестве насосов предварительного разряжения в различных вакуумных установках. Работают в области низкого и среднего вакуума.

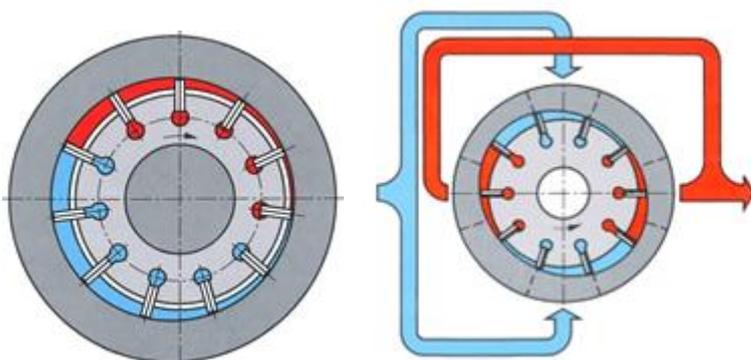
Типы пластинчато-роторных насосов:

- по количеству пластинок – одно- и многопластинчатые;
- по принципу работы – простого и двойного действия;
- по наличию масла – масляные и безмасляные (сухие);
- по степени управляемости – регулируемый и нерегулируемый.

В роторе однопластинчатого НВР расположена всего 1 пластинка, а в многопластинчатом несколько.



Простое действие заключается в том, что за один оборот ротора происходит 1 цикл его работы, а у насосов двойного действия – 2 цикла за счет создания сразу 2 рабочих объемов.

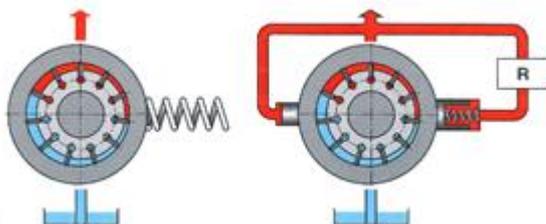


В масляном насосе масло используется в качестве смазки деталей и охлаждающего вещества, поэтому такие моторы менее склонны к перегреву, однако в перекачиваемом потоке могут обнаруживаться частицы масла.

В безмасляных насосах все детали работают «всухую». С одной стороны, это вызывает более быстрый нагрев всех элементов и износ конструкции, но с другой – гарантия отсутствия появления примесей в перекачиваемом потоке.



Регулируемые насосы могут быть прямого и непрямого управления. При прямом управлении положение статорного кольца меняется регулировочным винтом, ограничивающим максимальную подачу, регулирующим вертикальное положение опоры или величину максимального давления. Как правило, таким способом можно регулировать насосы одинарного действия. При непрямом управлении вместо винта используются находящиеся под давлением установочные поршни разного диаметра (на рисунке ниже: слева НВР прямого управления, справа – непрямого управления).



Наиболее типичные регуляторы, используемые для прямого и непрямого управления:
 давления,
 расхода,

давления/расхода,
мощности.

Комбинирование различных регуляторов между собой приводит к созданию наиболее экономичных моделей насосов.

Основными характеристиками пластинчато-роторного насоса являются:

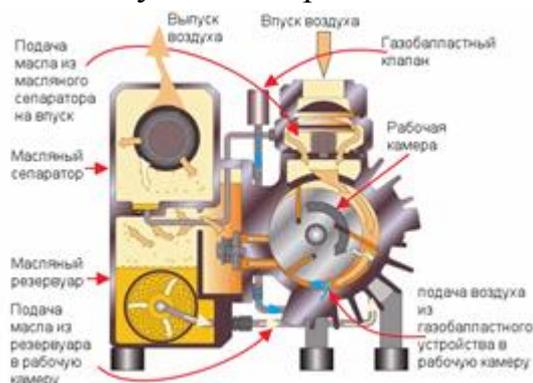
скорость откачки (л/мин, м³/час),
остаточное давление (Па, мбар, единицы атмосферного давления),
габариты «длина x ширина x высота» (мм),
масса насоса и агрегата в целом,
для масляных насосов – количество масла на заправку,
для электродвигателя – его мощность, частота оборотов.

Устройство пластинчатого роторного насоса достаточно простое и включает следующие базовые элементы конструкции:

корпус насоса, в которой находится рабочая камера с внутренними элементами;
электродвигатель;
охлаждающее устройство (вентилятор охлаждения, водная рубашка и т.п.);
выхлопной и всасывающий патрубки;
в моделях масляного типа – резервуар и масляный сепаратор, отверстия для залива и слива масла и окошко для контроля его уровня;
газобалластное устройство.



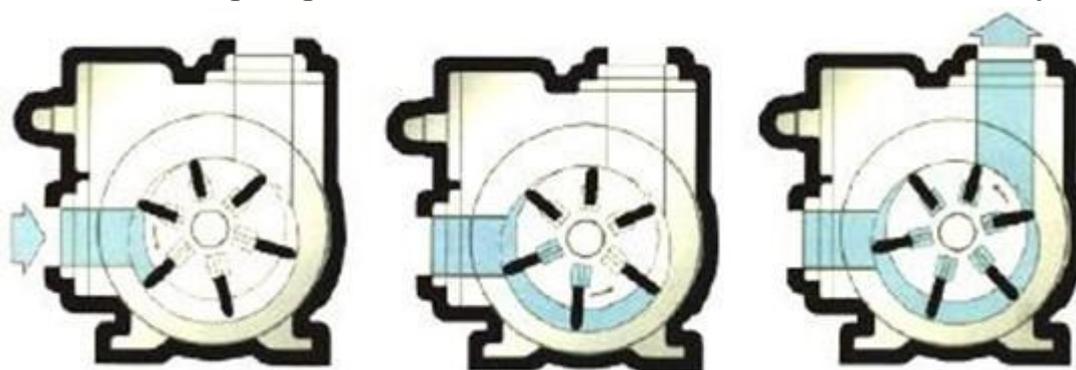
На разрезе НВР выглядит следующим образом:



Устройство пластинчато-роторного вакуумного насоса безмасляного типа практически то же самое, только может быть усилена система охлаждения агрегата и отсутствуют резервуар и сепаратор для масла.

Принцип работы пластинчато-роторных насосов

Принцип действия роторно пластинчатого насоса заключается в следующем:



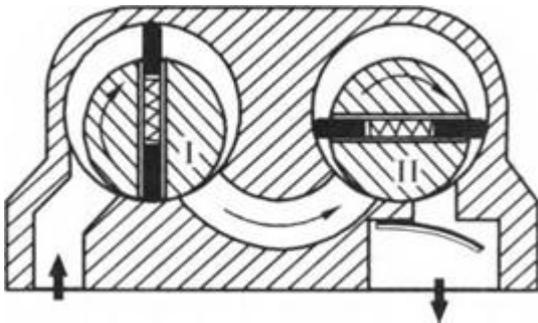
Сначала воздух через входное отверстие попадает в пространство рабочей камеры. Затем он постепенно сжимается за счет того, что вращающиеся пластины ротора достаточно герметично прилегают к внутренней поверхности цилиндра и перемещают газ в более узкую часть имеющегося серповидного пространства. Там воздух еще более сжимается и удаляется через выпускное отверстие. Подаваемое масло смазывает детали насоса, а также уменьшает его температуру. Из-за отсутствия масла в «сухих» моделях насосов нагревание деталей происходит быстрее.

Роторно-пластинчатые насосы

РВН могут быть одно- и двухступенчатыми. Одноступенчатый насос имеет наиболее простую конструкцию и относительно низкую стоимость, что делает данные модели широко востребованными в различных отраслях хозяйства и в быту.



Двухступенчатый пластинчато-роторный вакуумный насос имеет 2 сообщающиеся между собой рабочие камеры, где газовоздушный поток сначала сжимается в первой рабочей камере, а затем переходит во вторую, где достигает еще более высокого сжатия.



Насос пластинчато-роторный 2НВР 5ДМ



Насос пластинчато-роторный 2НВР- 5ДМ на отечественном рынке составляет около 90% среди моделей подобного типа. Его популярность обусловлена сравнительно низкой ценой, хорошим качеством изделия и возможностью длительного срока эксплуатации. В первую очередь данный насос предназначен для откачки воздуха, пожаро- и взрывобезопасных газов, которые уже прошли предварительную очистку от абразивных загрязнений. При этом содержание кислорода не должно превышать 21% (т.е. быть не выше атмосферного). Также 2НВР- 5ДМ используют в форвакуумных установках совместно с насосами Рутса для создания высокого вакуума.

Насос 2НВР- 5ДМ имеет скорость откачки 5 л/минуту, производит в минуту 1500 оборотов и создает напор в 0,0026 кПа. Востребован в пищевой, химической промышленности, в производстве мебели, сушке, для нанесения и напыления покрытий. Его также используют в ювелирном деле, оптике и научно-технических лабораториях.

Масляные пластинчато-роторные насосы

При работе с масляными пластинчато-роторными насосами следует учитывать следующие нюансы:

Масло является основным охлаждающим элементом и уплотнителем для этого типа насосов. Из резервуара оно приходит в движение по распределительным трубопроводам агрегата, обеспечивая смазывание поверхности внутреннего цилиндра (статора) и возвращение нужных порций в камеру сжатия. Чтобы масло не попадало в перекачиваемый поток, система снабжена различными клапанами.

Чтобы минимизировать потери масла и его унос в трубопроводы, по которым движется газопоток, используют специальные ловушки для масла и масляного тумана.

При эксплуатации прибора нужно следить, чтобы уровень масла в смотровом окне не превышал максимальной отметки и не был ниже минимального уровня. В случае изменения цвета масла следует производить его замену. При этом слив производят только после полного охлаждения насоса, чтобы исключить возможные ожоги горячей жидкостью.

Масло для роторно-пластинчатых вакуумных насосов следует использовать только тех марок, которые указаны в инструкции по эксплуатации агрегата.

Современные пластинчато-роторные насосы DVP и других марок отвечают всем требованиям ГОСТа, имеют отличные технические характеристики и не требуют частого технического обслуживания.

Безмасляные пластинчато-роторные насосы

Сухие пластинчато-роторные насосы используются преимущественно в фармацевтической, пищевой, типографической промышленности и других областях, где требуется полное отсутствие примесей масла в откачиваемом потоке. По сравнению с масляными вариантами насосов они существенно дешевле и не требуют затрат на приобретение масла и его замену. Однако быстрее перегреваются и требуют более частой замены графитовых лопаток.

3.6.5. Основные расчетные параметры насосов

Несмотря на многообразие машин для перекачки жидкостей и газов, можно выделить ряд основных параметров, характеризующих их работу: производительность, потребляемая мощность и напор.

Производительность (подача, расход) – объем среды, перекачиваемый насосом в единицу времени. Обозначается буквой Q и имеет размерность $\text{м}^3/\text{час}$, $\text{л}/\text{сек}$, и т.д. В величину расхода входит только фактический объем перемещаемой жидкости без учета обратных утечек. Отношение теоретического и фактического расходов выражается величиной объемного коэффициента полезного действия:

Однако в современных насосах, благодаря надежной герметизации трубопроводов и соединений, фактическая производительность совпадает с теоретической. В большинстве случаев подбор насоса идет под конкретную систему трубопроводов, и величина расхода задается заранее.

Напор – энергия, сообщаемая насосом перекачиваемой среде, отнесенная к единице массы перекачиваемой среды. Обозначается буквой H и имеет размерность метры. Стоит уточнить, что напор не является геометрической характеристикой и не является высотой, на которую насос может поднять перекачиваемую среду.

Потребляемая мощность (мощность на валу) – мощность, потребляемая насосом при работе. Потребляемая мощность отличается от полезной мощности насоса, которая затрачивается непосредственно на сообщение энергии перекачиваемой среде. Часть потребляемой мощности может теряться из-за протечек, трения в подшипниках и т.д. Коэффициент полезного действия определяет соотношение между этими величинами.

3.6.6 Схема насосной установки

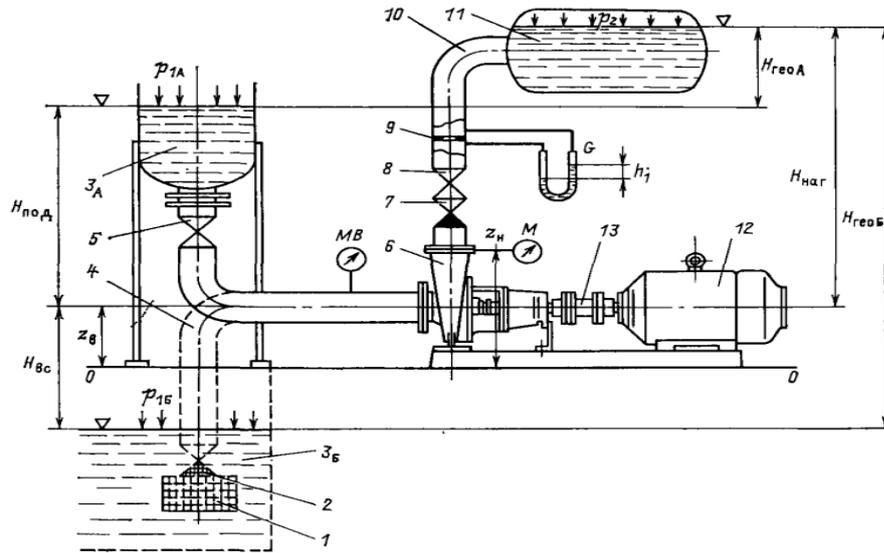
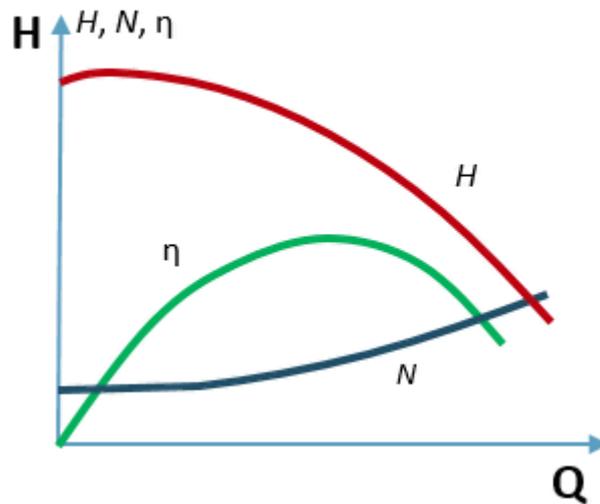


Рис.85. Схема насосной установки

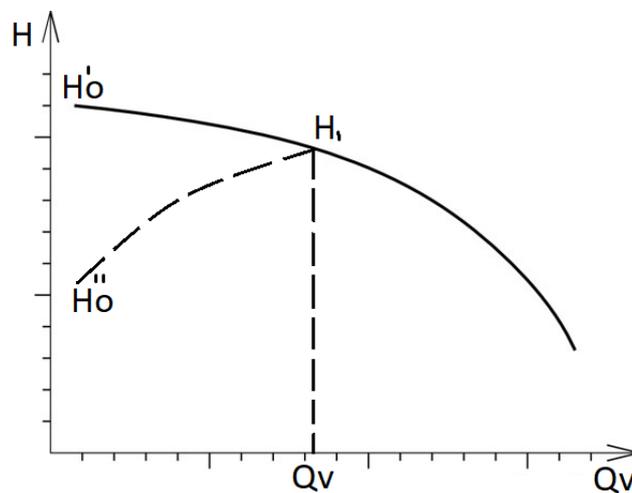
- 1—сетка;
- 2— обратный клапан на всасывающем трубопроводе;
- 3— приемный резервуар (два варианта расположения);
- 4— подводящий трубопровод;
- 5 — задвижка на подводе воды к насосу при верхнем расположении приемного резервуара;
- 6 — насос;
- 7 — обратный клапан на нагнетании насоса;
- 8 — задвижка на нагнетании;
- 9 — сужающее устройство (диафрагма) расходомера;
- 10 — напорный трубопровод;
- 11 — напорный резервуар;
- 12 — приводной электродвигатель;
- 13 — муфта;
- МВ — мановакуумметр на всасывающей стороне насоса;
- М — манометр на нагнетании;
- О — расходомер;
- Н_{наг}—геометрическая высота нагнетания;
- Н_{под}—геометрическая высота подъема;
- Н_{вс}—геометрическая высота всасывания;
- p_{1a} , $p_{1б}$ —давление на поверхности в приемном резервуаре;
- p_2 —давление на поверхности в напорном резервуаре;

3.6.7. Основные характеристики насосов

Характеристикой насоса называется графическая зависимость его основных параметров (N , P , η) от подачи Q_v .



Напорная характеристика $H(Q_v)$



Есть 2 зоны: стабильный и нестабильный режим.

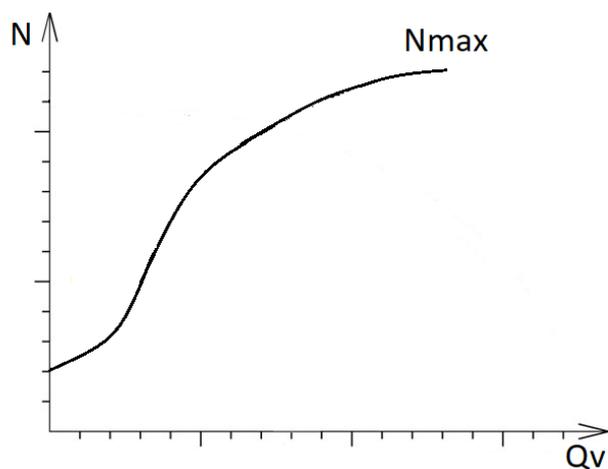
При стабильном режиме напор H непрерывно уменьшается при увеличении подачи Q . В этом случае каждому значению напора соответствует одно значение подачи.

При нестабильной характеристике (---) лишь на определенной части кривой напор H уменьшается с увеличением подачи Q , и одному значению напора на участке от 0 до ∞ соответствует 2 значения подачи Q .

Если насос работает при закрытом клапане, он создает максимальное давление, и в этом случае говорят о напоре насоса H'_0 при нулевой подаче.

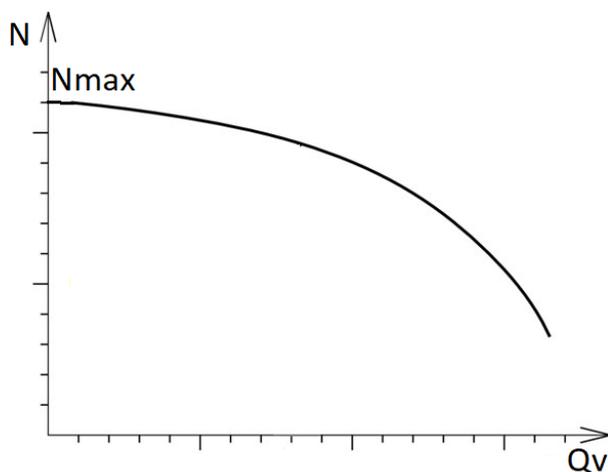
Мощность $N(Q_v)$

Для центробежных:

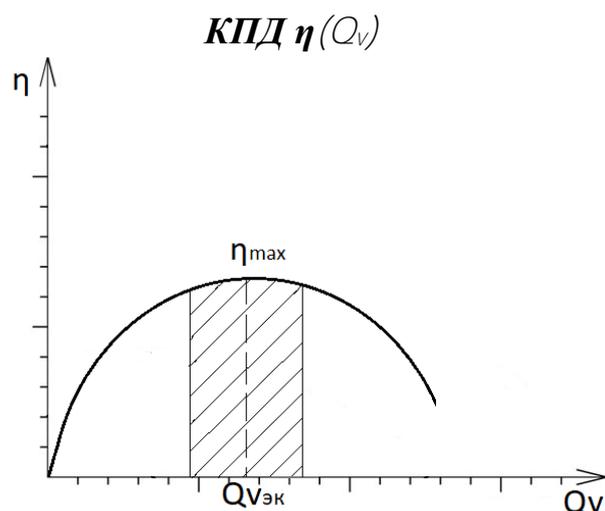


В центробежных насосах с увеличением подачи Q мощность N увеличивается от $(0,4...0,6)N_{эк}$ до N_{max} .

Для осевых:



Осевые насосы потребляют N_{max} при $Q_v=0$, и с увеличением подачи Q_v мощность падает. В связи с этим в целях избежания перегрузки электродвигателя центробежные насосы следует запускать в работу при закрытой задвижке, а осевые - при открытой.



Максимальный КПД устанавливает экономический режим, характеристика КПД от Q_v имеет более пологую форму, тем самым рабочая зона достаточно широкая.

(///)-зона, в пределах которой рекомендуется длительная эксплуатация насоса, и она определяется допустимым снижением η на (2-3)% от η_{\max} .

3.6.8. Маркировка насосов для ТЭС

Маркировка насосов, используемых на ТЭС, разнообразна.

В таблице приведены примеры маркировки основных видов насосов, применяемых на тепловых электростанциях.

Примеры маркировки насосов ТЭС

Назначение насоса	Пример маркировки	Примечание
Насосы питательные Заводы - изготовители: ЛМЗ, Экономайзер, Сумский НЗ	9Ц12, 5Ц10 ПЭ-270-150 0ВПТ-270 ПЭ-250-185 ПЭ-380-200 ПЭ-720-200 ПЭ-600-320 ПЭН-600-320 ПТН-1150-340 0СПТ-1150-340	Давление пара до 10 МПа - Турбопривод Давление пара до 13 МПа С Гидромуфтами Давление пара до 24 МПа - Турбопривод
Конденсатные насосы	Кс-12 КсД-120-155 КсВ-500-85 ЦН-1000-220	Насосы первого подъема Насосы двухстороннего входа Насосы вертикального исполнения

		Насосы второго подъема
Сетевые насосы	СЭ-500-70	
Предвключенные насосы (бустерные)	ПД-1600-180	Устанавливаются перед питательными насосами
Циркуляционные насосы	0-3000-20 ОП-2500-30	Осевые с поворотными лопастями

3.6.9. Схемы включения питательных насосов

Возможно несколько схем включения питательных насосов (рис. 86):

- 1) одноподъемная, при которой питательный насос подает воду с конечным давлением через ПВД к питательному узлу парового котла (рис. 86, а);
- 2) одноподъемная с последовательным включением бустерного(предвключенного) и основного питательного насосов (рис. 86, б);
- 3) двухподъемная, при которой питательные насосы первого подъема прокачивают воду через ПВД к питательным насосам второго подъема, подающих воду в паровой котел (рис. 86, в).

Преимущество двухподъемной схемы перед одноподъемными – выполнение ПВД на менее высокое давление (около 10 МПа), определяемое тем, что давление воды на входе в насосы второго подъема должно для предотвращения кавитации несколько превышать давление насыщения при температуре воды перед насосами. Недостатки схемы – пониженная надежность питательных насосов второго подъема, перекачивающих воду с высокой конечной ее температурой; усложнение и удорожание питательной установки; повышенный расход электроэнергии на перекачку воды с более высокой температурой; необходимость синхронизации работы насосов I и II подъема и сложность их регулирования.

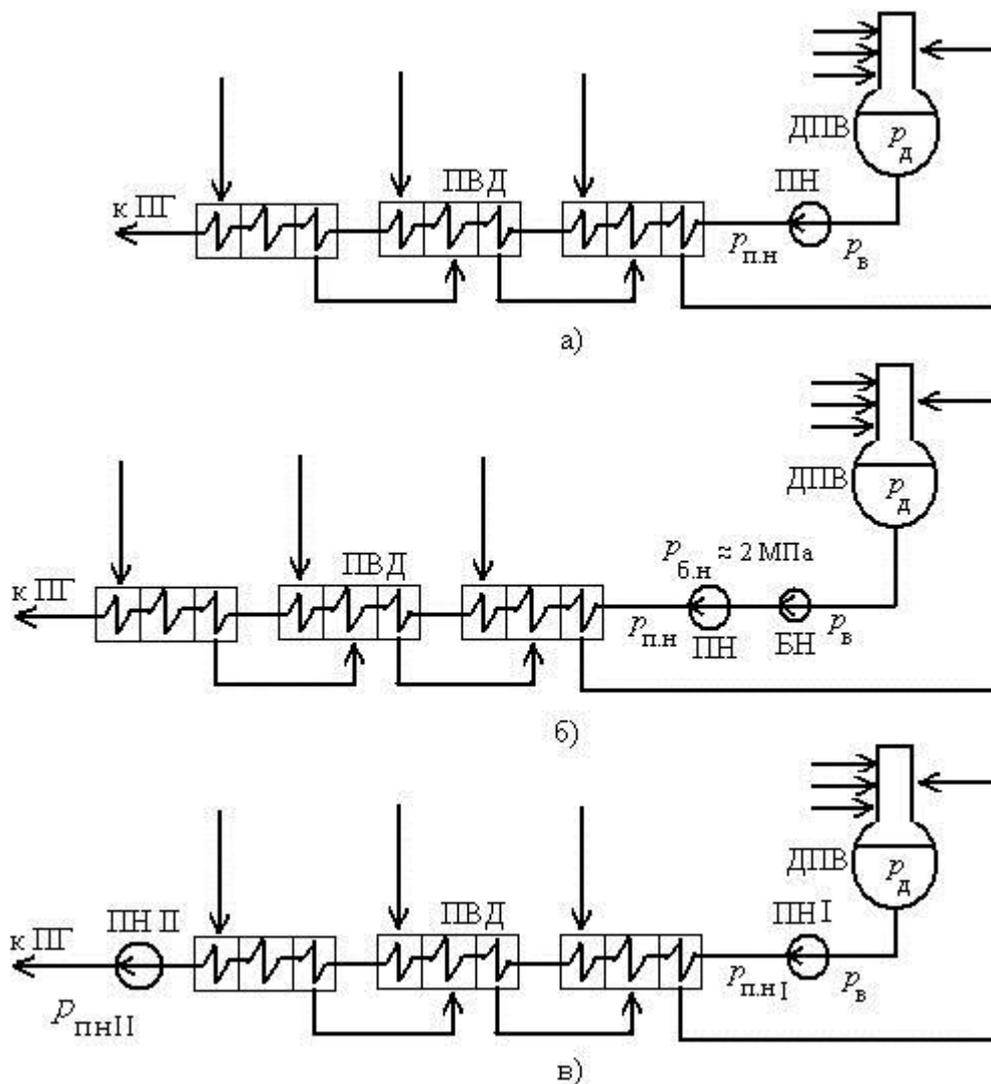


Рис. 86. Схемы включения питательных насосов

а – одноподъемная; б – одноподъемная с бустерным (БН) и главным питательным насосом (ПН); в – двухподъемная; ПВД – подогреватели высокого давления; ДПВ – деаэратор питательной воды; ПГ – парогенератор

Сравнение одноподъемной и двухподъемной схем питательной установки показало, что эти схемы энергетически примерно равноценны. Ввиду того, что надежность одноподъемной схемы выше, она применяется повсеместно у нас в стране и за рубежом.

Схема (а):

Достоинства:

простота и компактность питательной установки;
маневренность (быстрота включения в работу).

Недостатки:

возможно возникновение кавитации;

ПВД работают при высоком давлении воды – снижается их надежность. используются только у блоков небольшой мощности до 220 МВт.

Схема (б):

Достоинства:

меньшее давление воды в ПВД, их повышенная надежность, возможность применения более эффективных и дешевых конструкций ПВД (камерного, смешивающего типа);

повышенная кавитационная надежность ПН I и ПН II.

Недостатки:

усложнение и удорожание питательной установки;

пониженная надежность и повышенный расход э/э на ПН5 из-за высокой температуры ПВ;

сложность синхронизации работы ПН I и ПН II и их регулирования.

Схема (в):

Достоинства:

отсутствие кавитации;

маневренность (быстрота включения в работу);

используются у блоков любой мощности.

Недостатки:

усложнение и удорожание питательной установки;

ПВД работают при высоком давлении воды – снижается их надежность.

3.6.10. Последовательная работа насосов

Включение насосов последовательно на практике встречается очень редко. *Последовательная работа насосов* используется для увеличения значения напоров (H) при одинаковом расходе (Q), и предполагает включение двух или более насосов в режим, когда все они перекачивают жидкость ступенчато в один и тот же напорный трубопровод. На (рис. 70) показан пример последовательного подключения двух насосов и их общая напорная характеристика.

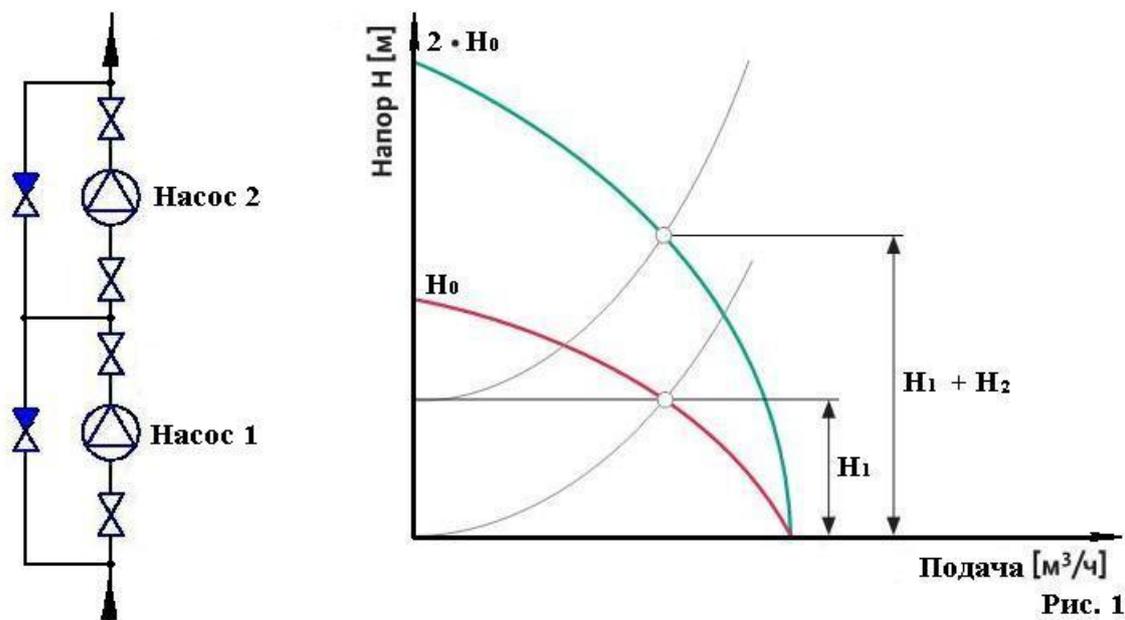


Рис.87. Характеристика при последовательной работе двух насосов

Всякий многоступенчатый насос может быть представлен как несколько последовательно включенных одноступенчатых насосов. С той лишь разницей, что в многоступенчатом насосе невозможно отключение ступени, хотя часто для регулирования это необходимо. При последовательном подключении двух и более насосов неработающий насос создает дополнительное сопротивление в системе, для уменьшения этого сопротивления устанавливается байпас, а на нем обратный клапан. Целесообразность последовательного включения нескольких насосов необходима, если характеристика внешней сети очень крутая. Насосы при таком включении могут располагаться как рядом друг с другом, так и на значительном удалении. В случае последовательной работы насосов могут возникать проблемы связанные кавитацией, когда недостаточный подпор и турбоэффектом, когда первый насос раскручивает рабочее колесо второго, в результате этого могут выйти из строя оба насоса. Когда применяется последовательное подключение двух и более насосов, следует обращать внимание на максимальное рабочее давление последующего насоса, ибо к входному давлению (H_1) добавляется давление, создаваемое вторым насосом (H_2). Полученное таким образом общее давление не должно превышать максимальное рабочее давление насоса. Максимальное рабочее давление можно посмотреть в каталогах заводов производителей или в технических характеристиках используемых насосов. Оно учитывает прочность корпуса, резиновых кольцевых уплотнений и механического торцевого уплотнения. Следует обращать внимание и на параметры запорной арматуры применяемой в системе, так как она подвергается гидравлическим ударам и должна иметь повышенную прочность. Трубопроводы, соединяющие после-

довательно работающие насосы, должны иметь как можно меньше соединений и крутых поворотов. Когда два насоса соединяются последовательно (друг за другом) их напор суммируются. Если подача равна нулю, то напор от двух одинаковых по параметрам насосов удваивается. Если подача двух последовательно включенных насосов осуществляется без напора, то два насоса не обеспечат большую подачу, чем один насос.

3.6.11. Параллельная работа насосов

Если система имеет по времени постоянно меняющийся расход или когда требуется установка резервного насоса, то в таких случаях применяется параллельное включение центробежных насосов. Самым простым примером параллельной работы насосов являются сдвоенные насосы, которые применяются в системах отопления. При работе насосов параллельно на напорном патрубке также необходимо устанавливать обратные клапаны, для избегания обратного протока жидкости. В сдвоенных насосах функцию обратного клапана выполняет перекидной шибер. Если параллельно включено несколько насосов, то их расходы (Q) суммируются.

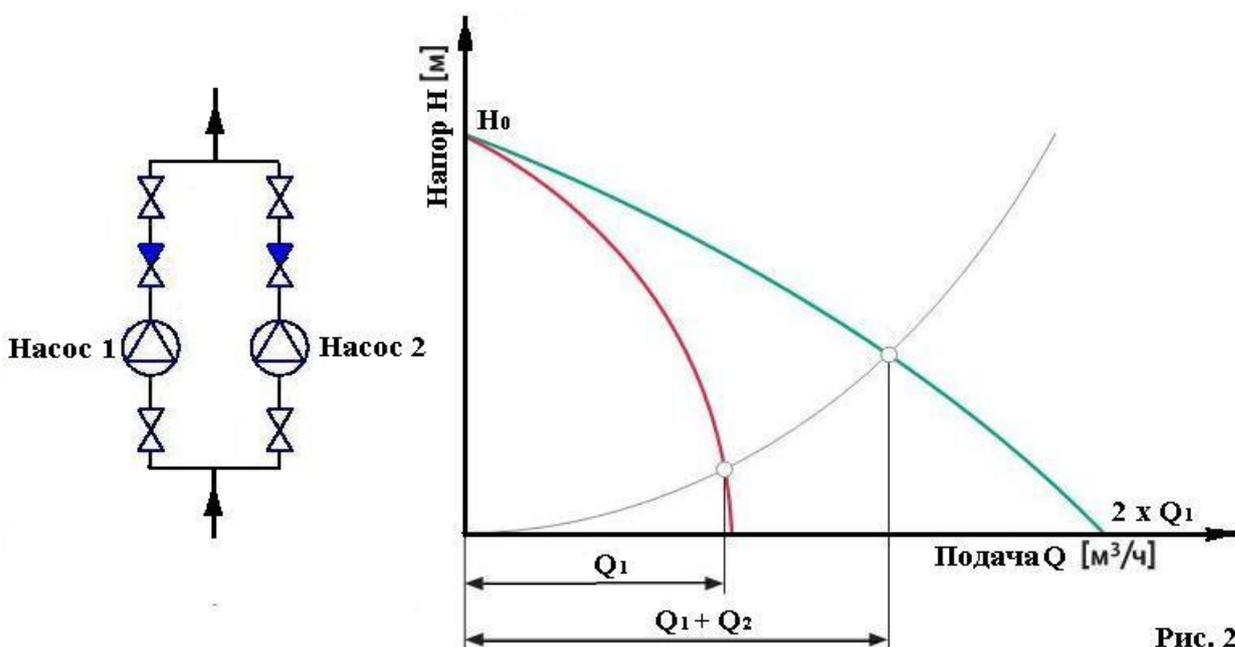


Рис. 2

Рис.88. Характеристика при параллельной работе двух насосов

В наше время, при строительстве жилых домов или промышленных объектов новые водопроводные системы врезаются в уже существующие старые сети, что сказывается часто на общую производительность сети (расход и напор). В случае изменения параметров существующей водопроводной сети соответ-

ственно влечет за собой и изменение параметров насоса. Одним из возможных вариантов изменения гидравлических характеристик группы насосов может быть изменения количества одновременно эксплуатируемых насосов подключенных параллельно. Ярким примером такого применения насосов могут быть установки повышения давления воды и установки пожаротушения. В станциях повышения давления может использоваться одновременно до 6 однотипных насосов. У всех насосов один общий всасывающий коллектор и общий напорный коллектор. Каждый насос имеет запорную арматуру на входе и обратный клапан, и запорную арматуру на выходе. В зависимости от алгоритма работы станции насосы делится на рабочие, пиковые или резервные. Управление работой насосов осуществляется автоматически при помощи системы управления и датчика давления, по заданному давлению на выходе. В зависимости от условий эксплуатации и назначения установки повышения давления и задаются режимы работы насосов рабочие, пиковые, резервные. От количества потребляемой воды меняется и количество одновременно работающих насосов в станции. Система управления установки повышения давления отслеживает наработку каждого насоса в часах и регулирует последовательность их включения. Первым всегда включается насос с наименьшей наработкой, затем включается насос, у которого наработка больше, затем следующий насос, у которого наработка еще больше и так далее. Выключение насосов происходит в обратной последовательности. Первым отключается насос с наибольшей наработкой, затем с меньшей наработкой и так далее. Таким способом регулируется ресурс работы насосов, он примерно одинаковый у всех насосов и тем самым увеличивается срок службы станции в целом. В зависимости от типа системы управления включение насосов происходит ступенчато или плавно при помощи частотного регулирования. Частотное регулирование может быть на одном насосе или инверторы установлены на каждом насосе. Наличие инвертора позволяет очень плавно производить настройку количества одновременно работающих насосов под изменяющиеся параметры сети, в отличии от ступенчатого регулирования, где каждый последующий насос включается сразу на всю производительность. Для сглаживания этих пиков при ступенчатом регулировании насосов используются гидроаккумуляторы. Емкость гидроаккумулятора подбирается в зависимости от количества потребителей и объема потребления. В случае выбора насосов разных типов для параллельной работы необходимо учитывать различные факторы, одним из основных является напор (H), который должен быть у всех насосов одинаковый. Это необходимо для того, чтобы насос с большим напором не «задавливал» насос с меньшим напором. При такой работе эффективность насоса с меньшим напором будет очень ма-

ленькой из-за постоянного преодоления сопротивления, которое создает более мощный насос. КПД насоса с меньшим напором будет все время снижаться и в какой-то момент может снизиться до нуля, насос начнет работать без протока.

В параллельной схеме работы максимальная подача удваивается при нулевом напоре, если одновременно работают два насоса одинаковой мощности. Если взять другую крайнюю точку, когда подача равна нулю, то два работающих насоса включенных параллельно не смогут обеспечить напор больше, чем один насос.

Различные причины применения нескольких параллельно включенных насосов:

Эксплуатация основного и резервного насоса. В случае неисправности основного насоса в работу включается резервный насос.

Эксплуатация основного и пикового насоса. Когда основной насос не справляется с возрастающей нагрузкой, происходит включение пикового насоса.

Снижение эксплуатационных затрат при изменении нагрузки. Параллельная работа позволяет разделить объем подачи и снизить затраты.

Если в параллель работают два насоса с разными напорами, то менее мощный насос необходимо отключить, при достижении величины напора находящегося вне его рабочей характеристики. Или на более мощном насосе уменьшают напорную характеристику путем регулирования. При этом КПД более мощного насоса будет снижаться.

Электронный учебно-методический комплекс

Практический раздел

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Практические занятия

Минск 2018

II. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

2.1. Расчет насосов

Расчет производительности для различных насосов

Для **поршневого насоса простого действия** формула расхода будет выглядеть следующим образом:

$$Q = F \cdot S \cdot n \cdot \eta_v$$

Q – расход ($\text{м}^3/\text{с}$)

F – площадь поперечного сечения поршня, м^2

S – длина хода поршня, м

n – частота вращения вала, сек^{-1}

η_v – объемный коэффициент полезного действия

Для **поршневого насоса двойного действия** формула расчета производительности будет несколько отличаться, что связано наличием штока поршня, уменьшающего объем одной из рабочих камер цилиндра.

$$Q = F \cdot S \cdot n + (F - f) \cdot S \cdot n = (2F - f) \cdot S \cdot n$$

Q – расход, $\text{м}^3/\text{с}$

F – площадь поперечного сечения поршня, м^2

f – площадь поперечного сечения штока, м^2

S – длина хода поршня, м

n – частота вращения вала, сек^{-1}

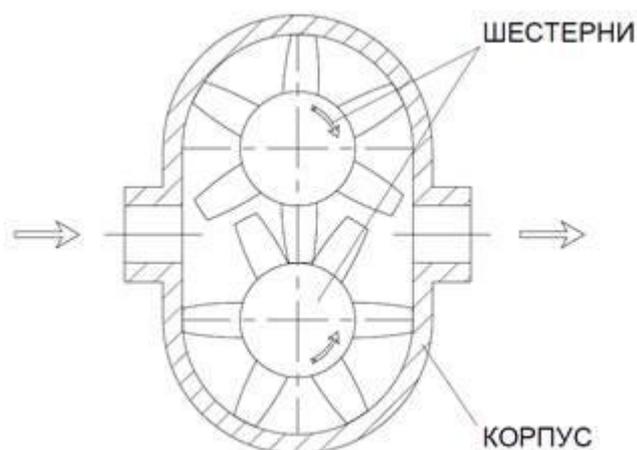
η_v – объемный коэффициент полезного действия

Если пренебречь объемом штока, то общая формула производительности поршневого насоса будет выглядеть следующим образом:

$$Q = N \cdot F \cdot S \cdot n \cdot \eta_v$$

Где N – число действий, совершаемых насосом за один оборот вала.

Шестеренчатые насосы (объемные насосы)



В случае шестеренчатых насосов роль рабочей камеры выполняет пространство, ограничиваемое двумя соседними зубьями шестерней. Две шестерни с внешним или внутренним зацеплением размещаются в корпусе. Всосывание перекачиваемой среды в насос происходит за счет разрежения, создаваемого между зубьями шестерен, выходящими из зацепления. Жидкость переносится зубьями в корпусе насоса, и затем выдавливается в нагнетательный патрубок в момент, когда зубья вновь входят в зацепление. Для протока перекачиваемой среды в шестеренных насосах предусмотрены торцевые и радиальные зазоры между корпусом и шестернями.

Производительность шестеренного насоса может быть рассчитана следующим образом:

$$Q = 2 \cdot f \cdot z \cdot n \cdot b \cdot \eta_v$$

Q – производительность шестеренчатого насоса, $\text{м}^3/\text{с}$

f – площадь поперечного сечения пространства между соседними зубьями шестерни, м^2

z – число зубьев шестерни

b – длина зуба шестерни, м

n – частота вращения зубьев, сек^{-1}

η_v – объемный коэффициент полезного действия

Существует также альтернативная формула расчета производительности шестеренного насоса:

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot D_H \cdot m \cdot b \cdot n \cdot \eta_v$$

Q – производительность шестеренчатого насоса, $\text{м}^3/\text{с}$

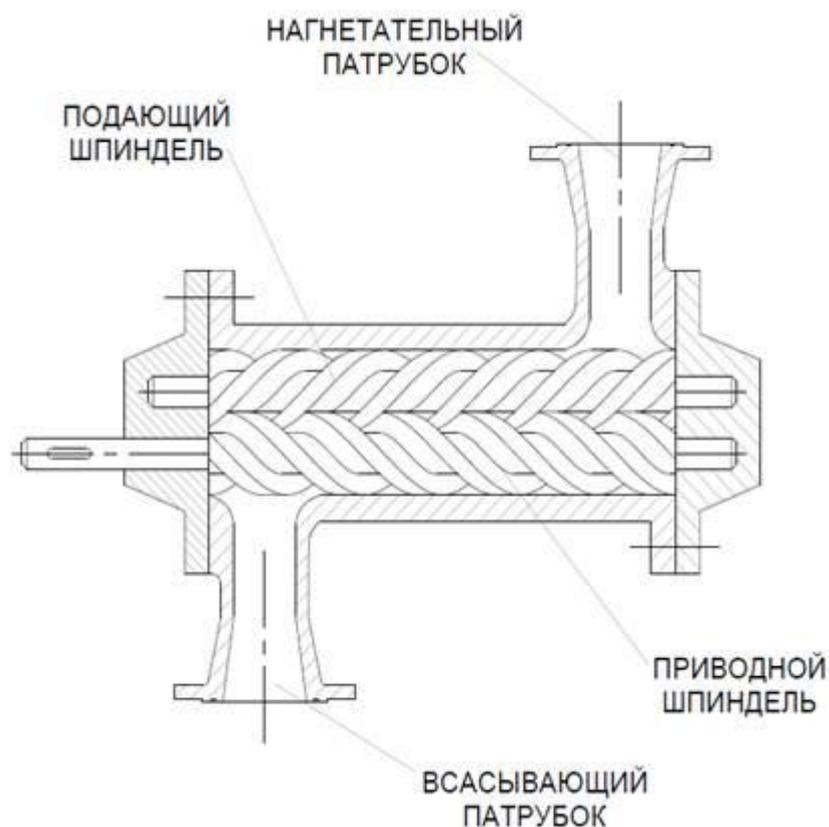
D_H – начальный диаметр шестерни, м

m – модуль шестерни, м

b – ширина шестерни, м

n – частота вращения шестерни, сек⁻¹

η_v – объемный коэффициент полезного действия



Винтовые насосы (объемные насосы)

В насосах данного типа перекачивание среды обеспечивается за счет работы винта (одновинтовой насос) или нескольких винтов, находящихся в зацеплении, если речь идет о многвинтовых насосах. Профиль винтов подбирается таким образом, чтобы область нагнетания насоса была изолирована от области всасывания. Винты располагаются в корпусе таким образом, чтобы при их работе образовывались заполненные перекачиваемой средой области замкнутого пространства, ограниченные профилем винтов и корпусом и движущиеся по направлению в области нагнетания.

Производительность одновинтового насоса может быть рассчитана следующим образом:

$$Q = 4 \cdot e \cdot D \cdot T \cdot n \cdot \eta_v$$

Q – производительность винтового насоса, м³/с

e – эксцентриситет, м

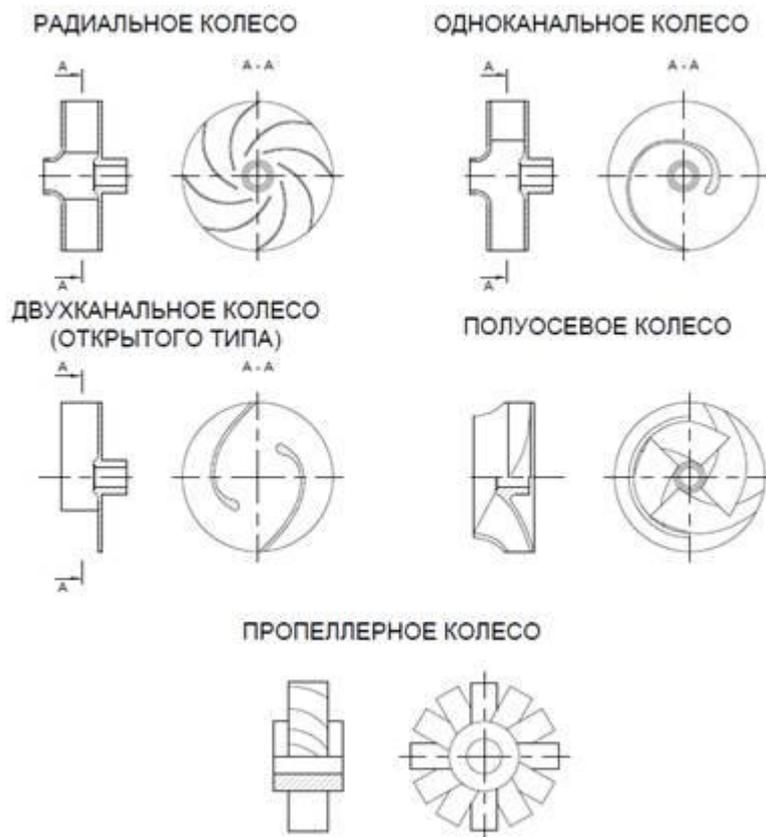
D – диаметр винта ротора, м

T – шаг винтовой поверхности статора, м

n – частота вращения ротора, сек^{-1}

η_v – объемный коэффициент полезного действия

Центробежные насосы



Центробежные насосы являются одним из наиболее многочисленных представителей динамических насосов и широко распространены. Рабочим органом в центробежных насосах является насаженное на вал колесо, имеющее лопасти, заключенные между дисками, и расположенное внутри спиралевидного корпуса.

За счет вращения колеса создается центробежная сила, воздействующая на массу перекачиваемой среды, находящейся внутри колеса, и передает ей часть кинетической энергии, которая затем переходит в потенциальную энергию напора. Создаваемое при этом в колесе разрежение обеспечивает непрерывную подачу перекачиваемой среды их всасывающего патрубка. Важно отметить, что перед началом эксплуатации центробежный насос должен быть предварительно заполнен перекачиваемой средой, так как в противном случае всасывающей силы будет недостаточно для нормальной работы насоса.

Центробежный насос может иметь не один рабочий орган, а несколько. В таком случае насос называется многоступенчатым. Конструктивно он отличается тем, что на его валу расположено сразу несколько рабочих колес, и жид-

кость последовательно проходит через каждое из них. Многоступенчатый насос при той же производительности будет создавать больший напор в сравнении с аналогичным ему одноступенчатым насосом.



Производительность центробежного насоса может быть рассчитана следующим образом:

$$Q = b_1(\pi \cdot D_1 \cdot \delta \cdot Z) \cdot c_1 = b_2(\pi \cdot D_2 \cdot \delta \cdot Z) \cdot c_2$$

Q – производительность центробежного насоса, м³/с

$b_{1,2}$ – ширины прохода колеса на диаметрах D_1 и D_2 , м

$D_{1,2}$ – внешний диаметр входного отверстия (1) и внешний диаметр колеса (2), м

δ – толщина лопаток, м

Z – число лопаток

$c_{1,2}$ – радиальные составляющие абсолютных скоростей на входе в колесо (1) и выходе из него (2), м/с

Расчет напора

Как было отмечено выше, напор не является геометрической характеристикой и не может отождествляться с высотой, на которую необходимо поднять перекачиваемую жидкость. Необходимое значение напора складывается из нескольких слагаемых, каждое из которых имеет свой физический смысл.

Общая формула расчета напора (диаметры всасывающего и нагнетающего патрубком приняты одинаковыми):

$$H = (p_2 - p_1) / (\rho \cdot g) + H_z + h_n$$

H – напор, м

p_1 – давление в заборной емкости, Па

p_2 – давление в приемной емкости, Па

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³

g – ускорение свободного падения, м/с²

H_z – геометрическая высота подъема перекачиваемой среды, м

h_n – суммарные потери напора, м

Первое из слагаемых формулы расчета напора представляет собой перепад давлений, который должен быть преодолен в процессе перекачивания жидкости. Возможны случаи, когда давления p_1 и p_2 совпадают, при этом создаваемый насосом напор будет уходить на поднятие жидкости на определенную высоту и преодоление сопротивления.

Второе слагаемое отражает геометрическую высоту, на которую необходимо поднять перекачиваемую жидкость. Важно отметить, что при определении этой величины не учитывается геометрия напорного трубопровода, который может иметь несколько подъемов и спусков.

Третье слагаемое характеризует снижение создаваемого напора, зависящее от характеристик трубопровода, по которому перекачивается среда. Реальные трубопроводы неизбежно будут оказывать сопротивление току жидкости, на преодоление которого необходимо иметь запас величины напора. Общее сопротивление складывается из потерь на трение в трубопроводе и потерь в местных сопротивлениях, таких как повороты и отводы трубы, вентили, расширения и сужения прохода и т.д. Суммарные потери напора в трубопроводе рассчитываются по формуле:

$H_{об}$ – суммарные потери напора, складывающиеся из потерь на трение в трубах H_T и потерь в местных сопротивлениях H_{MC}

$$H_{об} = H_T + H_{MC} = (\lambda \cdot l) / d_э \cdot [w^2 / (2 \cdot g)] + \sum \zeta_{MC} \cdot [w^2 / (2 \cdot g)] = ((\lambda \cdot l) / d_э + \sum \zeta_{MC}) \cdot [w^2 / (2 \cdot g)]$$

λ – коэффициент трения

l – длина трубопровода, м

$d_э$ – эквивалентный диаметр трубопровода, м

w – скорость потока, м/с

g – ускорение свободного падения, м/с²

$w^2 / (2 \cdot g)$ – скоростной напор, м

$\Sigma \zeta_{МС}$ – сумма всех коэффициентов местных сопротивлений

2.2. Расчет потребляемой мощности насоса

Выделяют несколько мощностей в зависимости от потерь при ее передаче, которые учитываются различными коэффициентами полезного действия. Мощность, идущая непосредственно на передачу энергии перекачиваемой жидкости, рассчитывается по формуле:

$$N_{П} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

$N_{П}$ – полезная мощность, Вт

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³

g – ускорение свободного падения, м/с²

Q – расход, м³/с

H – общий напор, м

Мощность, развиваемая на валу насоса, больше полезной, и ее избыток идет на компенсацию потерь мощности в насосе. Взаимосвязь между полезной мощностью и мощностью на валу устанавливается коэффициентом полезного действия насоса. КПД насоса учитывает утечки через уплотнения и зазоры (объемный КПД), потери напора при движении перекачиваемой среды внутри насоса (гидравлический КПД) и потери на трение между подвижными частями насоса, такими как подшипники и сальники (механический КПД).

$$N_{В} = N_{П} / \eta_{Н}$$

$N_{В}$ – мощность на валу насоса, Вт

$N_{П}$ – полезная мощность, Вт

$\eta_{Н}$ – коэффициент полезного действия насоса

В свою очередь мощность, развиваемая двигателем, превышает мощность на валу, что необходимо для компенсации потерь энергии при ее передаче от двигателя к насосу. Мощность электродвигателя и мощность на валу связаны коэффициентами полезного действия передачи и двигателя.

$$N_{Д} = N_{В} / (\eta_{П} \cdot \eta_{Д})$$

N_D – потребляемая мощность двигателя, Вт

N_B – мощность на валу, Вт

η_{II} – коэффициент полезного действия передачи

η_H – коэффициент полезного действия двигателя

Окончательная установочная мощность двигателя высчитывается из мощности двигателя с учетом возможной перегрузки в момент запуска.

$$N_y = \beta \cdot N_D$$

N_y – установочная мощность двигателя, Вт

N_D – потребляемая мощность двигателя, Вт

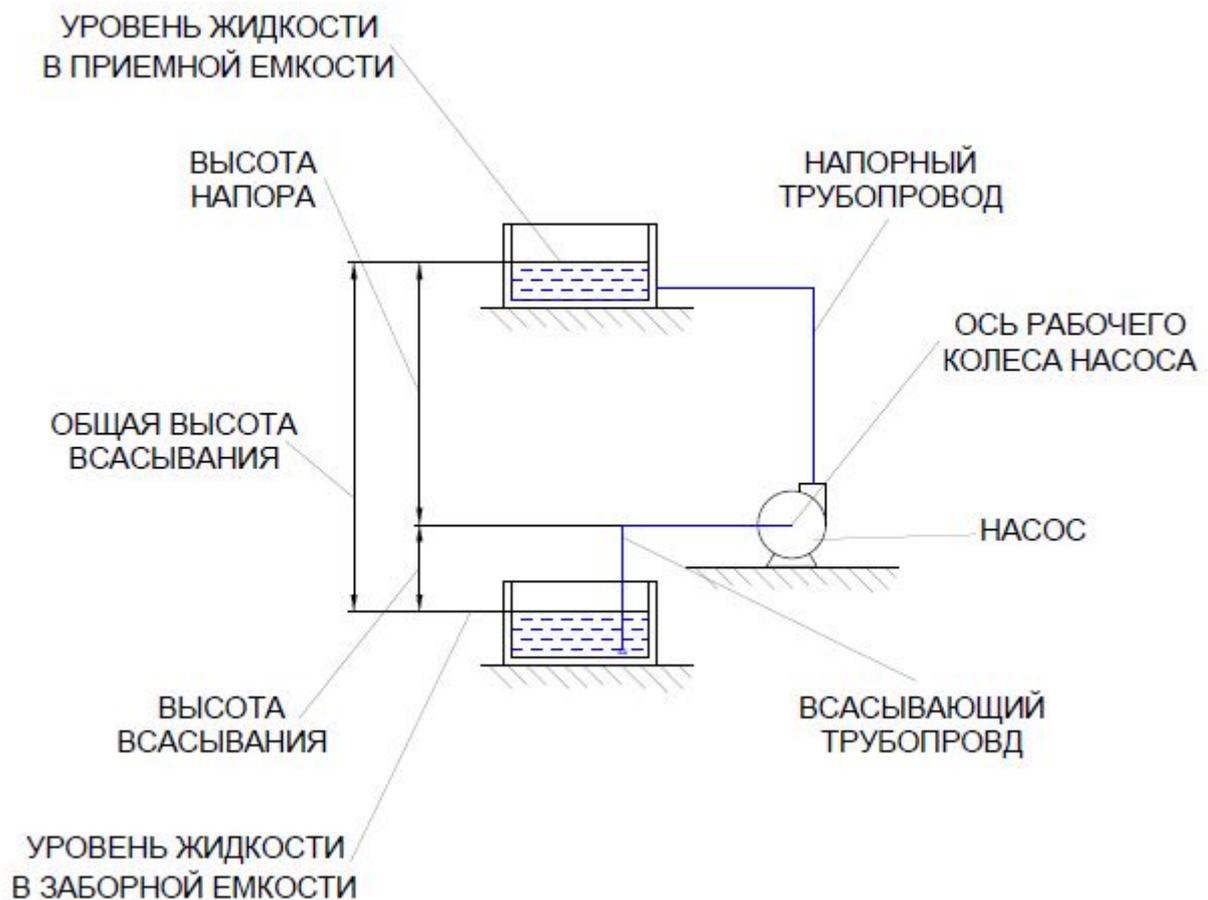
β – коэффициент запаса мощности

Коэффициент запаса мощности может быть приближенно выбран из таблицы:

N , кВт	Менее 1	От 1 до 5	От 5 до 50	Более 50
β	2 – 1,5	1,5 – 1,2	1,2 – 1,15	1,1

2.3. Предельная высота всасывания (для центробежного насоса)

Всасывание в центробежном насосе происходит за счет разности давлений в сосуде, откуда происходит забор перекачиваемой среды, и на лопатках рабочего колеса. Чрезмерное увеличение разности давлений может привести к появлению кавитации – процессу, при котором происходит понижение давления до значения, при котором температура кипения жидкости опускается ниже температуры перекачиваемой среды и начинается ее испарение в пространстве потока с образованием множества пузырьков. Пузырьки уносятся потоком дальше по ходу течения, где под действием возрастающего давления они конденсируются, и происходит их “схлопывание”, сопровождаемое многочисленными гидравлическими ударами, негативно сказывающимися на сроке службы насоса. В целях избегания негативного воздействия кавитации необходимо ограничивать высоту всасывания центробежного насоса.



Геометрическая высота всасывания может быть определена по формуле:

$$h_z = (P_0 - P_1) / (\rho \cdot g) - h_{св} - w^2 / (2 \cdot g) - \sigma \cdot H$$

h_z – геометрическая высота всасывания, м

P_0 – давление в заборной емкости, Па

P_1 – давление на лопатках рабочего колеса, Па

ρ – плотность перекачиваемой среды, кг/м³

g – ускорение свободного падения, м/с²

$h_{св}$ – потери на преодоление гидравлических сопротивлений во всасывающем трубопроводе, м

$w^2 / (2 \cdot g)$ – скоростной напор во всасывающем трубопроводе, м

$\sigma \cdot H$ – потери на добавочное сопротивление, пропорциональное напору, м

где σ – коэффициент кавитации, H – создаваемый насосом напор

Коэффициент кавитации может быть рассчитан по эмпирической формуле:

$$\sigma = [(n \cdot \sqrt{Q}) / (126 H^{4/3})]^{4/3}$$

σ – коэффициент кавитации

n – частота вращения рабочего колеса, сек^{-1}

Q – производительность насоса, $\text{м}^3/\text{с}$

H – создаваемый напор, м

Также существует формула для центробежных насосов для расчета запаса напора, обеспечивающего отсутствие кавитации:

$$H_{\text{кв}} = 0,3 \cdot (Q \cdot n^2)^{2/3}$$

$H_{\text{кв}}$ – запас напора, м

Q – производительность центробежного насоса, $\text{м}^3/\text{с}$

n – частота вращения рабочего колеса, с^{-1}

2.4. Выбор тягодутьевых машин

Котел работает при разряжении. Присосы воздуха по тракту котла оказывают большое влияние на работу тягодутьевых устройств, увеличивая объем перекачиваемых газов на 30-40% выше теоретических значений.

При движении продуктов сгорания по тракту котла имеются следующие присосы воздуха:

- присосы в топке $\Delta\alpha_T=0.02$
- суммарные присосы воздуха в водяном экономайзере. $\Delta\alpha_{кп}=0.01$
- присосы воздуха и протечки газов в воздухоподогреватель $\Delta\alpha_{вп}=0.15$
- присосы в газоходах за пределами котла на участке между воздухоподогревателем и дымососом. $\Delta\alpha_{гх}=0.01$

Число дутьевых вентиляторов и дымососов выбирается одинаковым и зависит от паропроизводительности котла.

Расчетный расход топлива B_p , кг/с, по которому выбираются дутьевые вентиляторы и дымососы, определяется с учетом физической неполноты сгорания твердого топлива, q_4 , %.

Т.к. $q_4=0$, то $B_p = B_k = 21.7$ кг/с.

2.5. Выбор дутьевых вентиляторов

Дутьевой вентилятор подает холодный воздух в воздухоподогреватель, забирая его из верхней части котельной или с улицы.

Производительность дутьевого вентилятора:

$$V_{дв} = B_p \cdot V^0 (\alpha_T + \Delta\alpha_{вп} + \Delta\alpha_{гх}) (t_x + 273) / 273 = \\ = 21.7 \cdot 10.2 (1.05 + 0.15) (30 + 273) / 273 = 216.2 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетная производительность вентилятора

$$V_{дв}^p = \beta_1 V_{дв} / Z = 1.1 \cdot 216.2 \cdot 3600 / 2 = 428 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Напор дутьевого вентилятора

$$H_{дв} = H_b = 4.5 \text{ кПа}$$

$$H_{дв}^p = \beta_2 H_{дв} = 1.15 \cdot 4.5 = 5.18 \text{ кПа}$$

За прототип выбираю дутьевой вентилятор ВДН-24х2-11у.

Характеристики дутьевого вентилятора

Подача V , тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	Полное давление p , Па	Температура газа t , °С	КПД η , %	Частота вращения, об/мин	Потребляемая мощность N , кВт
500	3620	30	84	735	650

Мощность на валу дутьевого вентилятора:

$$N_e = V_{\text{дв}} \cdot p \cdot N_{\text{дв}} / \eta = 428 \cdot 10^3 / 3600 \cdot 5.18 \cdot 10^3 / 0.84 = 733.148 \text{ кВт}$$

Мощность привода:

$\beta_3 = 1.05$ коэффициент запаса, необходимый при преодолении инерции при пуске вентилятора.

$$N_e = N_e \cdot \beta_3 = 0.733 \cdot 1.05 = 0.769 \text{ МВт}$$

2.6. Выбор дымососов

Объем газов, перекачиваемый дымососом, немного больше объема воздуха за счет более высокой температуры среды и больших присосов воздуха по газовому тракту.

Объем уходящих газов $V_{\text{г}}^{\text{yx}}$:

$$V_{\text{г}}^{\text{yx}} = V_{\text{г}}^0 + 1.0161 \cdot (\alpha_{\text{yx}} - 1) \cdot V^0 = 10.62 + 1.0161 \cdot (1.21 - 1) \cdot 11.48 = 13.07 \text{ м}^3/\text{с}, \text{ где}$$

α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

$$\alpha_{\text{yx}} = 1.21$$

$V_{\text{г}}^0 = 10.62 \text{ м}^3/\text{с}$ и $V^0 = 11.48 \text{ м}^3/\text{с}$ – теоретические объемы газов и воздуха.

1.0161 – коэффициент, учитывающий объем водяных паров, содержащихся в присасываемом воздухе.

Объем присосов за пределами котла $V_{\text{прис}} = \Delta \alpha_{\text{гх}} \cdot V^0 = 0.01 \cdot 10.62 = 0.11 \text{ м}^3/\text{с}$

Температура газов перед дымососом $t_{\text{д}}$:

$$t_{\text{д}} = 138^\circ\text{С}.$$

Объемная производительность дымососа $V_{\text{дс}}$:

$$V_{\text{дс}} = B_p (V_{\text{г}}^{\text{yx}} + V_{\text{прис}}) \cdot (t_{\text{д}} + 273) / 273 = 21.7 \cdot (13.07 + 0.11)(138 + 273) / 273 = 430.6 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчетную производительность дымососа $V_{\text{дс}}^{\text{р}}$ принимаем с коэффициентом запаса $\beta_1 = 1.1$.

$$V_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_1 \cdot V_{\text{дс}} / z = 1.1 \cdot 430.6 / 2 = 236.8 \text{ м}^3/\text{с} = 852.5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Напор дымососа $H_{\text{дс}}$, кПа при уравновешенной тяге должен обеспечить преодоление суммарных сопротивлений трения и местных сопротивлений всех газопроводов от котла до дымососа, а также сопротивления от дымососа до трубы и самой трубы.

Принимаю $H_{\text{дс}} = H_{\text{г}} = 3.0 \text{ кПа}$

Расчетный напор дымососа $H_{\text{дс}}^{\text{р}} = \beta_2 \cdot H_{\text{дс}} = 1.2 \cdot 3 = 3.6 \text{ кПа}$

Коэффициент запаса $\beta_2 = 1.2$

За прототип выбираю дымосос ДОД-41

Характеристики дымососа

Подача V , тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	Полное давление p , Па	Температура газа t , $^{\circ}\text{C}$	КПД η , %	Частота вращения, об/мин	Потребляемая мощность N , кВт
1080	3150	100	82,5	370	1150

Мощность:

$$N_e = V_{\text{дс}}^{\text{р}} \cdot H_{\text{дс}}^{\text{р}} / \eta^{\text{р}} = 852.5 \cdot 3.6 / (3.6 \cdot 0.825) = 1.033 \text{ МВт}$$

2.7. Тепловой расчет регенеративных подогревателей

Тепловые расчеты регенеративных подогревателей могут выполняться как поверочные или как конструкторские. В результате конструкторского расчета определяются поверхность нагрева и конструктивные размеры подогревателя. Целью поверочного расчета является определение температуры одного из теплоносителей или величины подогрева.

Исходные данные принимаются из расчета тепловой схемы или данных испытаний. К ним относятся расход и параметры греющего пара, расход нагреваемой воды, её давление и температура на входе в подогреватель.

В основе теплового расчета лежат уравнение теплового баланса и уравнение теплопередачи.

Для условий, когда одним из теплоносителей является пар, а другим – вода, уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q = G(i''_в - i'_в) = D_n (i_n - i_{dp})\eta$$

Здесь Q – поток теплоты, передаваемой нагреваемой среде в подогревателе, кВт; G, D_n – расходы пара и воды, кг/с; $i''_в, i'_в$ – удельные энтальпии нагреваемой воды на выходе и на входе в подогреватель, кДж/кг; i_n, i_{dp} – удельные энтальпии греющего пара на входе в подогреватель и конденсата греющего пара (дренажа) на выходе из подогревателя соответственно, кДж/кг; η – коэффициент, учитывающий потери теплоты в окружающую среду (равен 0,98 – 0,99).

Поверхность нагрева определяется из уравнения теплопередачи

$$Q = kF\Delta t_{cp}$$

Здесь k – коэффициент теплопередачи, кВт/м²К; Δt_{cp} – средний температурный напор для поверхности нагрева.

Для регенеративного подогревателя, в котором предусмотрены охладитель пара и охладитель конденсата (дренажа) греющего пара, поток теплоты равен

$$Q = Q_{n.o} + Q_{c.n} + Q_{o.d}$$

Здесь: количество теплоты, передаваемой в охладителе пара

$$Q_{n.o} = G_{n.o}(i''_{n.o} - i'_{n.o}) = D_n (i_n - i_{n.o}) \eta_n = k_{n.o} F_{n.o} \Delta t_{cp}$$

количество теплоты, передаваемой в собственно подогревателе

$$Q_{c.n} = G_{c.n}(i''_{c.n} - i'_{c.n}) = D_n (i_{n.o} - i'_n) \eta_n = k_{c.n} F_{c.n} \Delta t_{cp}$$

количество теплоты, передаваемой в охладителе дренажа

$$Q_{o.d} = G_{o.d}(i''_{o.d} - i'_{o.d}) = D_n (i'_n - i_{dp}) \eta_n = k_{o.d} F_{o.d} \Delta t_{cp}$$

i_n – пар на входе в подогрев; $i_{n.o}$ – пар на выходе из пароохладителя; i_n^β – пар в состоянии насыщения, i_{op}^β – конденсат пара

При проведении тепловых расчетов количество теплоты, передаваемой в отдельных элементах подогревателей, оценивается по температуре греющей и нагреваемой сред (рис. 72).

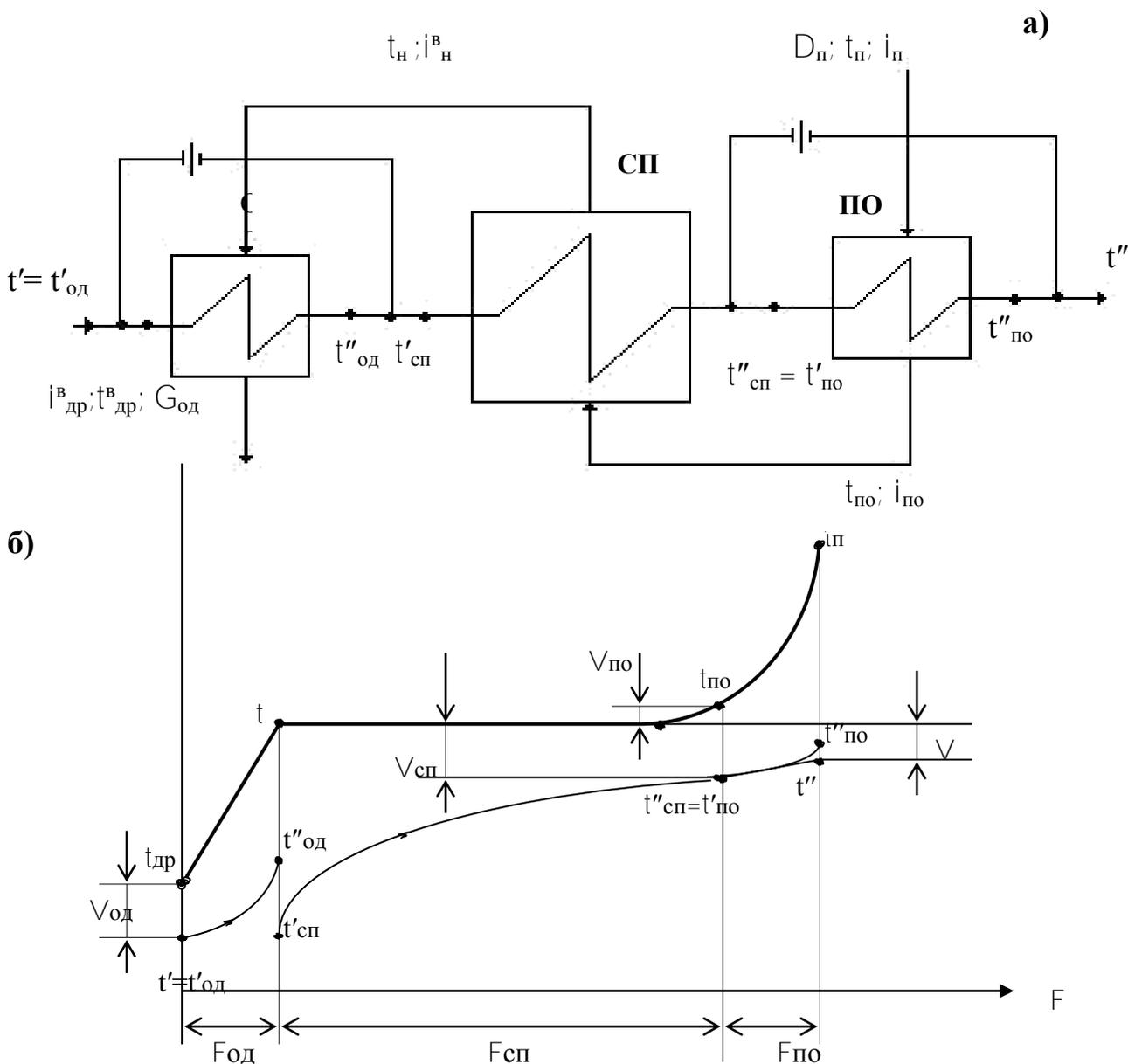


Рис.72. Схема движения сред (а) и температурный график теплоносителей (б)

$$t_{n.o} = t_n + (10 \div 25) \text{ } ^\circ\text{C},$$

а температура среды на выходе из охладителя конденсата

$$t_{op} = t'_e + (5 \div 10) \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Для собственно подогревателя температуру греющей среды можно принять постоянной и равной температуре насыщения при давлении греющего пара. Для уменьшения габаритов охладителя конденсата и охладителя пара через них пропускается только часть поступающей в подогреватель воды (10 – 20 %). После смешения потоков воды за охладителем конденсата температура воды на входе в собственно подогреватель $t''_{c.n}$ становится ниже $t''_{o.d}$. Аналогично при принятой схеме включения охладителя пара температура воды на выходе из подогревателя $t''_{c.n}$ будет ниже $t''_{o.n}$.

Недогрев воды до температуры насыщения в собственно подогревателе и минимальные температурные напоры в охладителях пара и конденсата выбираются на основании технико-экономических расчетов.

Уменьшение температурных напоров приводит к повышению тепловой экономичности блока (за счет более полного использования теплоты отборного пара), но сопровождается ростом металлозатрат и капиталовложений в подогреватели. Можно рекомендовать следующие температурные напоры:

Минимальный температурный напор	ПВД	ПНД
$\Delta t_{o.n}$	10 – 15	7 – 12
$\Delta t_{c.n}$	3 – 5	2 – 4
$\Delta t_{o.k}$	6 - 10	3 – 6

Средний температурный напор для поверхностей нагрева отдельных элементов и подогревателя в целом определяется как среднелогарифмический; т. е.

$$\Delta t_{cp} = (\Delta t_{\delta} - \Delta t_{m}) / \ln(\Delta t_{\delta} / \Delta t_{m})$$

Здесь большие и меньшие температурные разности определяются в соответствии с графиком (рис. 72) для собственно подогревателя $\Delta t_{\delta} = t_n - t'_{c.n}$, $\Delta t_{m} = t_n - t''_{c.n}$, для охладителя пара (при противотоке) $\Delta t_{\delta} = t_n - t''_e$ и $\Delta t_{m} = t''_{o.n} - t'_{c.n}$, для охладителя конденсата $\Delta t_{\delta} = t_n - t'_{c.n}$ и $\Delta t_{m} = t''_{o.k} - t'_e$.

Для тонкостенных труб, применяемых в регенеративных подогревателях, с достаточной степенью точности можно определить коэффициент теплопередачи по формуле для плоской стенки

$$k = (1/\alpha_1 + \delta_{cm} / \lambda_{cm} + \delta_n / \lambda_n + 1/\alpha_2)^{-1}$$

Здесь α_1 и α_2 – коэффициенты теплоотдачи от греющей среды к стенке труб и от стенки к нагреваемой среде соответственно, Вт/ (м² К); δ_{cm} , λ_{cm} , δ_n , λ_n –

соответственно толщины стенки труб и слоя накипи, m , и коэффициенты теплопроводности металла и накипи, $Вт/м \cdot ^\circ C$.

При расчете регенеративных подогревателей термическим сопротивлением стенки можно пренебречь, а накипь на стенках труб практически всегда отсутствует.

Поверхность теплообмена подогревателя F определяется из уравнения теплопередачи. Для подогревателей принято определять её значения по наружному диаметру труб F_n :

$$F_n = (Q/k\Delta t_{cp})(d_n/d_p)$$

где значение $d_p = d_{вн}$ при $\alpha_1 \gg \alpha_2$; $d_p = 0,5(d_{вн} + d_n)$ при $\alpha_1 \approx \alpha_2$ и $d_p = d_n$ при $\alpha_1 \ll \alpha_2$.

Для определения k и последующего определения F_n необходимо вычислить α_1 и α_2 . При определении коэффициентов теплоотдачи важным является значение условий теплообмена и состояния теплопередающих сред. Так, например, в охладителе пара и конденсата теплообмен протекает без изменения агрегатного состояния вещества. В собственно подогревателе агрегатное состояние пара изменяется. Для всех элементов регенеративных подогревателей характерно вынужденное движение нагреваемой среды, при этом режим движения, как правило, турбулентный.

Теплообмен с однофазной средой при течении внутри труб и в каналах произвольной формы поперечного сечения (продольное омывание) при $l/d_s > 40$ и турбулентном режиме ($Re > 10^4$) характеризуется уравнением

$$Nu = 0,021 Re^{0,8} Pr_{жс}^{0,43} (Pr_{жс}/Pr_{ст})^{0,25}$$

Здесь $Nu = \alpha d_s/\lambda$ – число Нуссельта, в состав которого входит искомый коэффициент теплоотдачи; d_s – определяющий размер: при течении среды в трубах используется внутренний диаметр $d_{вн}$, а при продольном обтекании труб и каналов – эквивалентный диаметр

$$d_s = 4f/P,$$

где P – смоченный периметр; f – площадь поперечного сечения канала, m^2 .

Число Рейнольдса $Re = wd_s/\nu$ определяет режим движения среды, где w – скорость, m/c , и ν – коэффициент кинематической вязкости, m^2/c . Число Прандтля $Pr = \nu/a$ характеризует физические свойства среды, где a – коэффициент её теплопроводности, m^2/c .

Индексы «жс» и «ст» при числе Pr указывают на значения температуры, при которой определяется это число. При нагревании воды или пара температура

стенки труб близка к температуре среды и значение Pr_{cm} оказывается близким значению $Pr_{жс}$. Отношение $Pr_{жс}/Pr_{cm}$ в этом случае принимают равным 1.

При развитом турбулентном движении жидкости ($Re > 10^4$) в трубах и прямолинейных каналах некруглого сечения с достаточной степенью точности можно использовать уравнение вида

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr_{жс}^{0,4} \varepsilon_l$$

Коэффициент ε учитывает изменение среднего коэффициента теплоотдачи по длине трубы. Если $l/d_3 \geq 50$, то $\varepsilon = 1$, при $l/d_3 < 50$ значения ε даны в таблице.

Значения коэффициента ε_l

Re	l/d_3							
	1	2	5	10	15	20	30	40
$1 \cdot 10^4$	1,65	1,50	1,34	1,23	1,17	1,13	1,07	1,03
$2 \cdot 10^4$	1,51	1,40	1,27	1,18	1,13	1,10	1,05	1,02
$5 \cdot 10^4$	1,34	1,27	1,18	1,13	1,10	1,08	1,04	1,02
$1 \cdot 10^5$	1,28	1,22	1,15	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
$1 \cdot 10^6$	1,14	1,11	1,08	1,05	1,04	1,03	1,02	1,01

Для определения коэффициента теплоотдачи при движении жидкости в спиральных трубах, применяющихся в ПВД, вводится поправка на турбулизацию потока за счет его поворота.

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr_{жс}^{0,4} (1 + 11,11 D_{вн} n_6 n_n / l_{cn})$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр наименьшего витка спирали, м; n_6 – число витков в одной плоскости спирали; n_n – число полостей у спиральной трубы (одинарная или двойная спираль); l_{cn} – длина спирали, м.

Входящие в числа подобия теплофизические параметры сред определяются при средней расчетной температуре теплоносителя

$$t_{cp} = t_{вых} + (t_{вых} - t_{вх}) (\Delta t_{cp} - \Delta t_m) / (\Delta t_6 - \Delta t_m)$$

В условиях движения жидкости, когда значения числа Re оказываются меньшими 2200 (ламинарное течение), коэффициент теплоотдачи определяется из уравнения

$$Nu = 0,17 Re^{0,33} Gr^{0,1} Pr_{жс}^{0,43} (Pr_{жс} / Pr_{cm})^{0,25} \varepsilon_l$$

Здесь $Gr = \beta g \Delta t l^3 / \nu^2$ – число Грасгофа; Δt – разность между температурами стенки и теплоносителя, °C; $\beta = 1/t$ – коэффициент объемного расширения, 1/°C.

Электронный учебно-методический комплекс

Раздел контроля знаний

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ, ВЫНОСИМЫХ НА ЭКЗАМЕН

Минск 2018

III. ПЕРЕЧЕНЬ ВОПРОСОВ, ВЫНОСИМЫХ НА ЭКЗАМЕН

Вопросы к экзамену 1-й семестр

1. Классификация насосов.
2. Насосы основного технологического назначения и вспомогательные.
3. Схема насосной установки.
4. Схема центробежного насоса.
5. Схемы поршневого насоса и струйного насоса.
6. Схема пластинчатого насоса и вихревого насоса.
7. Основные параметры насосов и их характеристики (объемная и массовая подача, напор, КПД, полезная и потребляемая мощность, коэффициент быстроходности, характеристика насоса).
8. Высота всасывания и кавитация в насосах.
9. Движение жидкости в рабочем колесе насоса.
10. Размеры рабочего колеса насоса.
11. Питательные, конденсатные, сетевые, циркуляционные, их маркировка.
12. Схема включения питательных насосов.
13. Схемы включения приводных турбин.
14. Схема осевого насоса.
15. Основные параметры осевых насосов (объемная и массовая подача, напор, КПД, полезная и потребляемая мощность, коэффициент быстроходности, характеристика насоса).
16. Совместная работа насосов (параллельная и последовательная работа).
17. Классификация центробежных вентиляторов
18. Схема центробежного вентилятора. Расчёт центробежных вентиляторов.
19. Схема осевого вентилятора. Основные формулы.
20. Основные параметры вентиляторов. Коэффициент быстроходности.
21. Классификация тягодутьевых машин и маркировка.
22. Дымовые трубы. ПДК.
23. Схема мазутного хозяйства.
24. Типы мазутного хозяйства.
25. Способы разогрева мазута.
26. Приемо-разгрузочное устройство. Грузоподъемность.
27. Мазутохранилище. Вместимость.
28. Вспомогательные устройства мазутного хозяйства (насосы, подогревате-

- ли, фильтры).
29. Состав природного газа. Схемы газоснабжения ТЭС.
 30. Добыча и подготовка природного газа.
 31. Газораспределительная сеть. Газораспределительные системы газоснабжения.
 32. Классификация газопроводов. Внешние и внутренние газопроводы.
 33. Газораспределительные станции (ГРС)
 34. Газораспределительные пункты (ГРП) и установки (ГРУ)
 35. Размещения ГРП и ГРУ.
 36. Классификация газовой арматуры.
 37. Обводной газопровод и свечи. Газовые фильтры (маркировка).

Вопросы к экзамену 2-й семестр

1. Типы регенеративных подогревателей.
2. Конструкция подогревателя высокого давления (ПВД).
3. Схемы включения ПВД.
4. Схема движения теплообменивающихся сред в ПВД.
5. График изменения температур теплоносителей.
6. Маркировка ПВД и ПНД.
7. Тепловой расчет подогревателей высокого давления.
8. Конструкция подогревателя низкого давления поверхностного типа.
9. Схемы включения ПНД поверхностного типа.
10. Конструкция подогревателя низкого давления смешивающего типа.
11. Схемы включения ПНД смешивающего типа.
12. Варианты отвода конденсата из отсеков трубного пучка.
13. Деаэрация воды.
14. Схема деарационной установки.
15. Деаэраторы. Маркировка деаэраторов. Функции деаэратора.
16. Классификация деаэраторов.
17. Конструкция деаэрационной колонки повышенного давления плёночного типа.
18. Конструкция деаэрационной колонки струйного типа.
19. Конструкция струйно-барботажной деаэрационной колонки.
20. Конструкция деаэрационного бака
21. Схема включения деаэратора в тепловую схему.
22. Вакуумные деараторы.
23. Общая схема деаэрационной установки.

24. Охладитель выпара. Маркировка.
25. Испарители. Маркировка.
26. Типы испарителей
27. Схема включения испарителей.
28. Конструкции испарителей и маркировка.
29. Конденсатор испарителя.
30. Сетевые подогреватели. Маркировка сетевых подогревателей.
31. Конструкция горизонтального подогревателя сетевой воды.
32. Конструкция вертикального подогревателя сетевой воды.
33. Схема включения сетевых подогревателей.
34. Схема теплоснабжения.
35. Пиковые водогрейные котлы. Маркировка.

Электронный учебно-методический комплекс

Вспомогательный раздел

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

Минск 2018

IV. УЧЕБНАЯ ПРОГРАММА

Белорусский национальный технический университет

УТВЕРЖДАЮ

Проректор по учебной работе,
довузовской подготовке,
социальным вопросам и спорту
Белорусского национального
технического университета

 О.К. Гусев

13.06.2016г.

Регистрационный № УД- 9942-77 /уч.

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Учебная программа учреждения высшего образования

по учебной дисциплине для специальности

**1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими
процессами»**

2016 г.

Учебная программа составлена на основе образовательного стандарта ОСВО 1-53 01 04-2013.

СОСТАВИТЕЛЬ:

Е.В. Пронкевич, старший преподаватель кафедры «Тепловые электрические станции» энергетического факультета Белорусского национального технического университета

РЕЦЕНЗЕНТЫ:

В. А. Седнин, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор;

И.А. Бокун, профессор кафедры «Экономика и организация энергетики» Белорусского национального технического университета, доктор технических наук, профессор

РЕКОМЕНДОВАНА К УТВЕРЖДЕНИЮ:

Кафедрой «Тепловые электрические станции» Белорусского национального технического университета
(протокол № 10 от 08.04.2016 г.)

Заведующий кафедрой



Н.Б. Карницкий

Методической комиссией энергетического факультета Белорусского национального технического университета
(протокол № 8 от 28.04.2016 г.)

Председатель методической комиссии



Е.Г. Пономаренко

Научно-методическим советом Белорусского национального технического университета (протокол № 5 секции №1 от 31.05.2016 г.)

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Учебная программа по учебной дисциплине «Вспомогательное оборудование электростанций» разработана для специальности 1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами».

Целью изучения дисциплины является приобретение студентами теоретических знаний для расчета, проектирования и эксплуатации вспомогательного оборудования пароводяного и газозоудаления на ТЭС, топливно-транспортного хозяйства и шлакозолоудаления на ТЭС.

Основными задачами преподавания учебной дисциплины являются: подготовка студентов к последующему изучению специальных курсов «Тепловые электрические станции», «Парогенераторы ТЭС», «Турбины ТЭС», а также будущей практической деятельности.

Учебная дисциплина базируется на знаниях, полученных при изучении таких дисциплин как: «Физика», «Механика», «Техническая термодинамика» и «Гидрогазодинамика».

В результате освоения дисциплины «Вспомогательное оборудование электростанций» студент должен:

знать:

- основы технической термодинамики, тепломассообмена и гидрогазодинамики для выполнения конструкторских и поверочных расчетов при выборе вспомогательного оборудования ТЭС;
- структуру конструктивного исполнения теплогенерирующего и тепломассообменного оборудования и вспомогательных устройств, обеспечивающих их работу;
- режимы работы вспомогательного оборудования

уметь:

- производить выбор насосов и тягодутьевых машин;
- производить выбор арматуры и трубопроводов;
- выполнять тепловые расчеты регенеративных и сетевых подогревателей

владеть:

- навыками расчета вспомогательного оборудования ТЭС

Освоение данной учебной дисциплины обеспечивает формирование следующих компетенций:

- АК-1. Уметь применять базовые научно-теоретические знания для решения теоретических и практических задач.
- АК-3. Владеть исследовательскими навыками.
- АК-4. Уметь работать самостоятельно.
- АК-6. Владеть междисциплинарным подходом при решении проблем.
- АК-7. Иметь навыки, связанные с использованием технических устройств, управлением информацией и работой с компьютером.
- АК-8. Обладать навыками устной и письменной коммуникации.
- АК-9. Уметь учиться, повышать свою квалификацию в течение всей жизни.
- СЛК-2. Быть способным к социальному взаимодействию.

- СЛК-3. Обладать способностью к межличностным коммуникациям.
- СЛК-5. Быть способным к критике и самокритике.
- СЛК-6. Уметь работать в команде.
- ПК-1. Осуществлять оперативный контроль за теплотехническим режимом и состоянием основного и вспомогательного оборудования тепловых электростанций и систем теплоснабжения;
- ПК-3. Разрабатывать техническую документацию и технологию проведения ремонта энергооборудования и осуществлять его приемку после ремонта в эксплуатацию;
- ПК-8. Разрабатывать технические задания на проектируемый объект теплоэнергетики с учетом результатов научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ;
 - ПК-13. Подбирать соответствующее оборудование, аппаратуру и приборы и использовать их при проведении наладочных работ в электроустановках;
 - ПК-15. Организовывать и проводить испытания энергооборудования тепловых электростанций и систем теплоснабжения;

Согласно учебному плану для очной формы получения высшего образования на изучение учебной дисциплины отведено всего 432 ч., из них аудиторных – 160 часов.

Распределение аудиторных часов по курсам, семестрам и видам занятий приведено ниже.

Таблица 1.

Очная форма получения высшего образования					
Курс	Семестр	Лекции, ч.	Лабораторные занятия, ч.	Практические занятия, ч.	Форма текущей аттестации
3	5	36	36	18	экзамен
3	6	28	14	28	экзамен
4	7				курсовая работа

СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА

РАЗДЕЛ I. ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО И ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЯ

Тема 1.1 ТОПЛИВНЫЙ БАЛАНС РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Топливо-энергетический комплекс. Топливный баланс и топливная политика Республики Беларусь. Использование местных видов топлива.

Стратегические решения по диверсификации поставок углеводородного топлива. Строительство АЭС.

Тема 1.2 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ

Понятие об энергетическом топливе. Свойства твердых топлив («безопасная влажность», влагоемкость, гранулометрический состав, когезия, насыпной вес, угол естественного откоса и т.д.) с точки зрения его хранения, доставки, подготовки и подачи в БСУ. Особенности местных видов топлива (торф, древесные отходы, лигнин, отходы растениеводства). Свойства жидких топлив (вязкость, температура вспышки, серосодержание). Кренинг нефти. Висбрекинг – технологии. Топочные мазуты, тяжелое топливо, угольный мазут, мазутный кокс, соляровое масло и т.д.

Свойства газообразных топлив. Верхний и нижний пределы взрываемости. Одоризация природного газа. Газ нефтяных «шапок». Газокристаллы. Газоконденсаты.

Тема 1.3 ТОПЛИВНО-ТРАНСПОРТНОЕ ХОЗЯЙСТВО ТЭС НА ТВЕРДОМ ТОПЛИВЕ

Основные физико-технические характеристики твердых топлив. Доставка их на ТЭС. Технологическая схема топливного хозяйства и основные нормативные требования к нему.

Тепляки. Приемно-разгрузочные устройства. Высокопрокидыватели. Ленточные конвейеры. Методика расчета ленточных конвейеров. Дробление топлива. ДФМ. Вспомогательные механизмы тракта топливоподачи. Металло- и щепоуловители.

Бункеры сырого угля. Самовозгорание топлива. Движение и зависание топлива в бункерах. Обрушающие устройства.

Топливные склады. Нормативные положения по устройству и эксплуатации складов. Весовое хозяйство. Механизация топливных складов. Аспирация топливоподачи. Автоматизация топливоподачи.

Тема 1.4 МАЗУТНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Структура мазутного хозяйства. Разгрузочные эстакады. Способы разгрузки мазута. Ввод присадок. Подогрев мазута и очистка от механических примесей. Расчет и выбор вспомогательных устройств мазутного хо-

зьяйства (насосы, подогреватели, фильтры).

Выбор типа и числа емкостей в мазутохранилище. Техника безопасности и противопожарная техника при эксплуатации мазутного хазьяйства.

Тема 1.5 ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

Схемы газоснабжения ТЭС. Газораспределительные станции (ГРС), газораспределительные пункты (ГРП) и узлы (ГРУ). Оборудования ГРС, ГРП, ГРУ. Пункты подготовки газа для ГТУ. Дожимные компрессоры. Правила техники безопасности и противопожарной техники безопасности при эксплуатации газового хазьяйства. Подземные хранилища газа (ПХГ).

Тема 1.6 СИСТЕМЫ ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЯ

Определение количества шлака и золы, подлежащих удалению. Классификация систем ЗШУ. Системы гидрозолоудаления и их оборудование. Пневмозолоудаление. Комбинированные системы золошлакоудаления.

Золоотвалы. Отстойные пруды. Охрана окружающей среды при работе систем ЗШУ.

РАЗДЕЛ II ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА ТЭС

Тема 2.1 ГАЗОВОЗДУШНЫЕ ТРАКТЫ

Принципиальные схемы газовоздушных трактов.

Тема 2.2. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ МАШИНЫ

Классификация тягодутьевых машин. Характеристики тягодутьевых машин. Переменный режим и регулирование тягодутьевых машин. Надежность работы и акустические характеристики тягодутьевых машин. Расчетные характеристики газо-воздушных трактов и выбор тягодутьевых машин.

Тема 2.3. ЗОЛОУЛОВИТЕЛИ

Типы золоуловителей. Механические золоуловители. Устройство и работа электрофильтра.

Тема 2.4. ВНЕШНИЕ ГАЗОХОДЫ И ДЫМОВЫЕ ТРУБЫ

Внешние газоходы. Типы дымовых труб и определение их размеров. Выбор числа и типа дымовых труб. Тепловой расчет стволов дымовых труб. Расчет железобетонной оболочки на прочность.

РАЗДЕЛ III ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОВОДЯНОГО ТРАКТА ТЭС

Тема 3.1. РЕГЕНЕРАТИВНЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ

Типы регенеративных подогревателей. Подогреватели высокого давления. Подогреватели низкого давления. Схемы трубопроводов и арматура регенеративных подогревателей. Эксплуатация регенеративных подогревателей. Конструктивные схемы подогревателей. Тепловой расчет регенеративных подогревателей и определение основных геометрических характеристик подогревателей.

Тема 3.2 СЕТЕВЫЕ ПОДОГРЕВАТЕЛИ

Конструкции сетевых подогревателей (подогреватели сетевой воды вертикальные, горизонтальные). Тепловой расчет сетевых подогревателей.

Тема 3.3 ДЕАЭРАТОРЫ

Классификация и типовые конструкции деаэраторов. Деаэраторы вакуумные, атмосферные, повышенного давления. Расчет деаэраторов.

Тема 3.4 ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Типы испарителей и их конструкции. Схема включения испарителей. Включение испарительных установок в тепловую схему ТЭС. Расчет испарителей.

Тема 3.5 ТРУБОПРОВОДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Категории, материал и сортамент трубопроводов. Трубопроводная арматура (запорная, регулирующая, предохранительная, контрольная арматура). Критерии выбора материала и сортамента трубопровода. Понятия рабочего, условного, пробного давления. Опоры трубопроводов (неподвижные, направляющие опоры, жесткие подвески и пружинные подвески и опоры).

Тема 3.6 НАСОСЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Насосы основного технологического назначения и вспомогательные. Объемные и динамические насосы. Основные параметры насосов и их характеристики. Выбор основных характеристик насосов (объемная и массовая подача, напор, КПД, полезная и потребляемая мощность, характеристика насоса). Высота всасывания и кавитации в насосах. Работа насосов на сеть и регулирование производительности. Центробежные насосы (формы рабочих колес насосов различной быстроходности, коэффициенты полезного действия центробежных насосов, кавитация, допустимая высота всасывания, конструкции центробежных насосов, расчет центробежных насосов, насосное оборудование тепловых электрических станций). Осевые насосы (напор, потери энергии, КПД, многоступенчатые осевые насосы, расчет осевых насосов, характеристики, регулирование подачи). Совместная работа насосов (параллельная и последовательная работа).

ТРЕБОВАНИЯ К КУСОВОЙ РАБОТЕ

Целью курсовой работы является:

- выполнение теплового расчета регенеративных подогревателей;
- анализ экономичности различных схем включения регенеративных подогревателей высокого и низкого давлений;
- изучение различных конструкций подогревателей;
- изучение назначения охладителей перегретого пара и охладителей дренажа, их влияния на тепловую экономичность тепловой схемы/

Курсовая работа состоит из:

- введения;
- пояснительной записки с иллюстрациями, таблицами;
- заключения;
- списка использованной литературы;
- чертежа на формате А1 или А2.

Примерный объем курсовой работы занимает 30 страниц.

Курсовую работу по данной дисциплине следует рассматривать в качестве подготовительного этапа дипломного проектирования.

На выполнение курсовой работы учебным планом предусмотрено 40 часов.

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКАЯ КАРТА УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

Номер раздела, темы	Название раздела, темы	Количество аудиторных занятий				Количество часов УСР	Литература	Форма контроля знаний
		лекции	практические занятия	лабораторные занятия	Иное			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	5 семестр							
I	Топливо-транспортное хозяйство и шлакозолоудаления							
1.1	Топливный баланс Республики Беларусь	2					[5], [6], [4]	
1.2	Физико-химические свойства энергетических топлив	2					[7], [10]	
1.3	Топливо-транспортное хозяйство ТЭС на твердом топливе	4					[5], [6], [12]	Реферат
1.4	Мазутное хозяйство	6	2				[5], [11]	
1.5	Газовое хозяйство	6	2				[6]	
1.6	Системы шлакозолоудаления	2	2	4			[8]	Защита отчета по лабораторной работе
II	Вспомогательное оборудование газовоздушного тракта ТЭС							
2.1	Газовоздушные тракты	2						
2.2	Тягодутьевые машины	4	6	16			[9]	Защита отчета по лабораторной работе
2.3	Золоуловители	4	2	8			[5]	Защита отчета по лабораторной работе
2.4	Внешние газоходы и дымовые трубы	4	4	8			[1]	Защита отчета по лабораторной работе
	Итого за семестр	36	18	36				Экзамен

6 семестр								
III.	Вспомогательное оборудование пароводяного тракта ТЭС							
3.1	Регенеративные подогреватели	6	8			[1], [4]	Контрольная работа	
3.2	Сетевые подогреватели	4	4			[1], [2]		
3.3	Деаэраторы	6	4			[1], [4]		
3.4	Испарительные установки	4	4			[13]		
3.5	Трубопроводы тепловых электростанций	4	4	2		[15]	Защита отчета по лабораторной работе	
3.6	Насосы тепловых электростанций	4	4	12		[3]	Защита отчета по лабораторной работе	
	Итого за семестр	28	28	14			Экзамен	
7 семестр								
	Курсовая работа						Защита курсовой работы	
	Итого за семестр	64	46	50				
Всего аудиторных часов		160						

ИНФОРМАЦИОННО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Список литературы

Основная литература

1. Назмеев, Ю.Г. Теплообменные аппараты ТЭС: Учебное пособие для вузов/ Ю.Г. Назмеев, В.М.Лавыгин.-М.: Издательство МЭИ, 2005. - 260 с.
2. Черкасский, В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры. Учебник для теплоэнергетических специальностей вузов. /В.М. Черкасский, Т.М. Романова, Р.А. Кауль - - М.: Энергия, 1977.- 424 с.

Дополнительная литература

3. Гаврилов, Е.И. Топливо-транспортное хозяйство и золошлакоудаление на ТЭС/ Е.И. Гаврилов. - М.: Энергоатомиздат, 1987.- 168 с.
4. Антонянц, Г.Р. Топливо-транспортное хозяйство тепловых электростанций/ Г.Р. Антонянц, В.П. Черников, О.Ф. Райфельд. - М.: Энергия, 1977.- 232 с.

5. Белосельский, Б.С. Энергетическое топливо/ Б.С. Белосельский, В.К. Соляков. - М.: Энергия, 1980. -168 с.
6. Назмеев, Ю.Г. Системы золошлакоудаления ТЭС/ Ю.Г. Назмеев. -М.: Издательство МЭИ, 2002.-572 с.
7. Тепловые электрические станции: Справочное пособие / Под общ. ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. - М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 648 с.
8. Авдеева, А.А. Контроль топлива на электростанциях/А. А. Авдеева, Б.С. Белосельский, М.Н. Краснов. - М.: Энергия, 1985. - 384 с.
9. Белосельский, Б.С. Подготовка и сжигание высокоподогретых мазутов на электростанциях и в промышленных котельных/Б.С. Белосельский, Б.Ф. Глухов. - М.: МЭИ, 1993.- 72 с.
10. Головков, Ю.И. Дробление твердого топлива на тепловых электростанциях / Ю.И. Головков. - М.: Энергоатомиздат, 1985.-144 с.
11. Соловьев, Ю.Н. Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций/Ю.П. Соловьев. - М.: Энергоатомиздат, 1983.-450 с.
12. Назмеев, Ю.Г. Системы топливоподдачи и пылеприготовления / Ю.Г. Назмеев. - М.: Издательство МЭИ, 2007.-670 с.
13. Справочник по теплообменным аппаратам паротурбинных установок/ Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн.; под общ. ред. Ю.М. Бродова. - Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2006.-586 с.

Средства диагностики результатов учебной деятельности

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- устный и письменный опрос во время практических занятий;
- проведение текущих контрольных работ по отдельным темам;
- защита выполненных на лабораторных занятиях индивидуальных заданий;
- защита курсовой работы;
- сдача экзамена.

Перечень тем практических занятий

1. Тепловой расчет и выбор подогревателя высокого давления.

2. Тепловой расчет и выбор подогревателя низкого давления.
3. Тепловой и гидравлический расчет подогревателей смешивающего типа.
4. Расчет и выбор центробежного насоса.
5. Расчет и выбор дутьевого вентилятора.
6. Расчет и выбор дымососа.
7. Расчет испарителей.

Перечень тем лабораторных работ

1. Изучение устройств и приборов для измерения полного и статического давлений.
2. Снятие универсальной характеристик центробежного вентилятора.
3. Снятие универсальной характеристик осевого вентилятора.
4. Исследование последовательной работы центробежных вентиляторов, имеющих одинаковые рабочие характеристики.
5. Исследование параллельной работы центробежных вентиляторов, имеющих одинаковые рабочие характеристики.
6. Снятие рабочих характеристик центробежного насоса.
7. Изучение конструкций рабочих колес осевых и центробежных носителей.

Перечень тем курсовой работы

1. Тепловой расчет подогревателя высокого давления.
2. Тепловой расчет подогревателя низкого давления.
3. Тепловой расчет подогревателя смешивающего типа.

Методические рекомендации по организации и выполнению самостоятельной работы студентов

При изучении дисциплины рекомендуется использовать следующие формы самостоятельной работы:

- решение индивидуальных задач в аудитории во время проведения лабораторных занятий под контролем преподавателя в соответствии с расписанием;
- подготовка курсовой работы по индивидуальным заданиям, в том числе разноуровневым заданиям.