

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Филиал Белорусского национального технического университета
«Институт повышения квалификации и переподготовки кадров по новым
направлениям развития техники, технологии и экономики БНТУ»
Кафедра «Метрология и Энергетика»

Шнайдерман Ю.М., Саранцев В.В., Алейникова М.В.

Основы современной энергетики

Учебно-методическое пособие для слушателей курсов
повышения квалификации и студентов БНТУ

Электронный учебный материал

Минск ◊ БНТУ ◊ 2015

УДК 621.31.027

ББК

Ш

Авторы:

Шнайдерман Ю.М., Саранцев В.В., Алейникова М.В.

Рецензент:

Седнин В.А. заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ;

Романенков В.Е., ведущий научный сотрудник кафедры «Новые материалы и технологии» ИПК и ПК БНТ, доцент, кандидат технических наук.

Учебно-методическое пособие предназначено для курсов повышения квалификации в ИПК и ПК БНТУ и может быть использовано специалистами предприятий ГПО «Белэнерго» и студентами энергетического факультета БНТУ.

Белорусский национальный технический университет,
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь

Тел. 2964732

E-mail: rectorat@ipk.by

Регистрационный номер №

© БНТУ, 2015

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	4
1 ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОРЕСУРСЫ.	5
1.1 Энергетика Республики Беларусь.	5
1.2 Типы электростанций.	8
1.3 Энергоресурсы.	9
1.4 Энергетическая система.	10
2 ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.	13
2.1. Термодинамические основы работы тепловых электростанций.	13
2.2. Технологическая схема тепловой электростанции.	21
2.3. Топливное хозяйство электростанций.	24
2.4. Паровые котлы.	34
2.5. Паротурбинные установки.	40
2.6. Подготовка воды на электростанциях.	46
2.7. Автоматизированные системы управления работой тепловых электростанций.	51
2.8. Электрическая часть электростанций.	56
2.9. Газотурбинные и парогазовые установки.	61
3 АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.	78
3.1. Основные понятия о ядерной энергетике.	78
3.2. Тепловые схемы атомных электростанций и типы реакторов.	82
3.3. Безопасность и надежность работы АЭС.	85
4 ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ И ВОДНОЙ СРЕДЫ ОТ ВОЗДЕЙСТВИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ.	88
4.1. Выбросы в атмосферу тепловых электростанций и их влияние на окружающую среду.	88
4.2. Защита атмосферы от вредных выбросов ТЭС.	89
4.3. Защита водного бассейна от стоков ТЭС.	91
4.4. Системы контроля выбросов в атмосферу.	93
5 СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ.	95
5.1. Коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные сплавы.	95
5.2. Керамические и металлокерамические материалы.	100
5.3. Теплоизоляционные и огнеупорные материалы.	102
5.4. Материалы для фильтров.	104
6 ОБОЗНАЧЕНИЯ.	111
7 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.	114

КС

ВВЕДЕНИЕ

Современная энергетика Республики Беларусь – это комплекс, в котором работают десятки тысяч человек. Ежегодно сотни из них повышают свою квалификацию и проходят переподготовку, сотни приходят в высшие учебные заведения и колледжи для того, чтобы стать специалистами в области энергетики. Задача настоящего издания ознакомить их с энергетикой, как важнейшей отраслью народного хозяйства, показать значение энергетики в развитии народного хозяйства и роль теплоэнергетики в производстве электрической и тепловой энергии, отразить основные проблемы и перспективы развития энергетики.

В соответствии с этими задачами predeterminedилась структура и характер изложения материала.

Сначала рассматривается значение энергетики, дается представление о типах электростанций.

Далее излагаются основы работы тепловых и атомных электростанций, описываются процессы, принципы работы и устройство основного оборудования ТЭС и АЭС, анализируются их технологические системы.

Определенное внимание уделено проблемам взаимодействия энергетики с окружающей средой. В заключительной части рассматриваются материалы, используемые в энергетике.

Кафедра

1 ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

1.1 Энергетика Республики Беларусь

Энергетика - одна из ведущих отраслей народного хозяйства нашей страны, охватывающая энергетические ресурсы, выработку, преобразование, передачу и использование различных видов энергии.

Народному хозяйству требуются в основном два вида энергии - электрическая и тепловая, которые и призвана производить современная энергетика. Все основные достижения современной техники неразрывно связаны с применением электрической энергии, самым широким образом электричество используется в быту.

Для организации рационального электроснабжения страны большое значение имеет теплофикация, являющаяся наиболее совершенным методом централизованного теплоснабжения и одним из основных путей повышения тепловой экономичности электроэнергетического производства. Под термином «теплофикация» понимается централизованное теплоснабжение на базе комбинированной, т. е. совместной, выработки тепловой и электрической энергии. В комбинированной выработке заключается основное отличие теплофикации от так называемого раздельного метода теплоэнергоснабжения, когда электрическая энергия вырабатывается на электростанциях, а тепловая - в котельных.

Ниже приведены основные показатели, характеризующие энергосистему Республики Беларусь по состоянию на 01.01.2015г.

Установленная мощность энергосистемы составляет 10 035 МВт, в том числе электрическая мощность 41 тепловых электростанций составляет 9 298,2 МВт, 12 ТЭС высокого давления 8 692,6 МВт. В энергосистеме работают также 23 гидроэлектростанции установленной мощностью 26,3 МВт, одна ветроэнергетическая установка мощностью 1,5 МВт и 206 блок-станции потребителей установленной мощностью 709 МВт.

В состав ГПО «Белэнерго» входят шесть республиканских унитарных предприятий (РУП) электроэнергетики, строительно-монтажный комплекс, организации производственной инфраструктуры, ремонтно-наладочные предприятия, научно-исследовательские, проектно-изыскательские, опытно-конструкторские институты.

Всего в Белорусской энергосистеме работает более 60 тыс. человек. Основные показатели Белорусской энергосистемы приведены в таблице 1.1

Схема основной сети объединенной энергетической системы Беларуси показывает, насколько высок уровень охвата территории Республики Беларусь энергетическими источниками и сетями показана на рисунке 1.1

Таблица 1.1 - Основные показатели белорусской энергосистемы

Установленная мощность энергосистемы на 01.01.2015	10 035 МВт
Выработка электроэнергии источниками ГПО «Белэнерго»	31,602 млрд кВт-ч
Отпуск тепловой энергии	34,376 млн Гкал
Импорт электроэнергии	3,826 млрд кВт-ч
Выработка электроэнергии блок-станциями	3,116 млрд кВт-ч
Экспорт электроэнергии	508,2 млн кВт-ч
Потребление электроэнергии в республике	38,035 млрд кВт-ч
Удельные расходы топлива:	
на отпуск электроэнергии	246,8 г/кВт-ч
на отпуск тепла	167,55 кг/Гкал
Технологический расход энергии на ее транспорт:	
в электрических сетях	9,35 %
в тепловых сетях	9,34 %
Протяженность линий электропередачи на 01.01.2015	
Всего	238,915 тыс. км
Воздушные ЛЭП напряжением 35-750 кВ, в том числе:	35,677 тыс. км
ЛЭП 220-750 кВ	6,926 тыс. км
ЛЭП 110 кВ	16,937 тыс. км
ЛЭП 35 кВ	11,814 тыс. км
Воздушные ЛЭП напряжением 0,4-10 кВ	203,238 тыс. км
Кабельные линии электропередачи	36,055 тыс. км
Протяженность тепловых сетей в однострунном исчислении	5,952 тыс. км
Среднесписочная численность персонала за 2014г	61 852 чел.

СХЕМА ОСНОВНОЙ СЕТИ ОЭС БЕЛАРУСИ

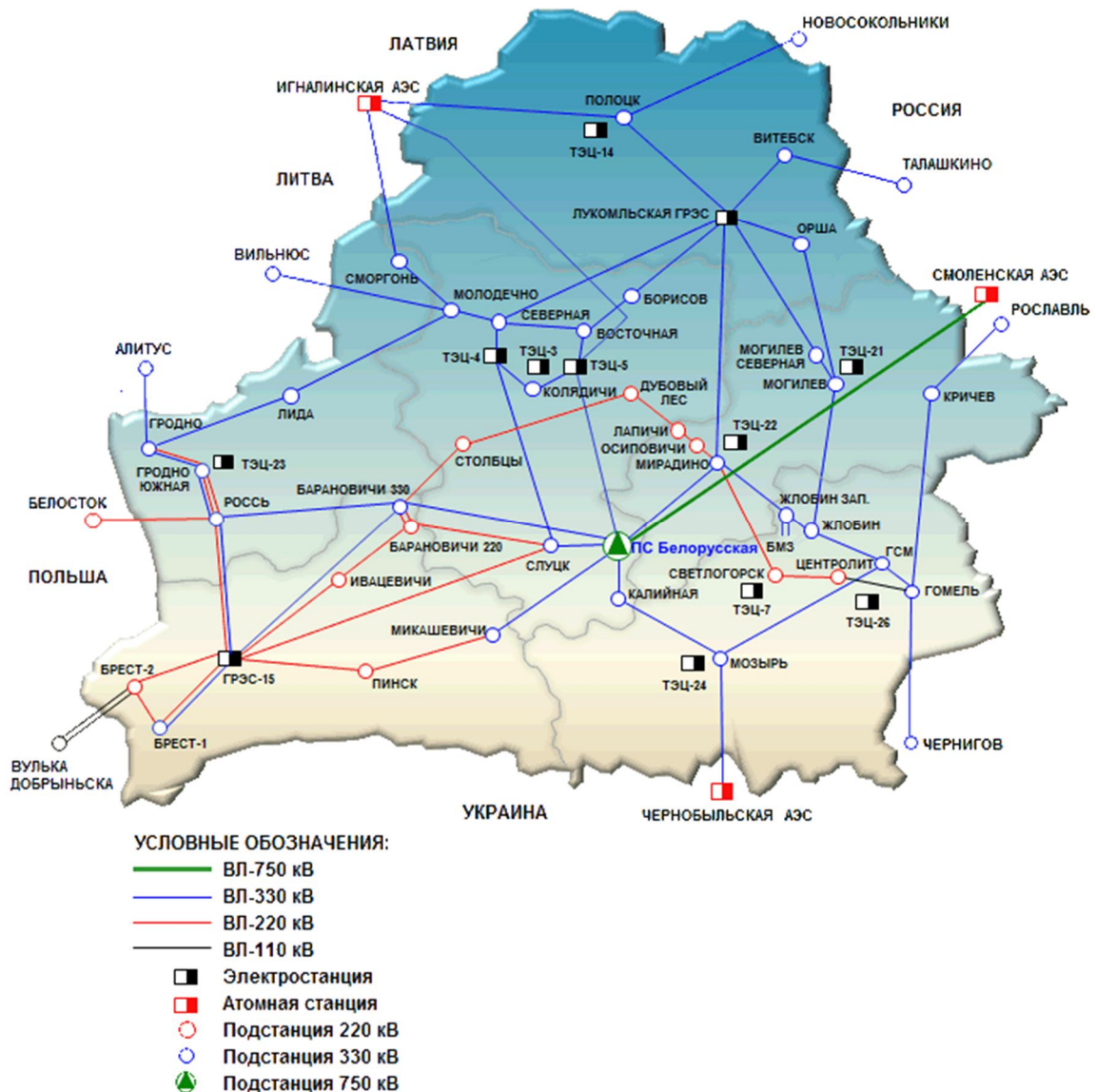


Рисунок 1.1 – Схема основной сети ОЭС Беларуси

Ниже приведена информация о вводе в эксплуатацию за 2014 год наиболее значимых объектов, характеризующая активное развитие и обновление энергосистемы Республики Беларусь:

по РУП «Брестэнерго»:

Введена в эксплуатацию парогазовая установка мощностью 427 МВт на Березовской ГРЭС. Выполнена реконструкция блока №5 Березовской ГРЭС с вводом в эксплуатацию паровой турбины мощностью 180 МВт. Завершено строительство 1 очереди ВЛ 330 кВ «Березовская ГРЭС-Россь» с вводом в эксплуатацию построенной ВЛ 330 кВ 122,983 км; реконструкцией ВЛ 220 кВ протяжённостью 0,61 км, ВЛ 110 кВ протяжённостью 6,267 км и ВЛ 35 кВ протяжённостью 5,695 км.

по РУП «Витебскэнерго»:

Введена в эксплуатацию парогазовая установка мощностью 477 МВт на Лукомльской ГРЭС.

по РУП «Гродноэнерго»

Введен в эксплуатацию 1 пусковой комплекс объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой» (реконструкция ВЛ 330 кВ «Лукомльская ГРЭС - Борисов» с ВОЛС) протяженностью 90,6 км. Введена в эксплуатацию ПС 110 кВ «Мосты» с установкой двух трансформаторов мощностью 60 МВА. Реконструкция подстанции выполнена для обеспечения надёжного энергоснабжения реконструируемого цеха ДСП ОАО «Мостодрев».

по РУП «Миискэнерго»

Завершена реконструкция котельного цеха №3 на Жодинской ТЭЦ в г. Борисове (введена парогазовая установка мощностью 65 МВт). Введена в эксплуатацию ВЛ 110 кВ протяженностью 17 км и КЛ 110 кВ протяженностью 3,4 км, обеспечивающие выдачу мощности с районной котельной Жодинской ТЭЦ в г. Борисове. Введены в эксплуатацию подстанции 110/10 кВ «Брестская» и «Каменная горка» с установкой на каждой из них по два трансформатора мощностью по 40 МВА (всего на 2-ух подстанциях введено 160 МВА). К подстанциям подключены построенные линии электропередачи напряжением 110 кВ общей протяженностью 10 км. Завершена модернизация ПС «Петровщина» с заменой силовых трансформаторов 110 кВ Т-2 и Т-3 и реконструкция ПС 110 кВ «Заславль» Минского района.

по РУП «Могилевэнерго»

Завершена реконструкция РК-3 в г. Могилеве с вводом парогазовой установки и котла-утилизатора (в 2014 году введен в эксплуатацию пусковой комплекс). Ввод мощности по II пусковому комплексу составил 7,9 МВт. На Могилевской ТЭЦ-2 в здании главного корпуса установлена утилизационная турбина ст.№ 6 мощностью 2,3 МВт.

Велось строительство в г. Островце Гродненской области атомной станции мощностью 2400 МВт, первый блок которой мощностью 1200 МВт должен быть введен в эксплуатацию в 2018 году. Одной из особенностей энергетики РБ было то, что в 2014 году около 30% электроэнергии вырабатывали электростанции, работающие по современной парогазовой технологии.

1.2 Типы электростанций

Предприятие, предназначенное для производства электрической энергии, называют электростанцией. В настоящее время большая часть электроэнергии вырабатывается на тепловых электростанциях. Тепловая электростанция (ТЭС) преобразует химическую энергию топлива (угля, нефти, газа) в электрическую энергию и теплоту. По виду отпускаемой энергии (энергетическому назначению) различают конденсационные электростанции (КЭС), отпускающие энергию одного вида - электрическую, и теплоэлектростанции (ТЭЦ), отпускающие потребителям электроэнергию и тепловую энергию с паром или горячей водой или оба вида тепловой энергии одновременно.

По типу основного двигателя для привода электрогенератора разли-

чают ТЭС с паровыми и газовыми турбинами (паротурбинные и газотурбинные электростанции). Тепловые электрические станции в современном виде начали развиваться с 20-х годов XX века.

В 50-х годах нашего столетия появились атомные электростанции (АЭС), которые преобразуют энергию расщепления ядер атомов тяжелых элементов в электрическую энергию и теплоту. Гидроэлектростанции (ГЭС) преобразуют механическую энергию водного потока в электрическую.

В настоящее время основу энергетики нашей страны составляет теплоэнергетика. В 2014 году тепловые электрические станции вырабатывали абсолютное большинство электроэнергии.

1.3 Энергоресурсы

Под термином энергетические ресурсы понимаются запасы энергии, которые при данном уровне техники могут быть использованы для энергообеспечения.

Все энергоресурсы можно разделить на две большие группы: невозобновляющиеся и возобновляющиеся. К первой группе относятся энергонеисчупаемые полезные ископаемые, образование которых происходило в течение длительных геологических периодов и возобновление которых практически невозможно (уголь, нефть, газ, ядерное горючее - уран, торий). Ко второй; группе принадлежат периодически возобновляемые энергоресурсы: солнечная радиация, гидроэнергия, ветровая энергия, энергия температурного перепада поверхностных и глубинных слоев мирового океана, приливная энергия и др.

В настоящее время основную роль в производстве энергии играют невозобновляющиеся энергетические ресурсы.

Для сравнения или суммирования различных видов энергоресурсов путем приведения их к общему эквиваленту вводят понятие условного топлива, теплота сгорания которого принята равной 29 300 кДж/кг (7000 ккал/кг).

За последнее столетие в мире было потреблено энергии столько же, сколько за всю предыдущую историю человечества.

Общее представление об энергоресурсах дает знакомство с основными их видами.

Уголь. Угли делят на два основных типа: бурые и каменные. Различия между ними определяются главным образом значениями теплоты сгорания, граничное значение которой, разделяющее бурый и каменный угли, принято в международной классификации равным 23 760 кДж/кг (5700 ккал/кг).

Нефть. Нефть впервые начали добывать в коммерческих масштабах немногим более 100 лет назад. Особенно интенсивно нефтедобывающая промышленность стала развиваться с появлением двигателей внутреннего сгорания.

В настоящее время нефть играет очень большую роль в топливно-энергетическом балансе всех развитых стран мира.

В Республике Беларусь ежегодно добывают около 2 млн т нефти. По-

ребление нефти в Республике покрывается за счет экспорта из России. На электростанциях используется мазут, его теплотворная способность составляет 9112 ккал/кг, содержание серы равно 2,2%, влажность 3,5 %

Природный газ. Использование природного газа как топлива имеет длительную историю, но лишь в последние 50 лет он стал широко применяться для отопления и промышленных целей и занял прочное место в энергетическом балансе промышленно развитых стран. В настоящее время природный газ составляет около 95 % потребляемого энергетикой РБ топлива. Теплотворная способность газа $Q_{кp} = 8558$ ккал/м³ при $t = 20^{\circ}\text{C}$.

Ядерное топливо. Уран широко распространен во всем мире. Запасы урана имеются в России. Наибольшие из известных месторождений дешевого урана расположены в Австралии, Франции, Канаде, Габоне, Нигерии, ЮАР и США.

Белорусская атомная электростанция будет использовать ядерное топливо, произведенное в России, поскольку станция строится по российской технологии.

Гидроэнергоресурсы. В настоящее время гидроэнергия представляется одним из наиболее приемлемых энергоресурсов для производства электричества.

Однако, в Республике Беларусь гидроэнергоресурсы очень небольшие и в ближайшие годы будут полностью освоены.

Использование для большой энергетики других возобновляющихся энергоресурсов, например солнечной радиации, ветроэнергии из-за существующих в природе ограничений плотности потока энергии в республике очень ограничено. В то же время в стране находят широкое использование местные виды топлива (дрова, торф и т.п.), которые в энергетическом балансе страны достигли в 2014 году 25% и играют важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны.

1.4. Энергетическая система

Для обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей большинство электростанций объединяются в энергетические системы и работают параллельно. Выработка и потребление электроэнергии совпадают во времени, и нагрузка энергосистемы складывается из нагрузок отдельных потребителей. В связи с неравномерностью потребления электроэнергии в течение суток промышленными предприятиями, электрифицированным транспортом, населением суточный график электрической нагрузки энергосистемы имеет явно выраженный «пиковый» характер (рисунок 1.2).

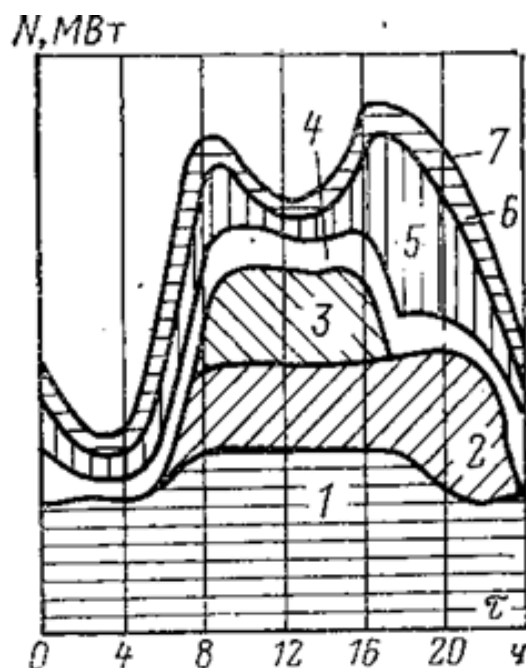


Рисунок 1.2 – Суточный график нагрузки энергосистемы и его составляющие
 1 - трёхсменные промышленные предприятия; 2 - двухсменные промышленные предприятия; 3 - односменные промышленные предприятия; 4 - электрифицированный транспорт; 5 - бытовое потребление; 6 - потери в сетях; 7 - суммарный суточный график нагрузки (зимний)

На графике нагрузки заметны два максимума - утренний (около 8 часов) и вечерний (около 16 - 17 часов), когда совмещаются максимумы промышленной бытовой нагрузок в результате включения освещения на предприятиях и в системе бытового потребления. Наибольший максимум нагрузки приходится на декабрь и январь - наиболее холодные месяцы года с малой продолжительностью светлого времени суток.

Переход от трехсменной работы некоторых предприятий к двухсменной и односменной, увеличение потребления электроэнергии в быту приводят ко все большей неравномерности графика. Особенно заметны бывают снижения нагрузки в субботу и воскресенье и быстрый ее подъем в утренние часы понедельника.

Работа электростанций в энергосистеме страны дает возможность уменьшить резервную мощность, всегда планируемую при сооружении электростанций. Так, например, на электростанции, работающей изолированно и обеспечивающей потребителя за счет работы двух агрегатов, приходится устанавливать еще один агрегат на случай аварийного отключения и для проведения ремонтных работ. Объединение двух таких станций в систему позволяет иметь лишь один резервный агрегат на четыре работающих.

Распределяется нагрузка между различными электростанциями следующим образом:

Атомные электростанции используются как базовые и работают обычно при полной нагрузке. Базовую нагрузку несут и крупные конденсационные станции с мощными агрегатами. Пиковая нагрузка покрывается

электростанциями с относительно небольшими агрегатами меньшей экономичности и ТЭЦ. Покрытие пиковых нагрузок осуществляется и газотурбинными установками (ГТУ). Они менее экономичны, работают обычно на газе или мазуте, но в то же время они на 25 - 30% дешевле, чем паротурбинные установки ТЭС, время их пуска значительно меньше.

Пиковые нагрузки покрываются также гидравлическими электростанциями. Гидрогенераторы быстро пускаются и останавливаются.

Кафедра "ММЭ"

2 ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

2.1 Термодинамические основы работы тепловых электростанций

На паротурбинных электростанциях роторы электрических генераторов приводятся во вращение паровыми турбинами, в которых тепловая энергия пара преобразуется в кинетическую, передаваемую ротору турбины. Таким образом, водяной пар является рабочим телом паротурбинной электростанции. Пар необходимых параметров вырабатывается в котле за счет теплоты, выделяющейся при сгорании органического топлива.

Следует отметить, что если механическая, электрическая, химическая и другие виды энергии могут полностью превращаться в теплоту, то теплота не может быть полностью превращена в механическую и другие виды энергии, часть ее неизбежно должна быть передана холодному источнику.

Преобразование теплоты в механическую работу возможно лишь при наличии разности температур между источником теплоты (горячим источником) и окружающей средой (холодным источником). Рабочее тело (газ или пар) должно совершить между этими источниками круговой процесс (термодинамический цикл), в результате которого оно вновь вернется в первоначальное состояние.

Основой теории тепловых двигателей является цикл Карно, названный по имени французского инженера С. Карно.

Цикл Карно осуществляется следующим образом (рисунок 2.1). К рабочему телу, имеющему в начальной точке цикла 1 температуру T_1 и удельный объем v_1 от горячего источника с температурой $T_{гор.ист} > T_1$ подводится теплота Q_1 . Рабочее тело (газ) расширяется при постоянной температуре ($T_1 = const$) и совершает работу (например, перемещая поршень в цилиндре); начиная с точки 2 подвод теплоты прекращается, и дальнейшее расширение рабочего тела происходит за счет его внутренней энергии по адиабате $2-3$. В точке 3 процесс расширения заканчивается, и рабочее тело с параметрами P_3, v_3, T_2 за счет работы, подводимой извне, сжимается при постоянной температуре T_2 при отводе теплоты Q_2 к холодному источнику с температурой $T_{хол.ист} < T_2$. По достижении рабочим телом параметров, соответствующих точке 4 пересечения изотермы $T_2 = const$ с адиабатой исходной точки процесса 1 отвод теплоты прекращается и дальнейшее сжатие рабочего тела происходит по адиабате $4-1$. При этом температура рабочего тела повышается с T_2 до T_1 , а давление с p_4 до p_1 . Таким образом, цикл Карно состоит из двух изотерм и двух адиабат. Площадь под кривой $1-2-3$ соответствует работе расширения в цикле, а площадь под кривой $3-4-1$ - работе сжатия рабочего тела.

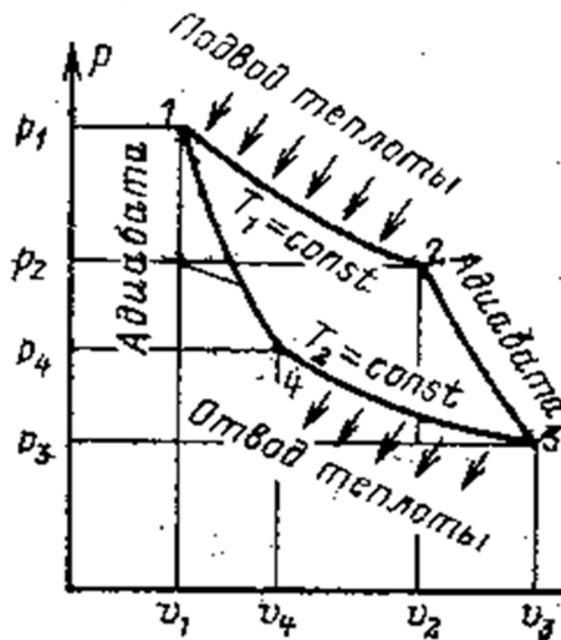


Рисунок 2.1 – Цикл Карно в p, v – координатах

Разность теплоты, полученной от горячего источника, Q_1 и переданной холодному источнику Q_2 определяет полезную работу цикла. Отношение количества теплоты, превращенного в цикле в работу, к количеству теплоты, подведенному к рабочему телу, называют термическим коэффициентом полезного действия (КПД) цикла η_T

$$\eta_T = Q_1 - Q_2 / Q_1 = 1 - Q_2 / Q_1 \quad (2.1)$$

В термодинамике показывается, что если рабочим телом является идеальный газ с постоянной теплоемкостью, то для термического КПД цикла Карно справедливо соотношение

$$\eta_T = T_1 - T_2 / T_1 = 1 - T_2 / T_1 \quad (2.2)$$

Как видно из последнего выражения, η_T зависит от температур горячего и холодного источников и увеличивается при возрастании T_1 и уменьшении T_2 . В тепловых двигателях температура холодного источника - это обычно температура окружающей среды $T_2 \approx 300$ К, поэтому для повышения термического КПД цикла необходимо увеличивать температуру T_1 . При $T_1 = T_2$ термический КПД цикла Карно равен нулю, что указывает на невозможность превращения теплоты в работу, если рабочее тело находится в тепловом равновесии с окружающей средой.

Коэффициент полезного действия цикла Карно больше КПД любого другого цикла в тех же пределах температур. Однако для реальных тепловых двигателей, в том числе и для паротурбинных электростанций, этот цикл не применяется. Для того чтобы стали ясны причины этого, необходимо остановиться на термодинамических свойствах воды и водяного пара - рабочего тела на электростанциях.

Рассмотрим процесс парообразования, поместив в цилиндр 1 кг воды и поддерживая в нем с помощью подвижного поршня некоторое постоянное давление p (рисунок 2.2). Изобразим этот процесс в p, v -диаграмме (рисунок 2.3). При температуре окружающей среды вода имеет определенный объем, в p, v -диаграмме этому состоянию отвечает точка A_0 . Участок A_0A' соответствует подогреву воды до температуры насыщения t_n , при которой начинается парообразование. Вода, состояние которой соответствует точке A' в p, v -диаграмме, называется кипящей. На участке $A'A''$ вода испаряется и образуется пар, температура при этом остается постоянной и равной t_n , следовательно, процесс парообразования на этой стадии является изобарно-изотермическим. В точке A'' заканчивается процесс испарения; пар в этой точке называется сухим насыщенным. Количество теплоты, необходимое для превращения при постоянной температуре 1 кг воды в пар, называют удельной теплотой парообразования. Обозначают эту величину буквой r и измеряют ее в джоулях на килограмм (Дж/кг).

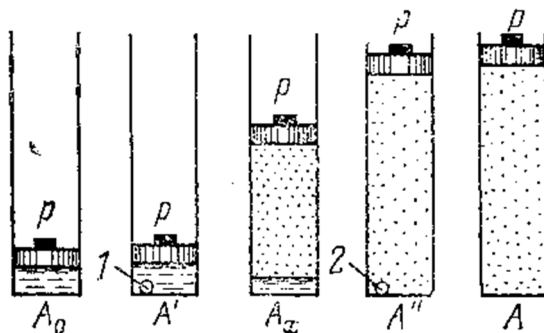


Рисунок 2.2 – Схематическое изображение процесса парообразования при постоянном давлении.

A_0 - вода; A' - кипящая вода; A_x - влажный пар; A'' - сухой насыщенный пар; A - перегретый пар; 1 - первый паровой пузырек; 2 - последняя капля воды.

В состоянии A_x , так же как и в других промежуточных состояниях между A' и A'' , двухфазная система, состоящая из кипящей воды и сухого насыщенного пара, называется влажным паром. Он характеризуется степенью сухости:

$$x = \frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{п}} + M_{\text{в}}}, \quad (2.3)$$

где $M_{\text{п}}$ $M_{\text{в}}$ — массы пара и воды во влажном паре.

Правее точки A'' при подводе теплоты, температурам пара увеличивается - происходит процесс перегрева пара. Точка A изображает состояние перегретого пара; в зависимости от его температуры она может лежать на разных расстояниях от точки A'' . Таким образом, перегретым паром называется пар, температура которого выше температуры сухого насыщенного пара того же давления.

Описанный процесс парообразования можно провести при различных давлениях вплоть до $p = 22,129$ МПа, и во всех случаях будут существовать

три участка: нагрев воды до t_H , испарение при $t_H = \text{const}$ и перегрев пара.

Соединяя множество точек начала кипения, получаем нижнюю пограничную кривую KM , а соединяя множество точек конца кипения (начала перегрева пара), получаем верхнюю пограничную кривую KL . В точке K , называемой критической точкой, пограничные кривые сходятся. Состояние, соответствующее точке K , называется критическим. Оно характерно тем, что в этом состоянии пар и вода имеют одинаковые удельные объемы и не различаются по свойствам. Параметры рабочего тела в критической точке следующие: $p_{кр} = 22,129 \text{ МПа}$, $t_{кр} = 374,15^\circ\text{C}$, $v_{кр} = 0,00326 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Процесс парообразования, протекающий при давлениях выше критического, показан на рисунке 2.3 изобарой A_0A , лежащей над пограничной кривой. В этом случае вода превращается в пар постепенно, без образования двухфазной среды пар - вода.

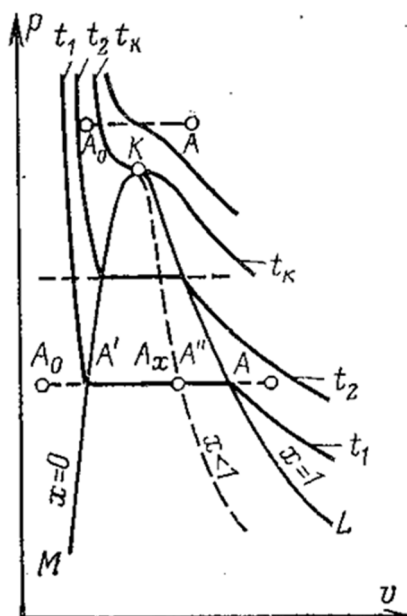


Рисунок 2.3 – p, v -диаграмма для водяного пара

Наименьшим давлением, при котором еще возможно равновесие воды и насыщенного пара, является давление, соответствующее тройной точке. Под последней понимается то единственное состояние, при котором могут одновременно находиться в равновесии все три фазы воды: лед, вода и пар. Параметры тройной точки следующие: $p = 0,000611 \text{ МПа}$, $t = 0^\circ\text{C}$ ($T=273,16 \text{ К}$), $v = 0,00100 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Если соединить точки на изобарах с одинаковой температурой, получим сетку изотерм (сплошные линии). Между нижней и верхней пограничными кривыми изотермы совпадают с изобарами. Таким образом, изобарные процессы подвода теплоты к влажному пару (парообразование) и отвода теплоты от влажного пара (конденсация), легко осуществимые на практике, представляют собой в то же время изотермические процессы. Следовательно, если использовать влажный пар в качестве рабочего тела и осуществить цикл, состоящий из двух адиабат и двух изобар, в то же время являю-

щихся изотермами, то мы получим цикл Карно (рисунок 2.4).

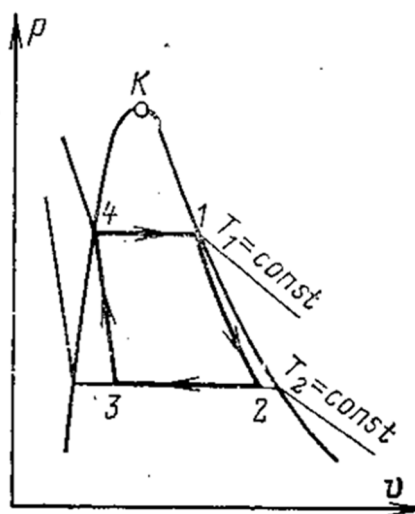


Рисунок 2.4 – Цикл Карно на влажном паре в p, v -диаграмме

Тепловая установка, в которой осуществляется цикл Карно на влажном паре, может быть выполнена по схеме рисунку 2.5. Из котла в турбину поступает сухой насыщенный пар давлением p_1 и температурой T_1 . В турбине он расширяется и его энергия преобразуется в кинетическую энергию вращения ротора турбины. На выходе из турбины влажный пар имеет давление p_2 и соответствующую этому давлению температуру T_2 .

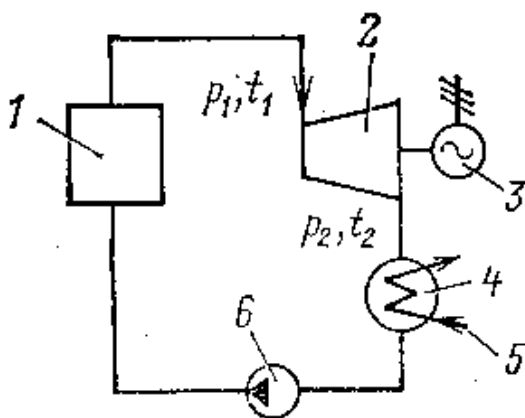


Рисунок 2.5 – Схема теплосиловой установки, в которой осуществляется цикл Карно на влажном паре

1 - котел; 2 - паровая турбина; 3 - электрический генератор; 4 - конденсатор; 5 - охлаждающая вода; 6 - компрессор

Далее пар поступает в конденсатор (теплообменник), где с помощью охлаждающей воды от пара отводится теплота, при постоянном давлении пар конденсируется и степень его сухости уменьшается. После конденсатора: влажный пар поступает в компрессор, адиабатно сжимается в нем до

давления p_1 , при этом степень его сухости становится близкой к нулю, т. е. рабочее тело находится в жидкой фазе.

В паровом котле за счет сгорания топлива к рабочему телу подводится теплота. При постоянном давлении p_1 и при постоянной температуре T_1 происходит процесс парообразования и степень сухости пара повышается до значений, близких к единице, затем пар вновь поступает в турбину и цикл замыкается.

Поскольку критическая температура воды сравнительно невелика, то невелика и верхняя температура цикла (не выше 340 - 350°C), ибо при приближении к критической точке степень заполнения цикла уменьшается. Однако и в этом случае значение η_T для цикла Карно (при $t_2 = 25^\circ\text{C}$) оказывается весьма значительным:

$$\eta_T = 1 - (25 + 273,15) / (350 + 273,15) = 0,52 \quad (2.4)$$

Тем не менее цикл Карно на влажном паре не нашел практического применения, так как компрессор для сжатия влажного пара с малыми давлениями и большими удельными объемами представляет собой громоздкое устройство, на привод которого затрачивается большая энергия.

Кроме того, условия работы турбины и компрессора на влажном паре оказываются тяжелыми, а их КПД невысоким, что ведет к снижению внутреннего абсолютного КПД цикла $\eta_i = \eta_T \eta_{oi}$ - внутренний относительный КПД турбины и компрессора.

Недостатки, присущие паросиловой установке, работающей по циклу Карно на влажном паре, могут быть в значительной степени устранены, если в конденсаторе полностью сконденсировать весь пар.

В этом случае сжимать от давления p_1 до давления p_2 нужно не влажный пар большого удельного объема, а воду, имеющую весьма малый удельный объем и пренебрежимо малую сжимаемость.

Воду из конденсатора в котел с одновременным повышением ее давления подают компактными и простыми насосами, на привод которых затрачивается относительно мало энергии по сравнению с компрессорами.

Такой цикл предложен в середине прошлого века шотландским инженером и физиком У. Ренкиным и называется его именем. Цикл Ренкина в p, v -координатах изображен на рисунке 2.6. Схема установки в этом случае выглядит так же, как на рисунке 2.5, только вместо компрессора устанавливается насос. Влажный пар в конденсаторе полностью конденсируется по изобаре $p_2 = \text{const}$ (точке 3). Затем вода сжимается адиабатно насосом от давления p_2 до p_1 и поступает в котел, где к ней в изобарном процессе $p_1 = \text{const}$ подводится теплота; вода нагревается до кипения, а затем происходит процесс парообразования. С точки зрения термического КПД цикл Ренкина менее выгоден, чем цикл Карно, но с учетом реальных условий осуществления внутренние абсолютные КПД сравниваемых циклов будут примерно одинаковыми. Использование насоса вместо громоздкого компрессора снижает затраты на установку и упрощает ее эксплуатацию.

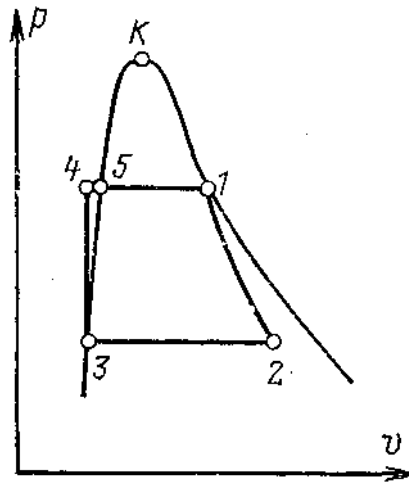


Рисунок 2.6 – Цикл Ренкина на влажном паре в p, v -диаграмме

Цикл Ренкина на насыщенном паре используется на атомных электростанциях. На тепловых электростанциях для повышения термического КПД цикла Ренкина применяют перегрев пара в специальном элементе котла - пароперегревателе до температуры, превышающей; температуру насыщения при данном давлении p_1 (рисунок 2.7, 2.8).

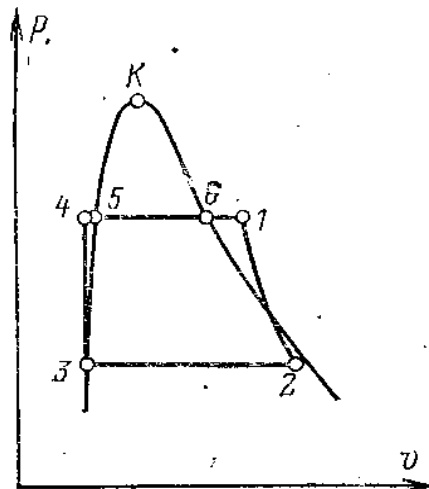


Рисунок 2.7 – Цикл Ренкина на перегретом паре в p, v -диаграмме

В цикле с перегревом пара процесс расширения пара в турбине 1-2 (рисунок 2.7), осуществляемый до того же давления p_2 , что и раньше, заканчивается в двухфазной области при более высокой степени сухости пара, чем для цикла на насыщенном паре. Благодаря этому улучшаются условия работы турбины и внутренний абсолютный КПД цикла η_i увеличивается как вследствие роста η_T , так и повышения внутреннего относительного КПД турбины η_{oi} .

Преобразование теплоты в работу неразрывно связано с процессами теплообмена. Теплообмен осуществляется тремя основными способами: теплопроводностью, конвекцией и тепловым излучением.

Теплопроводность представляет собой молекулярный перенос теплоты в телах или между ними.

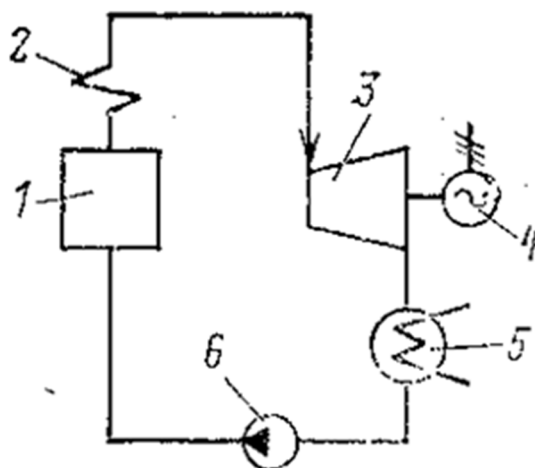


Рисунок 2.8 – Схема теплосиловой установки, в которой осуществляется цикл Ренкина на перегретом паре
1 - котел; 2 - пароперегреватель; 3 - паровая турбина; 4 - электрический генератор; 5 – конденсатор; 6 - насос.

Конвекция происходит в жидкостях и газах. Она состоит в том, что перенос теплоты осуществляется при перемещении объемов жидкости или газа в пространстве из одной температурной области в другую и сопровождается переносом самой среды.

Тепловое излучение - это процесс распространения теплоты с помощью электромагнитных волн. По природе это явление отлично от теплопроводности и конвекции и связано с двойным превращением энергии - тепловой энергии в лучистую и обратно.

В природе и технике перечисленные выше элементарные процессы теплообмена не обособлены, в чистом виде встречаются редко и обычно происходят совместно. Теплопроводность в чистом виде наблюдается лишь в твердых телах.

Конвекция всегда сопровождается теплопроводностью. Совместный процесс переноса теплоты путем конвекции и теплопроводности называется конвективным теплообменом.

Конвективный теплообмен между потоками жидкости или газа и поверхностью твердого тела называют конвективной теплоотдачей или теплоотдачей.

Теплообмен, обусловленный совместным переносом теплоты излучением и конвекцией, называют радиационно-конвективным теплообменом.

Передача теплоты от горячей жидкости к холодной через разделяющую их стенку называется процессом теплопередачи. В паровом котле, например, в процессе передачи теплоты от продуктов сгорания топлива к внешней поверхности парообразующих труб одновременно происходят все три вида теплообмена - излучение, конвекция и теплопроводность. От внешней поверхности труб к внутренней теплота передается через слой наружных загрязнений, металлическую стенку и слой накипи только путем

теплопроводности. Наконеч, от внутренней поверхности труб к воде тепло передается только конвекцией.

2.2 Технологическая схема тепловой электростанции

Технологическая схема тепловой электростанции, работающей на твердом топливе, отражает состав и взаимосвязь ее технологических систем, общую последовательность протекающих в них процессов (рисунок 2.9).

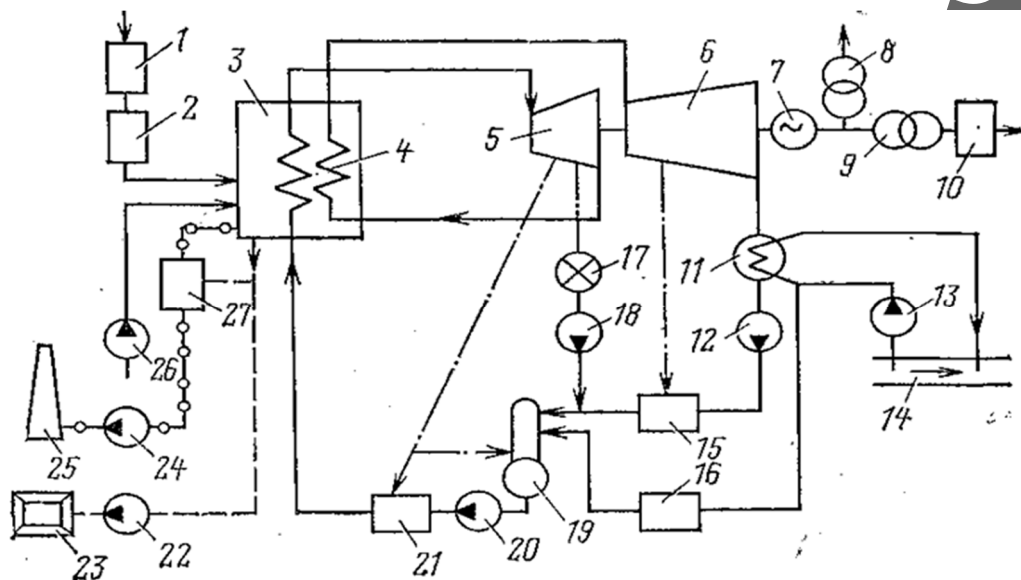


Рисунок 2.9 - Технологическая схема тепловой электростанции

1 - топливное хозяйство; 2 - подготовка топлива; 3 - котел; 4 - промежуточный пароперегреватель; 5 - часть высокого давления турбины; 6 - часть низкого давления турбины; 7 - генератор; 8 - трансформатор собственных нужд; 9 - трансформатор связи; 10 - главное распределительное устройство; 11 - конденсатор; 12 - конденсатный насос; 13 - циркуляционный насос; 14 - источник водоснабжения (река); 15 - подогреватель низкого давления; 15 - водоподготовительная установка; 17 - тепловой потребитель; 18 - насос обратного конденсата; 19 - деаэратор; 20 - питательный насос; 21 - подогреватель высокого давления; 22 - шлакозолоудаление; 23 - золоотвал; 24 - дымосос; 25 - дымовая труба; 26 -- дутьевой вентилятор; 27 - золоуловитель.

В состав тепловых электростанций входят: топливное хозяйство и система подготовки топлива к сжиганию; котельная установка - совокупность котла и вспомогательного оборудования; турбинная установка - совокупность турбины и вспомогательного оборудования; установки водоподготовки и конденсатоочистки; система технического водоснабжения, система золошлакоудаления; электротехническое хозяйство; система управления энергооборудованием.

Топливное хозяйство включает приемно-разгрузочные устройства, транспортные механизмы, топливные склады твердого и жидкого топлива, устройства для предварительной подготовки топлива (дробильные установки для угля). В состав мазутного хозяйства входят также насосы для перекачки мазута и подогреватели. При использовании газа на территории ТЭС

имеется газораспределительный пункт (ГРП), к которому подводится газ от системы газоснабжения.

Подготовка твердого топлива к сжиганию состоит в размоле и сушке его в пылеприготовительной установке, а подготовка мазута заключается в его подогреве, очистке от механических примесей, иногда в обработке специальными присадками. Подготовка газового топлива сводится в основном к регулированию давления газа перед поступлением его в котел.

Необходимый для горения топлива воздух подается в котел дутьевыми вентиляторами. Продукты сгорания топлива - дымовые газы - отсасываются дымососами и отводятся через дымовые трубы в атмосферу. Совокупность каналов (воздуховодов и газоходов) и различных элементов оборудования, по которым проходят воздух и - дымовые газы, образуют газоздушный тракт тепловой электростанции. Входящие в его состав дымососы, дымовая труба и дутьевые вентиляторы составляют тягодутьевую установку. В зоне горения топлива входящие в его состав негорючие (минеральные) примеси претерпевают физико-химические превращения и удаляются из котла частично в виде шлака, а значительная их часть уносится дымовыми газами в виде мелких частиц золы. Для защиты атмосферного воздуха от выбросов золы перед дымососами (для предотвращения их золового износа) устанавливают золоуловители.

Шлак и уловленная зола удаляются обычно гидравлическим способом за пределы территории электростанции на золоотвалы.

При сжигании мазута и газа золоуловители не устанавливаются.

При сжигании топлива химически связанная энергия превращается в тепловую, образуются продукты сгорания, теплоноситель, которые в поверхностях нагрева котла отдают теплоту воде и образующемуся из нее пару.

Совокупность оборудования, отдельных его элементов, трубопроводов, по которым движутся вода и пар, образует водопаровой тракт станции.

В котле вода нагревается до температуры насыщения, испаряется, а образовавшийся из кипящей (котловой) воды насыщенный пар перегревается. Из котла перегретый пар направляется по трубопроводам в турбину, где его тепловая энергия превращается в механическую, передаваемую валу турбины. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор, отдает теплоту охлаждающей воде и конденсируется.

На тепловых электростанциях с агрегатами единичной мощностью 200 МВт и выше применяют промежуточный перегрев пара. В этом случае турбина имеет две части: часть высокого и часть низкого давления. Отработав в части высокого давления турбины, пар направляется в промежуточный перегреватель, где к нему дополнительно подводится теплота. Далее пар снова возвращается в турбину, в часть низкого давления, а из нее поступает в конденсатор. Промежуточный перегрев пара увеличивает КПД турбинной установки и повышает надежность ее работы.

Из конденсатора конденсат откачивается конденсатным насосом и, пройдя через подогреватели низкого давления (ПНД), поступает в деаэра-

тор. Здесь он нагревается паром до температуры насыщения, при этом из него выделяются и удаляются в атмосферу кислород и углекислота для предотвращения коррозии оборудования. Из деаэратора деаэрированная вода, называемая питательной водой, питательным насосом прокачивается через подогреватели высокого давления (ПВД) и подается в котел.

Конденсат в ПНД и деаэраторе, а также питательная вода в ПВД подогреваются паром, отбираемым из турбины. Такой способ подогрева означает возврат (регенерацию) теплоты в цикл и называется регенеративным подогревом. Благодаря ему уменьшается поступление пара в конденсатор, а следовательно, и количество теплоты, передаваемой охлаждающей воде, что приводит к повышению КПД паротурбинной установки.

Совокупность элементов, обеспечивающих конденсаторы охлаждающей водой, называют системой технического водоснабжения. К ней относятся: источник водоснабжения (река, водохранилище, башенный охладитель-градирня), циркуляционный насос, подводящие и отводящие водоводы. В конденсаторе охлаждающей воде передается около 55% теплоты пара, поступающего в турбину; эта часть теплоты не используется для выработки электроэнергии и бесполезно пропадает.

Эти потери значительно уменьшаются, если отбирать из турбины частично отработавший пар и его теплоту использовать для технологических нужд промышленных предприятий или для подогрева воды на отопление. Таким образом, станция становится теплоэлектроцентралью (ТЭЦ), обеспечивающей комбинированную выработку электрической и тепловой энергии. На ТЭЦ устанавливаются специальные турбины с отборами пара - так называемые теплофикационные.

Конденсат пара, отданного тепловому потребителю подается на ТЭЦ насосом обратного конденсата.

На ТЭС существуют внутренние потери конденсата и пара, обусловленные неполной герметичностью водопарового тракта, а также безвозвратным расходом пара и конденсата на технические нужды станции. Они составляют небольшую долю общего расхода пара на турбины (около 2 - 3%).

На ТЭЦ могут быть и внешние потери пара и конденсата, связанные с отпуском теплоты промышленным потребителям. В среднем они равны 35 - 40%. Внутренние и внешние потери пара и конденсата восполняются предварительно обработанной в водоподготовительной установке добавочной водой.

Таким образом, питательная вода котлов представляет собой смесь турбинного конденсата и добавочной воды.

Электротехническое хозяйство станции включает электрический генератор, трансформатор связи, главное распределительное устройство, систему электроснабжения собственных механизмов электростанции через трансформатор собственных нужд.

Система управления энергооборудованием на тепловых электростанциях осуществляет сбор и обработку информации о ходе технологического процесса и состоянии оборудования, автоматическое и дистанционное

управление механизмами и регулирование основных, процессов, автоматическую защиту оборудования.

2.3 Топливное хозяйство электростанций

В зависимости от агрегатного состояния различают твердое, жидкое и газообразное топлива.

К твердым топливам относятся угли (бурые, каменные и антрациты), торф, горючие сланцы. Жидким энергетическим топливом является мазут - смесь тяжелых остатков нефти после ее предварительной переработки. Газообразное топливо - это смесь горючих и негорючих газов, содержащая некоторое количество примесей в виде паров, смолы и пыли. Горючая часть газообразного топлива содержит углеводороды, водород, окись углерода. В состав негорючей части входят азот, углекислый газ и кислород.

Твердое и жидкое топлива представляют собой комплекс сложных органических и минеральных соединений и содержат горючую и негорючую части. Характеристикой топлива является его элементарный состав, который условно представляют как сумму всех химических элементов и соединений, входящих в топливо. В горючую часть топлива входят углерод С, водород Н и сера S. При сгорании 1 кг углерода выделяется $33,6 \cdot 10^3$, водорода - $129 \cdot 10^3$ и серы - $9 \cdot 10^3$ кДж теплоты. В негорючую часть топлива, входят азот N, кислород O, влага W, минеральные негорючие вещества, которые после сжигания топлива образуют золовой остаток A. Кислород и азот называют внутренним балластом топлива, а золу и влагу - внешним, поскольку их содержание в значительной степени зависит от внешних факторов (способа добычи, хранения топлива). Высоковлажные и высокозольные топлива перевозить на большие расстояния невыгодно, их целесообразно использовать на месте добычи.

Топливо в том виде, в каком оно поступает на станцию, называют рабочим, а по массе и элементарному составу - соответственно рабочей массой и рабочим составом. Элементарный состав рабочей массы записывают следующим образом:

$$C^P + H^P + S^P + O^P + N^P + W^P + A^P = 100\% \quad (2.5)$$

Во всех теплотехнических расчетах состав топлива берется по рабочей массе, наиболее полно характеризующей состояние топлива перед его сжиганием.

Основной горючий элемент топлива - углерод, составляющий большую часть рабочей массы (50 - 75% для твердых топлив и 83 - 85% для мазутов). Количество водорода в твердых топливах невелико (2 - 6%), в мазуте несколько больше (около 10%). Сера, несмотря на малое содержание ее в топливе ($S^P = 0,5 - 3\%$), является вредной примесью. Образующиеся при ее сгорании соединения (SO_2 и SO_3) вызывают коррозию оборудования, биологически вредны.

Влажность топлива колеблется в широких пределах: она меньше для

каменных углей ($W^P = 5-14\%$) и больше для бурых (до 40%). Влага в топливе нежелательна, потому что из-за нее уменьшается доля горючих компонентов в единице массы топлива, удорожается его транспорт, усложняется разгрузка, возникает много; трудностей при сжигании, снижается тепловой эффект горения, так как часть теплоты затрачивается на испарение.

Нежелательно также присутствие в топливе и минеральных веществ. Образовавшаяся после сгорания топлива зола представляет собой смесь минералов, которые в зоне высоких температур образуют сплавы, называемые шлаками. Наличие золы приводит к снижению надежности и экономичности работы котельной установки, требует затрат на золоулавливание. Содержание золы в угле колеблется в широких пределах ($A^P = 10-50\%$).

При нагревании твердого топлива без доступа окислителя выделяются паргазообразные вещества, которые называют летучими. В состав летучих веществ входят молекулярный азот N_2 , кислород O_2 , водород H_2 , окись углерода CO , углеводородные газы CH_4 , C_2H_6 и т. д.

Сумма летучих веществ обозначается V^P и относится только к горючей массе, т. е. к массе, не содержащей внешнего балласта - золы и влаги. Содержание летучих веществ меньше у каменных углей и больше у бурых (до 50%). Чем больше их количество, тем легче воспламеняется при сжигании и устойчивей горит топливо.

Количество теплоты, которое выделяется при сжигании 1 кг или 1 м³ (при нормальных условиях) рабочей массы топлива называется теплотой сгорания на рабочую массу. Различают теплоту сгорания топлива высшую Q^P_B и низшую Q^P_H . Различие между ними состоит в том, что в высшую теплоту сгорания топлива входит количество теплоты, которое может быть выделено при конденсации водяных паров, находящихся в продуктах сгорания топлива (если охладить их до 0°C), а в низшую теплоту сгорания оно не входит. При расчете котлов используется Q^P_H , так как уходящие из котла дымовые газы имеют температуру выше температуры конденсации водяных паров. Различные виды топлива имеют следующую низшую теплоту сгорания на рабочую массу: бурые угли 6300 - 16 800, каменные угли 19 000 - 26 000, мазут 40 000 кДж/кг, природный газ 32 000 - 35 000 кДж/м³ (граничное значение теплоты сгорания 23 760 кДж/кг, разделяющее бурые и каменные угли, является высшей теплотой сгорания влажной беззольной массы угля $Q^P_{B, \text{вл. без}}$).

Топливо на электростанции в большинстве случаев доставляется железнодорожным транспортом.

На случай возможных перерывов в поставках топлива на электростанциях создаются склады, обеспечивающие необходимый, чаще всего месячный, запас. Поступающий в вагонах уголь разгружается вагоноопрокидывателями в приемные бункеры (рисунок 2.10). Для внутростанционного транспорта топлива используются ленточные конвейеры. Из приемного бункера топливо поступает на конвейер, которым оно подается в так называемый узел пересыпки. Отсюда оно может быть подано конвейерами на склад или на дробление. Когда вагонов под разгрузкой нет, уголь выдается

со склада, оснащенного необходимыми механизмами для выполнения складских работ.

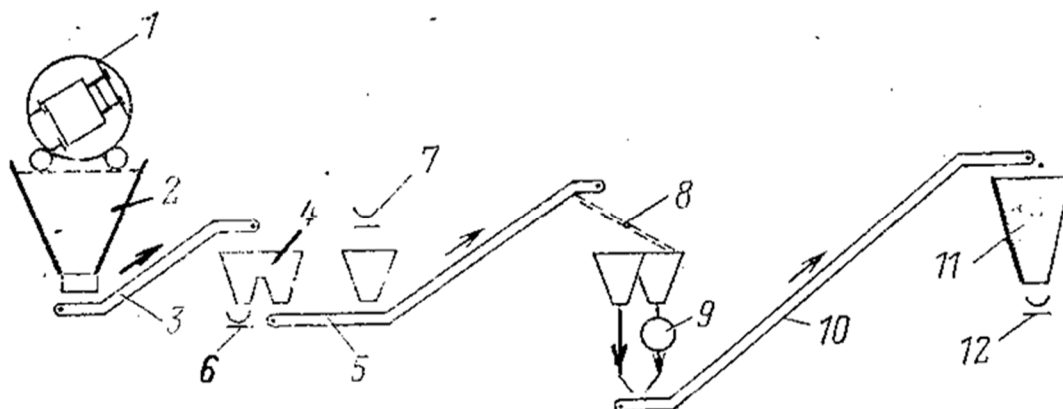


Рисунок 2.10 – Схема разгрузки и транспортировки твердого топлива в пределах электростанции

1 – вагоноопрокидыватель; 2 - приемный бункер; 3 - ленточный конвейер; 4 - узел пересыпки; 5 - ленточный конвейер; 6- ленточный конвейер подачи угля на склад; 7 - ленточный конвейер выдачи топлива со склада; 8 - грохот; 9 - дробилка; 10 - ленточный конвейер в главный корпус; 11- узел пересыпки; 12- ленточный конвейер главного корпуса.

Перед дроблением топливо сортируется: мелкие куски проваливаются через подвижную решетку (грохот) и сразу попадают на конвейер, подающий уголь в узел пересыпки главного корпуса электростанции, а крупные куски идут в дробилку, измельчаются в ней и после этого поступают на тот же конвейер. С него топливо ссыпается на конвейер, идущий вдоль всего главного корпуса, и распределяется в находящиеся под ним бункера сырого угля котлов, в которых хранится оперативный запас топлива на 4 - 8 ч работы. Тракт от вагоноопрокидывателей до бункеров сырого угля называется топливоподачей. В этом тракте предусматривается автоматическое взвешивание топлива и удаление из него посторонних предметов. Дальнейшая подготовка топлива к сжиганию состоит в его размоле и сушке и проводится в системах пылеприготовления.

В зависимости от размолоспособности угля его размалывают в шаровых барабанных мельницах (твердые каменные угли) или в молотковых мельницах (бурые угли).

Для подсушки топлива в мельнице и его транспорта, после размола используется подогретый до 250 - 400 °С воздух. Схема пылеприготовления с шаровой барабанный мельницей показана на рисунке 2.11. Из бункера сырого угля топливо питателем подается в мельницу, представляющую собой бронированный изнутри барабан, загруженный стальными шарами. При вращении барабана мельницы шары, перекатываясь и падая, размалывают куски топлива, полученная пыль уносится горячим воздухом и одновременно подсушивается.

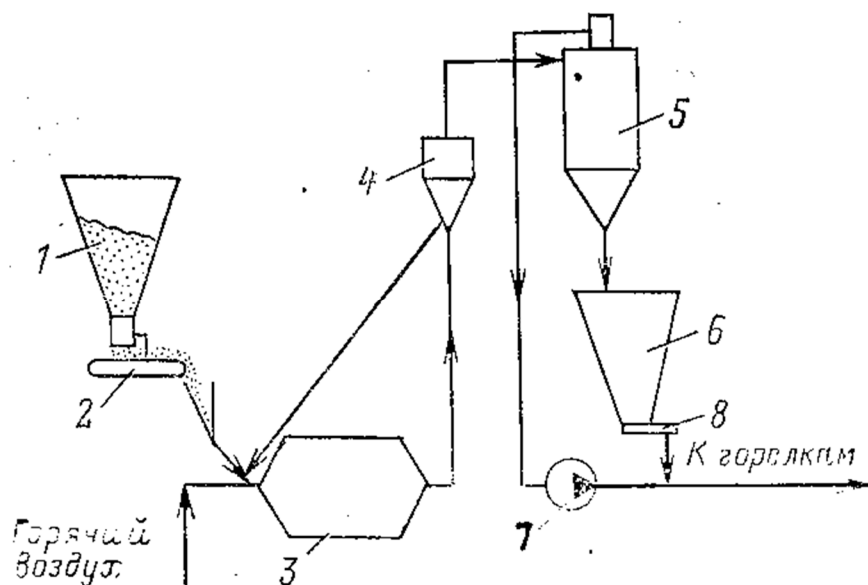


Рисунок 2.11 – Схема пылеприготовления с шаровой барабанной мельницей и промежуточным бункером пыли

1 - бункер сырого угля; 2 - ленточный питатель сырого угля; 3 - шаровая барабанная мельница; 4 - сепаратор; 5 - циклон; 6 - бункер пыли; 7 - мельничный вентилятор; 8 - питатель пыли.

В установленном за мельницей сепараторе крупные частички топлива отделяются и вновь возвращаются в мельницу; мелкая пыль отделяется в циклоне от транспортирующего воздуха и далее поступает в бункер пыли, откуда пылепитателями подается к горелкам. Воздух, отсасываемый из циклона мельничным вентилятором, также подается в горелки.

В целях экономии электроэнергии на размол топлива шаровая мельница работает при максимальной нагрузке по топливу, а при заполнении бункера пыли отключается. Угольная пыль, получаемая в молотковых мельницах, вентилирующим мельницу горячим воздухом вдувается в топку котла; работает мельница непрерывно, а загрузка ее топливом зависит от нагрузки котла.

Схема устройства молотковой мельницы показана на рисунке 2.12. Уголь вводится через тещу в патрубок горячего воздуха и поступает в мельницу. Там он размалывается ударами стальных бил, шарнирно закрепленных на роторе, вращающемся с частотой около: 700 об/мин. Частично топливо измельчается также при его истирании в зазоре между торцами бил и корпусом мельницы.

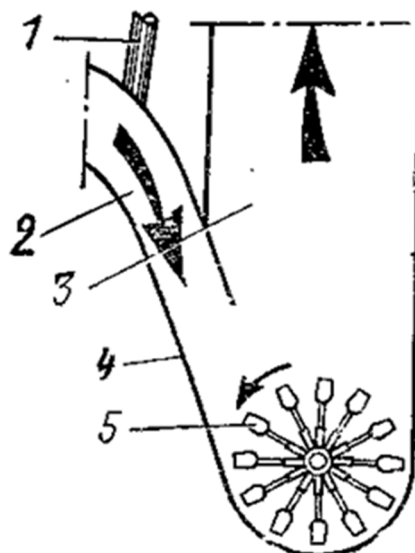


Рисунок 2.12 - Схема устройства молотковой мельницы
 1 - течка угля; 2 - патрубок горячего воздуха; 3 - шахта; 4 - корпус мельницы; 5 - била

Мазут используется как основное топливо на газомазутных ТЭС и как вспомогательное для растопки котлов, работающих на твердом топливе. Используется мазут и для поддержания устойчивого горения угольной пыли при малых нагрузках котлов. Мазут обладает большой вязкостью, поэтому требуется его подогрев при всех операциях, начиная со слива его из железнодорожных цистерн. К котлам мазут подается подогретым до температуры 110 - 130°C при давлении 3,5 - 4,0 МПа, что обеспечивает хорошее его распыливание в факеле и устойчивое горение.

Большая часть электростанций Республики Беларусь в качестве топлива использует газ и мазут. При этом мазут выступает в качестве резервного топлива.

Все тепловые электростанции располагают мазутным хозяйством: ТЭС на мазуте - основным, ТЭС на газе - аварийным (при круглогодичной подаче газа от одного источника) или резервным (при сезонной подаче газа) ТЭС на твердом топливе - растопочным. Для электростанций на газе, получающих газ круглогодично от двух независимых источников, мазутное хозяйство при соответствующем обосновании может не создаваться.

Мазут доставляется на ТЭС главным образом по железной дороге, в отдельных случаях по трубопроводам.

Основные элементы мазутного хозяйства - приемно-сливное устройство, мазутохранилище, мазутная насосная, установки для ввода жидких присадок, трубопроводы и арматура. На рисунке 2.13 показана принципиальная схема мазутного хозяйства тепловой электростанции. Для разогрева и слива мазута из цистерн могут применяться как сливные эстакады с разогревом мазута «открытым» паром или горячим мазутом, так и закрытые сливные устройства - тепляки. Тип сливного устройства выбирается на основании технико-экономического расчета.

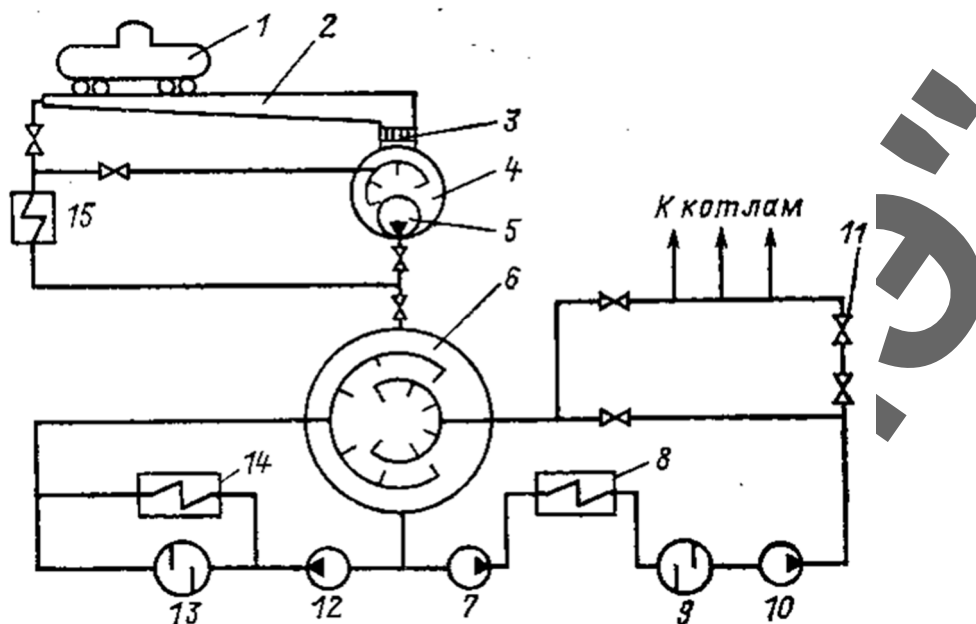


Рисунок 2.13 - Принципиальная схема мазутного хозяйства тепловой электростанции:

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

Разогретый мазут сливается из цистерн в межрельсовые лотки, выполненные с уклоном не менее 1%, и по ним направляется в приемную емкость, перед которой должны устанавливаться грубый фильтр-сетка и гидрозатвор. На дне лотков укладывают паровые трубы.

Приемно-сливное устройство рассчитывают на прием цистерн грузоподъемностью 50, 60 и 120 т. Длину фронта разгрузки основного мазутохозяйства проектируют, считая, что должен быть слит расчетный суточный расход мазута (20-часовой расход всеми энергетическими котлами станции при их номинальной производительности и 24-часовой расход всеми водогрейными котлами при покрытии тепловых нагрузок для средней температуры самого холодного месяца). Время разогрева и слива одной ставки не должно быть более 9 ч. Полагают также, что мазут доставляется цистернами расчетной грузоподъемностью 60 т, при весовой норме железнодорожного маршрута, с коэффициентов неравномерности подачи 1,2. Принятая длина фронта разгрузки должна быть не менее 1/3 длины маршрута.

Вместимость приемной емкости основного мазутохозяйства должна составлять не менее 20% вместимости устанавливаемых под разгрузку цистерн. Из приемной емкости мазут перекачивается насосами погружного типа в мазутохранилище. Сливаемый из установленных под разгрузку цистерн мазут должен быть перекачан не более чем за 5 ч. В основном мазутном хозяйстве перекачивающие насосы устанавливаются с резервом.

От нефтеперерабатывающего завода мазут на мазутохозяйство ТЭС подается по одному трубопроводу. В отдельных случаях при обосновании допускается подача по двум трубопроводам с пропускной способностью каждого из них, равной 50% максимального часового расхода топлива при номинальной производительности котлов.

В зависимости от типа мазутного хозяйства вместимость мазутохранилища (без учета госрезерва) принимается следующей:

Мазутохозяйство	Вместимость резервуаров
Основное для электростанций на мазуте: при доставке по железной дороге.....	на 15-суточный расход
при доставке по трубопроводам.....	на 3-суточный расход
Резервное для электростанций на газе.....	на 10-суточный расход
Аварийное для электростанций на газе....	на 5-суточный расход
Для водогрейных котлов.....	на 10-суточный расход

Растопочное мазутное хозяйство электростанций на твердом топливе выполняется с тремя резервуарами, вместимость каждого из которых V_1 зависит от общей паропроизводительности котлов $D_{\text{общ}}$: $V_1 = 3000 \text{ м}^3$ при $D_{\text{общ}} > 8000 \text{ т/ч}$; $V_1 = 2000 \text{ м}^3$ при $D_{\text{общ}} = 4000 - 8000 \text{ т/ч}$; $V_1 = 1000 \text{ м}^3$ при $D_{\text{общ}} < 4000 \text{ т/ч}$.

На электростанциях сооружают как металлические наземные резервуары, так и железобетонные, обвалованные землей. В районах со среднегодовой температурой $+9^\circ\text{C}$ и ниже металлические резервуары мазутного хозяйства теплоизолируют.

Мазут в резервуарах мазутного хозяйства разогревают циркуляционным способом по отдельному специально выделенному контуру. Возможно применение местных паровых разогревающих устройств. В контуре циркуляционного разогрева мазута предусматривается по одному резервному насосу и подогревателю. Подача насоса циркуляционного разогрева должна обеспечивать подготовку мазута в резервуарах для бесперебойного снабжения котельной.

Температура мазута в приемных емкостях и резервуарах мазутохранилища выше 90°C не допускается. Это ограничение связано с тем, что при более высокой температуре вода в мазуте вскипает (при 100°C) с образованием водомазутной пены, происходит интенсивное отстаивание воды, увеличиваются потери от испарения легких фракций. Для мазута марки 40 оптимальная рабочая температура хранения $50 - 60^\circ\text{C}$, для мазута марки 100 - температура $60 - 70^\circ\text{C}$.

В основном и растопочном мазутохозяйствах схема подачи мазута в котельное отделение может быть одно- или двухступенчатой в зависимости от требуемого давления перед форсунками. Количество мазутных насосов в каждой ступени основного мазутного хозяйства должно быть не менее четырех (в том числе по одному резервному и одному ремонтному). Оборудование основного мазутного хозяйства должно обеспечивать непрерывную подачу мазута в котельное отделение при работе всех рабочих котлов с номинальной производительностью.

В насосной основной мазутохозяйства предусматривается по одному резервному подогревателю и фильтру тонкой очистки. Схема мазутонасосной должна допускать возможность работы любого подогревателя и фильтра с любым насосом I и II ступеней.

Мазут из основного мазутохозяйства подается к котлам по двум магистралям, рассчитанным каждая на 75% номинальной производительности с учетом рециркуляции.

В магистральных мазутопроводах котельной и в отводах к каждому котлу должна быть обеспечена циркуляция мазута. Для этого предусматривается трубопровод рециркуляции мазута из котельной в мазутохозяйство.

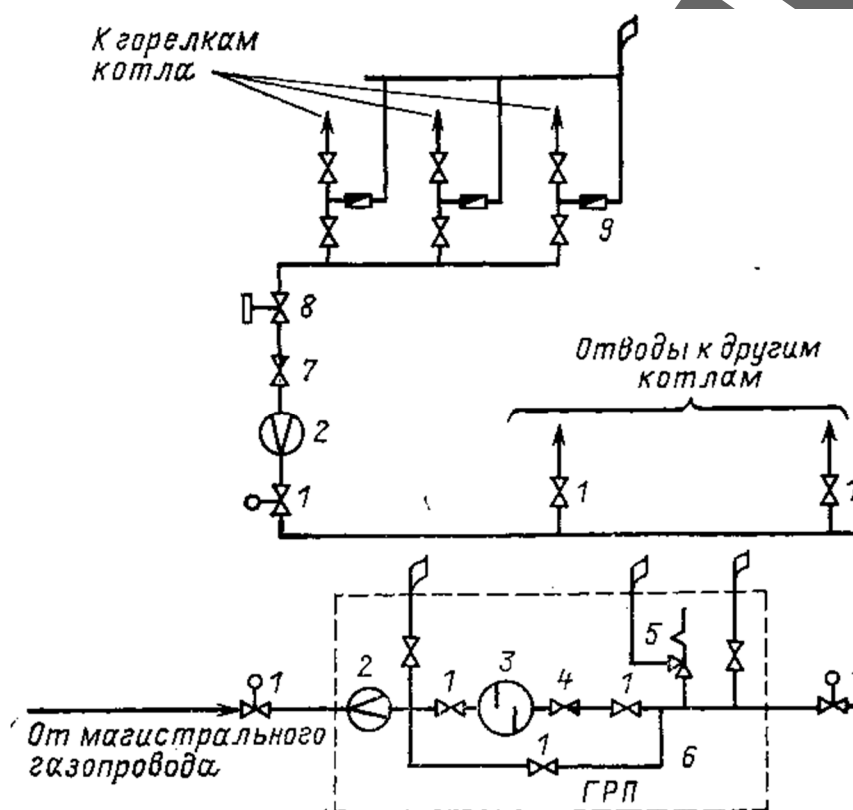


Рисунок 2.14 – Схема газопроводов ТЭС

1 - запорная задвижка; 2 - расходомер; 3 - фильтр; 4 - регулятор давления; 5 - предохранительный клапан; 6 - байпасная линия; 7 - регулятор расхода газа; 8 - импульсный отсекающий быстродействующий клапан; 9 - пробковый кран

Прокладка мазутопроводов, как правило, наземная. Мазутопроводы, проложенные на открытом воздухе и в холодных помещениях, должны иметь паровые или другие обогревательные спутники в общей с ними изоляции. На вводах магистральных мазутопроводов внутри котельного отделения, а также на отводах к каждому котлу должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным электрическим и механическим приводами, расположенными в удобных для обслуживания местах.

Тепловые электростанции снабжаются газом от газораспределительных станций (ГРС) через газораспределительные пункты (ГРП) (рисунок 2.14). Последние вместе с системой газопроводов составляют газовое хозяйство ТЭС. На газомазутных конденсационных электро-

станциях мощностью до 1200 МВт и газомазутных ТЭЦ с расходом пара до 4000 т/ч может быть один ГРП, а на остальных электростанциях их количество должно быть не менее двух.

Производительность ГРП на электростанциях, где газовое топливо является основным, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами. ГРП размещают в отдельных зданиях или под навесами на территории электростанции. К каждому ГРП газ подводится по одному газопроводу (без резервного) от расположенной вне территории электростанции ГРС. Давление газа перед ГРП 0,6 - 1,1 МПа, а после ГРП требуемое его значение определяется потерями давления до самого удаленного от ГРП котла и необходимым давлением газа перед горелками и составляет обычно 0,13 - 0,2 МПа.

В ГРП имеются рабочие нитки газопровода, нитки малого расхода, включаемые при малом потреблении газа, и резервная нитка с ручным управлением арматурой. На рабочих нитках и нитках малого расхода устанавливают автоматические регуляторы давления и защитные регуляторы, действующие по принципу «после себя». Защитные регуляторы настраивают на повышенное давление по сравнению с рабочим и при работе в расчетном диапазоне полностью открыты.

В пределах ГРП и до котлов прокладка газопроводов наземная. Подвод газа от каждого ГРП к магистрали котельного отделения и от нее к котлам не резервируется и может выполняться однопиточным. Газовый распределительный коллектор котлов прокладывается вне здания котельного отделения.

При заполнении газом газопроводы должны продуваться им через сбросные свечи до вытеснения всего воздуха, а при освобождении от газа продуваться воздухом до вытеснения всего газа. Эти требования обусловлены тем, что при объемной концентрации природного газа в воздухе 0,05 - 0,15 (5 - 15%) образуется взрывоопасная смесь. Из сбросных свечей газ выпускается в места, откуда он не может попасть в здания и где исключена возможность его воспламенения от какого-либо источника огня. На газопроводах устанавливается только стальная арматура.

Появление в энергетике газотурбинных и парогазовых блоков привело к созданию новых систем топливоснабжения, имеющих существенные особенности. На них остановимся ниже.

Основным топливом для блоков ПГУ является природный газ, в качестве аварийного для газовых турбин предусматривается дизельное топливо.

В настоящее время газоснабжение осуществляется от городского газопровода высокого давления 1,2 МПа до ГРП ТЭЦ.

При установке парогазового оборудования необходим газ давлением 2,5 - 3,0 МПа.

В соответствии с п. 1.5 СНиП 2.05.06-85 «Магистральные трубопроводы» прокладка газопроводов давлением свыше 1,2 МПа по территории населенных пунктов запрещена, подача газа давлением 2,8-3,0 МПа для газотурбинных установок непосредственно на площадку ТЭЦ не представля-

ется возможной.

Это предопределяет технологическую необходимость установки дожимных газовых компрессоров для подачи газа на газовые турбины непосредственно на ТЭЦ в увязке с общей схемой газоснабжения ГТУ.

Для повышения давления газа перед газовыми турбинами до требуемого уровня 2,5 - 3,0 МПа предусматривается установка дожимных газовых компрессоров (ДГК) блочного типа, как правило $2 \times 100\%$ производительности.

Давление на входе в компрессор 1,2 МПа, давление на выходе - 2,7 МПа. Категория по взрывопожароопасности - «А».

Работа ДГК автоматизирована и осуществляется без постоянного эксплуатационного персонала. Компрессоры оснащены, в необходимом объеме, предохранительными устройствами, технологическими измерениями, защитами и блокировками.

Хозяйство дизельного топлива предназначено для приема, хранения, подготовки и подачи жидкого топлива на газотурбинные установки и проектируется по «Руководящим указаниям по проектированию хозяйств жидкого топлива газотурбинных и парогазовых установок ТЭС». РД 34.44.102-97.

В состав хозяйства входят:

- приемно-сливное устройство на две цистерны;
- насосная дизельного топлива;
- склад дизельного топлива с двумя наземными металлическими резервуарами (емкость определяется расчетом).

Подача дизельного топлива на ТЭЦ предусматривается железнодорожным транспортом в цистернах. Возможна также доставка топлива автотранспортом. Один резервуар является расходным, другой - отстойным.

Резервуары хранения топлива оборудуются дыхательными клапанами с огнепреградителями, обеспечивающими избыточное давление внутри резервуара до 200 мм вод. ст.

Отбор дизельного топлива из расходного резервуара для подачи его на сжигание предусматривается плавающим заборным устройством с верхних слоев.

Для дегазации и очистки резервуаров предусматривается подача в них пара. Принципиальная схема топливоснабжения приведена на рисунке 2-15.

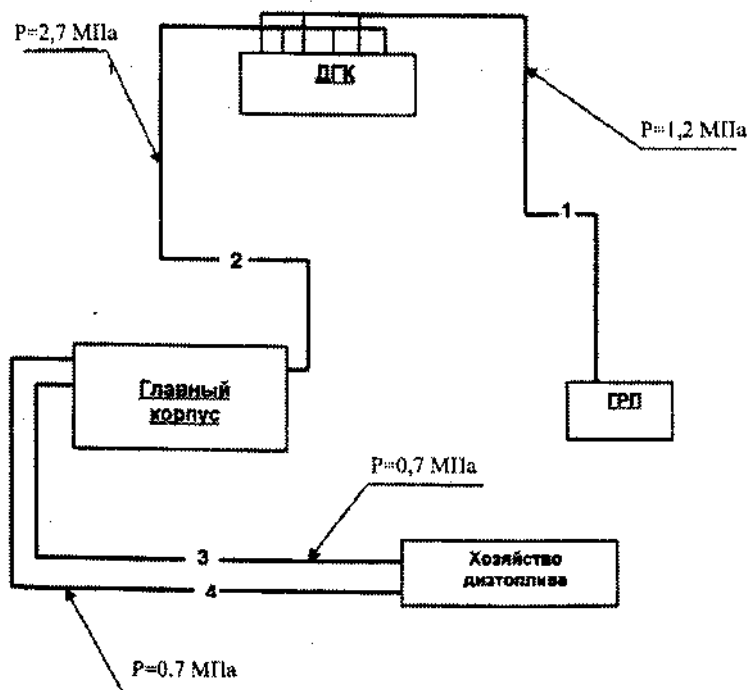


Рисунок 2.15 - Принципиальная схема топливоснабжения ПГУ:

1 - газопровод высокого давления $P = 1,2$ МПа; 2 - газопровод высокого давления $P = 2,7$ МПа; 3 - трубопровод дизтоплива на ГТУ $P = 0,7$ МПа; 4 - трубопровод обратной рециркуляции дизтоплива $P = 0,7$ МПа.

2.4 Паровые котлы

Паровые котлы и паровые турбины являются основными агрегатами тепловой части электростанции.

Паровой котел - это устройство, имеющее систему поверхностей нагрева для получения пара из непрерывно поступающей в него питательной воды путем использования теплоты, выделяющейся при сгорании органического топлива (рисунок 2.16). В современных паровых котлах организуется факельное сжигание топлива в камерной топке, представляющей собой призматическую вертикальную шахту. Факельный способ сжигания характеризуется непрерывным движением топлива вместе с воздухом и продуктами сгорания в топочной камере.

Топливо и необходимый для его сжигания воздух вводятся в топку котла через специальные устройства - горелки.

Топка в верхней части соединяется горизонтальным газоходом с призматической вертикальной шахтой (иногда с двумя), называемой по основному виду происходящего в ней теплообмена конвективной шахтой.

В топке, горизонтальном газоходе и конвективной шахте находятся поверхности нагрева, выполняемые в виде системы труб, в которых движется рабочая среда.

В зависимости от основного способа передачи теплоты поверхностям нагрева их можно подразделить на следующие виды: радиационные - теплота передается в основном излучением; радиационно-конвективные - теплота передается излучением и конвекцией примерно в равных количествах; конвективные - теплота передается в основном конвекцией.

В топочной камере по всему периметру и по всей высоте стен обычно располагаются трубные плоские системы - топочные экраны (рисунок 2.16), являющиеся радиационными поверхностями нагрева. В современных конструкциях котлов топочные экраны выполняют из плавниковых труб, свариваемых между собой по плавникам и образующих сплошную газоплотную оболочку (рисунок 2.17 б).

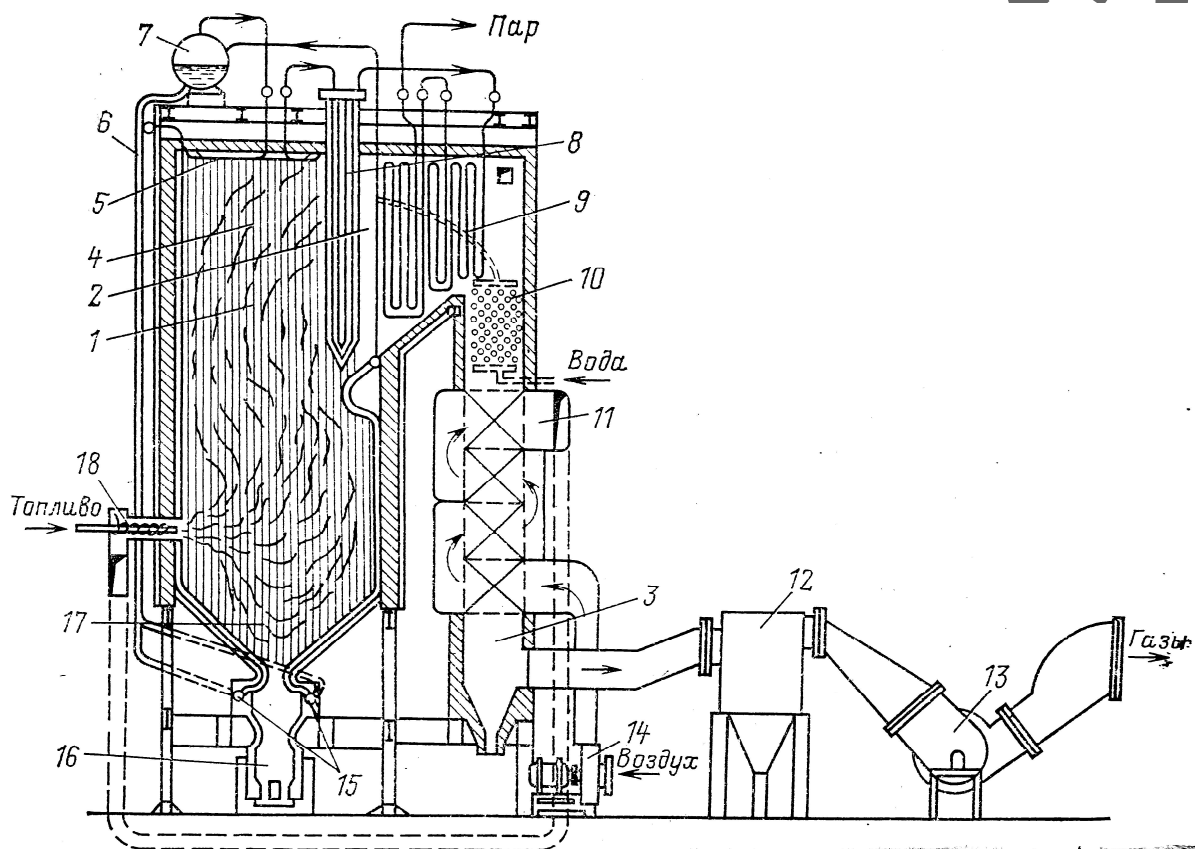


Рисунок 2.16 – Схема парового котла

1 - топочная камера (топка); 2 - горизонтальный газоход; 3 - конвективная шахта; 4 - топочные экраны; 5 - потолочные экраны; 6 - опускные трубы; 7 - барабан; 8 - радиационно-конвективный пароперегреватель; 9 - конвективный пароперегреватель; 10 - водяной экономайзер; 11 - воздухоподогреватель; 12 - золоуловитель; 13 - дымосос; 14 - дутьевой вентилятор; 15 - нижние коллекторы экранов; 16 - шлаковый комод; 17 - холодная воронка; 18 - горелки.

Поверхность нагрева, где вода подогревается до температуры насыщения, называется экономайзером; образование пара происходит в парообразующей (испарительной) поверхности нагрева, а его перегрев - в пароперегревателе. Система трубных элементов котла, в которых движутся питательная вода, пароводяная смесь и перегретый пар, образует его водопаровой тракт.

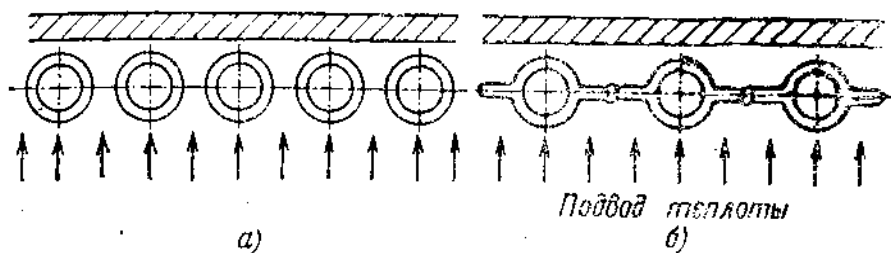
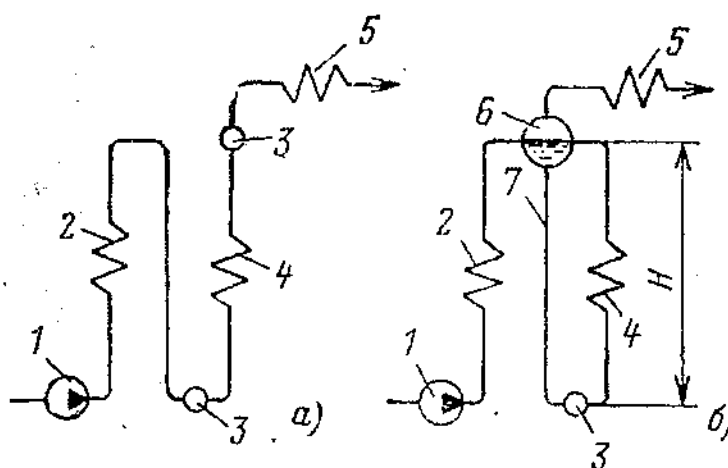


Рисунок 2.17 - Схемы выполнения топочных экранов



a - из обычных труб; *б* - из плавниковых труб.

Рисунок 2.18 – Схемы водопаровых трактов котлов

a - прямоточная схема; *б* - схема с естественной циркуляцией; 1 - питательный насос; 2 - экономайзер; 3 - коллектор; 4 - парообразующие трубы; 5 - пароперегреватель; 6 - барабан; 7 - опускные трубы.

Для непрерывного отвода теплоты и обеспечения приемлемого температурного режима металла поверхностей нагрева организуется непрерывное движение в них рабочей среды. При этом вода в экономайзере и пар в пароперегревателе проходят через них однократно.

Водопаровой тракт прямоточного котла представляет собой разомкнутую гидравлическую систему, во всех элементах которой рабочая среда движется под напором, создаваемым питательным насосом. В прямоточных котлах нет четкой фиксации экономайзерной, парообразующей и пароперегревательной зон. Прямоточные котлы работают на докритическом и сверхкритическом давлении.

В котлах с естественной циркуляцией (рисунок 2.18,а) питательная вода, подаваемая насосом, подогревается в экономайзере и поступает в барабан. Из барабана по опускным необогреваемым трубам вода поступает в нижний коллектор, откуда распределяется в обогреваемые трубы, в которых закипает. Необогреваемые трубы заполнены водой, имеющей плотность ρ' , обогреваемые трубы заполнены пароводяной смесью, средняя плотность которой меньше и равна $\rho_{см}$. Нижняя точка контура - коллектор с одной стороны подвергается давлению столба воды, заполняющей необогреваемые трубы, равному $H \rho' g$, а с другой - давлению столба пароводяной смеси, равному $H \rho'_{см} g$. Возникающая разность давлений $H(\rho' - \rho_{см}) g$ вызывает

движение в контуре и называется движущим напором естественной циркуляции $S_{дв}$ (Па):

$$S_{дв} = H(\rho' - \rho_{см}) g, \quad (2.6)$$

где H - высота контура, м; ρ' и $\rho_{см}$ - соответственно плотность воды и пароводяной смеси, кг/м³; g - ускорение свободного падения, м/с².

Отношение массового расхода циркулирующей в контуре воды G_B к количеству образовавшегося пара в единицу времени G_n называется кратностью циркуляции:

$$R = G_B / G_n \quad (2.7)$$

В котлах с естественной циркуляцией $R = 4 - 30\%$.

В барабане образовавшийся пар отделяется и поступает в пароперегреватель и далее в турбину.

Поскольку наличие в парогенерирующих поверхностях двух фаз - воды и пара возможно лишь при докритическом давлении, барабанные котлы работают при давлениях меньше критического.

Температура в топке, в зоне горения факела, достигает 1600 - 1800°C. Стены топочной камеры выполняются из огнеупорного материала, наружная их часть покрывается тепловой изоляцией. Частично охладившиеся в топке продукты сгорания с температурой 900 - 1200°C поступают в горизонтальный газоход котла, где омывают пароперегреватель, а затем направляются, в конвективную шахту, в которой размещаются промежуточный пароперегреватель, водяной экономайзер и последняя по ходу газов поверхность нагрева - воздухоподогреватель, в котором воздух подогревается перед подачей его в топку котла. Продукты сгорания за последней поверхностью нагрева называют уходящими газами; они имеют температуру 120 - 160°C. Поскольку дальнейшая утилизация теплоты при такой низкой температуре нерентабельна, уходящие газы с помощью дымососа удаляются в дымовую трубу.

Большинство топок котлов работает под небольшим разрежением, равным 20 - 30 Па (2 - 3 мм вод. ст.) в верхней части топочной камеры. По ходу продуктов сгорания разрежение в газовом тракте увеличивается и составляет перед дымососами 2000 - 3000 Па, что вызывает присосы атмосферного воздуха через неплотности в стенах котла. Они разбавляют охлаждаются продукты сгорания, понижают эффективность использования топлива; кроме того, при этом увеличивается нагрузка дымососов и растет расход электроэнергии на их привод.

Современные котлы работают под наддувом, когда топочная камера и газоходы работают под избыточным давлением, создаваемым вентиляторами, а дымососы не устанавливаются. Для работы котла под наддувом он выполняется газоплотным.

Поверхности нагрева котла - топочные экраны, пароперегреватели находятся в зоне высоких температур и работают при высоких внутренних давлениях - до 30 МПа, поэтому даже кратковременное прекращение движения по ним рабочей среды приведет к резкому повышению температуры металла и разрыву труб.

Поверхности нагрева котлов выполняются из сталей различных марок в зависимости от параметров и характера движущейся в них среды, а также уровня температур и агрессивности продуктов сгорания, с которыми они находятся в контакте.

Важное значение для надежной работы котла имеет качество питательной воды. В котел непрерывно поступает с питательной водой некоторое количество растворенных солей и взвешенных твердых частиц, в том числе окислов железа и меди, образующихся в результате коррозии оборудования электростанции. Очень небольшая часть солей уносится вырабатываемым паром. При кипении воды в котле соли выпадают из раствора, а на внутренней поверхности обогреваемых труб появляется накипь, которая плохо проводит теплоту. В результате покрытые изнутри слоем накипи трубы недостаточно охлаждаются движущейся в них средой, нагреваются до высокой температуры, теряют свою прочность и могут разрушиться под действием внутреннего давления. Поэтому часть воды с повышенной концентрацией солей необходимо постоянно удалять из котла. На восполнение удаленного количества воды подается питательная вода с меньшей концентрацией примесей. Такой процесс замены воды в замкнутом контуре называется непрерывной продувкой. Непрерывная продувка производится из барабана котла.

В прямоточных котлах из-за отсутствия барабана непрерывная продувка отсутствует, поэтому к качеству питательной воды этих котлов предъявляются особенно высокие требования. Они обеспечиваются путем очистки турбинного конденсата после конденсатора в специальных конденсатоочистительных установках и соответствующей обработкой добавочной воды на водоподготовительных установках.

Вырабатываемый современным котлом пар является, вероятно, одним из наиболее чистых продуктов, производимых промышленностью в больших количествах. Так, например, для прямоточного котла, работающего на сверхкритическом давлении, содержание загрязнений не должно превышать 30 - 40 мкг/кг.

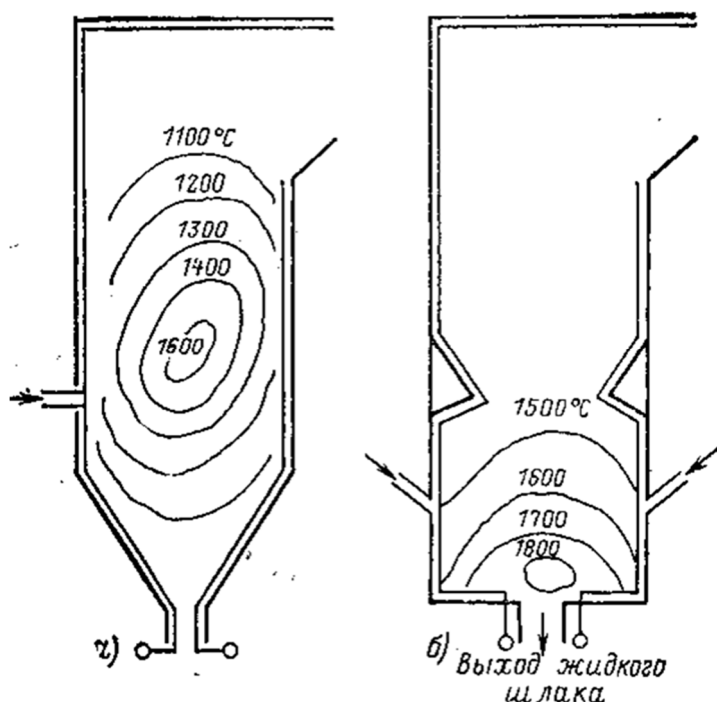
Важной проблемой эксплуатации котлов является удаление золы и шлаков, образующихся при сжигании топлива.

Минеральная часть угля содержит глину $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, окись кремния SiO_2 , железный колчедан FeS , сульфат кальция $CaSO_4$ и т. п. Образующаяся в топке зола - это смесь минералов, находящихся в свободном состоянии или связанных с топливом. Расплавляясь при высокой температуре, зола образует шлак.

Процесс горения следует организовать так, чтобы расплавленная до тестообразного состояния зола не налипала на поверхности нагрева.

Существует два способа удаления шлаков: твердое и жидкое шлакоудаление. Выбор способа шлакоудаления зависит от мощности котла, вида топлива и свойств его золы.

В соответствии с этим по-разному выполняется и топочная камера. При твердом шлакоудалении (рисунок 2.19, а) в ядре факела, где достигается наивысшая температура, зола, остающаяся после выгорания горючей части топлива, расплавляется, затем по мере движения факела и отдачи теплоты излучением к экранным поверхностям нагрева затвердевает и большей частью (85 - 90%) уносится дымовыми газами. Остальная зола попадает в твердом виде в нижнюю часть топки, так называемую холодную воронку, откуда и удаляется.



а - с твердым шлакоудалением; б - с жидким шлакоудалением

Рисунок 2.19 – Схемы топков

В котлах с жидким шлакоудалением (рисунок 2.19, б) за счет более низкого расположения горелок, покрытия нижней части экранных труб огнеупорной массой и других конструктивных решений в нижней части топки поддерживается высокая температура, обеспечивающая стекание образовавшегося шлака со стенок топки над ее под. Интенсивный нагрев шлака до 1700 - 1800°C придает ему хорошую текучесть, этим обеспечивается его непрерывное вытекание через летку. Таким способом может быть удалено 40% всей золы.

Современные котлы электростанций работают с достаточно высоким коэффициентом полезного действия. Теплота, затрачиваемая на подогрев питательной воды, ее испарение и перегрев полученного пара, - это полезно использованная теплота Q_1 .

Основной потерей теплоты в котле является потеря с уходящими га-

зами Q_2 . Кроме того, могут быть следующие потери: от химической неполноты сгорания Q_3 , обусловленные наличием в уходящих газах CO , H_2 и CH_4 ; с механическим недожогом топлива Q_4 , связанные с наличием в золе частичек несгоревшего углерода; в окружающую среду Q_5 через ограждающие котел и газоходы конструкции; с физической теплотой шлака Q_6 .

Выражая составляющие теплового баланса котла в долях количества теплоты, выделившейся при сгорании топлива Q , т. е. $q_1 = Q_1 / Q$; $q_2 = Q_2 / Q$ получим коэффициент полезного действия котла:

$$\eta_k = q_1 = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6) \quad (2.8)$$

Потеря теплоты с уходящими газами составляет 5 - 8% и уменьшается с уменьшением избытка воздуха; меньшая цифра потерь соответствует горению практически без избытка воздуха, когда воздуха в топку подается лишь на 2 - 3% больше, чем теоретически необходимо для горения

Отношение действительного количества воздуха, подаваемого в топку, V_d к теоретически необходимому, для сгорания топлива V_T называют коэффициентом избытка воздуха α : $\alpha = V_d / V_T$.

Уменьшение избытка воздуха может привести к неполному сгоранию топлива, т. е. к возрастанию потерь с химическим и механическим недожогом, поэтому, принимая q_5 и q_6 постоянными, устанавливают такой избыток воздуха α , при котором сумма потерь $q_2 + q_3 + q_4$ минимальная.

Оптимальные избытки воздуха поддерживаются с помощью электронных автоматических регуляторов процесса горения, изменяющих подачу топлива и воздуха при изменениях нагрузки котла и обеспечивающих при этом наиболее экономичный режим его работы. Коэффициент полезного действия современных котлов составляет 92 - 94%.

Все элементы котла: поверхности нагрева, коллекторы, барабаны, трубопроводы, обмуровка, помосты и лестницы обслуживания - монтируются на каркасе, представляющем собой рамную конструкцию. Каркас опирается на фундамент или подвешивается к балкам, т. е. опирается на несущие конструкции здания. Масса котла вместе с каркасом довольно значительна. Так, например, суммарная нагрузка, передаваемая на фундаменты через колонны каркаса котлом паропроизводительность $D = 950$ т/ч, составляет более 6000 т. Стены котла покрываются изнутри огнеупорными материалами, снаружи - тепловой изоляцией.

Применение газоплотных экранов приводит к экономии металла на поверхности нагрева; кроме того, вместо огнеупорной кирпичной обмуровки стены покрываются лишь легкой тепловой изоляцией, что позволяет на 30 - 50% уменьшить массу котла.

2.5. Паротурбинные установки

Паровая турбина вместе с относящимися к ней регенеративными подогревателями, конденсатором, насосами, трубопроводами и арматурой образует паротурбинную установку.

Современная паровая турбина состоит из большого числа деталей, тщательно изготовленных и собранных в единый агрегат (рисунок 2.20).

Наряду с экономичностью современная турбина должна отвечать высоким требованиям безопасности, надежности и маневренности. Требование высокой маневренности предъявляется ко всему энергетическому оборудованию. Турбина должна допускать быстрый пуск, набор и изменение нагрузки, и останов.

Эта задача для агрегата, работающего при высоких начальных параметрах пара (23,5 МПа, 540 - 560°C) и имеющего стенки корпусов, фланцев большой толщины, весьма сложна.

При разработке и эксплуатации турбин приходится сталкиваться с весьма сложными проблемами аэродинамики, теории колебаний, теплоотдачи, работы металла при высоких температурах и вибрациях, автоматического регулирования и контроля работы турбоустановки. Эти вопросы рассматриваются в специальных курсах.

Турбина (рисунок 2.20) состоит из вращающейся части ротора и неподвижной части - статора. К ротору относятся вал и закрепленные на нем диски с рабочими лопатками. Статор включает паровпускные органы, сопловые решетки, подшипники и пр. Корпус турбины, как правило, делается разъемным в горизонтальной плоскости по центральной линии вала. В настоящее время в мире производятся турбины, не имеющие горизонтального разреза. Их отличает высокая маневренность.

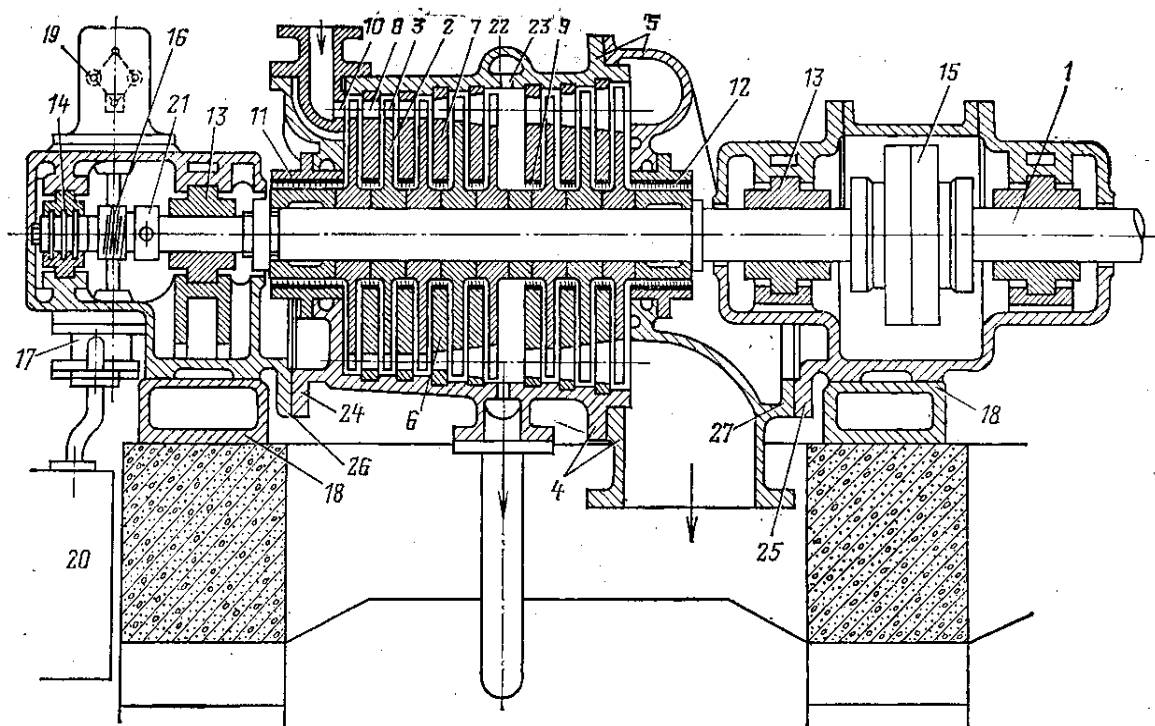


Рисунок 2.20 – Схема устройства многоступенчатой паровой турбины

1 вал турбины; 2- диски; 3 - рабочие решетки; 4 - нижняя половина корпуса; 5 - верхняя половина (крышка) корпуса; 6 - диафрагмы (нижние половины); 7 - диафрагмы (верхние половины); 8 - сопловые решетки; 9 - уплотнения диафрагмы; 10

- сопловая решетка первой ступени давления; 11 - переднее уплотнение; 12 - заднее уплотнение; 13 - опорные подшипники; 14 - упорный подшипник; 15 - соединительная муфта; 16 - червячная передача; 17 - масляный насос; 18 - фундаментные плиты; 19 - регулятор скорости; 20 - масляный бак; 21 - регулятор безопасности; 22 - камера отбора; 23 - окна для отбора пара; 24, 27 - опорные фланцы корпуса; 25, 26 - фланцы опорных блоков.

Нижняя его часть опирается на фундамент, верхняя часть устанавливается на нижнюю и крепится по фланцам с помощью шпилек и гаек. Через паровпускные органы в сопловую коробку вводится свежий пар; корпус заканчивается выхлопным патрубком, через который отработавший пар отводится из турбины.

В неподвижных каналах - соплах пар расширяется, при этом его давление и температура снижаются, скорость парового потока возрастает ров в секунду и соответственно увеличивается его кинетическая энергия (рисунок 2.21).

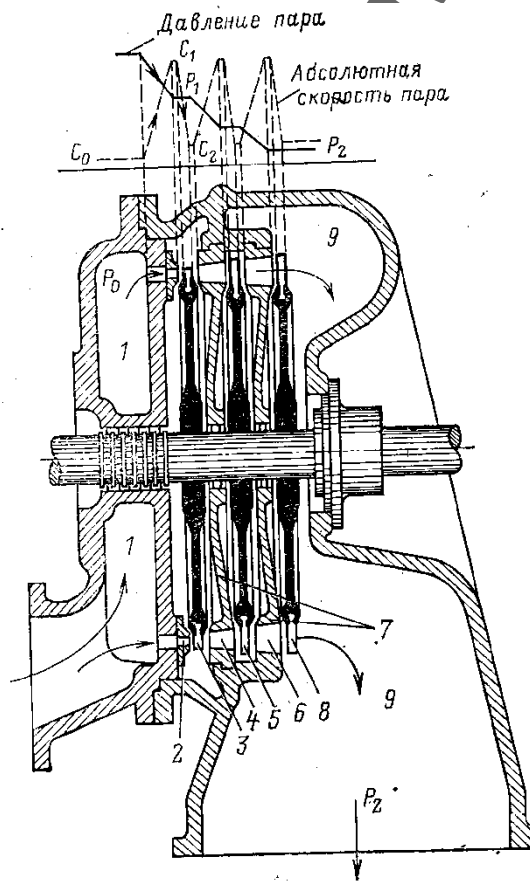


Рисунок 2.21 – Схема работы пара в турбине

1, 9 - камеры свежего и отработанного пара; 2, 4, 6 - сопла; 3, 5, 8 - рабочие лопатки; 7 - диафрагма.

Последняя, используется в подвижных рабочих лопатках, закрепленных на дисках, насаженных на вал турбины (рисунок 2.22). Между дисками располагаются неподвижные перегородки - диафрагмы с закрепленными в них соплами. Диафрагма и диск с рабочими лопатками образуют ступень турбины. При большом числе ступеней (20 - 30) турбина состоит из не-

скольких цилиндров. Частота вращения паровых энергетических турбин обычно составляет 3000 об/мин, или 50 с^{-1} , что соответствует принятой в Европе частоте переменного тока 50 Гц (в США и Японии – 3600 об/мин или 60 с^{-1} соответственно).

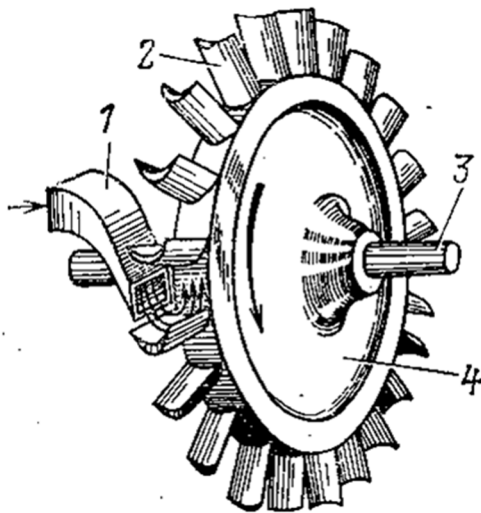


Рисунок 2.22 – Схема простейшей турбины
1 - сопловой аппарат; 2 - рабочая лопатка; 3 - вал; 4 - диск

На каждой рабочей ступени турбины срабатывается определенная часть теплоперепада, т. е. лишь часть внутренней энергии пара преобразуется в механическую энергию, передаваемую с вала турбины на вал электрогенератора. Увеличение числа ступеней приводит к повышению КПД турбинной установки, так как каждая ступень работает в более оптимальном режиме, однако увеличение числа ступеней оправдывает себя лишь до некоторого предела. Чем больше число ступеней, тем сложнее и дороже турбина.

Крупные энергоблоки, работающие при высоком и закритическом давлении пара, выполняются с промежуточным перегревом. Пар высоких параметров, совершая работу в турбине, на последних ее ступенях увлажняется, а это приводит к снижению КПД и эрозионному воздействию капелек влаги на рабочие лопатки турбины. Кроме понижения конечной влажности пара при использовании промежуточного перегрева повышаются показатели тепловой экономичности цикла.

На рисунке 2.23 дана схема конденсационной турбины большой мощности, работающей при начальном давлении пара 240 кгс/см^2 (23,5 МПа), температуре свежего пара 560°C , частоте вращения 3000 об/мин.

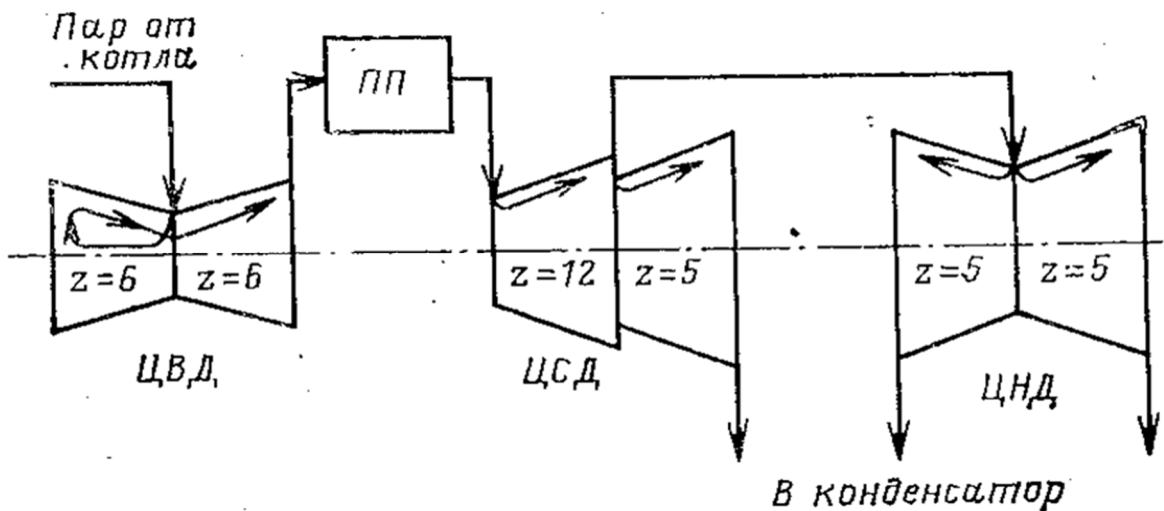


Рисунок 2.23 - Схема турбины большой мощности
z - число ступеней.

Турбина состоит из трех цилиндров: цилиндра высокого давления (ЦВД), цилиндра среднего давления (ЦСД) и цилиндра низкого давления (ЦНД). В 12 ступенях ЦВД пар расширяется от указанных выше начальных параметров до давления 4 МПа, после чего направляется в промежуточный пароперегреватель ПП, установленный в котле, и далее с давлением 3,5 МПа и температурой 560°С поступает в ЦСД. В 12 головных ступенях ЦСД пар расширяется до давления 0,2 МПа, затем разделяется на два потока: одна треть проходит 5 ступеней низкого давления, расположенных в ЦСД, и поступает в конденсатор, а $\frac{2}{3}$ пара по перепускным трубам подаются в ЦНД, где, разделяясь на два потока, проходят по пяти ступеням низкого давления и направляются также в конденсатор. Давление пара за последними ступенями перед входом в конденсатор равно 0,0035 МПа. Разделение пара в части низкого давления на три потока связано с большими объемами пара в последних ступенях. Выпуск всего объема пара через одну решетку приводит к недопустимым по соображениям прочности высотам рабочих лопаток. Даже при разделении пара в последних ступенях на три потока высота лопаток составляет 960 мм, а окружная скорость на их вершинах 540 м/с. При массе последней лопатки 9,8 кг центробежная сила, действующая на нее, равна примерно 950 кН.

Теплофикационные турбины, устанавливаемые на ТЭЦ, могут иметь один или два регулируемых отбора (например, промышленный и теплофикационный). В теплофикационных турбинах имеются два отбора пара для подогрева воды в системе теплоснабжения (из них один регулируемый) и, кроме того, может быть осуществлен предварительный подогрев сетевой воды в специальном подогревателе, встроенном в конденсатор.

Турбины атомных электростанций работают при значительно более низких параметрах пара, чем крупных ТЭС, и в большинстве случаев на насыщенном паре. В связи с этим в большом числе ступеней турбин АЭС движется влажный пар и приходится принимать специальные меры для отвода влаги из парового потока. При низких начальных параметрах пара рас-

ходы его на турбину существенно больше, чем на ТЭС высокого давления при той же мощности. В крупных турбинах АЭС мощностью 500 МВт приходится устанавливать более высокие лопатки и по соображениям прочности для уменьшения центробежных сил, действующих на лопатку, применять пониженную частоту вращения ротора - 1500 Об/мин вместо обычных 3000 об/мин. Это вызывает утяжеление и удорожание турбины.

Отработавший пар конденсационных турбин и турбин и турбин с промышленными и теплофикационными отборами поступает в конденсатор, где поддерживается давление значительно ниже атмосферного. В конденсаторе осуществляется отвод теплоты от рабочего тела - пара, при возможно более низкой температуре и давлении с превращением пара в конденсат, идущий вновь на питание котлов. Здесь теплота отдается охлаждающей (циркуляционной) воде. Конденсат не должен смешиваться с охлаждающей водой, имеющей большое количество примесей, поэтому конденсатор представляет собой теплообменник поверхностного типа. Теплообмен от пара к охлаждающей воде происходит через тонкие стенки хорошо проводящих теплоту трубок небольшого диаметра, чаще всего латунных, внутри которых движется охлаждающая вода. В конденсатор поступает влажный пар; температура насыщения конденсирующегося пара t_K тем ниже, чем ниже температура циркуляционной, воды. При прямоточном водоснабжении, когда вода в конденсатор забирается из реки или пруда, ее температура колеблется от 2 до 20°C (среднегодовая расчетная температура 10 - 12°C); если же водоснабжение обратное с охлаждением воды в градирнях, температура ее меняется в зависимости от времени года от 10 - 12 до 35 - 40°C. Обычно циркуляционная вода в конденсаторе нагревается на 8 - 10°C. При поддержании давления в конденсаторе $p_K=0,0035$ МПа температура конденсации $t_K = 26,4^\circ\text{C}$. В летнее время, когда температура охлаждающей воды выше среднегодовой расчетной, давление в конденсаторе может повышаться до 0,01 МПа, что соответственно снижает экономичность работы турбоустановки. На 1т охлаждаемого в конденсаторе пара требуется прокачивать через конденсатор 50 - 60 т охлаждающей воды.

Для поддержания хороших условий теплообмена и постоянного парциального давления воздуха, а вместе с ним и общего давления в конденсаторе просачивающийся в конденсатор воздух необходимо непрерывно удалять. Для этого устанавливаются воздухоотсасывающие устройства - пароструйные или водоструйные эжекторы.

Конденсат из нижней части конденсатора откачивается конденсатными насосами и подается через подогреватели в котел.

Конденсатор (рисунок 2.24), как правило, устанавливается под турбиной и представляет собой горизонтально расположенный сосуд, сваренный из листовой стали. Внутри корпуса конденсатора, на некотором расстоянии от его торцов, ввариваются специальные пластины с отверстиями, называемые трубными досками, в которые завальцовываются трубки, образующие поверхность теплообмена. Корпус с торцов закрывается крышками так, что между крышками и трубными досками образуются водяные камеры. Если в

одной из камер установить горизонтальную перегородку (рисунок 2.24), то получим двухходовой конденсатор: охлаждающая вода поступает в нижний подводный патрубок передней камеры, проходит по нижним рядам труб и через заднюю камеру поступает в верхние ряды труб, после чего удаляется из конденсатора.

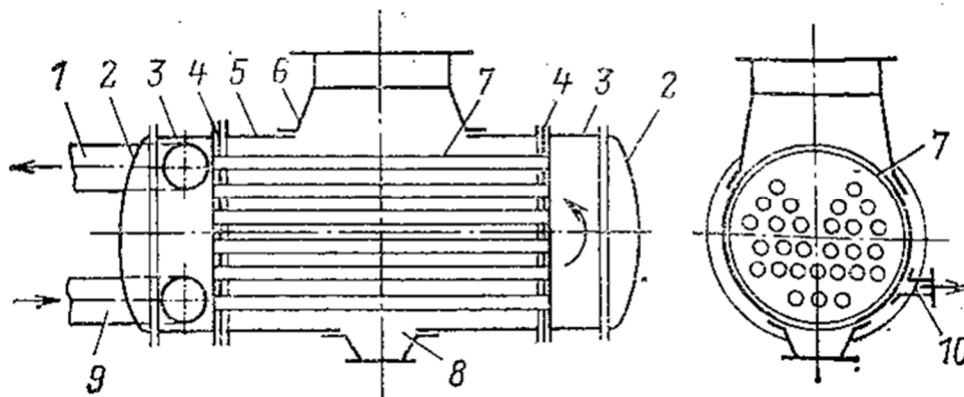


Рисунок 2.24 – Схема конденсатора.

1 - патрубок для выхода воды; 2 - крышка водяных камер; 3 - водяные камеры; 4 - трубные решетки; 5 - корпус конденсатора; 6 - пароприемная горловина; 7 - трубки; 8 - сборник конденсата; 9 - патрубок для подвода воды; 10 - патрубок для удаления воздуха

Ряд турбин большой мощности (500 МВт и выше) имеют конденсатор, расположенный по оси турбины, что снижает потерю давления в выхлопной части турбины.

2.6 Подготовка воды на электростанциях

Потери пара и конденсата в цикле ТЭС восполняются добавочной водой. Предъявляемые к ней требования чрезвычайно высоки и возрастают с ростом давления, при котором работает теплоэнергетическое оборудование.

Подготовка добавочной воды проводится на водоподготовительных установках (ВПУ) тепловых электростанций. Для обработки на ВПУ используются природные воды рек, озер, подземных источников и т. д.

Растворенные в воде соли, кислоты, щелочи находятся в виде отдельных ионов, молекул, небольших комплексов размером менее 1 нм (10^{-6} мм).

Состав природных вод в большинстве случаев определяется содержанием ионов Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , Cl^- , S^{2-} , HCO_3^- , HSiO_3^- . Ионы Fe^{2+} , Cu^{2+} , CO_3^{2-} , NH_4^+ и другие содержатся в природных водах в незначительном количестве, но их присутствие оказывает существенное влияние на свойства воды.

Качественной и количественной характеристикой вод, применяемых в теплоэнергетике, служат показатели качества воды. Наиболее важными из них являются содержание взвешенных веществ, сухой остаток, минеральный остаток, окисляемость, жесткость, щелочность.

Сухой остаток состоит из минеральных и органических веществ в коллоидной и молекулярно-дисперсной форме.

Минеральный остаток (или солесодержание) представляет собой сумму концентраций катионов и анионов, полученных в результате полного химического анализа воды.

Определение окисляемости необходимо для оценки содержания в воде органических веществ.

Жесткость воды равна сумме концентраций в ней накипеобразующих катионов кальция и магния (мг-экв/кг): $J = C_{Ca^{2+}} + C_{Mg^{2+}}$.

Щелочность представляет собой сумму концентраций гидроксильных ионов и всех анионов слабых кислот, связанных с катионами калия, натрия, кальция и другими, которые обуславливают при диссоциации или в результате гидролиза повышенную концентрацию ионов OH^- .

Природная вода на ВПУ проходит, как правило, две стадии обработки: предварительную, или предочистку, и ионитную.

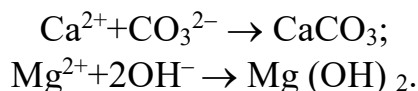
Предварительная обработка необходима для удаления из воды грубодисперсных и коллоидных примесей. Взвешенные вещества удаляются осветлением путем отстаивания и фильтрования: отстаивание представляет собой процесс естественного осаждения частиц под действием силы тяжести; фильтрование заключается в пропускании воды через пористый зернистый материал, на поверхности и в порах которого задерживаются грубодисперсные примеси воды.

Основным мероприятием, обеспечивающим эффективное удаление взвешенных и коллоидных примесей, является коагуляция. При коагуляции происходит слипание коллоидных частиц с образованием крупных хлопьев, которые выпадают в осадок, увлекая за собой и грубодисперсные примеси.

Образовавшиеся в процессе коагуляции хлопья можно удалить из воды отстаиванием в осветлителях и фильтрованием в специальных осветлительных аппаратах, называемых фильтрами.

В качестве зернистого материала в осветлительных фильтрах используют дробленый антрацит или кварцевый песок.

Обычно параллельно с коагуляцией, а иногда и самостоятельно осуществляется обработка воды методом осаждения, сущность которого состоит в том, что в обрабатываемую воду, содержащую растворенные примеси, добавляют реагенты, приводящие к образованию малорастворимых соединений, которые удаляются в дальнейшем при фильтровании. В качестве таких реагентов применяют известь $Ca(OH)_2$, соду Na_2CO_3 , едкий натр $NaOH$. При добавлении этих реагентов в воде создается избыток анионов CO_3^{2-} и OH^- , вступающих в реакцию с катионами Mg^{2+} и Ca^{2+} с образованием малорастворимых $Mg(OH)_2$ и $CaCO_3$:



Очистку воды с использованием методов коагуляции и осаждения проводят обычно в осветлителях (рисунок 2.25). В нижнюю часть осветлителя, выполняющую роль смесителя, подаются сырая вода и реагенты. В смесителе протекают процессы коагуляции и осаждения. Вода поднимается

вверх, при этом происходят укрупнение частиц осадка, образование хлопьев и их накопление в слое контактной среды (в зоне взвешенного осадка), способствующей ускорению и углублению процесса очистки воды. Далее вода поступает в зону осветления, собирается в желобе и отводится по трубе на дальнейшую обработку. Для удаления шлама в центральной части осветлителя расположен шламоуплотнитель, в который поступает осадок через шламоприемные окна. Вода с повышенной концентрацией шлама непрерывно удаляется в канализацию по трубе. Осветленная вода поднимается в верх шламоуплотнителя и через водозаборное устройство подается в сборный желоб. Смешиваясь с основным потоком, вода по трубе поступает на дальнейшую обработку в осветлительные (или механические) фильтры.

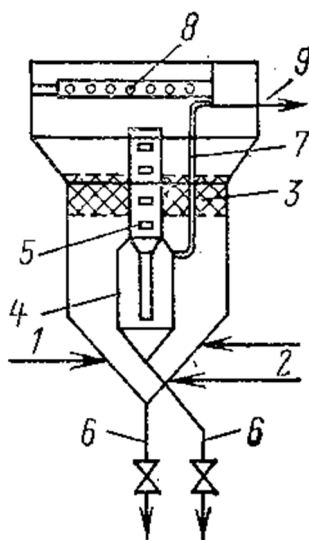
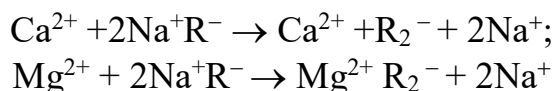


Рисунок 2.25 - Схема осветлителя

1 - сырая вода; 2 - реагенты; 3 - шлам; 4 - шламоуплотнитель; 5 - окна; 6 - удаление шлама; 7 - труба; 8 - желоб; 9 - осветленная вода.

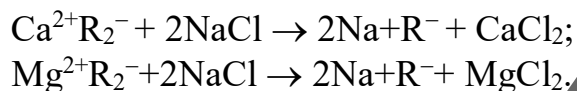
Основой химической обработки воды на электростанциях, как правило, являются ионирование, т. е. фильтрование воды через слой зернистого материала - ионита. Просачиваясь между зернами ионита, обрабатываемая вода обменивает часть ионов растворенных в ней электролитов на эквивалентное количество ионов ионита.

На ВПУ наиболее часто встречаются Na-катионитные, H-катионитные и анионитные фильтры. Для удаления накипеобразующих катионов кальция и магния (умягчения) воду можно обрабатывать на Na-катионовом фильтре. При этом ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} поглощаются ионитом, а в воду поступают ионы Na:



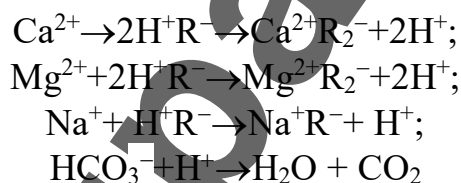
где R - неподвижная высокомолекулярная часть ионита.

В процессе ионного обмена материал фильтра истощается, в нем не остается ионов Na^+ , которые могли бы вступать в указанные реакции. Для восстановления рабочей способности зернистого материала к ионному обмену производится его регенерация. В процессе регенерации через истощенный Na-катионитный фильтр пропускается раствор хлористого натрия (поваренной соли), при этом происходит обмен ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , находящихся в ионите, на ионы Na^+ из раствора; т. е. идет процесс обратный-рабочему:



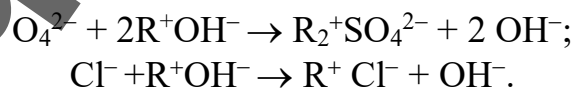
В результате Na-катионирования снижается жесткость воды, анионный состав воды и щелочность не изменяются, а солесодержание даже несколько увеличивается, так как вместо катионов кальция и магния с атомными массами соответственно 40 и 24 в раствор поступают два катиона натрия с атомной массой $23 * 2 = 46$.

При H-катионировании воды катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ замещаются катионом H^+ . Часть катионов водорода взаимодействует с находящимися в обрабатываемой воде бикарбонатными ионами HCO_3^- :



В результате обработки на H-фильтрах жесткость, щелочность, солесодержание воды снижаются. Регенерация H-катионитных фильтров проводится на ВПУ обычно серной кислотой.

Полное химическое обессоливание представляет собой процесс удаления из воды практически всех растворенных солей. Обрабатываемую воду пропускают последовательно через H-катионитные, а затем через анионитные фильтры. При анионировании в качестве обменных ионов чаще всего используется анион OH^- :



Регенерация анионита производится на ВПУ, главным образом едким натром.

Рассмотрим схему химического обессоливания воды, содержащей NaCl (рисунок 2.26). Обрабатываемая вода поступает в H-катионитный фильтр, где катионы Na^+ обмениваются на катионы H^+ , затем в анионитном фильтре происходит замещение анионов Cl^- анионами OH^- . Перешедшие в раствор ионы H^+ и OH^- образуют воду.

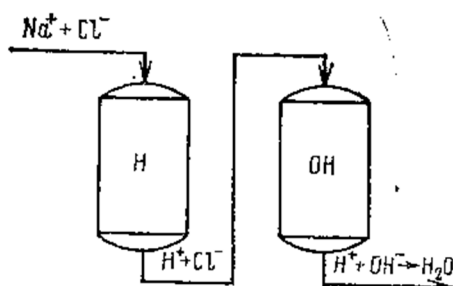


Рисунок 2.26 – Схема обессоливания воды

Реальные схемы обессоливания значительно сложнее и включают несколько ступеней, т. е. ряд последовательно включенных фильтров: $H_1 - A_1 - H_2 - A_2$, где H_1, H_2 - первая и вторая ступени H-катионитных фильтров; A_1, A_2 - первая и вторая ступени анионитных фильтров.

В процессе полного химического обессоливания можно получить воду с солесодержанием примерно 0,05 мг/л.

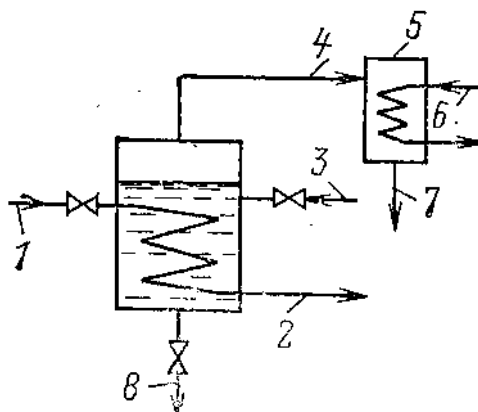


Рисунок 2.27 – Схема одноступенчатой испарительной установки
 1 – подвод греющего пара; 2 – отвод конденсата греющего пара; 3 - подвод питательной воды; 4 – отвод вторичного пара; 5 – конденсатор испарителя; 6 - охлаждающая вода; 7 – отвод дистиллята; 8 – линия продувки испарителя.

Химические методы обработки воды требуют значительного количества реагентов для регенерации фильтров. Кислые и щелочные воды после регенерации нейтрализуют и сбрасывают в реки и водоемы, что приводит к их засолению. Это большой недостаток химического метода.

Технологии подготовки воды для электростанций развиваются. В настоящее время основное их развитие – внедрение мембранных технологий.

Ужесточение требований к сбросным водам ВПУ определило развитие безреагентных методов очистки воды, среди которых наиболее разработаны для практического использования мембранные методы, такие как *обратный осмос, ультрафильтрация и электродиализ*. В основе всех мембранных технологий лежит перенос примесей или растворителя (воды) через мембраны. Природа сил, вызывающих такой перенос, и строение мембран в названных процессах различны. При использовании сил давления

мембраны должны пропускать молекулы воды, задерживания в максимальной степени ионы и молекулы примесей. При использовании электрических сил в электродиализном методе мембраны должны быть проницаемы для ионов и не должны пропускать молекулы воды.

По сравнению с другими мембранные методы имеют следующие преимущества:

- отсутствие фазовых переходов при отделении примесей от раствора позволяют свести к минимуму расход энергии на осуществление процессов;
- процессы очистки воды носят непрерывный характер (если исключить технологию очистки мембран);
- мембранные технологии не требуют добавок химических реагентов, а если последние и вводятся, то в минимальных количествах;
- не требуется специальный подогрев обрабатываемой воды;
- аппараты для реализации мембранных процессов относительно просты в конструктивном исполнении и не имеют движущихся частей;
- расход электроэнергии, необходимый для осуществления мембранных процессов, обычно не превышает 4 - 6,5 кВтч на 1 м³ обрабатываемой воды;
- в сбросных водах отсутствуют кислоты, щелочи; не привносятся дополнительные соли;
- процессы могут быть полностью автоматизированы;
- элементы установок изготавливаются либо из нержавеющей стали, либо полимеров, проблем антикоррозионной защиты нет;
- значительно снижаются капитальные затраты на строительство. Упрощается технологическая схема.

Термин «мембрана» в переводе с латинского означает «кожица, перепонка, оболочка». Идея мембраны и мембранного разделения заимствована у природы.

Первый мембранный процесс разделения водно-спиртовых смесей был реализован аббатом Нолле в 1798 году.

Область применения мембранных технологий в энергетике постоянно расширяется. Это объясняется их технологическими преимуществами, экономическими причинами и, в немалой степени, соображениями экологической безопасности.

2.7 Автоматизированные системы управления работой тепловых электростанций

Процессы производства и распределения электрической энергии и тепловой энергии на современных ТЭС почти полностью автоматизированы.

Под автоматизацией производства понимается управление оборудованием, машинами, механизмами и протекающими в них процессами с помощью специальных приборов и устройств (от простейших автоматов до сложных управляющих вычислительных машин) без участия человека или при ограниченном его участии.

В автоматизированном производстве человек по мере необходимости воздействует на основное (котлы, турбины) и вспомогательное оборудование и механизмы (насосы, транспортеры, углеразмольные мельницы и т. п.), ориентируясь на показания приборов теплотехнического контроля.

Обычно под термином «автоматизация» подразумевается применение комплекса следующих устройств:

- дистанционного управления;
- технологического контроля;
- технологической сигнализации;
- автоматического регулирования;
- автоматической защиты и блокировки.

Информация о ходе технологического процесса и состоянии оборудования подается на щит управления, например на щит управления энергоблоком.

Дистанционное управление - это управление механизмами на расстоянии. Примерами могут служить управление конвейерами подачи угля, включение и отключение электродвигателей мельниц, насосов и т. п. со щита управления.

Технологический контроль предназначен для измерения текущих значений различных параметров технологического процесса: давлений, температур, уровней, расходов, содержания солей в воде и паре. Приборы контроля часто устанавливаются в местах измерений, однако в большинстве случаев осуществляется дистанционный контроль (измерение) величин, характеризующих протекание технологического процесса, с передачей показаний, на щит управления.

Системы дистанционной передачи обычно включают первичный прибор, устанавливаемый в месте измерения и преобразующий измеренную величину в сигнал, удобный для передачи на значительное расстояние; линию передачи; вторичный прибор, устанавливаемый на щите управления (рисунок 2.28). Вторичный прибор может быть показывающим, т. е. иметь указатель (стрелку) и шкалу, или самопишущим, записывающим показания на специальную диаграммную бумагу. Вторичный прибор может совмещать функции показывающего и записывающего прибора, снабжаться счетчиком расхода среды (для расходомеров), а также устройствами сигнализации об отклонении измеряемой величины от допустимых значений.

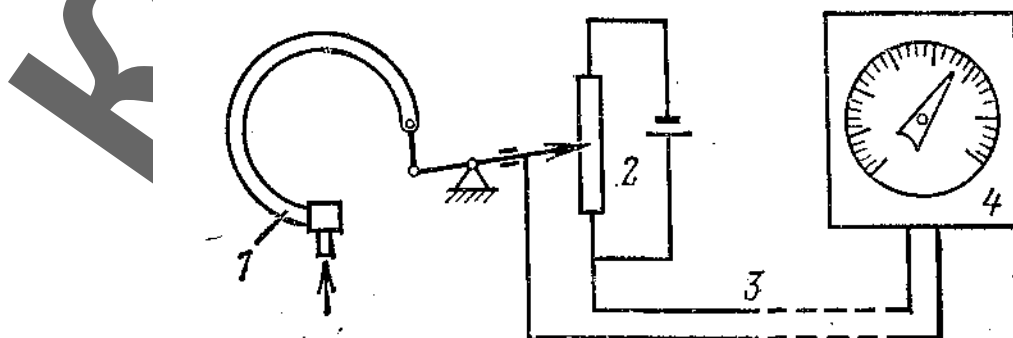


Рисунок 2.28 – Принцип передачи показаний приборов на расстояние

1 - манометрическая пружина; 2 - первичный реостатный преобразователь; 3 - линия передачи; 4 - вторичный прибор на щите управления.

Технологическая сигнализация о состоянии основного и вспомогательного оборудования и об отклонениях измеряемых величин позволяет оператору быстро определить, какие механизмы находятся в работе или в резерве (например, насосы, мельницы и т. п.), и сигнализирует (миганием лампочки, звонком или сиреной) о происшедших отклонениях температур, давления и т. д. Примером технологической сигнализации является сигнализатор о превышении давления выше допустимого (рисунок 2.29). При повышении или понижении давления стрелка контактного манометра замыкает один из контактов, подключенных к источнику питания, в результате чего на щите управления загорается сигнальная лампочка, подсвечивающая соответствующее табло, и одновременно включается электрический звонок или сирена.

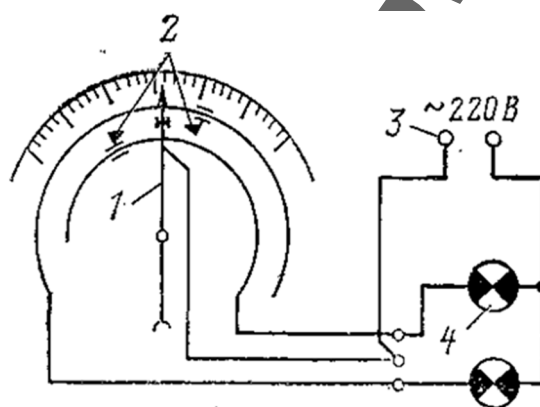


Рисунок 2.29 – Схема работы электроконтактного манометра.

1 - стрелка контактного манометра; 2 - контакты; 3 - источник питания; 4 - сигнальная лампочка.

Устройства автоматического регулирования предназначены для поддержания регулируемых величин - давлений, температур, уровней расходов, концентраций и других параметров на заданных уровнях или изменяющихся по заданному закону (например, в соответствии с изменением нагрузки).

В неавтоматизированной установке человек-оператор, управляющий установкой, изменяет положение регулирующего органа при отклонениях регулируемой величины (рисунок 2.30, а). Так, при понижении уровня, ориентируясь на показания прибора (водомерного стекла), необходимо увеличить подачу воды в регулируемый объект.

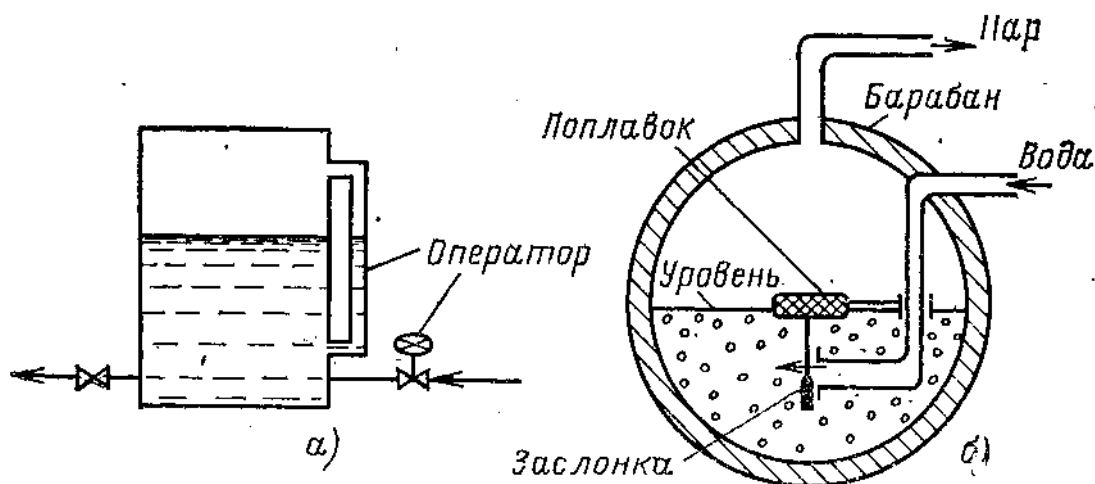


Рисунок 2.30 – Регулирование уровня вручную (а) и с использованием простейшего регулятора прямого действия (б)

Примером простейшего регулятора уровня прямого действия может служить регулятор уровня, изображенный на рисунке 2.30, б. Здесь энергия, необходимая для перемещения регулирующего клапана, накапливается в измерительном элементе регулятора (поплавке). По такой схеме работал первый промышленный автоматический регулятор питания котла водой, изобретенный И.И. Ползуновым.

Регуляторы прямого действия практически на электростанциях не применяются, так как для перемещения регулирующих клапанов, работающих при больших давлениях (а часто и высоких температурах) регулируемой среды, требуются значительные усилия. Кроме того, на регулятор часто подаются несколько различных импульсов, определяющих работу установки. В связи с этим на электростанциях преимущественное распространение получили электронные регуляторы, учитывающие изменения сразу нескольких величин (параметров), характеризующих протекание технологического процесса и управляющих электрическими исполнительными механизмами, перемещающими соответствующие регулирующие органы. Такие регуляторы называют регуляторами непрямого действия.

Примером может служить регулятор подачи питательной воды в барабанный котел, называемый обычно регулятором питания или регулятором уровня. Поддержание уровня воды в барабане является наиболее важным условием надежной работы парового котла. Даже кратковременные отклонения уровня за допустимые пределы могут привести к аварии - забросу воды в пароперегреватель, резкому снижению температуры поступающего в турбину пара при повышении уровня или «перепитке» и к нарушению циркуляции и перегосу экранных труб при понижении уровня или при «упуске» воды.

Отклонения уровня могут возникнуть вследствие небаланса между подачей воды в котел и расходом пара на турбину, а также изменения подачи топлива в топку. Регулятор питания должен при всех изменениях нагрузки, изменении давления в питательной магистрали и прочих воздействиях обеспечить поддержание уровня в барабане в заданных пределах.

Наиболее часто применяют трехимпульсный регулятор питания, получающий импульсы по уровню воды в барабане, расходам пара и питательной воды. Регулятор воздействует на клапан, установленный на линии питания. Требуемое значение уровня (или других регулируемых параметров) устанавливается с помощью задатчика регулятора. Общее число автоматических регуляторов на современном энергоблоке достигает 150 - 200.

Устройства автоматической технологической защиты служат для автоматического управления агрегатами или отдельными участками энергоблока при аварийных ситуациях.

Устройства защиты начинают действовать в случаях, когда автоматические системы регулирования не могут исправить возникшую аварийную ситуацию и оператор не в состоянии реагировать на аварийное изменение режима работы. Простейшим устройством защиты является предохранительный клапан, открывающийся при повышении давления выше допустимого. Устройства защиты содержат измерительный элемент, промежуточный усилитель сигнала (например, реле) и исполнительный механизм, воздействующий на объект защиты и приводящий к переключениям, снижениям нагрузки, а в наиболее тяжелых случаях к отключению оборудования.

Обычно вместе с устройствами защиты работают и схемы блокировок, определяющие последовательность переключений в технологических схемах. Так, в рассмотренной ранее схеме топливоподачи (см. рисунок 2.10) при отключении конвейера 10, подающего уголь после дробления в бункера главного здания станции, должны автоматически отключаться конвейеры 3 и 5, а конвейер 5 не может быть включен, если не включен конвейер 10.

Особенно велика роль защит и блокировок на современных крупных энергоблоках, на которых оператор не успевает реагировать на возможные, часто совпадающие по времени отклонения различных физических величин, характеризующих ход технологического процесса.

На современных энергоблоках количество точек контроля различных показателей, характеризующих технологический процесс и состояние оборудования (давления, температуры, расходы, положения запорных и регулирующих органов, состояния вспомогательных механизмов и т. д.), достигает 1,5 - 2 тыс. Щит управления современного энергоблока представлен на рисунке 2.31. Установка на каждую измеряемую величину отдельного первичного и вторичного прибора и на каждый регулирующий и запорный орган отдельного ключа управления приводит к большой протяженности щитов управления. Обзор щитов ухудшается, а самоуправление становится практически невозможным.

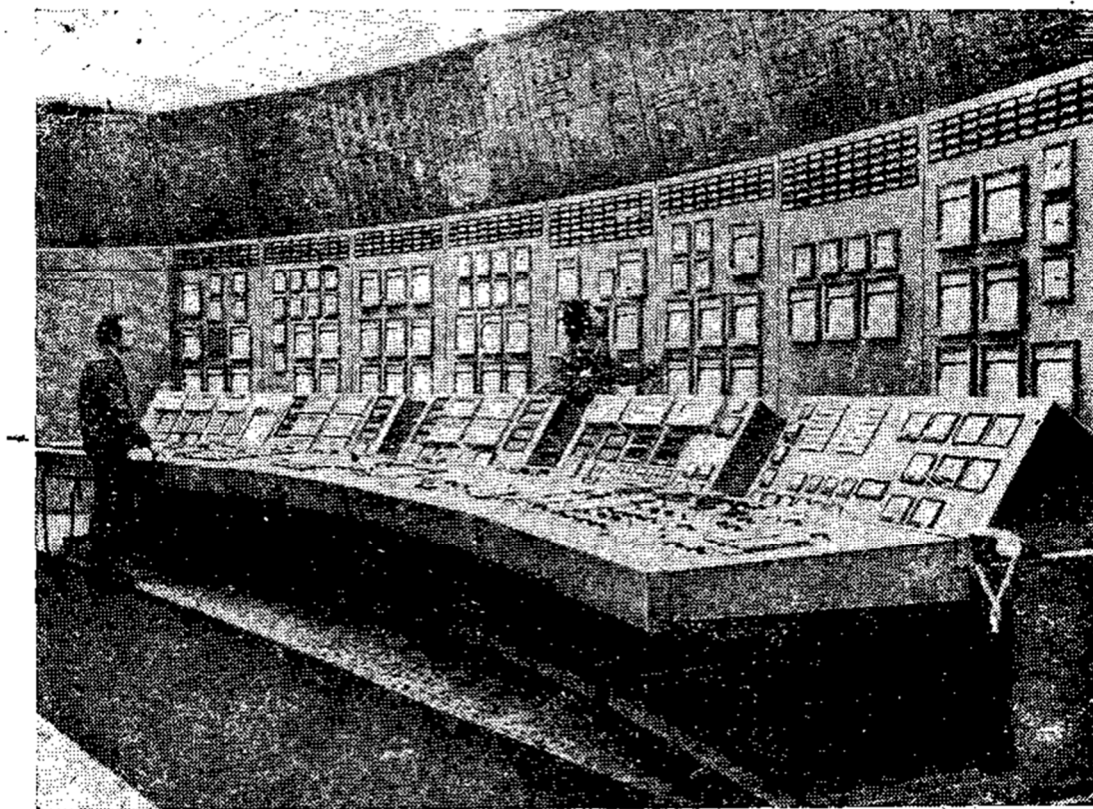


Рисунок 2.31 – Щит управления энергоблоком.

В связи с этим на крупных энергоблоках находят применение информационно-вычислительные машины (ИВМ), которые поочередно за очень короткое время «опрашивают» все контролируемые величины, и если какая-либо из них отклонилась от заданного значения, сигнализируют о возникшем отклонении оператору. На щите устанавливается небольшое число вторичных приборов, и оператор может с помощью клавишной системы, «вызвать» на вторичный прибор ту величину, которая ему необходима. Оператор освобождается от «сторожевых» функций и наблюдает при наличии ИВМ лишь за наиболее важными параметрами и теми из них, которые отклонились от заданных значений. Информационно-вычислительные машины рассчитывают также текущие значения КПД в темпе с выработкой тепловой и электрической энергии, что позволяет-вовремя вмешиваться в ход технологического процесса с целью его оптимизации.

Дальнейшее развитие систем управления идет по пути применения управляющих вычислительных машин, обеспечивающих управление работой оборудования в нормальных режимах, а также при пусках и остановках оборудования и в аварийных ситуациях.

Современную систему управления блоком на примере блока ПГУ рассмотрим дальше по тексту.

2.8 Электрическая часть электростанций

На любых электростанциях (тепловых, атомных, гидравлических) преобразование энергии вращения ротора турбины в электроэнергию происходит в электрическом генераторе, вал которого соединен свалом турби-

ны.

Работа электрогенератора основана на известном законе электромагнитной индукции Фарадея, согласно которому в проводнике, движущемся в магнитном поле и пересекающем магнитные силовые линии, возникает ЭДС (рисунок 2.32), направление которой определяется правилом правой руки. Индуцируемая ЭДС при движении проводника перпендикулярно силовым линиям магнитного поля определяется значением индукции, длиной проводника и скоростью его перемещения:

$$E = B l v. \quad (2.9)$$

Турбогенератор это электромеханический трехфазный индукционный генератор переменного тока.

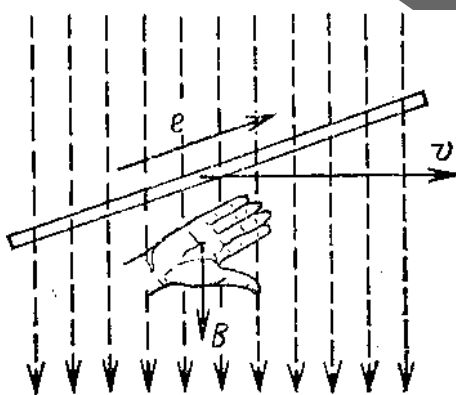


Рисунок 2.32 – Возникновение ЭДС в проводнике, пересекающем магнитные силовые линии

v – скорость движения проводника; B – магнитная индукция; e - индуцируемая в проводнике ЭДС

Ротор его представляет собой электромагнит, обмотки которого питаются постоянным током от специального возбудителя. Роторы генератора и возбудителя имеют обычно общий вал. Мощность возбудителя не превышает нескольких процентов мощности генератора.

Инициатором применения переменного тока был выдающийся русский электротехник П. Н. Яблочков. Он разработали оригинальные конструкции генераторов переменного тока, изобрел трансформатор, применение которого послужило мощным толчком для широкого применения переменного тока. Основной системой, принятой для электрификации, является система трехфазного тока, разработанная русским электротехником М.О. Доливо-Добровольским.

При вращении ротора - электромагнита образуется вращающееся магнитное поле, а в обмотках статора, пересекаемых этим магнитным полем, наводится переменная ЭДС. Ротор турбогенератора имеет одну пару полюсов; обмотки статора выполняются из трех секций, сдвинутых относительно друг друга по окружности на 120° . В процессе работы генератора в его обмотках (рисунок 2.33) индуцируется переменный трехфазный ток, пред-

ставляющий совокупность трех однофазных переменных токов, сдвинутых по фазе на $1/3$ периода.

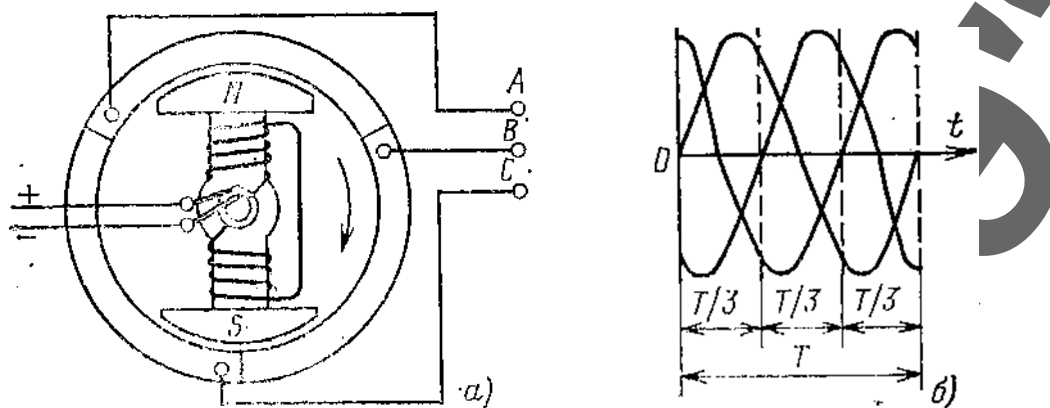


Рисунок 2.33 – Схема работы трехфазного генератора с одной парой полюсов, $n=50 \text{ с}^{-1}$ (а) и графики ЭДС трехфазной системы (б)

Паровые турбины тепловых и атомных электростанций - машины быстроходные, их роторы вращаются с частотой 50 с^{-1} , а частота индуцируемого переменного тока 50 Гц . В этом случае ротор генератора - электромагнит с одной парой полюсов.

Получить переменный ток такой же частоты можно и при более медленном вращении ротора. Для генераторов, работающих на сеть с частотой $f=50 \text{ Гц}$, ротор можно вращать в 2, 3, 4... раза медленнее, устанавливая на роторе соответственно 2, 3/4... пары полюсов; тогда период генерируемого тока будет соответствовать времени, необходимому для поворота ротора соответственно на $1/2, 1/3, 1/4...$ долю окружности. Многополюсные роторы, имеющие, например, 48 пар полюсов, применяются на тихоходных турбинах гидроэлектростанций.

В свою очередь, увеличение мощности турбин требует одновременно увеличения мощности турбогенераторов. Выше отмечалось, что ротор турбогенератора должен вращаться с частотой 50 с^{-1} , или 3000 об/мин . Для увеличения мощности генератора нужно увеличить магнитный поток ротора, наводящего ЭДС в обмотках статора, а значит размеры (диаметр и длину) ротора. Но длина ротора по условиям прочности не может превышать 8 м , а его диаметр $1,2 - 1,3 \text{ м}$. Дальнейшее увеличение диаметра может привести к разрушению ротора под действием центробежных сил. Ограничен и диаметр статора: при внешнем диаметре более $4,3 \text{ м}$ его будет невозможно перевозить по железным дорогам, такой груз становится «негабаритным». Как же при ограниченных размерах турбогенератора поднять его мощность. Выход один - нужно, повысить индукцию ротора, что приведет к повышению токов в роторе и статоре. Но при увеличении тока возрастают (в квадрате) тепловые потери в обмотках, вызывая их перегрев; возникает необходимость отвода теплоты от них.

Турбогенераторы мощностью до 100 МВт охлаждались воздухом, прогоняемым между обмотками специальным вентилятором. Переход на следующую мощность - 150 МВт привел к созданию водородного охлажде-

ния - воздух был заменен водородом, имеющим большую теплопроводность и меньшую плотность. При переходе на мощность 200 МВт пришлось создавать полые проводники и охлаждать их водородом изнутри. В турбогенераторах мощностью 300 МВт было внедрено охлаждение обмоток статора дистиллированной водой, прогоняемой по полым проводникам, а ротора - водородом. Аналогичные схемы применены и на более мощных турбогенераторах - 500, 800 и 1200 МВт.

Увеличение единичной мощности путем интенсификации охлаждения обмоток существенно снижает стоимость машины. Так, расход материалов на единицу мощности для турбогенератора 1200 МВт в 3 раза меньше, чем для турбогенератора 100 МВт (рисунок 2.34).

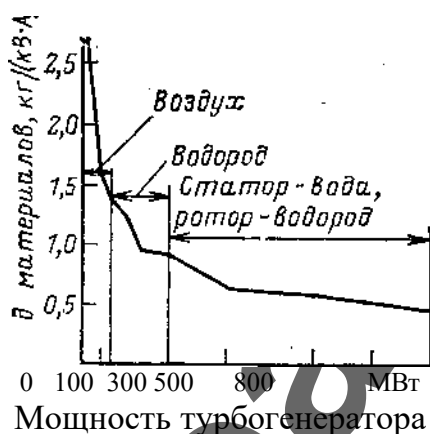


Рисунок 2.34 – Снижение удельных расходов материалов на изготовление турбогенератора при повышении мощности

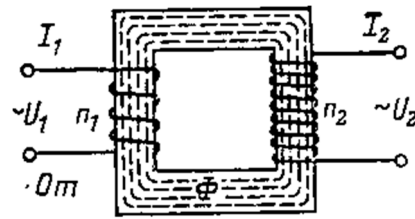
Современные технологии позволяют создавать генераторы большой мощности с воздушным охлаждением, что снижает пожароопасность генератора.

Дальнейший скачок в повышении мощностей турбогенераторов возможен при использовании явлений сверхпроводимости. Тогда турбогенератор будет значительно компактнее, его масса снизится в 4 - 5 раз, а мощность может достигнуть 10 000 МВт.

Важное преимущество переменного тока - простота преобразования напряжения, что особенно важно для передачи его на большие расстояния. Повышение и понижение напряжения производятся в трансформаторах. В зависимости от мощности генератора выработка электроэнергии осуществляется при напряжении 10 500 - 20 000 В. Передавать электроэнергию на далекие расстояния при таких напряжениях невыгодно, потери в линии из-за нагрева проводов будут велики. Основной путь уменьшения потерь - уменьшение силы тока в линии электропередачи при одновременном повышении напряжения.

Повышение напряжения в линии электропередачи и снижение его в местах потребления электроэнергии производятся с помощью трансформаторов, действие которых основано на явлениях магнитной индукции (рисунок 2.35). В результате прохождения переменного тока по первичной об-

мотке в железном сердечнике трансформатора возникает переменный магнитный поток Φ , возбуждающий ЭДС во вторичной обмотке. Если во вторичной обмотке число витков больше, чем в первичной, напряжение будет повышаться, а ток уменьшаться.



от источника

в линию передачи

Рисунок 2.35 - Схема трансформатора.

Напряжения и токи в первичной и вторичной обмотках трансформатора в зависимости от числа витков связаны соотношениями

$$U_1 / U_2 = n_1 / n_2; \quad U_1 / U_2 = I_2 / I_1 \quad (2.10)$$

Схема передачи и распределения электроэнергии представлена на рисунке 2.36

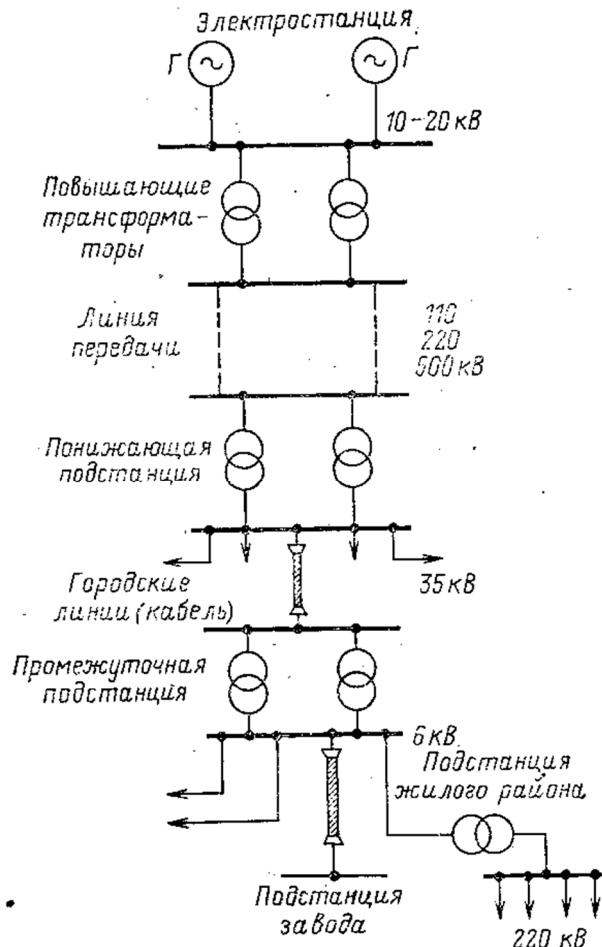


Рисунок 2.36 – Схема передачи и распределения электроэнергии.

2.9. Газотурбинные и парогазовые установки

Простейшая газотурбинная установка (ГТУ) состоит из воздушного компрессора, камеры сгорания и газовой турбины, которая служит для привода электрического генератора и компрессора (рисунок 2.37). Принцип работы ГТУ следующий: атмосферный воздух в компрессоре сжимается и под давлением поступает в камеру сгорания, куда подается также газообразное или жидкое топливо. Образовавшиеся продукты сгорания направляются из камеры сгорания в газовую турбину, для которой они служат рабочим телом. Отработавшие в турбине продукты сгорания выбрасываются в атмосферу.

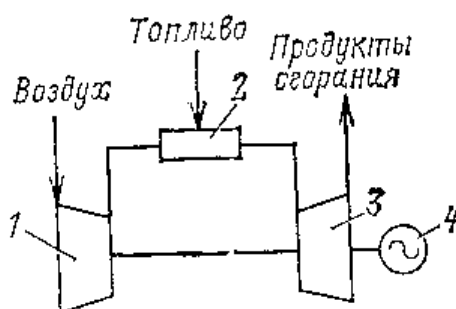


Рисунок 2.37 – Схема газотурбинной установки.

1 - компрессор; 2 - камера сгорания; 3 - газовая турбина; 4 - электрогенератор

Большая часть мощности газовой турбины (до 65%) передается электрическому генератору, остальная потребляется воздушным компрессором.

Теоретическая температура горения газа близка к 2000°C , а температура продуктов сгорания перед газовой турбиной равна $1000 - 1500^{\circ}\text{C}$. Для получения такой температуры необходим большой избыток воздуха в камере сгорания (3,5 и выше). Температура отработавших в турбине газов высока ($500 - 600^{\circ}\text{C}$) и достигает 40 %

Газотурбинные установки работают на газовом и специальном жидком газотурбинном топливе.

Единичная мощность современных энергетических ГТУ не превышает $160 - 350$ МВт. К преимуществам ГТУ по сравнению с паротурбинными установками относятся: незначительная потребность в охлаждающей воде, меньшая масса и меньшие капитальные затраты на единицу мощности, возможность быстрого пуска и форсирования нагрузки.

Объединяя паротурбинную и газотурбинную установки общим технологическим циклом, получают парогазовую установку (ПГУ), КПД которой выше по сравнению с отдельно взятыми паротурбинной и газотурбинной электростанциями.

Парогазовая технология основана на совмещении двух известных термодинамических циклов: цикла газотурбинной установки и паросилового цикла Ренкина.

Цикл газотурбинной установки представлен в T-S диаграмме (рисунок 2.38). Цикл газотурбинной установки осуществляется четырьмя процес-

сами:

- сжатие в осевом компрессоре 1-2; подвод тепла 2-3 - сжигание топлива в камере сгорания газотурбинной установки;
- расширение в осевой газовой турбине 3-4 - выработка мощности на привод компрессора и электрогенератора;
- отвод тепла 4-1 - выброс горячих отработавших продуктов сгорания в атмосферу.

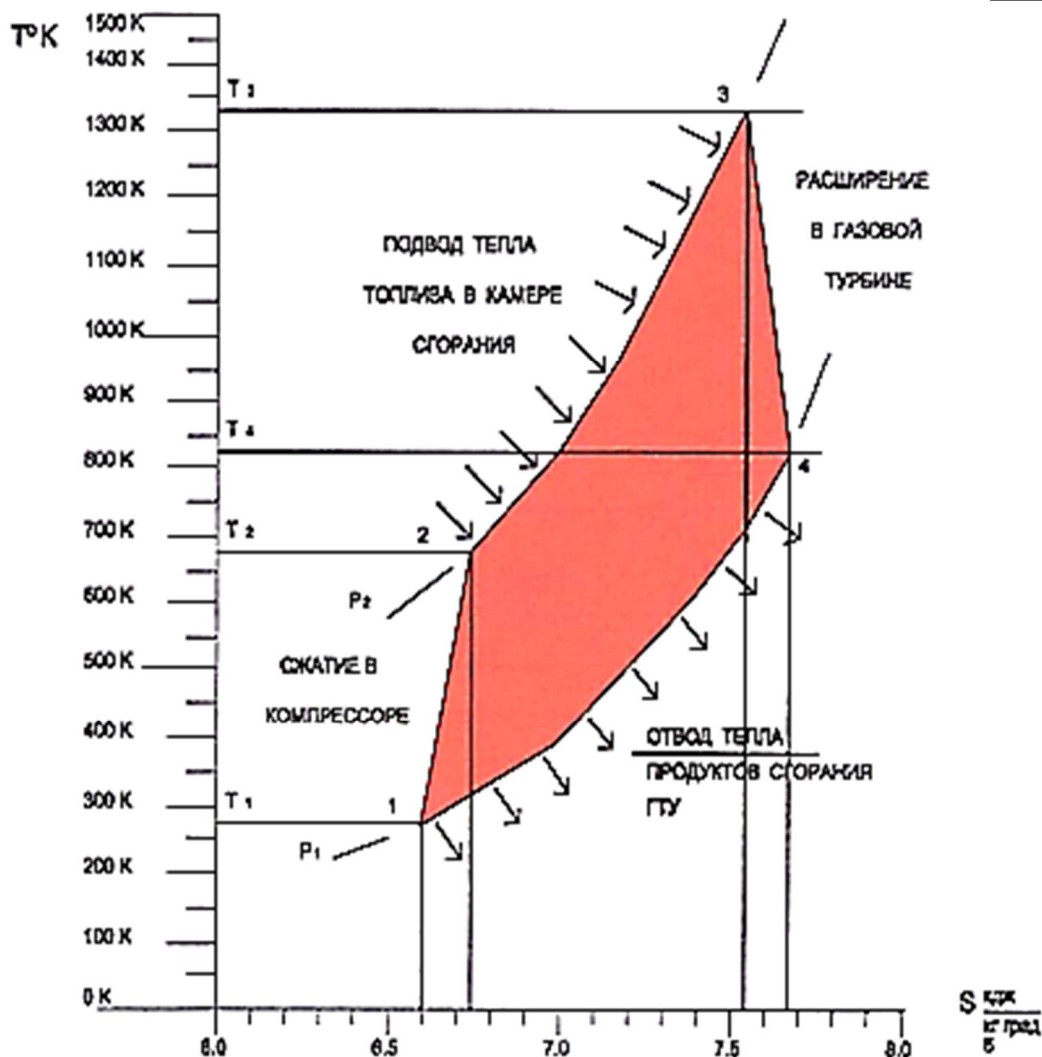


Рисунок 2.38 - TS – диаграмма газотурбинного цикла

Использование тепла продуктов сгорания ГТУ, имеющих высокую температуру на уровне 500 - 600°C, резко увеличивает эффективность использования тепла топлива и ведет к значительному повышению экономичности комбинированной установки в целом.

Наиболее простым способом использования тепла продуктов сгорания ГТУ является подогрев сетевой воды в теплообменнике. Такой способ эффективно применим там, где отпуск тепла осуществляется в диапазоне 70 - 100% от максимального. Такой диапазон отпуска тепла потребителю диктуется возможностями экономичного регулирования мощности ГТУ, при более глубокой разгрузке ГТУ дальнейшего снижения потенциального тепла

продуктов сгорания не происходит.

Поэтому в парогазовой технологии предусматривается использование тепла продуктов сгорания ГТУ для производства пара, расширяющегося в паровой турбине с выработкой дополнительной электроэнергии, при возможности на тепловом потреблении.

Паросиловой цикл Ренкина представлен на рисунке 2.39.

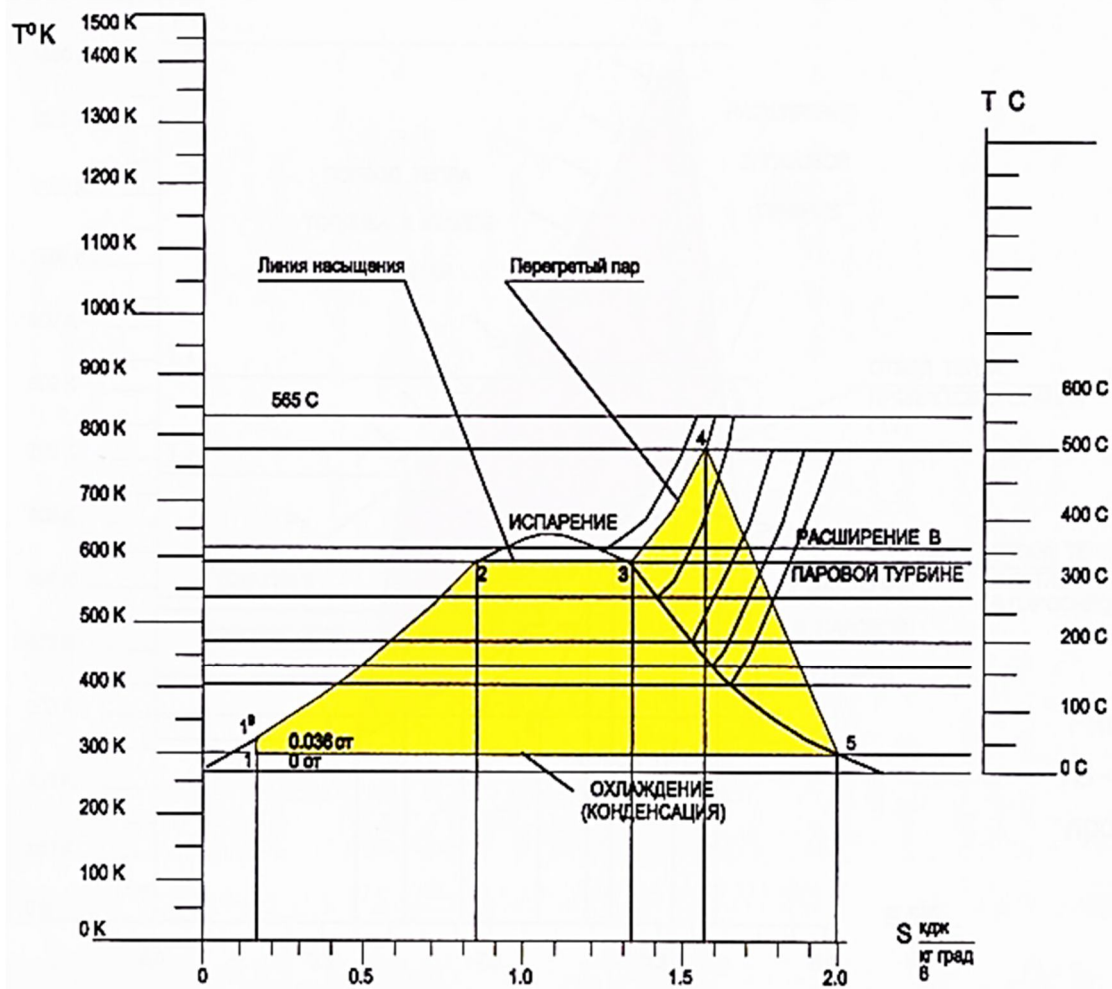


Рисунок 2.39 - TS – диаграмма паросилового цикла.

Из совмещенной диаграммы 2.40 видно, что полезное использование тепла продуктов сгорания ГТУ для производства силового пара для паровой турбины при одном давлении ограничено температурами кипения и перегрева (точки 6 и 8).

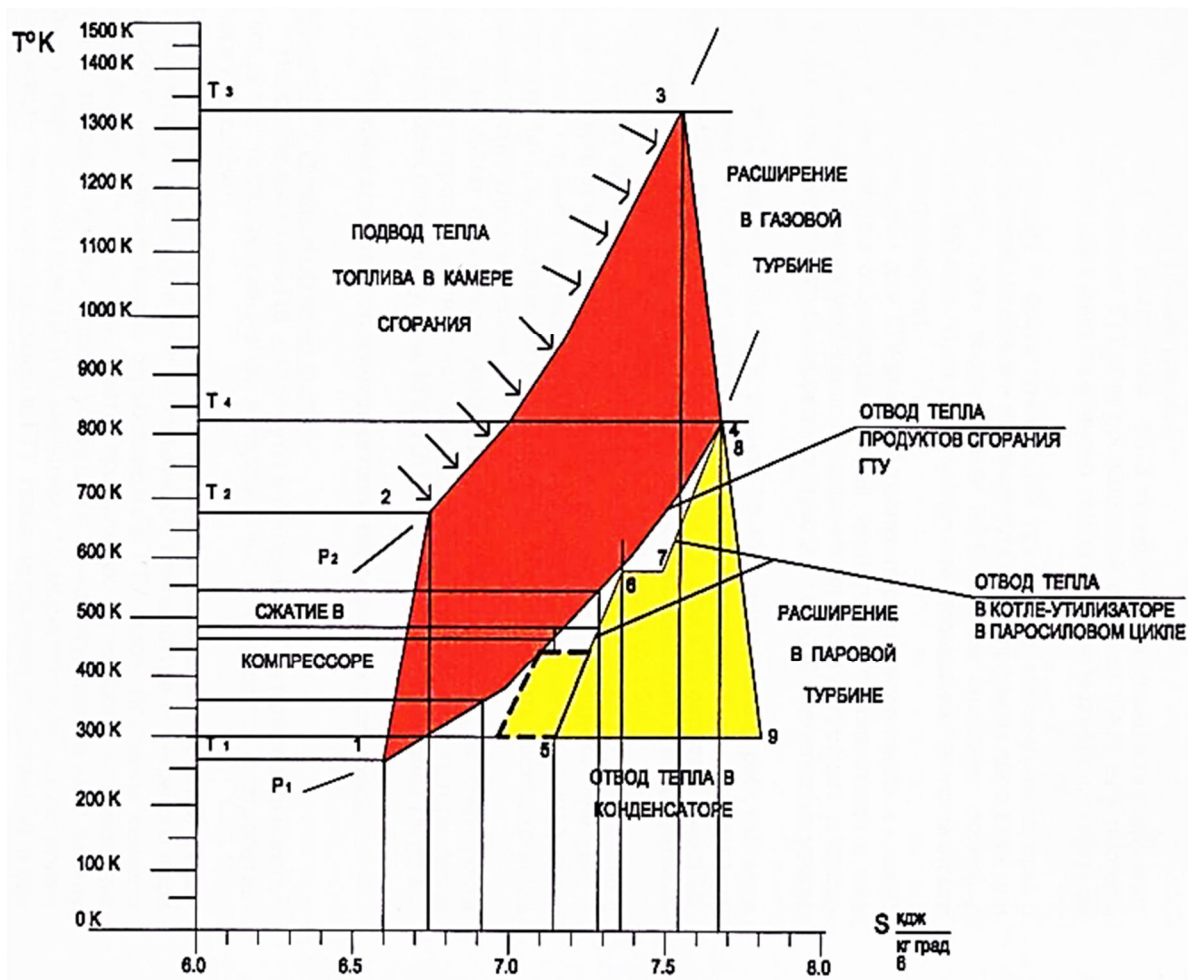


Рисунок 2.40 – TS – диаграмма процесса ПГУ

Именно поэтому в современных ПГУ применяют котлы-утилизаторы с двумя-тремя контурами давления и паровые турбины с использованием пара двух или даже трех давлений, что обеспечивает эффективное снижение потерь с уходящими газами (90 - 100 °С) и дополнительное повышение экономичности производства электроэнергии.

При характерных для ГТУ высокой температуре подвода тепла и низкой, близкой к температуре окружающей среды, температуре отвода тепла в конденсаторе паротурбинных установок, отношение температур горячего и холодного источников тепла в комбинированном цикле и его КПД значительно увеличиваются.

При КПД современных ГТУ, равном 35 - 40%, доля тепла отработавших в турбинах газов (которая при автономной работе относилась бы к потерям) составляет 60-65% тепла топлива, сожженного в ГТУ. При КПД парового цикла 30-35%, более низком, чем в современных энергоблоках высокого и сверхкритического давления, КПД комбинированной установки равен 52 - 60%.

Прирост экономичности современных ПГУ на КЭС даже по сравнению с самыми совершенными паротурбинными установками, имеющими при сверхкритических параметрах пара (30МПа, 600/600°С) максимальный КПД 40%, составляет 14 - 17% абсолютных и позволяет на 37 - 45% снизить

расход топлива на производство электроэнергии.

Еще выше показатели эффективности ПГУ на ТЭЦ за счет роста выработки электроэнергии на тепловом потреблении и снижения потерь тепла в конденсаторах паровых турбин.

Технологические схемы парогазовых установок ПГУ утилизационного типа (схема на рисунке 2.41).

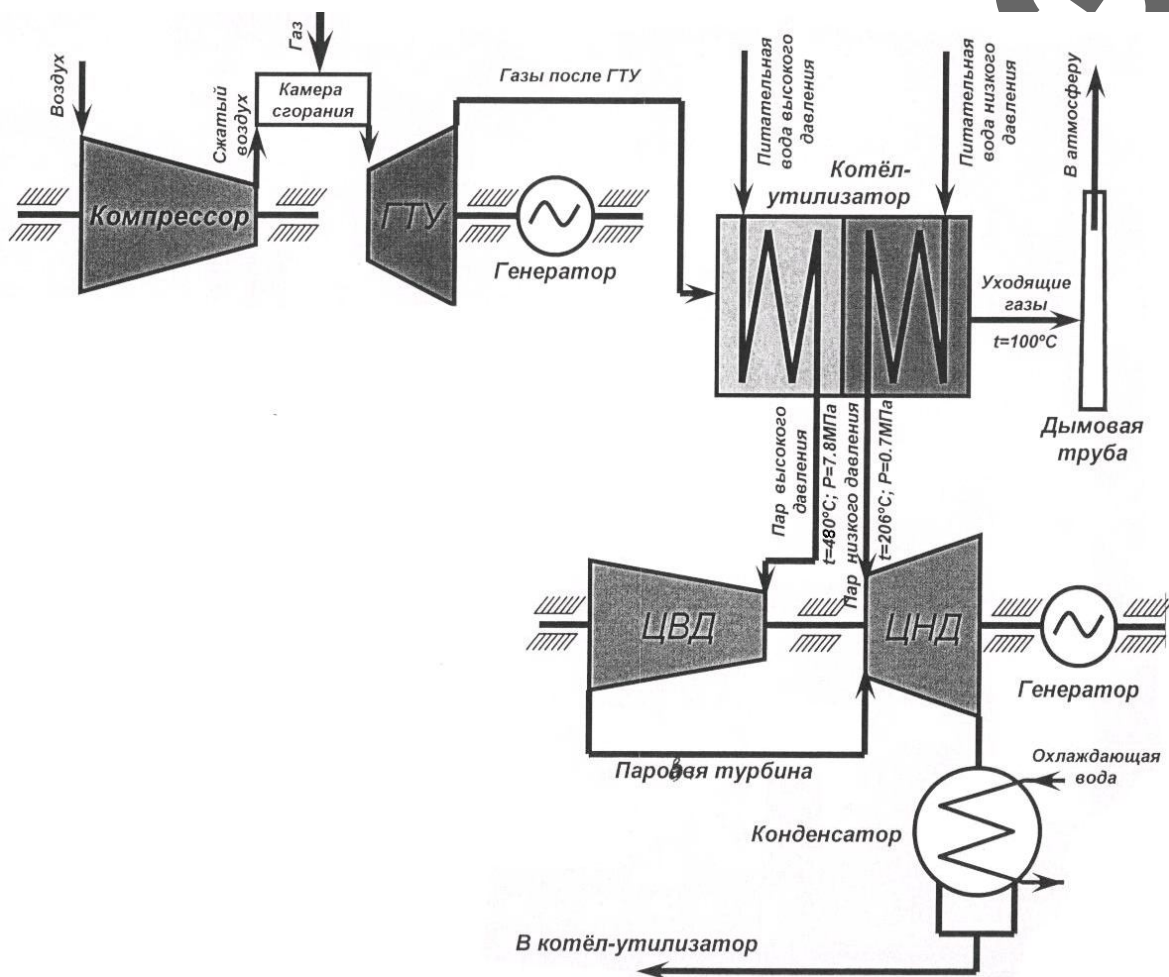


Рисунок 2.41 – ПГУ утилизационного типа

Наиболее высокие КПД достигнуты в ПГУ утилизационного типа, когда все тепло, используемое в паровой части, подводится с отработавшими в ГТУ газами.

Паровая часть таких современных ПГУ является относительно простой. Паровая регенерация невыгодна и не используется. Температура перегретого пара на 20 - 40°C ниже температуры отработавших в ГТУ газов. Давление свежего пара выбирается так, чтобы иметь приемлемую влажность в последних ступенях паровых турбин. Чтобы уменьшить температурные напоры между газами и пароводяной средой и с меньшими термодинамическими потерями использовать тепло отработавших в ГТУ газов, испарение питательной воды организуется при двух или трех уровнях давления. Выработанный при пониженных давлениях перегретый пар подмешивают в промежуточных точках проточной части турбины.

Экономичность ГТУ и ПГУ в зависимости от начальной температуры газов приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Экономичность ГТУ и ПГУ

Начальная температура газов, °С	1200	1300	1400	1500
КПД ГТУ, %	33	35	37	38,5-40
КПД ПГУ, %	52	55	57	58-60

Применение парогазовой технологии на ТЭЦ ещё более эффективно, чем на конденсационных ГРЭС. Исследование экономической эффективности применения ТЭЦ с ПГУ, их сопоставление с ПГУ конденсационного типа и другими типами электростанций неоднократно рассматривались. Показаны значительные преимущества использования ПГУ на ТЭЦ по сравнению с их применением на КЭС. Отмечено, что применение парогазовых технологий на ТЭЦ позволяет увеличить комбинированную выработку электроэнергии на тепловом потреблении более чем в 2 раза по сравнению с существующими паротурбинными электростанциями. При установке ПГУ на ТЭЦ коэффициенты использования тепла топлива могут достигать 75 - 85%.

ПГУ сбросного типа (схема на рисунке 2.42)

Значительно, почти в три раза, меньшее повышение экономичности достигается в ПГУ сбросного типа с небольшой долей газотурбинной мощности. В таких установках ГТУ заменяет дутьевые вентиляторы энергетического котла и их мощность определяется окислительной способностью отработавших газов, сбрасываемых в топку котла. В ПГУ сбросного типа газотурбинная мощность также вырабатывается с высоким КПД, только ее доля в общей мощности комбинированной установки значительно меньше. При такой газотурбинной надстройке в паровом котле (низконапорном парогенераторе) отсутствует воздухоподогреватель. Для охлаждения дымовых газов до экономически целесообразной температуры их тепло приходится передавать в пароводяной тракт и использовать для нагрева части конденсата и питательной воды. Паросиловая часть такого ПГУ может работать автономно на резервном виде топлива.

Такие установки могут быть целесообразны для надстройки действующих ТЭЦ со значительной долей мазута в тепловом балансе в тех случаях, когда основное действующее оборудование имеет еще значительный остаточный ресурс. Новое строительство таких установок требует особого обоснования.

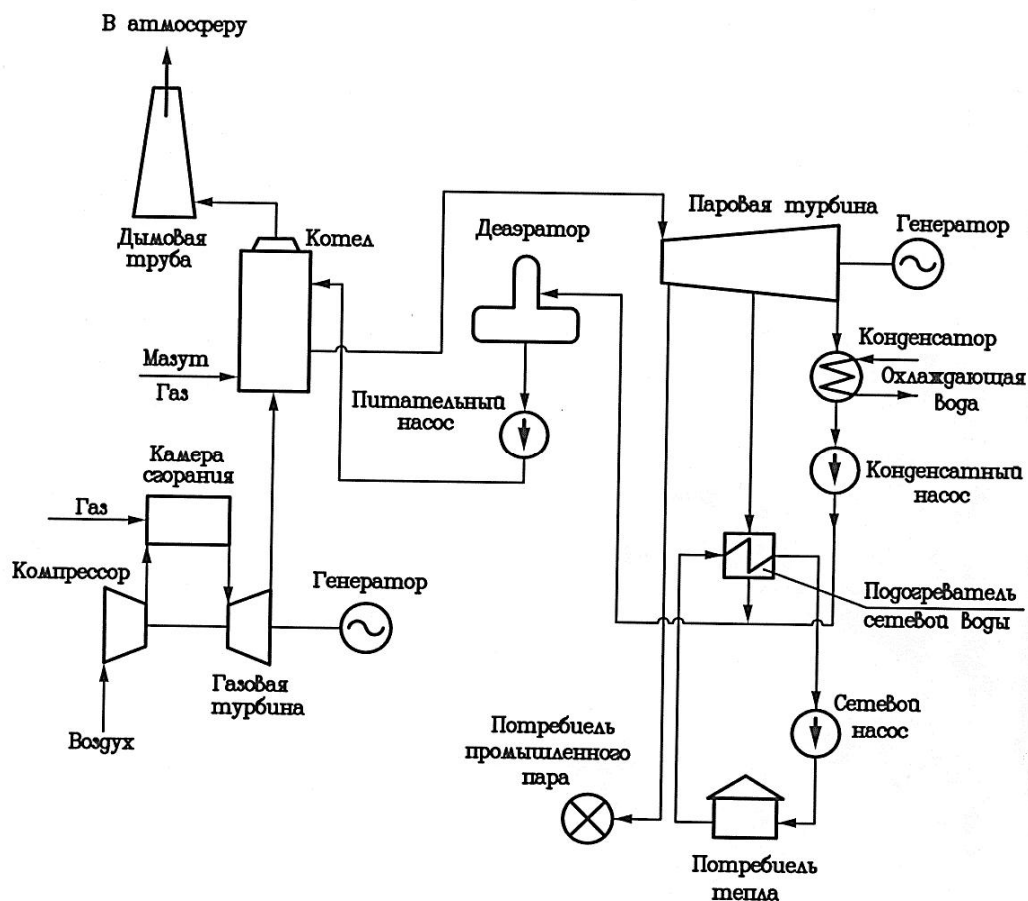


Рисунок 2.42 – ПГУ сбросного типа

Цикл ПГУ сбросного типа значительно менее эффективен, чем бинарный, а ее удельная стоимость выше (см. таблицу 2.2).

Таблица 2.2 - Эффективность бинарного и сбросного цикла ПГУ.

Топливо для ПГУ	Газ	газ + мазут
Особенности цикла	Бинарный	сбросной
Относительная удельная стоимость	1,0	1,5
Промышленно достигнутые КПД, %	52-60	газ 46/ мазут 44

Общий вид современной газовой турбины представлен на рисунке 2.43.

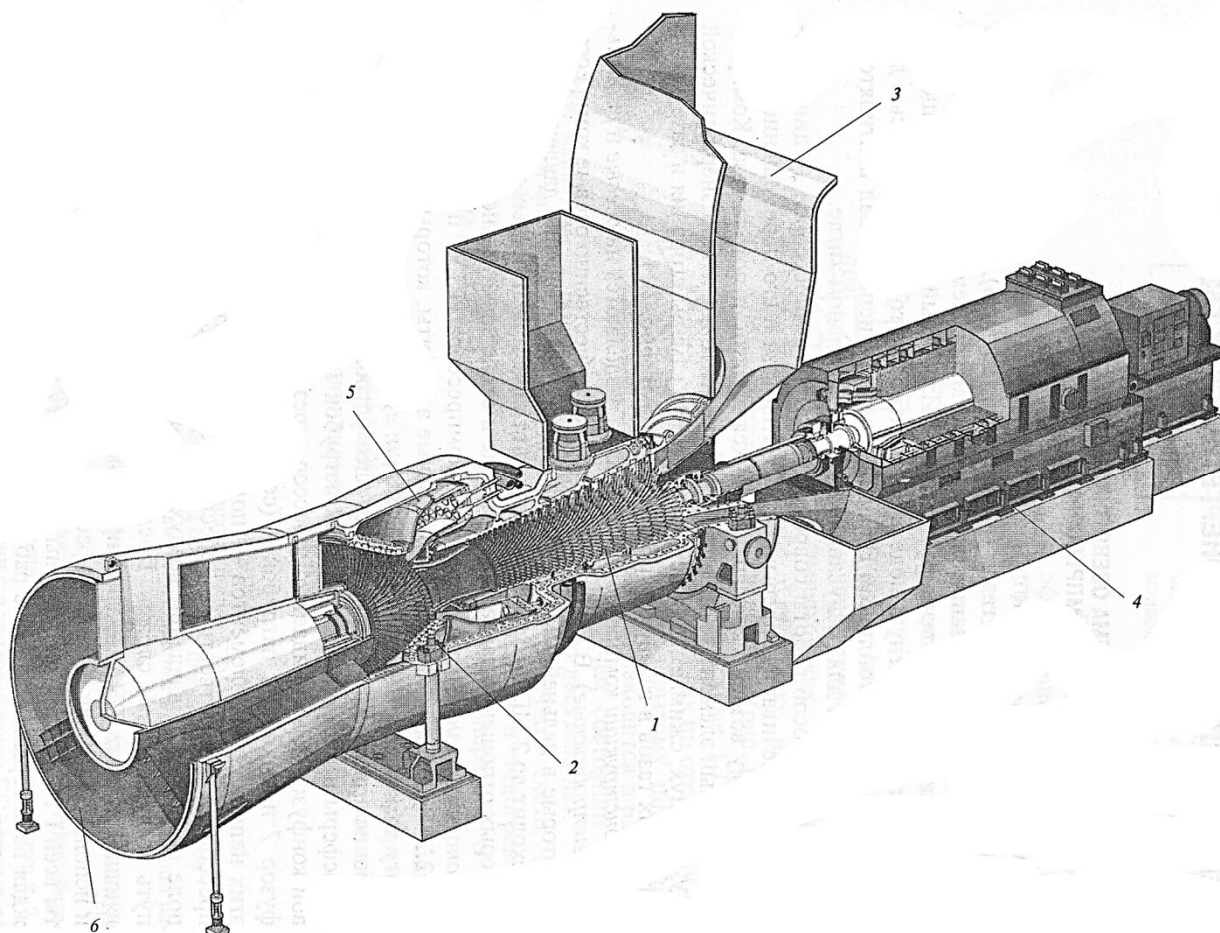


Рисунок 2.43 - Общий вид энергетической ГТУ (GT 13 E2 фирмы Альстом): 1 – осевой компрессор; 2 – газовая турбина; 3 – забор воздуха; 4 – электрогенератор; 5 – камера сгорания, 6 – выход газов.

Котлы-утилизаторы

Котлы-утилизаторы (КУ) - важный элемент технологической схемы большинства ПГУ, выполняющий во всех случаях роль утилизатора теплоты выходных газов энергетической ГТУ. В зависимости от схем и ПГУ в КУ генерируется пар от одного до трех давлений, подогреваются вода и конденсат, вырабатывается технологический пар и др. Котлы-утилизаторы, спроектированные только для подогрева воды, называют еще газодводящими теплообменниками (ГВТО). Таким образом, КУ подразделяются на *паровые*, пар которых используется для работы в паровых турбинах или направляется технологическим потребителям, *водяные*, в которых нагреваются сетевая вода, конденсат или питательная вода ПТУ энергоблоков, и комбинированные.

По конструктивному исполнению и составу тепловой схемы КУ могут быть нескольких типов:

- а) горизонтальные или вертикальные. Последние выполняют подвесными или самоопорными;
- б) с естественной или принудительной циркуляцией и прямоточные.

КУ могут быть оснащены дожигающими устройствами. В них в среде выходных газов ГТУ дополнительно сжигается топливо, это приводит к по-

вышению и стабилизации температуры газов перед поверхностями нагрева КХ повышает его паропроизводительность. Расстояние от горелок камеры дожигания до поверхностей нагрева первого пакета труб должно быть не менее 5 м (для выравнивания температуры и скорости газового потока).

Поверхности нагрева КУ делают из стальных труб с наружным оребрением. Спирально-ленточное оребрение труб выполняют в заводских условиях на специальных установках с использованием токов высокой частоты. Это позволяет приваривать к трубам ленту различной толщины, конфигурации и размера.

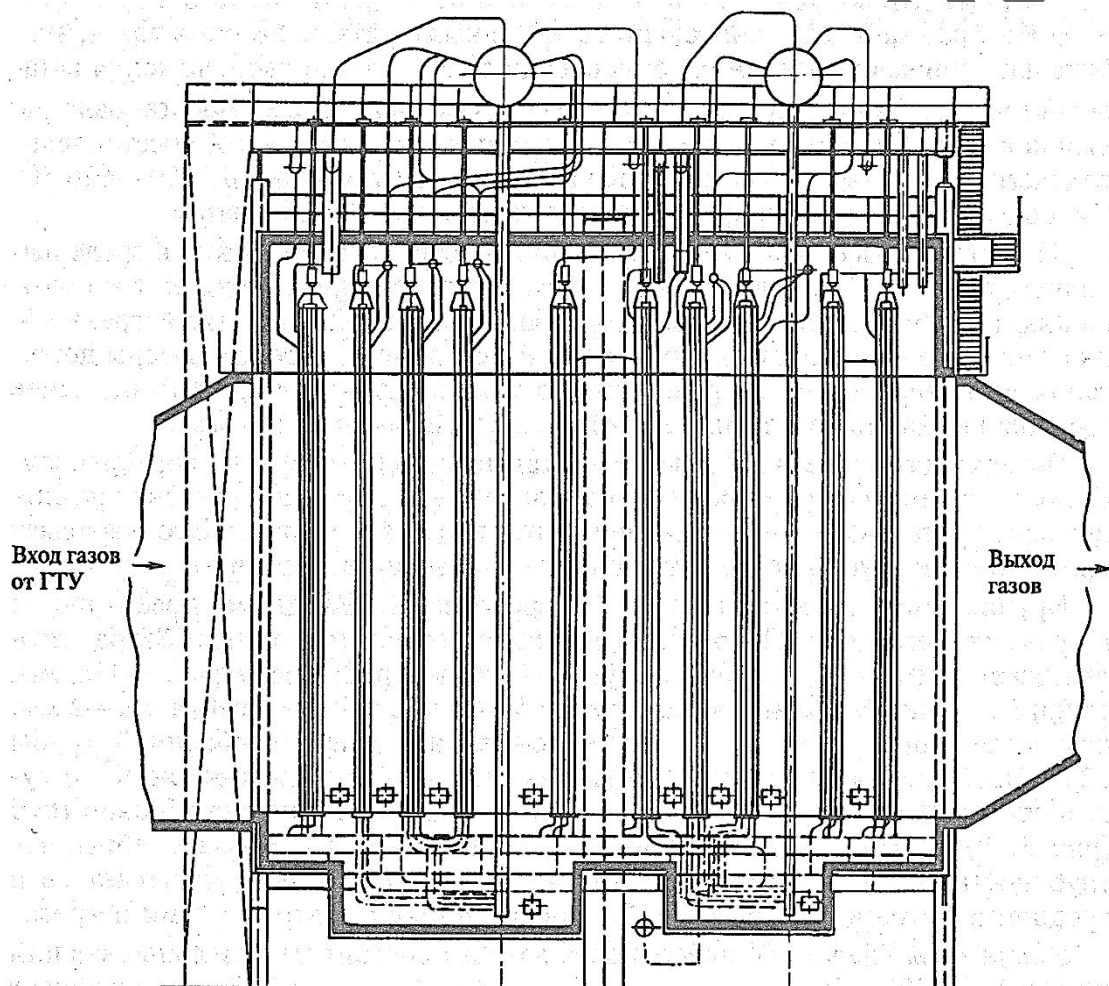


Рисунок 2.44 - Двухконтурный КУ горизонтальной компоновки (типов П-87, П-88 АО ЛМЗ)

Конструкция вертикальных КУ имеет свои особенности. Их поверхности нагрева выполняют в виде отдельных модулей, укрепляемых один над другим с помощью каркаса, в котором предусмотрены боковые боксы для размещения коллекторов и колен труб, не омываемых дымовыми газами. Основная часть модуля в зависимости от его длины имеет несколько несущих перегородок. В них просверлены отверстия диаметром, превышающим наружный диаметр оребренной трубы на 8 - 10 мм. Оребренные трубы заводятся одновременно через все отверстия и опираются в перегородках на

свои ребра. В боковых боксах осуществляются сварка колен и приварка труб к коллекторам. В случае повреждения любую трубу можно заменить, отрезав ее от колен или коллектора. Применение шахматного расположения труб в пучке обеспечивает их свободное тепловое расширение.

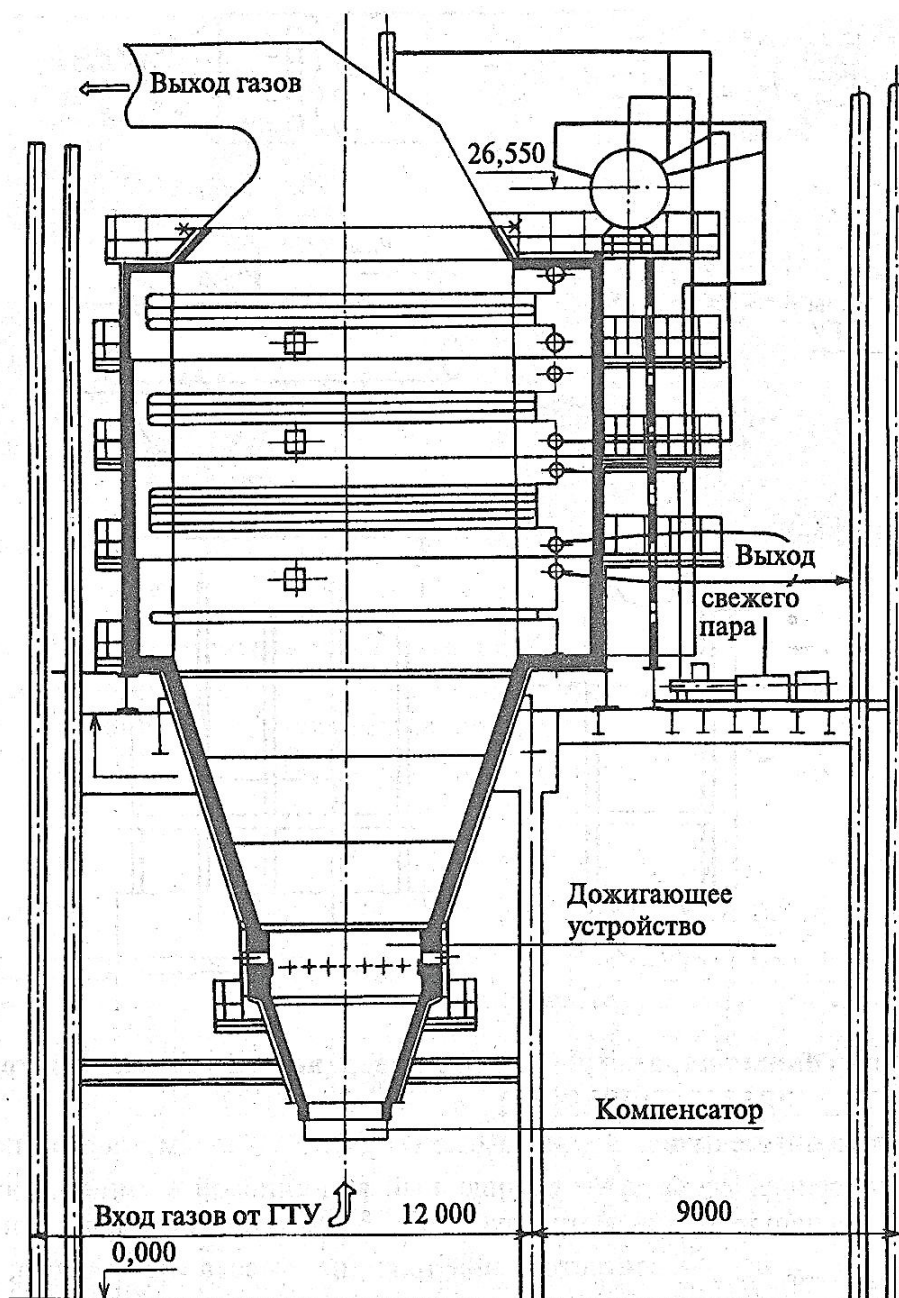


Рисунок 2.45 - Котел-утилизатор вертикальной конструкции (П-86, П-86-1 АО ПМЗ).

Особенности паровых турбин для блоков ПГУ

Паровые турбины, предназначенные для блоков ПГУ, отличаются высокой маневренностью, которая достигается петлевой схемой ввода пара и максимально простая тепловая схема, в которой отсутствует регенерация. Петлевая схема ввода пара в турбину позволяет существенно снизить толщину стенок ЦВД турбины и соответственно фланцев горизонтального разъема. Регенерация отсутствует в связи с тем, что подогрев конденсата турбины осуществляется в хвостовой части котла-утилизатора. Тепловая схема тур-

бины для ПГУ приведена ниже (рисунок 2.46). Ряд фирм выпускает паровые турбины для блоков ПГУ без горизонтального разъема, что позволяет существенно повышать маневренность турбины.

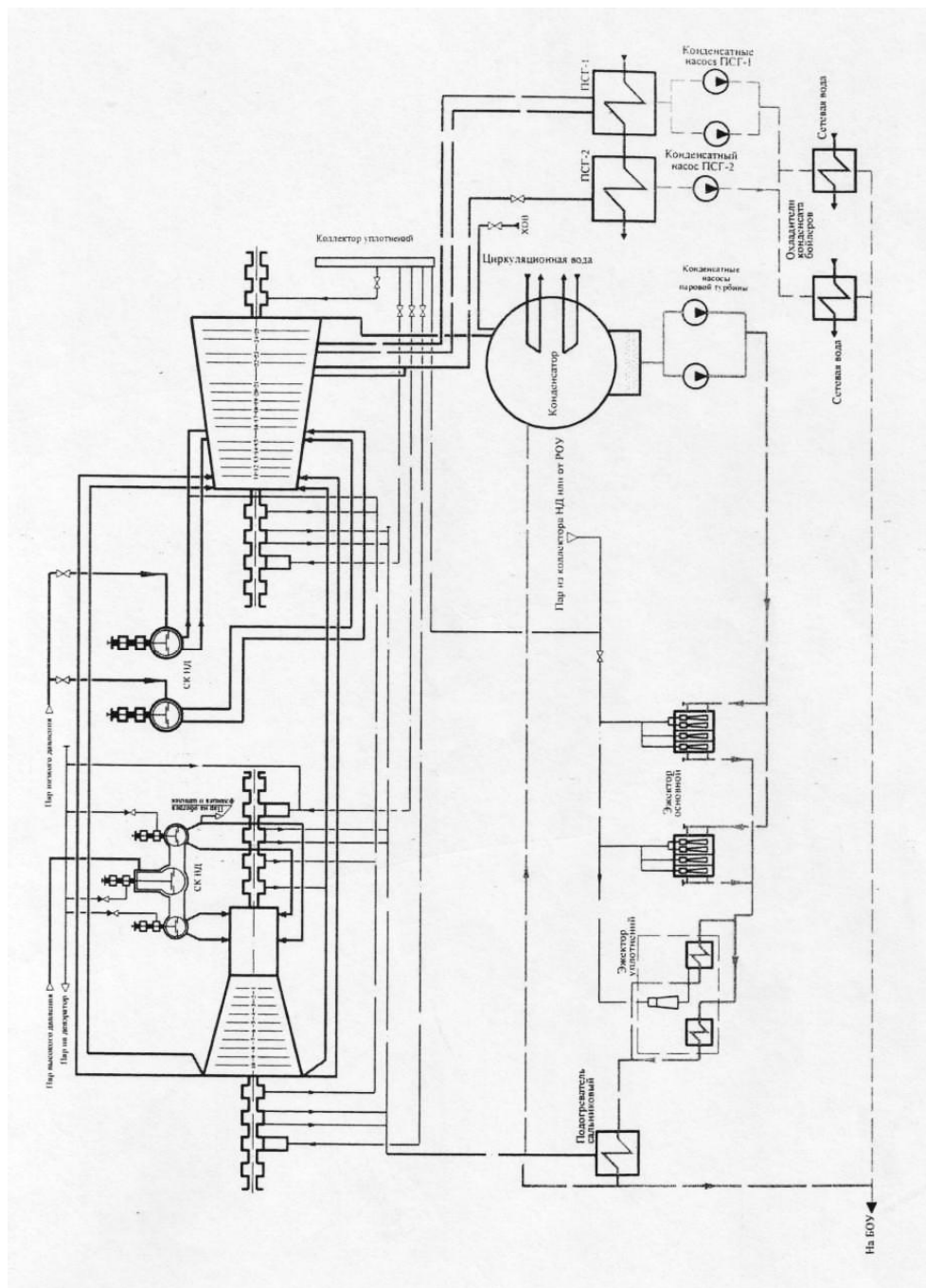


Рисунок 2.46 – Принципиальная схема паровой турбины для блока ПГУ

На рисунке 2.47 приведен разрез по проточной части турбины с петлевым вводом пара в турбину.

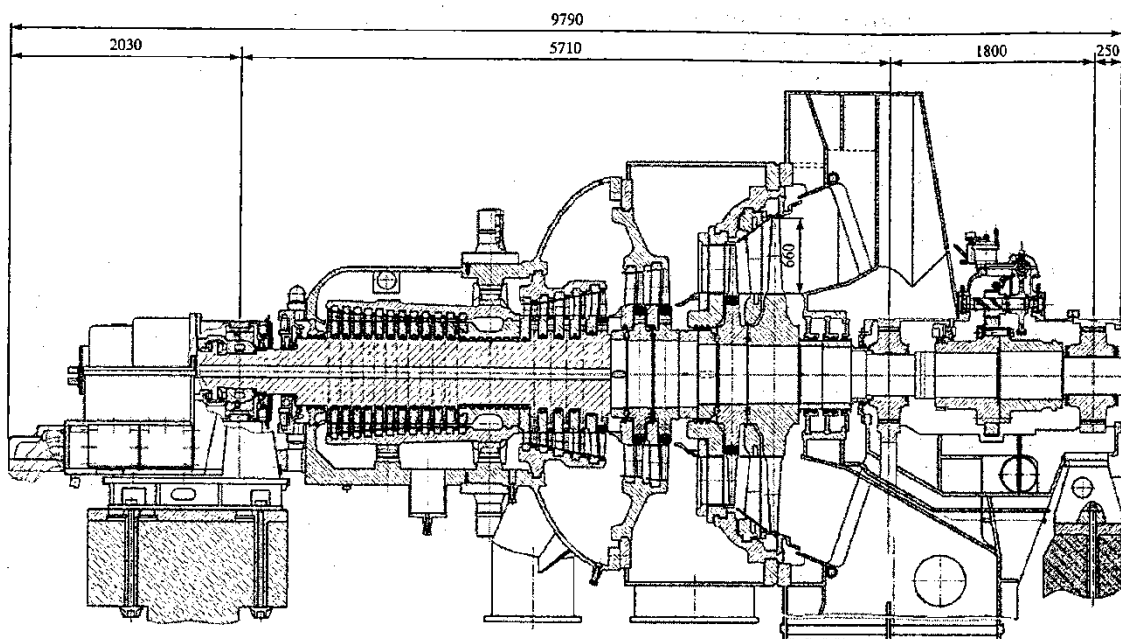


Рисунок 2.47 – Паровая турбина Т – 63/76-8.8

Системы управления блоков ПГУ

Основными целями создания АСУ ТП ПГУ являются:

1. Обеспечение надежного и эффективного управления блоками в нормальных, переходных, предаварийных и аварийных режимах работы;
2. Обеспечение управления всем технологическим процессом выработки электрической и тепловой энергии в автоматическом режиме с отпуском энергии заданного количества и качества.
3. Обеспечение эксплуатационного персонала достоверной, достаточной и своевременной информацией о протекании технологических процессов, состояния оборудования и технических средств управления;
4. Обеспечение информации для анализа, оптимизации работы оборудования и планирования его ремонтов;
5. Повышение надежности и работы основного оборудования, снижение риска тяжелых аварий;
6. Улучшение условий труда эксплуатационного персонала.

Парогазовая установка является технологически сложным объектом управления, характеризующимся взаимосвязанными процессами управления различных агрегатов. Так в состав ПГУ входят:

- газовая турбина;
- паровая турбина;
- котел-утилизатор;
- генератор к газовой и паровой турбинам;
- вспомогательное тепломеханическое и электротехническое оборудование.

ПГУ любого типа, характеризуется значительным объемом информационного потока, количество управляющих воздействии (входных аналоговых сигналов до 1500; дискретных - 3000; каналов управления - 600).

Управление таким оборудованием с помощью традиционно применяемых средств не сможет обеспечить необходимую надежность, экономичность, коэффициент готовности. Поэтому при создании АСУ ТП парогазовых установок необходимо использование высоконадежных технических средств на современной микропроцессорной базе, обеспечивающих реализацию любых алгоритмов автоматизации во всех режимах эксплуатации оборудования.

Общие требования к структуре и функционированию системы включают следующие факторы:

1. Система должна разрабатываться как человеко-машинный комплекс, работающий в реальном времени.

2. Структура технических средств системы должна представлять собой двухуровневую децентрализованную иерархическую систему распределенного цифрового контроля и систем регулирования.

3. Структура технических средств для ПГУ должна обеспечить одновременное распространение принимаемых решений на ПГУ и рабочее место начальника смены без существенных изменений и доработок программного, информационного и системно-технического обеспечения.

Необходимые надежность и экономичность ПТК достигается за счет:

- применения элементной базы высокой надежности,
- развития функций диагностики технологического оборудования и самодиагностики аппаратуры ПТК АСУ ТП;
- формирования структуры с учетом возможностей аппаратного и программного резервирования, дублирования каналов автоматизированного управления независимыми каналами дистанционного управления;
- защиты ПТК от ошибочных действий оператора и несанкционированного вмешательства обслуживающего персонала;
- построения системы на основе унифицированных технических, информационных и программных средств с использованием минимального числа типов аппаратуры, рационального числа форм представления и регистрации информации;
- обеспечение возможности модернизации, развития и наращивания системы за счет гибкости ее структуры;
- обеспечения рационального распределения функций между входящими в ПТК системами и отдельными контроллерами, модулями;
- система должна удовлетворять требованиям стандартов безопасности труда, правил пожарной безопасности, а также соответствующих строительных норм и правил (СНиП);
- АСУ ТП создается как неотъемлемая комплектующая часть технологического комплекса парогазовой установки и строится как многоуровневая распределенная система, объединенная локальными сетями (цифровыми шинами).
- АСУ ТП ПГУ как человеко-машинная система обеспечивает управление всем оборудованием блока: газотурбинными установками, котлами утилизаторами, паровой турбиной, вспомогательным оборудованием, гене-

раторами со вспомогательными системами, трансформаторами и т.д.

Рассмотрим более детально отдельные функции АСУ ТП ПГУ.

Управляющие функции АСУ ТП

Управляющие функции предназначены для автоматизированного (под контролем оператора) управления технологическим оборудованием энергоблока.

Управляющие функции, выполняемые автоматически:

- дистанционное управление;
- дискретное управление, включающее защиты, блокировки, режимные переключения, АВР;
- автоматический ввод технологических защит в процессе пуска и вывод их при останове оборудования ПГУ;
- программно-логическое управление оборудованием во всех режимах;
- автоматическое регулирование для различных режимов работы оборудования.

Управляющие функции оператора-технолога:

- выполнение неавтоматических предпусковых и пусковых операций;
- выбор эксплуатационного режима установки;
- запуск программ автоматики пуска (останова);
- дублирование управляющих воздействий средствами дистанционного управления при отказе средств автоматики;
- опробование схем технологических защит (при необходимости);
- корректировка графиков пуска-останова.

Информационные функции АСУ ТП

Информационные функции предназначены для обеспечения оперативного персонала информацией, необходимой для контроля и управления оборудованием и включает:

- сбор и предварительную обработку информации (контроль, технологическая сигнализация, аварийная сигнализация, регистрация, протоколирование);
- ведение журналов, паспортов, протоколов);
- построение системы на основе унифицированных технических, информационных и программных средств с использованием минимального числа типов аппаратуры и рационального числа форм представления и регистрации информации;
- контроль и регистрацию последовательности событий и неисправностей, в особенности при пусках и плановых остановах;
- расчет основных технико-экономических показателей работы блока;
- диагностику состояния технологического оборудования;
- оценку готовности технологического оборудования к пуску;
- двухсторонний обмен информацией с общестанционной АСУ.

На приведенной схеме (рисунок 2.48) видно, как осуществляется реализация функций в рамках человеко-машинного комплекса.



Рисунок 2.48 - Функциональная схема АСУ ТП блока

Вспомогательные функции АСУ ТП ПГУ

Вспомогательные функции направлены на обеспечение нормального функционирования программно-технических и аппаратных средств АСУ ТП

и включают:

- контроль и диагностику состояния технических и программных средств, в т.ч. исправность измерительных и исполнительных каналов;
- обнаружение и автоматическое устранение ошибок, отказов и неисправностей АСУ ТП;
- сигнализацию на рабочее место инженера АСУ ТП об отказе технических средств, месте и характере отказа;
- сигнализацию на рабочее место оператора-технолога об отказе конкретного функционального устройства;
- опробование технологических защит, сигнализации, исполнительных каналов.

Техническая структура ПТК ПГУ

ПТК АСУ ТП энергоблоков ПГУ должен поставляться комплектно с основным оборудованием ПГУ.

Исходя из стоящих задач и перечисленных выше функций АСУ ТП структура ПТК ПГУ представляет собой двухуровневый территориально рассредоточенный программно-вычислительный комплекс, дополненный независимыми каналами контроля и дистанционного управления. Аппаратура верхнего уровня ПТК размещается в помещении блочного щита управления (БЩУ), в зоне оперативного управления и зоне оперативного обслуживания и наладки ПТК.

В зоне оперативного управления оборудованием ПГУ располагаются пульты, укомплектованные видеотерминалами, стандартной клавиатурой, функциональной клавиатурой и принтером.

Для возможности дистанционного управления основным оборудованием установки, при полном отказе микропроцессорных средств, а также для представления оператору ПГУ информации о технологических процессах в ней в традиционной форме (мнемосхема, стрелочные и гнездовые приборы), могут устанавливаться панели оперативного контура управления с ограниченным количеством регистрирующих и показывающих приборов, табло сигнализации и ключей управления.

Нижний уровень ПТК ПГУ представляет собой ряд функционально завершенных подсистем:

- две подсистемы автоматического регулирования, управления, защиты и контроля газотурбинной установки с турбогенератором и утилизационным котлом;
- подсистема автоматического регулирования, управления, защиты и контроля паровой турбины с турбогенератором и вспомогательным технологическим оборудованием;
- подсистема управления и контроля электротехнического оборудования.

Подсистемы нижнего уровня представляют собой программно-вычислительные комплексы, построенные на базе локальных технологических станций, объединенных дублированной магистральной сетью и выполняют алгоритмы управления, регулирования и контроля.

Локальная станция получает информацию от индивидуальных источников информации, необходимых для реализации алгоритмов и выдает команду соответствующим исполнительным механизмам.

Вышеуказанные принципиальные положения нашли свое выражение в оформлении щитов управления блоков ПГУ (рисунок 2.49).



Рисунок 2.49 – Вид блочного щита ПГУ-230

Кафедра

3 АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

3.1 Основные понятия о ядерной энергетике

Первая в мире атомная электростанция была введена 27 июня 1954 г. в Советском Союзе в г. Обнинске.

Главная особенность ядерного горючего, используемого на атомных электростанциях, состоит в его высокой «калорийности», что позволяет свести к минимуму транспортные расходы, связанные с доставкой топлива. Из 1 кг урана можно получить столько же теплоты, сколько при сжигании примерно 3000 т каменного угля.

Атомные электростанции имеют большое преимущество перед тепловыми в отношении сохранения чистоты атмосферного воздуха, так как они работают без выбросов золы, вредных сернистых газов и окислов азота.

Быстрое развитие атомной энергетике стало возможным благодаря большому размаху работ по ядерной физике, созданию и освоению атомных реакторов, строительству предприятий по выпуску оборудования для АЭС.

Ядерная энергетика обязана своим появлением в первую очередь природе открытого в 1932 г. нейтрона. Нейтроны входят в состав всех ядер, кроме ядра водорода. Связанные нейтроны в ядре существуют бесконечно долго. В свободном виде они не долговечны, так как или распадаются с периодом полураспада 11,7 мин, превращаясь в протон и испуская при этом электрон и нейтрино, или быстро захватываются ядрами атомов.

По значению энергии нейтронов E_n их подразделяют на тепловые ($E_n < 1 \text{ эВ}$), промежуточные ($1 \text{ эВ} < E_n < 0,1 \text{ МэВ}$) и быстрые ($E > 0,1 \text{ МэВ}$). Тепловыми называют такие нейтроны, скорость которых равна скорости их теплового движения, устанавливающейся при тепловом равновесии со средой.

Современная ядерная энергетика основана на использовании энергии, выделяющейся при делении природного изотопа урана-235 или получаемых искусственным путем изотопа урана-233 и плутония-239, которые принято называть делящимися материалами или ядерным топливом. Природный уран содержит 99,28% ^{238}U , 0,71% ^{235}U и 0,006% ^{233}U . Уран-238 и торий, которые используют для получения искусственным путем делящихся веществ, называют ядерным сырьем.

Самоподдерживающаяся цепная реакция деления ядер тяжелых элементов состоит в том, что при присоединении нейтрона к ядру образуется возбужденное ядро, которое может оказаться столь неустойчивым, что распадается на два осколка - ядра более легких элементов - с испусканием двух или трех новых нейтронов, вызывающих деление следующих ядер. Отношение числа нейтронов некоторого поколения к соответствующему числу нейтронов поколения, непосредственно ему предшествующему, называется коэффициентом размножения K . Каждый из испускаемых при делении ядер нейтронов обладает значительной энергией (в среднем около 2 МэВ), достаточной для деления, всех изотопов урана (^{233}U , ^{235}U , ^{238}U), а также ^{232}Th и ^{239}Pu . Однако если энергию нейтронов уменьшить до 0,025 - 0,30 эВ, то такие тепловые нейтроны с еще большей вероятностью будут делить ядра

^{233}U , ^{235}U и ^{239}Pu (рисунок 3.1). В то же время тепловые нейтроны не способны вызвать деление ядер ^{238}U и ^{232}Th .

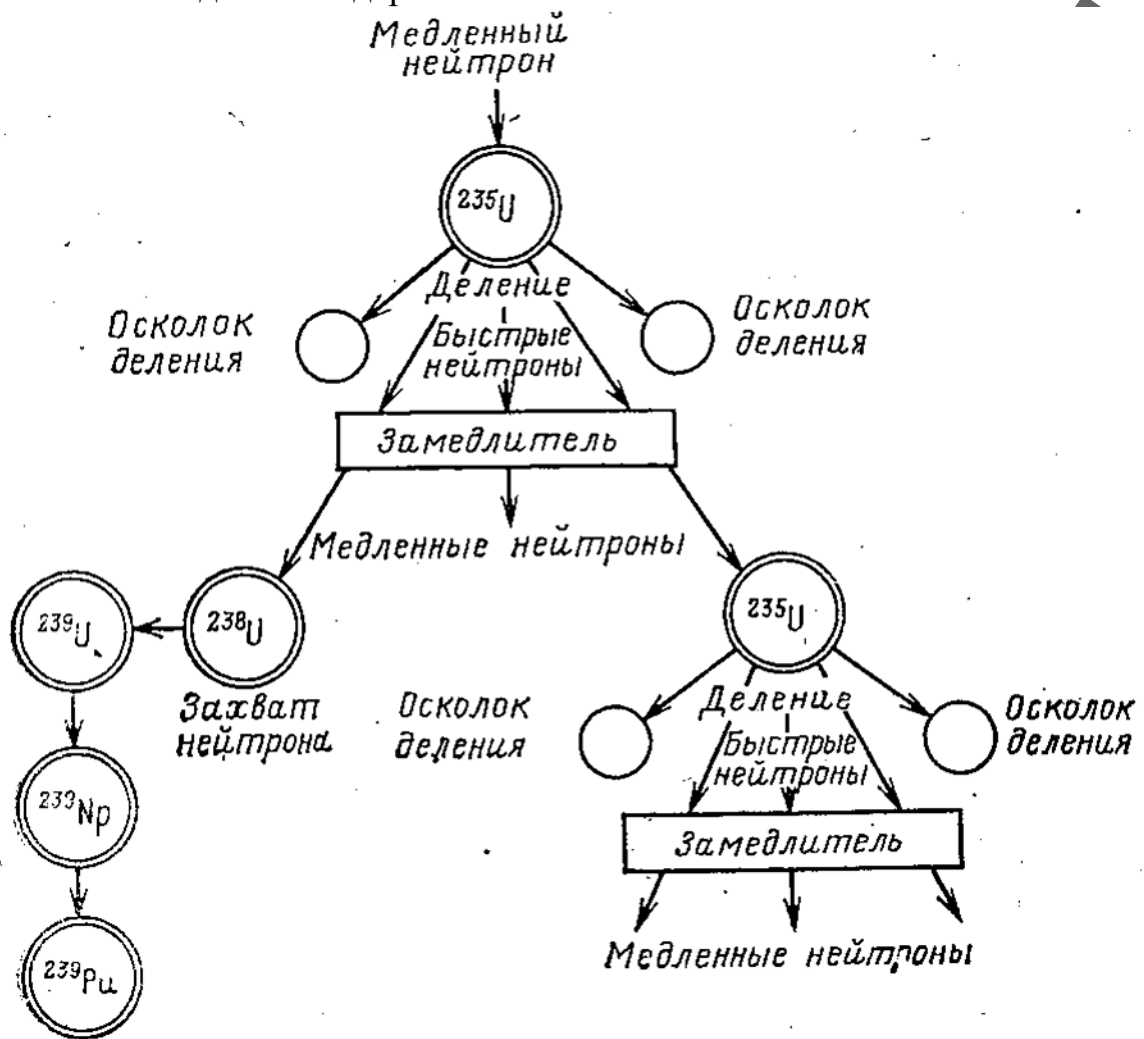


Рисунок 3.1 - Схема реакции деления ядер урана

Осколки деления - это изотопы элементов, расположенных в средней части периодической системы Менделеева. Энергия, выделяющаяся при делении ядра ^{235}U , составляет приблизительно 195 ± 5 МэВ; 90% ее представляет кинетическая энергия осколков, которая в результате их многократного столкновения с соседними атомами переходит в тепловую энергию. Остальная часть энергии приходится на нейтроны, β -частицы и γ -кванты, появляющиеся при делении ядра. В результате взаимодействия этих частиц с окружающей средой их энергия тоже переходит в тепловую.

Появляющиеся при делении ядра нейтроны подразделяются на мгновенные и запаздывающие. Мгновенные нейтроны составляют более 99% нейтронов деления и имеют энергию от 0,1 до 10 МэВ (в среднем 2 МэВ).

Запаздывающие нейтроны испускаются осколками деления в среднем через 12,4 с после момента деления ядра и составляют менее 1% нейтронов деления. Несмотря на это, они играют огромную роль в управлении цепной реакцией деления ядер.

На атомных электростанциях управляемая реакция деления ядер осу-

ществляется в ядерном энергетическом реакторе. По энергии нейтронов, производящих деление ядер, различают реакторы на тепловых и на быстрых нейтронах. В настоящее время в ядерной энергетике наиболее освоены и широко используются реакторы первого типа. В них деление происходит в основном под действием тепловых нейтронов.

В реакторах на тепловых нейтронах рождающиеся при делении ядер ^{235}U быстрые нейтроны вначале замедляются. Замедление происходит в результате упругих столкновений нейтронов с ядрами замедлителя, причем передача энергии от нейтрона, к ядру тем больше, чем ближе значения их масс. В качестве замедлителей используют обычную или тяжелую воду и графит. Они довольно интенсивно замедляют нейтроны, но относительно слабо их поглощают.

На атомных электростанциях в основном в качестве замедлителей используют обычную воду и графит. Графит в небольшой степени тоже поглощает нейтроны.

Основными элементами реактора на тепловых нейтронах (рисунок 3.2) являются тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) и замедлитель, образующие так называемую активную зону. ТВЭЛ представляет собой заполненную ядерным топливом коррозионноустойчивую защитную трубку - оболочку небольшого диаметра из специальных сплавов. Ядерное топливо для энергетических реакторов используется в виде двуокиси урана UO_2 ; она химически инертна, обладает высокой температурной и радиационной стойкостью. Между ТВЭЛами находится замедлитель. Через активную зону прокачивается теплоноситель, охлаждающий тепловыделяющие элементы и осуществляющей таким образом теплообмен из активной зоны. Функции замедлителя и теплоносителя может выполнять одно и то же вещество, например обычная или тяжелая вода. Для уменьшения утечки нейтронов из активной зоны ее окружают отражателем, выполненным из того же материала, что и замедлитель. Часть нейтронов, вылетающих из активной зоны, сталкивается с ядрами отражателя и возвращается в активную зону. Окруженная отражателем нейтронов активная зона помещается в корпусе реактора, снабженном бетонной биологической защитой от радиоактивных излучений, возникающих в процессе ядерных реакций. Бетон содержит до 10% (по массе) физически связанных молекул воды; он замедляет быстрые нейтроны, а затем поглощает их. Роль защиты в реакторе выполняют также отражатель и стенки корпуса реактора. Между корпусом и биологической защитой предусматривается слой тепловой защиты для восприятия радиационных тепловыделений. Толщина бетонной защиты выбирается такой, чтобы проходящие через нее радиоактивные излучения не превышали специально установленных норм. В том случае они не опасны, как не опасны слабые радиоактивные излучения, приходящие на землю из космоса.

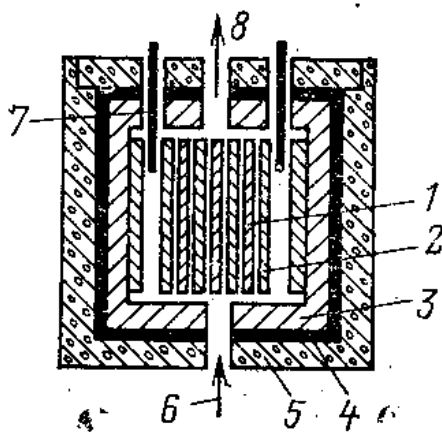


Рисунок 3.2 - Схема ядерного реактора на тепловых нейтронах
 1 - тепловыделяющие элементы; 2 - замедлитель; 3 - отражатель; 4 - корпус реактора; 5 - бетонная защита; 6 - вход теплоносителя; 7 - компенсирующие стержни; 8 - выход теплоносителя

Около 40% всех рожденных при делении ядер ^{235}U нейтронов полезно поглощается другими ядрами ^{235}U ; не менее 50% неизбежно поглощается в инертном ^{238}U , в замедлителе, теплоносителе и конструкционных материалах, расположенных в активной зоне. Поэтому на утечку наружу может приходиться не более 10% общего числа рожденных нейтронов. Если объем активной зоны относительно мал, то утечка нейтронов превышает «допустимую» и самоподдерживающаяся реакция деления ядер ^{235}U не происходит. С ростом объема активной зоны утечка нейтронов относительно уменьшается. При вполне определенном ее объеме, когда достигается вышеназванный баланс нейтронов, начинается самоподдерживающаяся цепная реакция деления ядер ^{235}U . Этот объем называется критическим, а соответствующая ему масса топлива - критической массой. Однако реактор с загрузкой, равной критической, длительно работать не может, поскольку в процессе работы топливо выгорает, т. е. уменьшается количество ^{235}U . Поэтому в действительности загрузка реактора в несколько десятков раз превышает критическую, но при этом для обеспечения требуемого баланса нейтронов в активную зону реактора вводят сильный поглотитель нейтронов в виде стержней из карбида бора. Такие стержни называются компенсирующими, поскольку они компенсируют дополнительную загрузку топлива или, по специальной терминологии, избыточную реактивность реактора. При работе реактора по мере выгорания топлива компенсирующие стержни постепенно выводятся из активной зоны и таким образом реактор непрерывно поддерживается в критическом состоянии. Один из стержней используют также для регулирования мощности-реактора, т. е. для поддержания ее на заданном уровне.

Мощность реактора определяется числом делений ядер в единицу времени: мощности 1 Вт соответствует $3,2 \cdot 10^{10}$ дел/с. В 1 кг ^{235}U содержится $2,563 \cdot 10^{24}$ ядер, и при полном его делении высвобождается $22,2 \cdot 10^6$ кВт-ч энергии.

Меняя положение регулирующего стержня в активной зоне, обеспе-

чивают требуемое изменение потока нейтронов и тем самым регулирование числа делений в единицу времени, а следовательно, и мощность реактора. Управлять цепной реакцией деления позволяют запаздывающие нейтроны, благодаря которым среднее время жизни поколения нейтронов в целом составляет около 0,1 с; при их отсутствии оно составляло бы 0,001 с. Соответственно при наличии запаздывающих нейтронов предельно малое перемещение регулирующих стержней изменяет мощность реактора за 1 с лишь на 0,1%, в то время как при отсутствии запаздывающих нейтронов она изменится за то же время на 10%. Такое изменение столь значительно, что без запаздывающих нейтронов управлять реактором было бы невозможно.

В реакторе нейтроны деления могут захватываться изотопом ^{238}U с последующим образованием ^{239}Pu , который наряду с ^{235}U может служить делящимся материалом. Аналогично при захвате нейтрона ^{232}Th образуется новый делящийся материал ^{233}U .

Отношение числа атомов вновь образовавшегося материала к числу атомов израсходованного первичного горючего называется коэффициентом воспроизводства горючего КВ. Воспроизводство ядерного горючего происходит в каждом реакторе, но интенсивность его различна. Расширенное воспроизводство, когда $\text{КВ} > 1$, происходит в реакторах на быстрых нейтронах (реакторах-размножителях).

Для наиболее распространенных в настоящее время реакторов на тепловых нейтронах коэффициент воспроизводства колеблется в зависимости от типа реактора от 0,5 до 0,85 и топливом для них является таким образом изотоп ^{235}U и образующийся в процессе работы ^{239}Pu .

3.2. Тепловые схемы атомных электростанций и типы реакторов

В зависимости от типа реактора, используемого теплоносителя состава оборудования энергетической установки и других факторов тепловая схема АЭС может быть одно-, двух- и трехконтурной (рисунок 3.3). Число контуров атомных электростанций составляет основу их классификации. Одноконтурные и двухконтурные схемы применяют на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах, и они наиболее распространены.

В одноконтурной схеме (рисунок 3.3,а) пар вырабатывается непосредственно в реакторе и поступает в паровую турбину, вал которой соединен с валом генератора. Отработавший в турбине пар конденсируется в конденсаторе, и конденсат циркуляционным насосом подается в реактор. Таким образом, в этой схеме теплоноситель является одновременно и рабочим телом. В одноконтурных схемах все оборудование работает в радиационноактивных условиях, что осложняет его эксплуатацию.

В двухконтурной схеме (рисунок 3.3,б) теплоноситель и рабочее тело движутся по самостоятельным контурам (соответственно первому и второму), общим элементом которых является парогенератор.

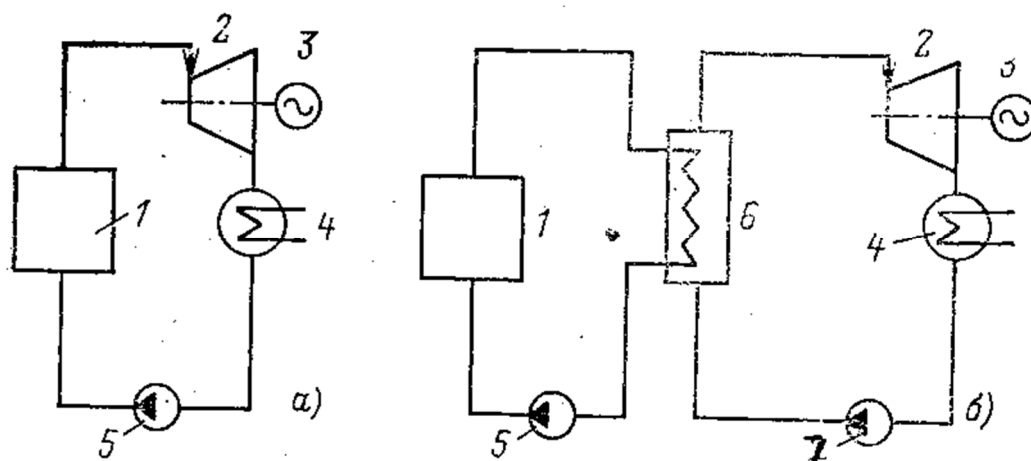


Рисунок 3.3 - Схемы атомных электростанций.

.а - одноконтурная; б - двухконтурная; 1 - реактор; 2 - паровая турбина; 3 - генератор; 4 - конденсатор; 5 - циркуляционный насос; 6 - парогенератор; 7 - питательный насос.

Нагретый в реакторе теплоноситель поступает в парогенератор (теплообменник), отдает теплоту рабочему телу и циркуляционным насосом снова возвращается в реактор. Полученный в парогенераторе пар подается в турбину, совершает в ней работу, затем конденсируется в конденсаторе, а конденсат питательным насосом подается в парогенератор. Таким образом, радиоактивный контур теплоносителя включает не все оборудование станции, а лишь его часть.

Атомная энергетика в настоящее время и на ближайшую перспективу базируется на водо-водяных реакторах типа ВВЭР. Единичная энергетическая мощность современных водо-водяных реакторов составляет 1000-1200 МВт. Созданию реакторов такой большой единичной мощности предшествовали большие научные исследования и инженерные разработки, строительство, освоение и накопление опыта эксплуатации реакторов меньшей мощности.

Атомные электростанции с реакторами типа ВВЭР-1000 выполнены по двухконтурной схеме. К числу наиболее освоенных относятся водо-водяные реакторы. В них замедлителем нейтронов и теплоносителем является обыкновенная вода. В СССР реакторы типа ВВЭР прошли три этапа создания и освоения.

Водо-водяной реактор ВВЭР-1000 (рисунок 3.4) представляет собой толстостенный цилиндрический стальной корпус, в котором устанавливается шахта с днищем (внутрикорпусное устройство); внутри шахты размещена активная зона.

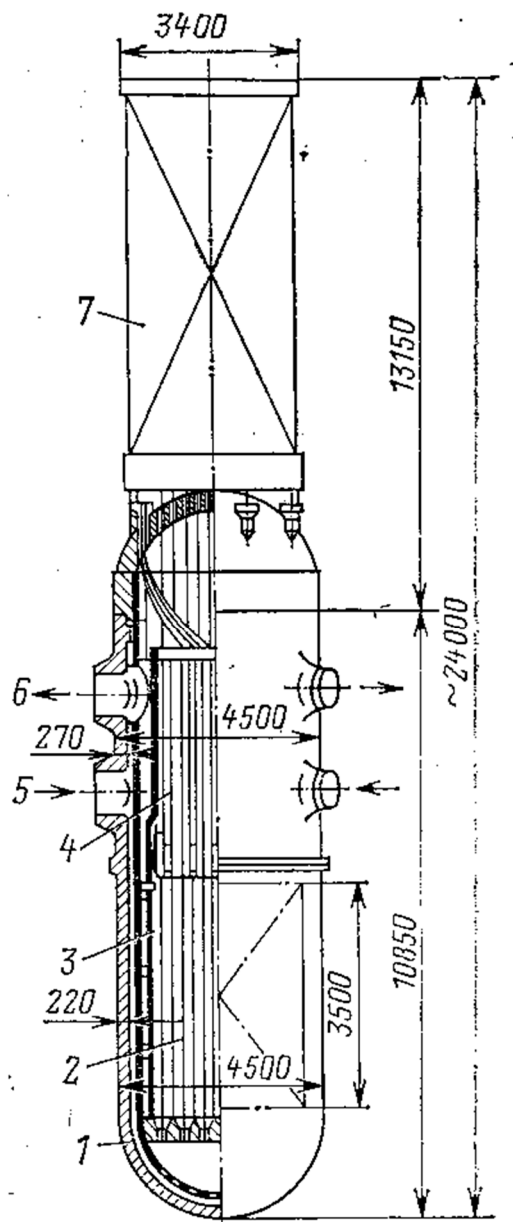


Рисунок 3.4 – Водо-водяной реактор ВВЭР-1000

1 - корпус; 2 - активная зона; 3 - шахта; 4 - блок защитных труб; 5 - вход теплоносителя; 6 - выход теплоносителя; 7 - верхний блок с приводами.

В активной зоне расположен набор тепловыделяющих кассет-сборок. Создаваемый циркуляционными насосами поток воды поступает в корпус через входные патрубки, проходит вниз по кольцевому зазору между корпусом и, внутрикорпусными устройствами в нижний смесительный объем, затем через распределительную решетку - в активную зону. Из активной зоны вода поступает в верхнюю смесительную камеру через выходные патрубки выходит из корпуса. Вода отводит выделяющуюся в активной зоне теплоту и передает ее в парогенераторах воде второго контура, которая превращается в пар.

Давление в первом контуре примерно 16 МПа; во втором контуре в парогенераторе вырабатывается насыщенный пар давлением примерно 6,4 МПа и температурой 278,5°C.

Для обеспечения максимальной безопасности установки все оборудование, содержащее активный теплоноситель под давлением, размещено в защитной оболочке.

3.3 Безопасность и надежность работы АЭС

Одним из главных вопросов развития атомной энергетики является обеспечение надежной и безопасной работы АЭС.

Обеспечение радиационной безопасности персонала и населения - важнейшая задача эксплуатации атомной станции. Радиационная безопасность обеспечивается созданием весьма надежных конструкций и устройств биологической защиты персонала от облучений; очисткой воздуха и воды, выходящих из помещений АЭС за ее пределы; извлечением и надежной локализацией радиоактивных загрязнений; повседневным дозиметрическим контролем помещений АЭС и индивидуальным дозиметрическим контролем персонала.

Биологическая защита реактора проектируется для ослабления нейтронного и γ -излучения до уровней, которые не являются опасными для обслуживающего персонала.

Помещения АЭС в зависимости от режима работы и установленного в них оборудования делятся на три категории:

- помещения первой категории (зона строгого режима);
- помещения второй категории (зона ограниченного режима);
- помещения третьей категории (зона нормального режима).

К помещениям первой категории относятся необслуживаемые герметичные помещения, в которые запрещен доступ людей во время работы реактора из-за наличия там в это время радиоактивной загрязненности.

Помещения второй категории - это полуобслуживаемые помещения, в которых находится лишь дежурный персонал, а доступ остальным лицам разрешается только дозиметрической службой станции.

В помещениях третьей категории персонал находится постоянно, эти помещения на станции радиационно безопасны.

Основной принцип обеспечения радиационной безопасности - строгое соблюдение режима перечисленных зон, постоянный дозиметрический контроль помещений и персонала АЭС (рисунок 3.5).

При работе атомной электростанции образуются твердые, жидкие и газообразные радиоактивные отходы. Они должны выводиться так, чтобы не создавалось загрязнения окружающей среды.

Помещения станции вентилируются воздухом определенных параметров: зимой он подогревается в специальных калориферах, а летом охлаждается; кроме того, воздух пропускается через масляные фильтры, в которых из него удаляется пыль. Это необходимо в связи с тем, что пылинки могут приобретать радиоактивность при прохождении воздуха через «загрязненные» помещения станции. Удаленные из помещений газы могут содержать радиоактивные вещества в виде аэрозолей, радиоактивную пыль и радиоактивные газы. Вентиляция станции строится так, чтобы потоки воз-

духа проходили из наиболее «чистых» в «загрязненные», а перетоки в обратном направлении исключались.

Во всех помещениях станции полная замена воздуха производится в течение не более одного часа.

Вентилирующий загрязненный воздух очищается в аэрозольных фильтрах от аэрозолей и выбрасывается в вентиляционную трубу.

При эксплуатации атомных энергетических установок возникает проблема удаления и захоронения радиоактивных отходов. Образующиеся продукты деления имеют избыточное число нейтронов, а период стабилизации, т. е. периоды потери радиоактивности, у различных изотопов составляет от секунд до сотен тысяч лет. Отработавшие в реакторах твэлы выдерживают определенное время в бассейнах с водой непосредственно на атомной электростанции, пока не произойдет стабилизация изотопов с малым временем полураспада, после чего твэлы отправляют на специальные радиохимические заводы для регенерации. На заводах из твэлов извлекается ядерное горючее, а радиоактивные отходы подлежат захоронению.

Для захоронения жидких и твердых отходов, загрязненных радиоактивными веществами, на АЭС сооружаются могильники – специальные подземные емкости из нержавеющей стали с двойными стенками. Могильники окружаются бетонной оболочкой, предотвращающей проникновение радиоактивных веществ в грунтовые воды. В месте установки могильников делаются скважины для контроля радиоактивности грунтовых вод и принятия необходимых защитных мер в случае обнаружения протечек. Могильники сооружаются так, чтобы уровень грунтовых вод был бы не менее чем на четыре метра ниже их дна.



Рисунок 3.5 - Щит управления атомной электростанцией.

Атомная станция сооружается в малозаселенной местности с подветренной стороны к ближайшему населенному пункту.

Кроме радиационного контроля в помещениях атомной станции организуется радиационный контроль в окружающем районе в радиусе до 40 - 50 км: устанавливаются дозиметрические посты для отбора проб воздуха, почвы, воды, радиоактивных веществ в растениях, водорослях, на дне водоемов.

Кафедра "ММС"

4 ЗАЩИТА ВОЗДУШНОЙ И ВОДНОЙ СРЕДЫ ОТ ВЫБРОСОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

4.1. Выбросы в атмосферу тепловых электростанций и их влияние на окружающую среду.

Энергетическое производство, потребляя огромное количество минерального топлива и кислорода воздуха для его окисления, выдает продукцию в виде электрической и тепловой энергии, а газообразные и твердые продукты сгорания являются его отходами. При этом только часть твердых отходов - некоторая доля золы и шлака - используется в народном хозяйстве. Примерно лишь 40% тепловой энергии, выделившейся при сгорании топлива, преобразуется в электрическую, а остальная ее часть передается в окружающую среду с водой, охлаждающей конденсаторы паровых турбин, и с продуктами сгорания.

Защита атмосферы от выбросов энергетического производства имеет место при внедрении ядерной энергетики при безусловном, как отмечалось ранее, обеспечении радиационной безопасности АЭС. При производстве электрической и тепловой энергии на базе ядерного горючего материальный обмен с окружающей средой неизмеримо меньше и носит качественно иной характер. Энергетический же обмен на 1 кВт-ч выработанной электроэнергии больше, чем на ТЭС, вследствие более низкого термического КПД цикла на насыщенном паре.

Значительная часть выработанной электроэнергии в процессе передачи и потребления также превращается в теплоту, которая рассеивается в окружающей среде.

Для энергетического производства характерно наличие различных загрязненных стоков, связанных с процессами водоподготовки, консервации и промывки оборудования, гидротранспорта золошлаковых материалов и т. п. Однако в этой области принципиально возможно создание замкнутых и бессточных систем.

Указанные особенности энергетического производства создают значительные трудности при защите окружающей среды от его неблагоприятных воздействий.

Остановимся на отдельных аспектах защиты воздушного и водного бассейнов от выбросов ТЭС.

Выброс окислов азота энергетическими и транспортными установками нежелателен, так как даже при малых концентрациях они раздражающе действуют на органы дыхания, приводят к коррозии оборудования, к образованию удушливых смогов. Чем выше температура в камере сгорания и больше свободного кислорода, тем интенсивнее образование окислов азота NO и NO_2 . В связи с этим основным направлением борьбы с появлением окислов азота в дымовых газах электростанций является «подавление» окислов азота в топках путем организации топочных режимов, исключающих или уменьшающих их образование.

В энергетических топливах содержится сера, особенно много ее в каменных углях и мазутах, при сжигании которых образуются вредные для

живых организмов и растительности окислы серы.

Окислы серы ускоряют коррозию оборудования, вредно сказываются на жизнедеятельности растений, особенно хвойных деревьев, приводят к подсыханию опаданию хвои.

Теплота, полученная при сжигании топлива, так или иначе поступает в окружающую среду. Если сравнить ее количество с получаемым земной поверхностью в результате солнечной радиации, то оно составит немногим более 0,01%, что дает повышение температуры Земли примерно на 0,01 °С и не вызывает опасности перегрева планеты. И все же не следует забывать, что локальные воздействия на природу, особенно в густонаселенных промышленных районах, весьма значительны, и меры по их уменьшению необходимо принимать незамедлительно.

4.2. Защита атмосферы от вредных выбросов ТЭС

Проблема защиты атмосферы от вредных выбросов тепловых электростанций решается в следующих направлениях:

- предварительная очистка топлива от вредных примесей — золы и серы;
- организация топочных режимов, уменьшающих образование вредных составляющих;
- очистка дымовых газов от золы, окислов серы и азота;
- рассеивание дымовых газов через высокие трубы;
- комплексное энерготехнологическое использование топлива, обеспечивающее уменьшение вредных выбросов.

Практическая реализация перечисленных направлений зачастую связана с большими трудностями технического и экономического характера.

Облагораживание топлива, т. е. предварительное удаление из него серы и золы, приводит к резкому его удорожанию. Так, например, снижение сернистости мазута на нефтеперерабатывающих заводах с 2,5 до 0,5% удорожает его вдвое. При сжигании топлива около 99 % содержащейся в нем серы переходит в дымовые газы в форме SO_2 и менее 1% в форме SO_3 . В зависимости от содержания серы в топливе и теплоты его сгорания концентрация окислов серы в 1 м³ дымовых газов, приведенном к нормальным условиям (давлению 760 мм рт. ст. и температуре 0°С), составляет 1 - 5 г/м³.

Кроме окислов серы вредной газообразной примесью, выбрасываемой с дымовыми газами тепловых электростанций и определяющей в значительной мере загрязнение воздушного бассейна, являются окислы азота.

Окислы азота образуются при окислении азота топлива и азота воздуха в зоне высоких температур при сжигании всех видов органического топлива.

На образование окислов азота в топке котла влияют прежде всего температурный уровень и концентрация кислорода в зоне горения факела, а также вид топлива. Влияние таких факторов, как паропроизводительность котла, тип горелочных устройств и топочной камеры, тепловое напряжение топочного объема, избыток воздуха в топке и способ его подачи, наличие

рециркуляции и других, проявляется в той мере, в какой они сказываются на температуре горения.

Концентрация окислов азота быстро возрастает с увеличением температуры и достигает существенных значений при температуре более 1750°C.

В топочной камере образуется в основном окись азота NO, которая и выбрасывается с дымовыми газами в атмосферу, где довольно быстро доокисляется до двуоксида азота NO₂, представляющей собой бурый ядовитый газ с характерным запахом.

Назовем некоторые основные способы снижения концентрации окислов азота:

- уменьшение избытка воздуха, подаваемого в топку (практически реализуется при сжигании газа и мазута);
- некоторое понижение температуры подогрева воздуха;
- снижение теплового напряжения в топочной камере путем увеличения ее объема и применения двухсветных экранов;
- рациональный выбор горелочных устройств и их расположения;
- применение многоступенчатого сжигания, когда в нижние горелки подается обедненная, а в верхние - обогащенная воздухом топливо-воздушная смесь, что позволяет понизить температуру в основной (нижней) зоне горения и дожигать горючие вещества в верхней зоне;
- рециркуляция дымовых газов в топочную камеру (возврат в топку части дымовых газов, отбираемых обычно после водяного экономайзера при температуре 300 - 400°C), которая уменьшает температуру горения, снижает концентрацию кислорода и скорость горения.

Реализация перечисленных мероприятий позволяет уменьшить образование окислов азота на 30 - 50%. На современных котлах большой производительности концентрация окислов азота в дымовых газах при сжигании топлива различных видов составляет около 0,4 - 1,0 г/м³ и установленное санитарными нормами значение ПДК может быть обеспечено при разбавлении дымовых газов воздухом в 5000 - 12 000 раз.

В нашей стране действует положение об учете суммарного действия окислов серы и азота при одновременном присутствии их в воздухе. С учетом этого обстоятельства требуется разбавлять дымовые газы воздухом в 10 000 - 25 000 раз, что достигается путем рассеивания их в атмосфере с помощью высоких дымовых труб (250 - 360 м)

Все тепловые электростанции на твердом топливе оборудуются золоулавливающими установками. В настоящее время созданы золоуловители с эффективностью золоулавливания (КПД), равной 98 - 99%. Основные типы используемых золоуловителей можно выделить в следующие группы:

- электрофильтры (КПД 98 - 99%);
- сухие инерционные золоуловители - циклоны и батарейные циклоны (КПД 85 - 90%);
- мокрые золоуловители (КПД 90 - 95%);
- комбинированные золоуловители — сочетание золоуловителей второй и третьей групп с электрофильтрами (КПД 98 - 99%).

4.3. Защита водного бассейна от выбросов ТЭС

В настоящее время проблема рационального использования и охраны водных ресурсов приобрела особую актуальность в связи с ухудшением качества воды, вызванным сбросом промышленных и бытовых сточных вод в естественные водоемы.

Теплоэнергетика - один из крупнейших в народном хозяйстве потребителей воды для технологических нужд, на ее долю приходится более 40% валового потребления воды в стране.

К сточным водам тепловых электрических станций относятся охлаждающие воды (после охлаждения конденсаторов турбин, масло- и воздухоохладителей и пр.); сбросные воды из систем гидрозолоудаления; сточные воды водоподготовительных установок и конденсатоочисток; отработавшие растворы после химической очистки теплосилового оборудования и его консервации; нефтезагрязненные воды; растворы от обмывок поверхностей нагрева котлов, работающих на мазуте. Количество этих стоков и их состав весьма различны и зависят от мощности ТЭС, вида используемого топлива, принятого способа водоподготовки, системы золоудаления и других факторов.

Возможны два пути уменьшения загрязнения природных водоемов сточными водами ТЭС: глубокая очистка всех стоков до предельно допустимых концентраций или организация систем повторного использования стоков. Первый путь малоперспективен, так как связан с большими затратами на сооружение и эксплуатацию соответствующих установок. Более предпочтительно создание оборотных систем с многократным использованием воды. При этом очистка стоков до ПДК уже не обязательна, достаточно довести их качество до уровня, требуемого технологическим процессом, в котором они снова будут использоваться. Второй путь ведет к резкому сокращению количества воды, забираемой тепловой электростанцией из водоисточников, и создает основы для разработки бессточных схем. Оценим масштабы стоков тепловых электростанций, пути их снижения и обезвреживания.

Количество охлаждающей воды на ТЭС определяется в основном количеством пара, поступающего в конденсаторы турбин; оно наибольшее на конденсационных электростанциях. На КЭС расход охлаждающей воды на 1 кВт ч выработанной электроэнергии составляет 100 - 130 кг, на АЭС он еще больше - 170 - 200 кг. Отвод теплоты при нагреве воды на 8 - 10 °С составляет на КЭС около 4,3 кДж/(кВт ч), а на АЭС - 7,3 кДж/(кВт-ч). Таким образом, с охлаждающей водой в водоемы сбрасывается огромное количество теплоты, что создает так называемое «тепловое загрязнение».

Водоемы представляют собой сложные экологические системы, в которых существуют сообщества животных и растений, и, чтобы не наносить ущерба условиям их жизни, санитарными нормами регламентируется повышение собственной температуры водоема тепловыми сбросами не более чем на 5°С зимой и 3°С летом.

Основной способ снижения сброса подогретой воды в водоемы - ис-

пользование оборотных систем водоснабжения с градирнями. В этом случае не создается теплового загрязнения водоемов, а количество забираемой из них свежей воды намного меньше, чем в системах с водохранилищами-охладителями и тем более в прямоточных системах, так как необходимо лишь восполнение потерь при испарении. К достоинствам градирен относится также относительно небольшая, по сравнению с водохранилищами, занимаемая ими площадь.

Одним из существенных недостатков подготовки воды на ТЭС методами осаждения и обессоливания с помощью ионного обмена является большой расход реагентов на очистку воды. Сточные воды водоподготовительных установок могут иметь кислую или щелочную реакцию, а также содержат много грубодисперсных примесей и солей, поэтому непосредственный сброс их в водоемы недопустим. Очистка таких вод должна сводиться к их нейтрализации, удалению основной части солей и грубодисперсных примесей в соответствии с санитарными нормами, регламентирующими сбросы сточных вод в водоемы. Для уменьшения сброса сточных вод водоподготовительных установок требуется создание методов и схем подготовки воды на ТЭС, позволяющих уменьшить количество потребляемых реагентов, а также разработка эффективных способов регенерации реагентов из сточных вод.

В отношении уменьшения расхода реагентов перспективны методы непрерывного ионирования, электрокоагуляции, мембранные методы (обратный осмос и электродиализ) и термический способ обессоливания воды. Электрокоагуляция основана на явлении электролиза растворов при прохождении через них электрического тока, а мембранные методы - на переносе примесей или растворителей через мембраны.

Основная задача очистки сточных вод химических промывок и консервации оборудования состоит в разрушении образовавшихся при промывках комплексов металлов с реагентами с последующим выделением металлов в осадок и в разрушении органических соединений. После проведения этих операций осветленная вода может быть сброшена в водоем. Загрязненные нефтепродуктами (далее для краткости называемые маслом) воды очищаются путем отстаивания, флотации и фильтрования (рисунок 4.1). Основная часть масла находится в сточной воде в виде отдельных мелких частиц сферической формы, которую они приобретают под действием сил поверхностного натяжения. Масло отстаивается в нефтеловушке, состоящей из приемной и отстойной камер и двух полупогружных перегородок. Сточная вода подается в приемную камеру, проходит под первой полупогружной перегородкой и поступает в отстойную камеру, где происходит разделение воды и масла. Частицы масла всплывают на поверхность воды, и образующаяся масляная пленка удаляется специальным устройством. Очищенная вода проходит под второй полупогружной перегородкой и выводится из нефтеловушки.

Флотация капель масла из сточной воды основана на их способности образовывать комплексы «частица масла - пузырек воздуха» с последую-

ЩИМ ВЫДЕЛЕНИЕМ ЭТИХ КОМПЛЕКСОВ ИЗ ВОДЫ.

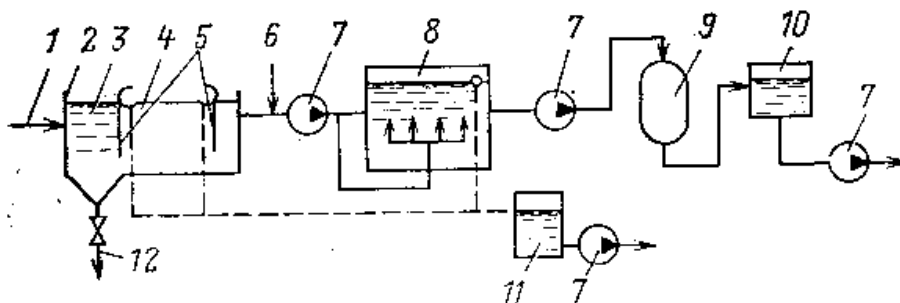


Рисунок 4.1 - Схема очистки вод, загрязненных мазутом и маслом.

1 - подача загрязненной воды; 2 - нефтеловушка; 3 - приемная камера нефтеловушки; 4 - отстойная камера нефтеловушки; 5 - полупогружные перегородки; 6 - подвод воздуха; 7 - насос; 8 - флотатор; 9 - фильтр; 10 - бак очищенной воды; 11 - бак сбора мазута и масел; 12 - дренаж нефтеловушки.

Воздух подается в трубопровод перед насосом, растворяется в воде, а затем дисперсная система «пузырьки - вода» поступает во флотатор, где и происходит флотационный процесс. Из флотатора образующийся слой пены удаляется в бак сброса мазута и масел, а вода подается насосом на фильтры и далее в резервуар очищенной воды, после чего может быть повторно использована в системе технического водоснабжения станции (что предпочтительнее) либо сброшена в водоем. Удаленные из воды нефтепродукты смываются в бак сбора мазута и масел и направляются на сжигание.

Сточные воды после обмывки поверхностей нагрева котлов (обмывочные воды) имеют кислую реакцию и содержат грубодисперсные примеси (окислы железа, нерастворяющуюся часть золы, продукты недожога и пр.) и примеси в истинно растворенном состоянии. Эти воды нейтрализуются щелочными растворами, отстаиваются, шлам обезвоживается на пресс-фильтрах, расфасовывается и складировается. Очищенная вода может быть повторно использована для обмывки оборудования.

Рассмотренные примеры показывают основное направление решения проблемы охраны водного бассейна - выделение, переработка и использование загрязняющих воду продуктов; повторное многократное использование воды.

4.4. Системы контроля выбросов в атмосферу

Мы уже останавливались на экологическом влиянии энергетики. Современные блоки комплектуются автоматизированной системой контроля выбросов (АСК). Рассмотрим ее принципиальное устройство на примере АСК для блока ПГУ-230.

АСК служит для непрерывных измерений с известной погрешностью концентраций и выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух и обеспечивает получение информации о фактических величинах выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (O_2 , CO_2 , CO , NO и CH_4) ПГУ-230. Структурная схема АСК показана на рисунке 4.2.

АСК предназначена для выполнения следующих задач:

- контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ;
- оценки эффективности мероприятий по снижению вредного воздействия загрязняющих веществ на состояние атмосферного воздуха;
- учета выбросов загрязняющих веществ по результатам непрерывных измерений, подготовки отчетности.

АСК состоит из:

- газоаналитической системы на базе газоанализаторов (Ultramat 23);
- средств измерения расхода топлива (система «Поток»);
- средств сбора, обработки, хранения и передачи информации (контроллеры Siemens серии S7-300);
- средств регистрации и отображения результатов измерений;
- вспомогательного оборудования.

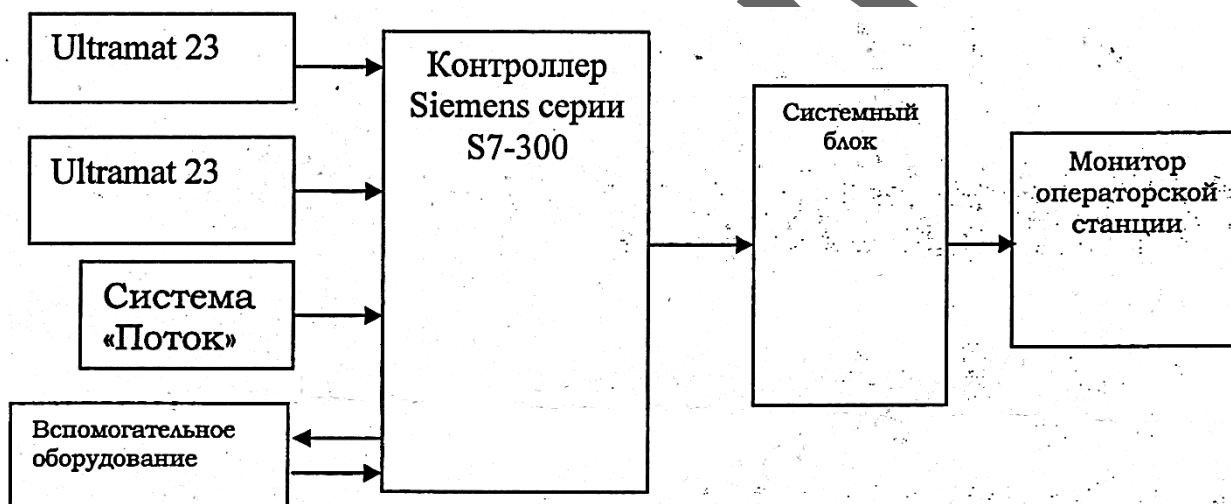


Рисунок 4.2 - Структурная схема АСК.

Использование АСК позволяет в режиме реального времени видеть ситуацию с выбросами на объекте, на основе материалов архивации анализировать режим работы объекта, использовать данные о суммарных расходах выбросов для коммерческих расчетов.

5 СОВРЕМЕННЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

5.1 Коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные сплавы

Коррозионностойкие стали и сплавы обладают стойкостью против электрохимической и химической коррозии (атмосферной почвенной, щелочной, кислотной, солевой), межкристаллитной коррозии, коррозии под напряжением и т.д.

Жаростойкие стали и сплавы обладают стойкостью против химического разрушения поверхности в газовых средах при температурах выше 550 °С, работают в нагруженном или слабонагруженном состоянии.

Жаропрочные стали и сплавы способны работать в нагруженном состоянии при высоких температурах в течение определенного времени и обладают при этом достаточной жаростойкостью. Поставляются термически обработанными (отжиг или высокий отпуск).

Высоколегированные коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные стали подразделяются на структурные классы: аустенитный, ферритный, мартенситный, аустенитно-ферритный, аустенитно-мартенситный, мартенситно-ферритный.

Легированная сталь - сталь, которая кроме обычных примесей содержит элементы, специально вводимые в определенных количествах для обеспечения требуемых физических или механических свойств. Эти элементы называются легирующими (таблица 5.1). Стоящая за буквой цифра обозначает среднее содержание элемента в процентах. Если элемента содержится менее 1 %, то цифры за буквой не ставятся. Первые две цифры указывают среднее содержание углерода в сотых долях процента, если цифра одна, то содержание углерода в десятых долях процента.

Коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные сплавы подразделяются на сплавы:

- на железоникелевой основе (ХН35ВТ, ХН35ВТЮ, ХН32Т, ХН38ВТ, ХН28ВМАБ, 06ХН28МДТ, 03ХН28МДТ, 06ХН28МТ и др.);
- на никелевой основе (Н70МФ, ХН65МВ, ХН60ВТ, ХН60Ю, ХН70Ю, ХН70ВМЮТ, ХН70МВТЮБ, ХН70ВМТЮФ, ХН62МВЮО, ХН55ВМТКЮ и др.).

В марках сплавов указывается только содержание никеля. По свойствам и назначению сплавы подразделяются на коррозионностойкие (06ХН28МДТ, 03ХН28МДТ, Н70МФ, ХН58В, ХН65МВУ и др.), жаростойкие (ХН38ВТ, ХН28ВМАБ, ХН60ВТ, ХН60Ю, ХН70Ю и др.) и жаропрочные (ХН35ВТ, ХН35ВТЮ, ХН32Т, ХН38ВТ, ХН60ВТ, ХН60Ю, ХН70Ю, ХН70ВМЮТ, ХН70МВТЮБ, ХН70ВМТЮФ, ХН62МВКЮ, ХН55ВМТКЮ и др.). Отсюда видно, что у многих сплавов может быть не одно назначение.

Таблица 5.1 - Влияние легирующих элементов на свойства сталей.

Маркировка	Элемент		Влияние легирующего элемента на свойства стали
Б	ниобий	Nb	Улучшает кислотостойкость и способствует уменьшению коррозии в сварных конструкциях.
В	вольфрам	W	Образует в стали очень твердые соединения – карбиды, резко увеличивающие твердость и красностойкость стали. Вольфрам препятствует росту зерен при нагреве, способствует устранению хрупкости при отпуске.
Г	марганец	Mn	Для увеличения прокаливаемости в хромокремнистые стали вводят марганец в количестве 0,8 – 14%. Присутствие в стали марганца приводит к некоторому понижению ее ударной вязкости и запаса вязкости, но при сохранении относительно высокого уровня механических свойств прокаливаемость стали резко возрастает.
Д	медь	Cu	Увеличивает антикоррозионные свойства
К	кобальт	Co	Кобальт является активным упрочнителем аустенитных сталей, особенно при наличии в них других легирующих элементов, вызывающих дисперсное затвердевание. Повышает жаропрочность, магнитные свойства, увеличивает сопротивление удару.
М	молибден	Mo	Увеличивает красностойкость, упругость, предел прочности на растяжение, антикоррозионные свойства и сопротивление окислению при высоких температурах.
Н	никель	Ni	Введением никеля сильно повышается прокаливаемость хромокремнистых сталей и хромансиров. Получаемые в результате этого стали широко используются для деталей больших сечений. Для этих же целей находят применение хромоникелемолибденовые стали. Однако, область их применения сужается за счет кремнесодержащих сталей. Исключением являются стали для цементируемых деталей. Наиболее широко здесь используются хромистые, никелевые, хромоникелевые и хромоникелемолибденовые стали.
С	кремний	Si	Кремний вводится в сталь в количестве 1,0—1,8%. Он положительно влияет на ударную вязкость и запас вязкости стали, понижает ее чувствительность к перегреву и сильно повышает температуру превращения мартенсита в троостит при отпуске стали. Это позволяет повысить температуру низкого отпуска и уменьшить остаточные напряжения закалки. Однако кремний слабо влияет на прокаливаемость стали. По прокаливаемости кремнистые стали мало отличаются от обычных углеродистых сталей. В связи с этим, конструкционные стали помимо кремния легируют еще другими элементами.
Т	титан	Ti	Повышает прочность и плотность стали, способствует измельчению зерна, улучшает обрабатываемость и сопротивление коррозии.
Ф	ванадий	V	Повышает твердость и прочность, измельчает зерно. Увеличивает плотность стали.
Х	хром	Cr	Чаще всего для легирования используется хром в количестве 1,0—1,8%. Хромокремнистые стали обладают высокими механическими свойствами, малой склонностью к перегреву, но прокаливаемость недостаточна. Обеспечивает высокие антикоррозионные свойства стали как при низких, так и при высоких температурах, а также жаростойкость стали (окалиностойкость).
Ю	алюминий	Al	Повышает жаростойкость и окалиностойкость.

Коррозионностойкие сплавы ХН65МВУ применяются при изготовлении теплообменников, реакторов. Жаростойкие сплавы применяются при изготовлении деталей газовых турбин, например, ХН38ВТ (детали газовых систем), ХН28ВМАБ (листовые детали турбин), ХН70Ю (детали газопроводных систем). Жаропрочные сплавы также используются для изготовления ответственных деталей газовых турбин, например, ХН70ВМЮТ, 26ХН3М2ФА (лопатки газовых турбин, крепежные детали с весьма длительным сроком службы), ХН60ВТ (листовые детали турбин с ограниченным сроком службы), ХН62МВКЮ (лопатки, диски турбин с длительным сроком службы), ХН70МВТЮБ (листовые детали, газопроводы, работающие при умеренных напряжениях, с ограниченным сроком службы).

- 15Х6СЮ, мартенситно-ферритного класса (детали котельных установок, трубы);

- 40Х9СА, мартенситного класса (трубки рекуператоров, теплообменники, колосники, крепежные детали);

- 12Х25Н16Г7АР, аустенитного класса (детали газопроводных систем, изготавливаемые из тонких листов, ленты, сортового проката);

- 12Х18Н10Т, аустенитного класса (сварные аппараты и сосуды, работающие в разбавленных растворах азотной, уксусной, фосфористой кислот, растворах щелочей и солей; детали, работающие под давлением при температурах от -196 до 600 °С, а при наличии агрессивных сред – до 350 °С) и др.

Теплоустойчивые стали перлитного и мартенситного классов предназначены для деталей, работающих в нагруженном состоянии при температуре до 600 °С в течение длительного времени. Перлитные теплоустойчивые стали предназначены для длительной эксплуатации при температурах 450-580 °С; применяются в основном в котлотурбостроении для изготовления паропроводных и пароперегревательных труб.

Примеры марок сталей:

- 12МХ, 12Х1МФ (трубы пароперегревателей трубопроводов, коллекторных установок высокого давления, поковки для котлов и трубопроводов, детали цилиндров газовых турбин);

- 20Х1М1Ф1ТР (применяется для длительной – сотни тысяч часов эксплуатации при 450-580 °С в качестве паропроводных и пароперегревательных труб, крепежных деталей турбин и фланцевых соединений в котлотурбостроении).

Мартенситные теплоустойчивые стали предназначены для изделий, работающих при температурах 450-600 °С; отличаются от перлитных сталей повышенной жаростойкостью в атмосфере пара или топочных газов.

Примеры марок сталей:

- 12Х8ВФ (трубы печей);

- 40Х9С2 (крепежные детали).

Мировые производители высоколегированных сталей и сплавов: Special Metals Corporation group, United Technologies Corp, Astralloy Steel Products, Inc, Mond Nickel Company выпускают под своими марками материалы

и детали для производителей ПГУ (таблицы 5.2-5.4).

Таблица 5.2 - Химсостав деформируемых жаропрочных сплавов на никелевой основе.

Сплав	Содержание химических элементов, %										
	Ni	Cr	Co	Mo	Al	Ti	Nb	C	B	Zr	др. элементы
Inconel X-750	73,0	18,0	-	-	0,8	2,5	0,9	0,04	-	-	6,8 % Fe
Udimet 500	53,6	18,0	18,5	4,0	2,9	2,9	-	0,08	0,006	0,05	
Udimet 700	53,4	15,0	18,5	5,2	4,3	3,5	-	0,08	0,03	-	
Waspaloy	58,3	19,5	13,5	4,3	1,3	3,0	-	0,08	0,006	0,06	
Astraloy	55,1	15,0	17,0	5,2	4,0	3,5	-	0,06	0,03	-	
Rene 41	55,3	19,0	11,0	10,0	1,5	3,1	-	0,09	0,005	-	
Nimonic 80A	74,7	19,5	1,1	-	1,3	2,5	-	0,06	-	-	
Nimonic 90	57,4	19,5	18,0	-	1,4	2,4	-	0,07	-	-	
Nimonic 105	53,3	14,5	20,0	5,0	1,2	4,5	-	0,2	-	-	
Nimonic 115	57,3	15,0	15,0	3,5	5,0	4,0	-	0,15	-	-	

Таблица 5.3 - Химсостав литейных жаропрочных сплавов на никелевой основе.

Сплав	Содержание химических элементов, %										
	Ni	Cr	Co	Mo	Al	Ti	Nb	C	B	Zr	др. элементы
B-1900	64,0	8,0	10,0	6,0	6,0	1,0	-	0,10	0,015	0,1	4,0 % Ta
MAR-M200	60,0	9,0	10,0	-	5,0	2,0	1,0	0,13	0,015	0,05	12,0 % W
Inconel 738	61,0	16,0	8,5	1,7	3,4	3,4	0,9	0,12	0,01	0,10	1,7 % Ta, 3,6 % W
Rene 77	58,0	14,6	15,0	4,2	4,3	3,3	-	0,07	0,016	0,04	
Rene 80	60,0	14,0	9,5	4,0	3,0	5,0	-	0,17	0,015	0,03	4,0 % W

Таблица 5.4 - Содержание химических элементов в рабочих лопатках последних ступеней паровых турбин.

Марка стали	Содержание химических элементов, %										
	C	Si	Mn	Cr	Mo	V	W	Ni	S	P	
12X13, 12X13-III (1X13-III) (ЭЖ1)	0,09 - 0,15	≤0,6 0	≤0,6 0	12,0 - 14,0	- -	- -	- -	≤0,5 0	≤0,02 5	≤0,0 3	
20X13, 20X13-III (ЭЖ2)	0,16 - 0,24	≤0,6 0	≤0,6 0	12,0 - 14,0	- -	- -	- -	≤0,5 0	≤0,02 5	≤0,0 3	
1X11МФ, 1X11МФ-III (X11МФ)	0,12 - 0,19	≤0,5	≤0,7 0	10,0 - 11,5	0,60 - 0,80	0,25 - 0,40	- -	- -	≤0,02 5	≤0,0 3	
15X11МФ, 15X11МФ-III	0,12 - 0,19	≤0,5	≤0,7 0	10,0 - 11,5	0,60 - 0,80	0,25 - 0,40	- -	≤0,6 0	≤0,02 5	≤0,0 3	

13X11H2B2MФ -Ш (ЭИ961-Ш)	0,10 - 0,16	≤0,6 0	≤0,6 0	10,5 - 12,0	0,35 - 0,50	0,18 - 0,30	1,60 - 2,00	1,50- 1,80	≤0,02 5	≤0,0 3
-----------------------------	-------------------	-----------	-----------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	---------------	------------	-----------

Ещё в начале XX века компанией Хэйнс (англ. Haynes) были получены патенты на сплавы системы Co – Cr и Co – Cr – W. Эти сплавы, именуемые «стеллитами» использовались вначале для производства режущего инструмента и износостойких деталей. В 1930-х годах был разработан литейный Co – Cr – Mo сплав HS-21 начал использоваться десятилетие спустя в турбонагревателях и газовых турбинах. Тогда же начали использовать сплав системы Co – Ni – Cr для направляющих лопаток газотурбинных двигателей. В 1943 г. был разработан литейный сплав Co – Ni – Cr – W (X-40) применяемый при изготовлении лопаток турбин. Отечественные производители для защиты от капельной эрозии в паровых установках последних ступеней используют стеллит марки ВЗК, который наплавляется или приваривается к рабочей кромке лопатки. Стеллит в последнее время вытеснился сплавами на никелевой основе.

Нимоник - никелевый жаропрочный сплав для изготовления деталей газотурбинных двигателей, работающих при высоких температурах.

Сплав относится к группе гомогенных, не упрочняемых термической обработкой. Хорошо сваривается различными видами сварки. Сплав D S используется в тех случаях, когда от деталей требуется повышенная стойкость в углеродсодержащих средах при высоких температурах. Является наиболее экономичным сплавом (содержит ок. 40% Fe), вследствие добавки кремния обладает высокой окислительной стойкостью. Сплавы 80, 80А, 90, 95, 100, 105, 115 относятся к группе высокожаропрочных сплавов с интерметаллидным упрочнением; их жаропрочность тем выше, чем выше степень легирования. Для изготовления рабочих лопаток газотурбинных двигателей вначале применялся сплав 80, но был вскоре заменен более совершенным сплавом 80А; в настоящее время этот сплав служит для изготовления рабочих лопаток низших ступеней двигателя. Сплавы 90, 95 имеют более высокую жаропрочность вследствие присадки 15 - 21% кобальта, а также добавок алюминия и титана. Сплавы 100, 105 при такой же жаропрочности имеют меньшее содержание хрома и титана и повышенное содержание алюминия (до 5%). Сплав 80 применяется при 650 - 730°C, с высокими напряжениями, а при умеренных напряжениях - до 850°C. Сплав 90 применяется до 900°C, а сплавы 100, 105, 115 при 900 – 1000°. Сплавы используются в газовых турбинах для колец, корпусов и в различных листовых изделиях.

Ротор газотурбинного агрегата (компрессора и ГТ) вращается в опорных подшипниках, рабочие поверхности которых изготовлены из баббита. Баббит - антифрикционный сплав на основе олова или свинца, предназначенный для использования в виде слоя, залитого или напыленного по корпусу вкладыша подшипника. Одним из лучших антифрикционных материалов, применяемых в подшипниках скольжения паровых турбин, является баббит марки Б-83 (ГОСТ 1320-74). Это – сплав на основе олова (82 – 84%) с добавкой сурьмы (11 – 12%) и меди (5 – 6%). Сплав обладает малым ко-

эффицентом трения; легко прирабатывается; имеет хорошую теплопроводность, высокую ударную вязкость и совместимость с маслом.

5.2 Керамические и металлокерамические материалы

Повышение температуры в ГТУ требует разработки новых материалов. Металлы и их сплавы не могут выдержать свои прочностные свойства при высоких температурах. Ученые проводят разработку керамических материалов и технологий изготовления лопаток, сопловых решеток, камер сгорания, что позволит увеличить КПД и мощность установки. Ведется работа по повышению надежности их изготовления, а также по улучшению таких параметров, как вязкость и коррозионная стойкость материалов.

Например, камеры сгорания ГТУ фирмы Siemens имеют двухкорпусную конструкцию. Стабильность внешнего корпуса обеспечивается благодаря литым оболочкам из низколегированной стали, которые полностью охлаждаются выходящим из компрессора воздухом. Что защищает их от деформации. Входящая в соприкосновение с горячими газами поверхность камеры сгорания представляет собой мозаичную облицовку в виде мелких плиток из металлокерамики. Плитки на более холодном корпусе имеют эластичное крепление и не подвержены деформациям под воздействием температурных градиентов.

Современной технологией защиты лопаток является плазменное напыление термобарьерных покрытий. Как правило, термобарьерное покрытие состоит из нескольких слоев – подслоя, слоя $MeCrAlY$, слоя керамики (часто применяют оксид циркония, стабилизированный иттрием). Для разных двигателей аттестованы вакуумное или атмосферное плазменное напыление, однако все современные разработки выполняются на атмосферной плазме, как более дешевой в эксплуатации. Эти покрытия позволяют удлинить срок работы лопаток при температуре газов свыше $1200\text{ }^{\circ}\text{C}$ до 15 тыс. ч. Конструкция проточной части позволяет заменить любую лопатку без извлечения ротора и дополнительной его балансировки.

Поскольку турбинные лопатки, изготовленные из литейных жаропрочных сплавов работают при высоких температурах и в агрессивной среде, возникает необходимость в их защите от горячей коррозии. С этой целью используют диффузионные покрытия двух типов, так называемая пакетная цементация и покрытия, наносимые в газовой фазе. В процессе покрытия происходит обогащение поверхностного слоя алюминием и образование алюминида никеля, как матрицы покрытия.

Научно-производственное предприятие «Уралавиаспецтехнология» нанесением многослойного вакуумно-плазменного покрытия высокотвердых нитридных соединений: $Ti-TiN$, $Zr-ZrN$ защищает всю поверхность лопаток турбин.

Более 40 лет ОАО «Турбоатом» использует предложенную ЦНИИТ-МАШем технологию электроискрового легирования рабочих кромок лопаток паровых турбин с использованием твердого сплава T15K6. ОАО ВТИ и БНТУ разработали технологию формирования композиционных металлокерамических

рамических покрытий (TiC-Ni, TiC-Co, TiC-CrC-Co), сочетающую процессы ЭИЛ и СВС (самораспространяющегося высокотемпературного синтеза). Разработанный с ОАО «Белэнергоремналадка» технологический процесс формирования композиционных металлокерамических покрытий может быть осуществлен:

- на облапаченном роторе непосредственно на турбоагрегате при вскрытой крышке цилиндра;
- на облапаченном роторе, находящемся на опорах ремонтной площадки;
- на новых, восстановленных или демонтированных лопатках в условиях цеха или мастерской (рисунок 5.1).



Рисунок 5.1 – Внешний вид лопатки паровой турбины с КМП на рабочей кромке и процесс нанесения КМП на облапаченном роторе, находящемся на опорах ремонтной площадки

Современные технологии направлены на получение изделий с бездефектной структурой, что повышает их прочностные свойства. Технология прецизионного вакуумного литья обеспечивает изготовление полых лопаток со сложной системой охлаждающих каналов. Для уменьшения и предотвращения дефектов материала на границах зерна применяются лопатки с направленной кристаллизацией и монокристаллические лопатки (таблицы 5.5, 5.6). Получаемые при этом преимущества по прочности обеспечивают возможность повышения допустимой температуры поверхности лопаток на 25°C при направленной кристаллизации и на 50°C – при монокристаллах (в итоге эта температура достигает 950°C). Рабочие лопатки первой и второй ступеней ГТ выполняют монокристаллическими, третьей и четвертой – равноосным литьем.

Таблица 5.5 – Химический состав жаропрочных сплавов, полученных методами направленной кристаллизации.

Сплав	Содержание химических элементов, %											
	Cr	Co	W	Mo	Ta	Nb	Ti	Al	Hf	B	Zr	C
MAR-M200+Hf	9,0	10,0	12,0	-	-	1,0	2,0	5,0	2,0	0,015	0,08	0,14
MAR-M246+Hf	9,0	10,0	10,0	2,5	1,5	-	1,5	5,5	1,5	0,015	0,05	0,15
MAR-M247	8,4	10,0	10,0	0,6	3,0	-	1,0	5,5	1,4	0,015	0,05	0,15
RENE 80H	14,0	9,5	4,0	4,0	-	-	4,8	3,0	0,75	0,015	0,02	0,08

Таблица 5.6 – Химический состав монокристаллических жаропрочных сплавов.

Сплав	Содержание химических элементов, %									
	Cr	Co	W	Mo	Ta	Nb	Ti	Al	Hf	
Pratt & Whitney № 1	10,0	5,0	4,0	-	12,0	-	1,5	5,0	-	
Pratt & Whitney № 2 (3 % Re)	5,0	10,0	6,0	2,0	8,7	-	-	5,6	0,1	
CMSX-2	8,0	5,0	8,0	0,6	6,0	-	1,0	5,5	-	
SRR99	8,5	5,0	9,5	-	2,8	-	2,2	5,5	-	

5.3 Теплоизоляционные (ТМ) и огнеупорные (ОМ) материалы

Тепловая изоляция (термоизоляция) нужна для уменьшения нежелательного теплового обмена с окружающей средой. Теплоизоляция обеспечивает значительную экономию топлива, способствует увеличению мощности тепловых агрегатов и повышению их КПД, интенсификации технологических процессов, снижению расхода основных материалов. Экономическую эффективность теплоизоляции часто оценивают коэффициентом сбережения тепла:

$$h = (Q_1 - Q_2) / Q_1 \quad (5.1)$$

где Q_1 - потери тепла установкой без теплоизоляции,
 Q_2 - с теплоизоляцией.

Теплоизоляция установок, работающих при высоких температурах, способствует также созданию нормальных санитарно-гигиенических условий труда обслуживающего персонала и предотвращению производственного травматизма.

ТМ должны быть биостойкими т.е. не подвергаться загниванию и порче насекомыми и грызунами, сухими, с малой гигроскопичностью так как при увлажнении их теплопроводность значительно повышается, химически стойкими, а также обладать тепло и огнестойкостью.

ТМ классифицируют по виду основного сырья, форме и внешнему виду, структуре, плотности, жесткости и теплопроводности.

По виду основного сырья ТМ подразделяют на органические, неорганические и смешанные.

Органические ТМ делятся на органические естественные и органические искусственные. К органическим естественным материалам относятся материалы, получаемые переработкой неделовой древесины и отходов деревообработки (древесноволокнистые плиты и древесностружечные плиты), сельскохозяйственных отходов (соломит, камышит и др.), торфа (торфоплиты) и др. местного органического сырья. Искусственные ТМ – пенопласты, получаемые путем вспенивания синтетических смол. Они бывают жесткими, полужесткими и эластичными. Для изоляции теплопровода используют материалы выполняющие одновременно роль антикоррозийной и тепловой защиты наружной поверхности стального трубопровода. К таким материалам, относятся полиуретан и производные на его основе – полимербетон и бион.

Более огнестойки по сравнению с органическими ТМ являются материалы смешанного состава (фибrolит, арболит и др.), получаемые из смеси минерального вяжущего вещества и органического наполнителя (древесные стружки, опилки и т.п.). Смешанные ТМ выпускаются под марками. Изолат, Корунд и др.

Неорганические ТМ искусственные волокна: минеральная, шлаковая и стеклянная вата. Лёгкие и ячеистые бетоны (главным образом газобетон и пенобетон), пеностекло, стеклянное волокно, изделия из вспученного перлита и др.

При температурах выше 1500 °С применяют так называемые огнеупоры. Огнеупорные материалы ОМ (огнеупоры) - это материалы, изготавливаемые на основе минерального сырья и отличающиеся способностью сохранять без существенных нарушений свои функциональные свойства в разнообразных условиях службы при высоких температурах. Классификация по огнеупорности:

- огнеупорные (огнеупорность от 1580 до 1770 °С);
- высокоогнеупорные (от 1770 до 2000 °С);
- высшей огнеупорности (от 2000 °С до 3000 °С);
- сверхогнеупорные (более 3000 °С).

По способу изготовления и применения огнеупоры делят на два класса: формованные и неформованные. Формованные огнеупоры готовят из смеси огнеупорного порошка заданного гранулометрического и фазового состава, добавляют связующее, увлажняют, прессуют, сушат и обжигают. Таким образом, получают кирпичи, блоки, плиты, скорлупы, цилиндры, которые используются для изготовления тепловых экранов или изделия сложной формы – сопла газовых горелок.

Неформованные ОМ бывают гибкими (маты, шнуры, жгуты), рыхлыми и сыпучими (вата, перлитовый песок, вермикулит). К неформованным огнеупорам относятся также обмазки, мертели (огнеупорный цемент), торкрет-массы. Составными частями в них также являются огнеупорные наполнители, связующее и растворитель. Выпуск неформованных огнеупо-

ров составляет 35-44 % от общего объема производства и имеет тенденцию к дальнейшему росту. Этому способствует их высокая технологичность (укладка набивкой, виброуплотнением, торкретированием и т.п.) и низкая себестоимость.

Состав таких ОМ обычно включает в себя порошкообразный огнеупор с различным размером зерна (0,5-3 мм) и связующее, а также пластификаторы. В роли связующего могут выступать растворы жидкого стекла, фосфорнокислого натрия, фосфорной кислоты и солей некоторых металлов. Для придания пластичности и удержания в смеси воды при кладке в мертельный раствор добавляют пластификатор – раствор сульфитно-спиртовой барды и соды или метилцеллюлозы. Огнеупорные свойства мертелей проявляются только при нагреве кладки выше 1200 °С.

К наиболее распространенным ОМ относятся:

- динас (содержание SiO_2 – до 93%, температура применения до 1550 °С);
- шамот и муллиты (соединения системы $Al_2O_3 - SiO_2$) до 1750 °С;
- корунд (Al_2O_3) до 1950 °С;
- цирконовый концентрат ZrO_2 – до 2000 °С;
- графит – до 3000 °С и др.

Из большого многообразия минеральных ископаемых наиболее в виде порошковых смесей активно производятся и используются для изготовления теплозащитных и огнеупорных изделий и материалов:

- вспученный перлит (SiO_2 – 65 - 75%, Al_2O_3 – 10 - 16%, K_2O – до 5%, Na_2O – до 4%, Fe_2O_3 – до 3%);
- вспученный вермикулит (MgO – 14 - 23%, FeO – 1 - 3%, Fe_2O_3 – 5 - 17%, Al_2O_3 – 10 - 13%, SiO_2 – 37 - 42%, H_2O – 8 - 18%);
- шунгит (SiO_2 – 57 %, C – 29%, остальное TiO_2 , Fe_2O_3).

5.4 Материалы для газовых фильтров и фильтров КВОУ

Методы очистки, основанные на фильтрации через пористые элементы, все шире используются в технике для обеспечения надежности работы машин за счет повышения чистоты применяемых топлив и смазок, повышение чистоты и улучшения качеств продуктов и других целей.

Все современные способы очистки можно разделить укрупненно на две группы: механические фильтры, являющиеся перфорированной перегородкой той или иной конструкции, и очистители в силовых полях (гравитационные, центробежные, магнитные, электростатические). Недостатком первых является малая грязеемкость, увеличение перепада давления по мере забивания отверстий или пор в перегородке, наличие байпасного клапана, пропускающего без очистки часть жидкости из линии загрязненной жидкости в линию очищенной жидкости, ограничения по степени загрязненности, подаваемой на очистку жидкостей, большие габаритные размеры, увеличивающиеся по мере увеличения пропускной способности или тонкости очистки, и др. Все это приводит к необходимости периодической замены или регенерации фильтрующего элемента, встройки сигнальных устройств

и т.п.

Очистка в силовых полях при достаточно большой грязеемкости имеет свои недостатки. К ним относятся для гравитационной очистки (осаждения) большое время на очистку, большие площади очистительных ванн, малая производительность, зависимость от плотности частиц, температурных и других условий; для центрифуг – сложность конструкции, невозможность встройки непосредственно в технологический цикл, необходимость периодической разборки для очистки с последующей балансировкой, огромные энергетические затраты на очистку и др.; для магнитной очистки – отбор в основном ферромагнитных частиц, необходимость в малой скорости обтекания (до 0,01 м/с), тонкость слоя жидкости, в котором магнитное воздействие эффективно, невозможность удерживания на магните большой массы уловленных частиц, зависимость от температуры, ударов (для постоянных магнитов) и др.; для электростатической очистки – возможность работы только в токонепроводящих жидкостях, низкая производительность.

Выходом из этого положения в области очистки различных жидкостей и газов является принцип динамической очистки. В ее основе лежит создание возле каждой ячейки фильтроэлемента потоков, которые позволяют проникнуть через отверстие только частицам, размер которых заведомо (в 3÷10 раз) меньше размера отверстия. Более крупные частицы сбрасываются из фильтра или складываются в бункере. Реализуется основной принцип: задача фильтра не в том, чтобы задержать на поверхности фильтроэлемента недопустимо крупные частицы, а в обеспечении чистоты жидкости или газа, прошедших через фильтр. Благодаря такому принципиальному решению фильтроэлемент не засоряется и не требует технического обслуживания в течение длительного времени работы, не нуждается в сменных элементах либо периодической регенерации имеет меньший и постоянный перепад давления, большую пропускную способность.

В качестве материалов из которых изготавливают фильтрующие элементы в настоящее время широко используются специальные технические бумаги. В зависимости от назначения бумаги материал волокон для ее изготовления может существенно различаться — от целлюлозы до хлопкового или химического волокна. Применяются также минеральные волокна (стекловолокно). Для обеспечения устойчивости к механическим, химическим и термическим воздействиям большинство видов технической бумаги подвергают пропитке современными синтетическими смолами. Пористость бумаги может быть высокой: у оптимизированной фильтровальной бумаги пористость составляет около 90%. Способность бумаги легко деформироваться позволяет изготавливать эффективные фильтрующие элементы с большой площадью рабочей поверхности.

Технические войлоки из натуральных материалов используют для фильтров очистки масел. При фильтрации преимуществом войлока по сравнению с бумагой является его нечувствительность к жидким загрязнениям. Обеспечиваемая войлоком тонкость очистки ниже, чем у бумаги, однако высокая поглощающая способность войлока и реализация глубинного филь-

трования при низкой скорости протекания процесса позволяет достаточно широко использовать его в фильтрах очистки дизельного топлива.

Большое распространение получили фильтровальные ткани из искусственных и синтетических волокон, обладающих высокой стойкостью к химическим реагентам (щелочам, кислотам, солям) и имеющих большую разрывную нагрузку по сравнению с натуральными волокнами. Полиэфирная ткань типа Stabilenka обладает прочностью на раздир в продольном направлении при весе 365...1960 - 150...1000 кН/м, в поперечном направлении - 45...100 кН/м; водопроницаемость при давлении 10 кПа - 2...25 л/см². Термостойкие синтетические волокна способны работать при температуре до 400 °С.

Распространение получили изготавливаемые путем спутывания волокон между собой с помощью иглопробивных машин с термоскреплением нетканые материалы в виде полотен и рукавов из синтетического волокна. Такие материалы носят название геосинтетики или геотекстиля. Диапазон характеристик этого материала таков: прочность на раздир при весе 68...350 г/м² и толщине 0,36...0,90 мм составляет 3,3...24,5 кН/м; водопроницаемость при давлении 2 кПа - 23,3...216 м³/сут.

Все большее внимание привлекают эластичные волокна (спандекс, лайкра), получаемые при переработке синтетических гетероцепных полимеров, относящихся к классу полиуретанов. Особенностью этих волокон являются высокие полностью обратимые деформации.

Наряду с другим известным сырьем для получения нетканых материалов интенсивно используется древесная масса. Мировой ежегодный объем производства лигноцеллюлозных волокон из природных и сельскохозяйственных культур (древесина, солома злаков, стебли кукурузы, хлопок, камыш, бамбук и др.) огромен и составляет около 4 млрд. тонн.

Технический войлок из химических волокон изготавливают иглопробивным способом и используют для тепло- и звукоизоляции, фильтрации газов и дизельного топлива, изготовления мягких прокладок. В частности, разработаны иглопробивные объемные войлоки из полипропиленовых волокон различного диаметра (от 15 до 100 мкм), обеспечивающие высокую эффективность очистки от частиц крупнее 1 мкм при больших скоростях фильтрации. При этом войлоки из грубых волокон (65 - 70 мкм) регенерируют путем промывки при наличии в газах и жидкости твердых растворимых и смолистых примесей.

Еще с начала XX века в промышленности использовалось прерывистое (штапельное) минеральное волокно - стекловата. Сегодня волокна из стекла заменяются на углеродные волокна. Холст стекловолнистый представляет собой рулонный материал из хаотически расположенных моноволокон, скрепленных синтетическим связующим и применяется в устройствах фильтрующих элементов дренажных конструкций и характеризуется высокими прочностными свойствами: при плотности 50 - 125 г/м², а прочность на разрыв составляет 3 - 4,4 кН/м.

В 1985 году в ИПМ НАН Украины, г. Киев была начато производство

непрерывного базальтового волокна. Сфера его применений постоянно расширяется: теплоизоляция для мощных энергетических и криогенных установок, звукоизоляция. Волокна малого диаметра с развитой поверхностью используются в качестве фильтров для газов и жидкостей, сорбентов. Непрерывное базальтовое волокно и выполненные из него ткани и композиционные материалы успешно заменяют металлы в агрессивных средах и в областях высоких температур.

Пористые волокнистые материалы изготавливают из волокон, получаемых механическими и физико-химическими способами. Получение волокон механическими способами заключается в нарезке тонких непрерывных металлических нитей, проволоки или стружки, полученной при обработке деталей на металлорежущих станках, на куски определенной длины.

Форма, размеры и качество поверхности волокон зависят от способа их получения и могут быть переменны в пределах одной частицы (рисунок 5.2). Средний поперечный размер волокон (диаметр) составляет 10 – 100 мкм.

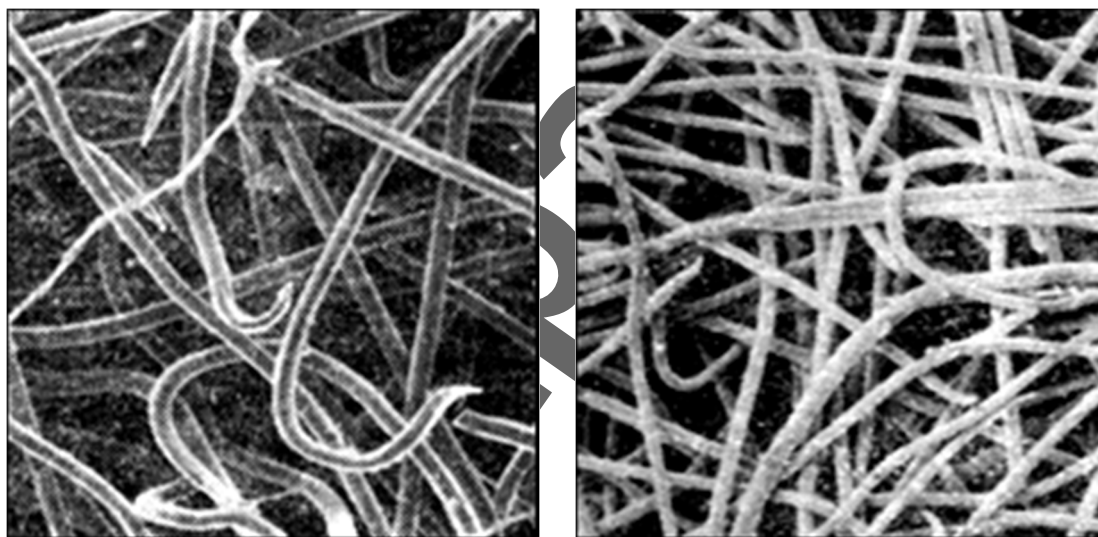


Рисунок 5.2 - Форма волокон в структуре ПВМ:

а) из произвольно нарубленных металлических нитей; б) из нарезанной на мерную длину проволоки.

Пористые материалы типа «металлорезина» получают на основе проволочных спиралей диаметром 0,15...10 мм (диаметр проволоки 0,03...0,5 мм) из различных металлов и сплавов (коррозионно-стойкая сталь, нихром, бронза). Процесс изготовления МР заключается в формировании проволочных спиралей (прокаткой либо намоткой проволоки) и прессовании спиралей, предварительно собранных в пакет.

С развитием порошковой металлургии широкое распространение получили пористые порошковые материалы (ППМ), состоящие из частиц порошка на основе металлов и их сплавов и керамики.

Важной особенностью технологии порошковой металлургии является возможность получения пористых материалов различного химического со-

става и структурного строения.

Порошки представляют собой дискретный материал, который состоит из частиц разной формы и размера, причем свойства каждой частицы оказывают влияние на свойства всего материала.

Основные параметры, характеризующие порошки – это химический состав, физические и технологические свойства.

Форма частиц зависит от природы металла, способа получения порошка. Форма может быть сферической, губчатая, осколочная, дендритная (рисунок 5.3), тарельчатая, каплевидная и определяется при помощи оптического и электронного микроскопов.

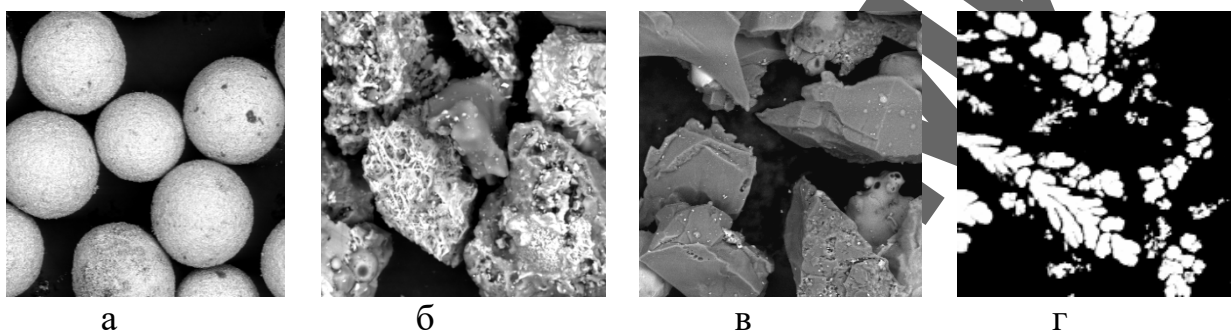


Рисунок 5.3 - Порошки с различной формой частиц:
а – сферической; б – губчатой; в – осколочной; г – дендритной.

Для изготовления пористых изделий ППМ получают в виде полос, дисков, цилиндров, колец, труб, стаканов (рисунок 5.4) из порошков металлов, сплавов и керамики.



Рисунок 5.4 - Пористые порошковые материалы различной формы и размеров

Основными операциями технологии порошковой металлургии являются: подготовка порошковой шихты, формование заготовки и ее спекание.

При подготовке порошковой шихты к формованию исходные порошки могут подвергаться смешиванию, расसेву и отжигу, а в некоторых случаях применяют также сфероидизацию, откатку и покрытие частиц порошка связующим пластификатором.

Определяющее значение при выборе технологических операций процесса изготовления ППМ и их последовательности имеет способ формования порошковой заготовки. Формование необходимо для придания требуемой формы, размеров, плотности, а также для создания определенной поровой структуры заготовок.

Из всего многообразия изделий из порошков следует выделить длинномерные изделия, потребность в которых в связи с развитием новой техники растет.

В настоящее время в порошковой металлургии существуют способы формования деталей из порошков:

- гидростатическое и гидродинамическое прессование позволяют получать изделия с равномерным распределением плотности по объему;
- эластостатическое прессование осесимметричных изделий из порошков в жесткой матрице;
- мундштучное формование характеризуется непрерывностью, малыми габаритами установок, возможностью изготовления длинномерных изделий;
- прокатка и клиновое циклическое уплотнение в основном используется для прессования длинномерных изделий типа пластин и полос;
- сухое изостатическое прессование, позволяющее комплексно удовлетворить современным требованиям к свойствам и производству ППМ.

Спекание прессовок обеспечивает механическую прочность порошковых изделий и может приводить к изменению их структуры за счет усадки образцов.

Например, на рисунке 60 показаны порошковые проницаемые трубки, полученные сухим изостатическим прессованием и СВС-спеканием. Рисунок 5.5 иллюстрирует структуру ППМ на основе SiC-Al₂O₃ и карбида титана. Видна открытая пористость за счёт режимов прессования и высокотемпературного спекания. Последнее обстоятельство значительно увеличивает удельную поверхность ППМ и как результат - его сорбционные свойства, что очень важно для фильтров, используемых для очистки жидкостей и газов.

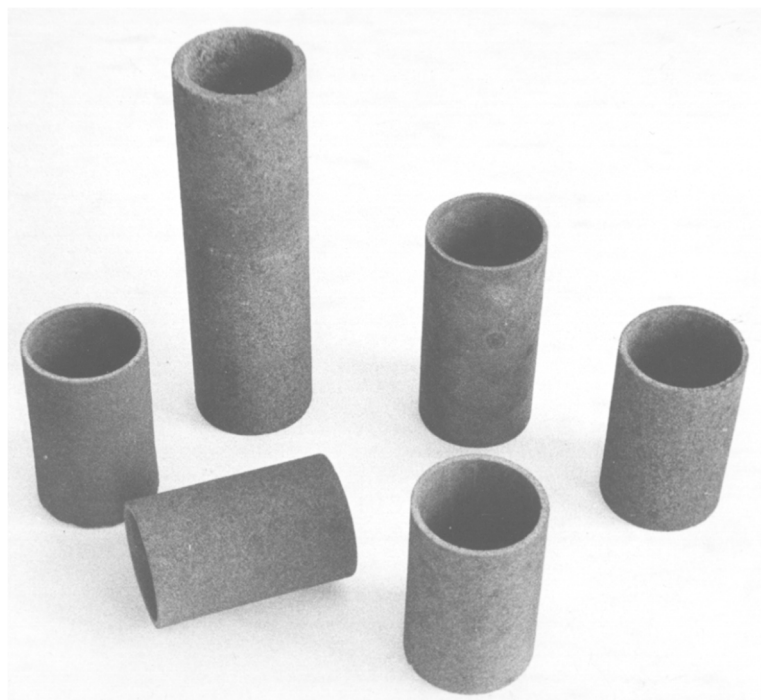


Рисунок 5.5 - Общий вид фильтров на основе карбида титана

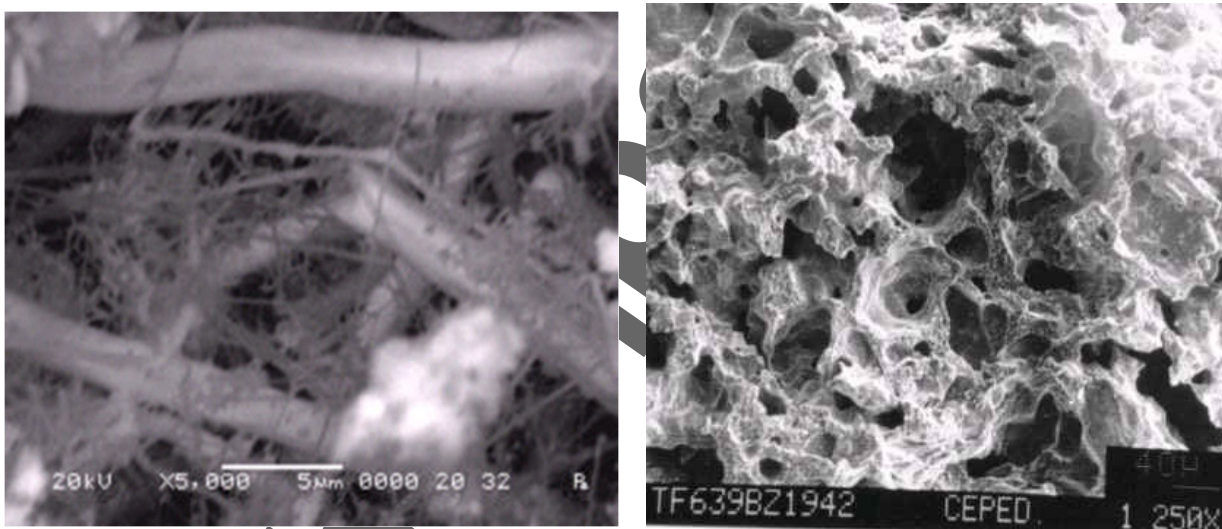


Рисунок 5.6 - Структура ППМ, спеченных в режиме самораспространяющегося высокотемпературного синтеза:
а) на основе SiC и Al₂O₃; б) на основе TiC

При необходимости иногда применяют *дополнительную* механическую обработку ППМ путем предварительной пропитки пористого материала специальным наполнителем, удаляемым после мехобработки.

6. ОБОЗНАЧЕНИЯ

АВР - аварийное включение резерва
АГП - автоматическое гашение поля возбуждителя генератора
АМНС - аварийный масляный насос смазки
АПВ - автоматическое повторное включение
АПК - антипомпажный клапан
АР - асинхронный режим работы генератора
АРВ - автоматическое регулирование возбуждения генератора
АРЧМ - автоматическое регулирование частоты и активной мощности
АСК - автоматизированная система контроля выбросов
АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими процессами
АЧР - автоматическая частотная разгрузка генератора
АЭС - атомная электростанция
БВР - барабан высокого давления
БНД - барабан низкого давления
БРОУВД - быстродействующая редуциционно-охладительная установка
БРУНД - быстродействующая редуцирующая установка
ВД - высокое давление
ВН - высокое напряжение
ВНА - входной направляющий аппарат (поворотный)
ВОК - выносной охладитель конденсата
ВХР - водо-химический режим
ГВТО - газовойдяной теплообменник (иное название КУ)
ГЖ - горючая жидкость
ГНК - газовый подогреватель конденсата
ГПЗ1 - главная паровая задвижка котла-утилизатора
ГРП - газораспределительный пункт
ГРС - газораспределительная станция
ГТ - газовая турбина
ГТД - газотурбинный двигатель
ГТРС - газотурбинная редуцирующая станция
ГТУ - газотурбинная установка
ДГК - дожимной газовый компрессор
ДКС - дожимная компрессорная станция
ЗОТ - зона обратных токов
ИВД - испаритель высокого давления
ИНД - испаритель низкого давления
ИО - исполнительный орган
КВОУ - комплексное воздухоочистительное и шумопоглощающее устройство
КЗ - короткое замыкание
КМП - керамические и металлокерамические материалы
КС - камера сгорания

КУ - котел-утилизатор
ЛВЖ - легковоспламеняющаяся жидкость
МНС - масляный насос смазки
МТВ - мультитрубки Вентура
МТЗ - максимальная токовая защита
МЩУ ППГ - местный щит управления пункта подготовки газа
НГПР - насос гидросистемы подъема роторов
НА - направляющий аппарат
НД - низкое давление
НН - низкое напряжение
НРК - насос рециркуляции конденсата
НСР - насос системы регулирования
ОМ - огнеупорные материалы
ППП - подводный газопровод
ПГУ - парогазовая установка
ПДК - предельно допустимые концентрации
ПЗК - предохранительный запорный клапан
ПМН - пусковой масляный насос
ПНА - поворотный направляющий аппарат
ППВД - пароперегреватель высокого давления
ППГ - пункт подготовки газа
ППМ - пористые порошковые материалы
ППНД - пароперегреватель низкого давления
ПР - производство растворимости веществ в воде
ПСГ - подогреватель сетевой воды горизонтального типа
ПСК - предохранительный сбросной клапан
ПТ - паровая турбина
ПТК - программно-технический комплекс
ПТУ - паротурбинная установка
ПТЭ - правила технической эксплуатации
ПУЭ - правила устройства электроустановок
ПЭНВД - питательный электронасос высокого давления
РВД - ротор высокого давления
РЗА - релейная защита и автоматика
РК - рабочее колесо
РМНС - резервный масляный насос смазки
ТКП - технический кодекс установившейся практики
ТМ - теплоизоляционные материалы
ТН - трансформатор напряжения
ТНПА - технические нормативные правовые акты
ТСН - трансформатор собственных нужд
УСД - узел стабилизации давления газа
УСД (ГРП) - узел стабилизации давления (ГРП)
ФГО - фильтр грубой очистки
ФТО - фильтр тонкой очистки

ЦВД - цилиндр высокого давления

ЦНД - цилиндр низкого давления

ЦПГУ - цех парогазовых установок

ЧАПВ - включение питания отключенных потребителей при восстановлении частоты

ЧРП - частотный регулируемый привод

ЭВД1 - первая ступень экономайзера высокого давления

ЭВД2 - вторая ступень экономайзера высокого давления

ЭНД - экономайзер низкого давления

Кафедра "ММЭ"
"ЭИМ"

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / С.В. Цанев, В.Д. Буров, А.Н. Ремизов. Под ред. С.В. Цанева. – 2-е изд., стереот. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 584 с.
2. Особенности эксплуатационных режимов парогазовой установки типа ПГУ-230Т Минской ТЭЦ-3 / Ю.А. Радин, В.И. Гомболовский, А.И. Чертков, В.С. Мухин, И.В. Давыдов, Е.О. Воронов // Электрические станции. – 2010. – №3. – С.20-26.
3. Директива Президента Республики Беларусь № 3 от 14 июня 2007г., «Экономия и бережливость - главные факторы экономической безопасности государства».
4. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования. Москва 1999 г.
5. В.Я. Рыжкин. Тепловые электрические станции. Москва 1987г.
6. Правила промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь г.Минска «Центр охраны труда промышленной безопасности» 2009 г.
7. Л.Б. Гецов. Материалы и прочность деталей газовых турбин Москва Энергоатомиздат 1996 г.
8. А.Г. Костюк Паровые и газовые турбины для электростанций Москва 2008 г.
9. А.Г. Костюк. Турбины тепловых и атомных электрических станций Москва 2001 г.
10. Концепция развития теплоснабжения в Республике Беларусь на период до 2020 года. Утверждена Постановлением Совета Министров Республики Беларусь 18.02.2010.
11. Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП. РД 153-34.1-35.104-2001, Москва ОРГРЭС 2002.
12. Технические требования на проектирование газового хозяйства паровой установки Минской ТЭЦ-3. РУП Белнипиэнергопром г. Минск 2004.
13. Типовая инструкция по эксплуатации АСУ ТП теплоэнергетического оборудования ТЭС. РД 153-34.1-35.522-98 Москва ОРГРЭС 2001.
14. Типовая инструкция по эксплуатации газового хозяйства тепловых электрических станций и котельных РД РБ 09110.23-500-99 Минск 1999г.
15. Некоторые пути модернизации действующих ТЭЦ по газотурбинной и парогазовой технологии. / Б.В. Яковлев, А.С. Гринчук, Ю.М. Шнайдерман, Энергия и менеджмент 2008 Ноябрь - Декабрь , с.34-39.
16. В.П. Куличенков, В.В. Саранцев, Ю.М. Шнайдерман, Парогазовые установки в энергетике (часть I и II, Минск, 2012г.).
17. Энергоаудит ТЭЦ. Главная задача - результат. Ю.М. Шнайдерман, Энергия и менеджмент 2011 1(58), с 36-39.