



СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
SIBERIAN FEDERAL UNIVERSITY

ТЕПЛОВЫЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.  
ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЯ  
ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

**УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ**



**ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Сибирский федеральный университет

**ТЕПЛОВЫЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.  
ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЯ  
ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Красноярск  
СФУ  
2019

УДК 621.311.22.001.41(07)

ББК 31.37-07я73

Т343

К о л л е к т и в а в т о р о в :

Е. А. Бойко, С. В. Пачковский, П. В. Шишмарев,

Л. Н. Подборский, А. П. Цыганок, А. В. Бобров

Р е ц е н з е н т ы :

Н. С. Полошков, кандидат технических наук, начальник службы охраны труда и производственного контроля филиала «Красноярская ТЭЦ-2» ОАО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»;

Т. М. Руденко, кандидат технических наук, заместитель главного инженера АО «Сибирский инженерно-аналитический центр»

Т343      **Тепловые и промышленные электрические станции. Экспресс-испытания тепломеханического оборудования тепловых электростанций** : учеб. пособие / Е. А. Бойко, С. В. Пачковский, П. В. Шишмарев [и др.]. – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2019. – 160 с.  
ISBN 978-5-7638-4219-7

Рассмотрены методики и порядок проведения экспресс-испытаний основного и вспомогательного тепломеханического оборудования, в частности паровых котлов, паротурбинных установок и их сетевых подогревателей, с целью определения базовых технико-экономических показателей работы оборудования тепловой электростанции и сравнения их с нормативными энергетическими характеристиками.

Предназначено студентам энергетических и технических вузов, обучающимся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника».

Электронный вариант издания см.:  
<http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 621.311.22.001.41(07)  
ББК 31.37-07я73

ISBN 978-5-7638-4219-7

© Сибирский федеральный университет, 2019

---

---

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1. КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ: ТЕПЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ .....	6
1.1. Теплотехнические испытания паровых котлов .....	6
1.1.1. Классификация и общая характеристика испытаний котлов при стационарных режимах .....	6
1.1.2. Программы испытаний .....	9
1.1.3. Организация и проведение подготовительных работ .....	14
1.1.4. Испытания котлов при нестационарных режимах .....	21
1.2. Порядок выполнения испытаний котельного агрегата .....	28
1.3. Порядок обработки результатов экспресс-испытаний .....	40
1.4. Методика испытания котельных агрегатов .....	43
1.4.1. Испытание котла ПК-10Ш .....	43
1.4.2. Испытание котла БКЗ-320-140 .....	48
Контрольные вопросы и задания .....	55
2. ТЕПЛОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ: ТЕПЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН .....	57
2.1. Теплотехнические испытания паровых турбин .....	57
2.1.1. Классификация и общая характеристика испытаний паровых турбин .....	57
2.1.2. Программы испытаний .....	58
2.1.3. Подготовка к испытанию .....	67
2.1.4. Экспресс-испытания по сокращенной программе с уменьшенным объемом измерений .....	72
2.2. Порядок выполнения испытаний паровой турбины .....	75
2.3. Порядок обработки результатов экспресс-испытаний .....	77
2.4. Реализация методики испытания паровых турбин .....	86
2.4.1. Характеристики турбины .....	86
2.4.2. Тепловая схема турбины .....	87
2.4.3. Конструкция турбины .....	89
2.4.4. Система маслоснабжения турбины .....	94
2.4.5. Системы регулирования, парораспределения и защиты турбины .....	96
2.4.6. Комплектующее оборудование .....	105
Контрольные вопросы и задания .....	106

3. ТЕПЛОВЫЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ: ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ТиПЭС .....	109
3.1. Тепловые испытания паротурбинных установок. Показатели экономичности ТиПЭС .....	109
3.2. Составление описания объекта испытаний .....	114
3.2.1. Тепловая схема .....	116
3.2.2. Электрическая схема .....	118
3.2.3. Топливоснабжение .....	119
3.2.4. Водоснабжение .....	120
3.2.5. Химическая водоочистка .....	121
3.3. Порядок проведения испытаний и определение технико-экономических показателей турбоустановки .....	121
3.4. Тепловые испытания подогревателей сетевой воды (бойлеров) ....	123
3.4.1. Описание теплофикационной установки .....	123
3.4.2. Типовая конструкция и технические характеристики сетевого подогревателя .....	127
3.4.3. Порядок проведения испытаний сетевого подогревателя и обработки результатов .....	129
Контрольные вопросы и задания .....	131
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	 133
 БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	 135
 ПРИЛОЖЕНИЯ .....	 137

---

---

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основная часть электроэнергии вырабатывается на тепловых электрических станциях. Тенденция развития теплоэнергетики связана с увеличением единичной мощности котельных агрегатов, совершенствованием основного и вспомогательного оборудования, усложнением тепловой схемы котла и турбины, появлением новых конструктивных решений по тем или иным элементам оборудования. В этих условиях большое народнохозяйственное значение приобретают вопросы экономического использования топлива на электростанциях, где наряду с эффектом от внедрения новой техники значительная экономия топлива может быть достигнута за счет повышения качества использования существующего оборудования, в достижении чего важную роль играют теплотехнические испытания котельных и турбинных агрегатов.

Учебное пособие включает описание, принципы и подходы к реализации методик:

- по испытанию котельных установок для определения основных технико-экономических показателей работы котла и сравнения их с нормативными энергетическими характеристиками; отбора и приготовления средних проб топлива и очаговых остатков; исследования состава и газового анализа продуктов сгорания, применяющихся в химических и топливных лабораториях на современных тепловых электрических станциях. В качестве примера приведены краткие технические и нормативные энергетические характеристики котлов ПК-10Ш(-2) ст. №№ 4–16 и БКЗ-270(320)-140 ПТ-2(5) ст. №№ 17–20 Красноярской ТЭЦ-1, описана последовательность выполнения испытаний и расчётов технико-экономических показателей котла;

- по испытанию паротурбинных установок для определения основных технико-экономических показателей работы турбины и сравнения их с нормативными энергетическими характеристиками. В качестве примера приведены краткие технические и энергетические характеристики турбины ПТ-60-90/13 ст. № 7(8) Красноярской ТЭЦ-1, а также последовательность выполнения испытаний и расчетов технико-экономических показателей турбины;

- по расчету удельных расходов топлива на отпущенные электрическую и тепловую энергии;

- по тепловым испытаниям подогревателя сетевой воды (бойлера).

Рассмотренные методики являются обобщенными для проведения тепловых испытаний действующего основного и вспомогательного оборудования любых тепловых электростанций.

---

---

# 1. КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ: ТЕПЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ

## 1.1. Теплотехнические испытания паровых котлов

### 1.1.1. Классификация и общая характеристика испытаний котлов при стационарных режимах

В зависимости от поставленных задач теплотехнические испытания могут быть разделены на две группы – *промышленно-эксплуатационные*, проводимые с целью определения энергетических характеристик, выявления эксплуатационных особенностей и недостатков котлов; *исследовательские*, имеющие целью отработку или проверку новых конструкций, элементов, закономерностей [1; 2].

Исследовательские испытания проводят по трем категориям сложности, а в зависимости от целей они отличаются в основном объемом и точностью измерений.

*К первой категории* относятся приемосдаточные (гарантийно-сдаточные) испытания для проверки гарантий завода-изготовителя котла по основным показателям: паропроизводительности, коэффициенту полезного действия (КПД), параметрам и количеству пара, характеристикам вспомогательного оборудования. При этом определяются все потери теплоты, воздушный баланс топки, тепловосприятие поверхностей и др. Эти испытания проводят в начальный период работы котла после монтажа.

*Вторая категория* включает эксплуатационные (балансовые) испытания с целью установления нормативных характеристик и режимных карт после освоения новых котлов, реконструкции, перевода на другое топливо; при этом определяются условия работы топки, максимальная и минимальная нагрузка котла, фактическая экономичность и отдельные тепловые потери, аэродинамические характеристики вспомогательного оборудования.

*Третья категория* – режимно-наладочные и доводочные испытания с целью наладки режима работы котла, определения оптимальных значений его отдельных показателей: коэффициента избытка воздуха, тонкости пыли, распределения воздуха по горелкам, нахождения максимальной нагрузки при разном составе работающего вспомогательного оборудования. Кроме того, определяются допустимые по условиям надежности пределы измене-

ний режима работы элементов котла, их влияние на показатели и устраняются обнаруженные дефекты и отклонения.

По третьей категории сложности проводят и эксплуатационные экспресс-испытания до и после типовых капитальных ремонтов котла с целью определения качества ремонта и уточнения характеристик котла и его элементов. При этом учитывают:

- потери тепла с уходящими газами и от химической неполноты сгорания (для котлов, сжигающих жидкое топливо и газ) и механической неполноты сгорания (для котлов, сжигающих твердое топливо);
- присосы воздуха в топочную камеру и в отдельные элементы газопроводов;
- аэродинамическое сопротивление газового и воздушного трактов; температуру газов и воздуха в контролируемых сечениях газового и теплового воздушного трактов;
- температуру среды по пароводяному тракту.

Объем испытаний по категориям сложности определяется в каждом конкретном случае в зависимости от стоящих задач. Этими задачами могут быть частные вопросы, связанные с исследованием работы отдельных элементов котла: топочной камеры, пароперегревателя, экономайзера, воздухоподогревателя, золоуловителя. Иногда возникает вопрос об изменении температуры перегретого пара в зависимости от изменения нагрузки котла, а также необходимость получить зависимость изменения температуры перегретого пара от коэффициента избытка воздуха.

К наиболее часто проводимым теплотехническим испытаниям стационарных паровых водотрубных котлов относятся балансовые, режимно-наладочные и экспресс-испытания [3].

Балансовые испытания имеют целью установление типовых энергетических характеристик для вновь введенных в эксплуатацию котлов после окончания периода освоения проектной мощности, при изменении вида топлива или значительном изменении его качества, для получения характеристик относительного прироста расхода топлива. Балансовые испытания соответствуют «периодическим» и «инспекционным» видам испытаний.

Режимно-наладочные (доводочные) испытания (без определения КПД нетто и воздушного баланса) с выдачей временной режимной карты проводят для наладки режима работы котла, определения оптимальных значений коэффициента избытка воздуха и тонкости топливной пыли, оптимального распределения воздуха по горелкам и их загрузки, выявления минимальной и максимальной нагрузок котла при различном составе вспомогательного оборудования, определения аэродинамических характеристик газозвушного тракта.



Режимно-наладочные испытания необходимы также для выявления недостатков оборудования и изыскания способов их устранения, оценки результатов внедрения мероприятий по совершенствованию отдельных узлов и горелочных устройств, проверки характеристик отдельных элементов котла, уточнения режимных карт в ходе эксплуатации и др. Эти виды работ соответствуют «периодическим», «типовым» и «нормальным» видам испытаний.

Экспресс-испытания проводят для оценки качества проведенных ремонтов. Этот вид соответствует «сокращенным» испытаниям. В целях проверки гарантий поставщиков котельных установок иногда проводят «приемочные» испытания.

В соответствии с поставленными задачами испытания котельных установок по точности измерений и обработки материалов разделяются на испытания I и II классов. По I классу точности проводят испытания, в результате которых достигается определение КПД с точностью  $\pm 1,5\%$ . Метод определения КПД может быть прямым (если это возможно) – с определением количества теплоты, подведенной с топливом и воздухом, и теплоты, отведенной с водой и паром, или обратным – с определением всех потерь теплового баланса и КПД. Оба метода принципиально равноценны, однако точность по обратному методу может быть более высокой при условии определения всех потерь теплоты от отдельных элементов котла: балок, деталей ограждений газоходов и т. п. Испытания по I классу точности предусматривают использование средств измерений повышенных классов точности (0,5 и 1,0) и обеспечение установившегося теплового состояния котла. По II классу точность сведения теплового баланса определяют в пределах  $\pm 5\%$ . Технический состав топлива (зольность, влажность и выход летучих) должен соответствовать расчетному или среднему эксплуатационному, если только сжиганию не подлежит партия нового по характеристике топлива.

В связи с тем, что испытания паровых котлов не предусматривают упрощенных методов без отбора и анализа проб топлива, отбор должен осуществляться при испытаниях с определением КПД прямым или обратным методом при сжигании всех видов топлива. Метод профессора М. Б. Равича [2] допускается использовать при сжигании газообразного или жидкого топлива лишь при настроенных опытах (не балансовых) в целях ускорения установления требуемых режимов.

Поскольку проведение испытаний современных котельных установок по I классу точности требует больших материальных и трудовых затрат, то во избежание обесценивания результатов испытаний из-за неправильной работы отдельных средств измерений необходимо дублировать основные измерения – паропроизводительности (тепловой мощности),

температуры перегрева пара, температуры уходящих газов, газового анализа продуктов горения. Параллельно эксплуатационному паромеру устанавливают жидкостные трубные дифференциальные манометры; в паропроводе свежего пара и в балансовом сечении уходящих газов устанавливают дублирующие датчики и дублируют вторичные приборы для измерения температуры; применяют контрольные газоотборные трубки с отдельными линиями транспорта продуктов горения к газоанализаторам. Кроме того, должны дублироваться опыты; если результаты двух одноименных опытов разнятся незначительно, то для подсчетов принимают их средние значения.

При значительных расхождениях дублируемых опытов (более 5 %) должен проводиться третий, контрольный, опыт.

### 1.1.2. Программы испытаний

В зависимости от целей и задач испытаний их проводят по типовым или специально разрабатываемым программам [4; 5]. Но первым из них осуществляют, например, испытания для снятия типовой энергетической характеристики и экспресс-испытания котельных установок. Вторые необходимы при испытаниях головных, модернизированных или реконструированных котлов, при замене или совершенствовании их вспомогательного оборудования и др.

Программа должна устанавливать объект и цели работы, виды, последовательность и объем, порядок, условия, место и сроки работ, обеспечение и отчетность по проводимым экспериментам, ответственность за их обеспечение и проведение. В общие положения программы вносят данные по обоснованию проведения работ, целям и задачам испытаний, краткую характеристику подлежащего испытаниям оборудования – сведения, необходимые для проведения и сравнения результатов. В части программы, определяющей этапы, содержание и объемы испытаний, указывают количество и наименование этапов, перечень и продолжительность опытов на каждом из них (в технологической последовательности выполнения), продолжительность и ориентировочные сроки работ, требования к состоянию оборудования ко времени начала испытаний, средства измерений, приспособления, материалы и документы, подлежащие подготовке к началу испытаний, сведения о распределении обязанностей, ответственности и сроках выполнения отдельными соисполнителями предусматриваемых для них этапов работы.

В раздел программы о методических основах испытаний включают сведения о НТД<sup>1</sup>, которые надлежит использовать при проведении работы.

---

<sup>1</sup>Список сокращений приведен в прил. 1.

Метрологическое обеспечение в программе должно быть отражено в таблице основных контролируемых параметров с диапазоном их колебаний, данными о точности и средствах измерений, их метрологических характеристиках, условиях проведения измерений (состояние окружающей среды, внешние влияния и др.). В программе содержатся сведения о мерах безопасности: обеспечение безопасной работы персонала, испытываемого оборудования и окружающей среды, надежность и пожаробезопасность, противошумовые мероприятия.

В программе указывают необходимость предоставления специальных режимов и некоторые другие условия, требующиеся для проведения испытаний. Также приводят форму представления результатов испытаний (протокол, отчет, режимная карта и пр.), требования к обработке данных испытаний. К программе прилагают следующие документы: методики испытаний, схемы и рисунки, краткие описания, расчеты, копии сопроводительных писем и пр.

Методикой испытаний называется организационно-методический документ, обязательный к выполнению и включающий метод испытаний, отбор проб, алгоритмы выполнения операций по определению одной или нескольких взаимосвязанных характеристик свойств объекта (в данном случае котла), формы представления данных и оценки точности, достоверности результатов, требования техники безопасности и охраны окружающей среды.

Программу утверждают главные инженеры подрядчика и заказчика работ. В отдельных случаях может потребоваться согласование программы с вышестоящими организациями, заводами-изготовителями, проектными и диспетчерскими организациями. Подписывают программу руководитель, ответственный исполнитель и другие представители подразделения-разработчика программы, а также метрологического подразделения-подрядчика. Со стороны заказчика программу подписывают лица, назначаемые его руководством.

*Программу приемочных испытаний* в каждом конкретном случае определяют особо.

*Объем программы для снятия типовой энергетической характеристики*, являющейся представительной для данного типа котла, отражает его технически достижимую экономичность и позволяет проверять гарантийные данные завода-изготовителя по экономичности котла. Объем определяют соответствующие руководящие указания.

Наличие типовой энергетической характеристики [6–9] позволяет эксплуатационному персоналу обеспечивать контроль состояния и работы котла, выдерживать все параметры технологического процесса, осуществлять нормирование, планирование и анализ экономичности работы обо-

дования. В этой связи в объем испытаний входит определение следующих основных зависимостей от паропроизводительности (тепловой мощности) брутто  $Q_{\text{к}}^{\text{бр}}$  для всего рабочего диапазона: всех отдельных потерь теплоты (с уходящими газами  $q_2$ , от химической  $q_3$  и механической  $q_4$  неполноты сгорания, в окружающую среду  $q_5$ , с физической теплотой шлака  $q_6$ ); КПД брутто котельной установки  $\eta_{\text{к.у}}^{\text{бр}}$ ; расхода теплоты на собственные нужды, отнесенной к располагаемой теплоте топлива  $q_{\text{топ}}^{\text{сн}}$ ; расхода теплоты на выработку электроэнергии, затраченной механизмами собственных нужд и отнесенной к располагаемой теплоте топлива  $q_{\text{топ}}^{\text{э}}$ ; расхода теплоты на турбопривод питательных насосов, отнесенной к располагаемой теплоте топлива  $q_{\text{т.пн}}$ .

Программа предусматривает также промежуточные зависимости от паропроизводительности (тепловой мощности), оптимального избытка воздуха за пароперегревателем (переходной зоной), температуры уходящих газов, содержания горючих в шлаке и золе уноса, удельных расходов электроэнергии на тягу и дутье, питательные насосы и пылеприготовление. Кроме того, должны быть получены зависимости от паропроизводительности энтальпии пара до и после промежуточного перегревателя и температуры питательной воды.

В программе предусмотрено снятие характеристик для котлов энергоблоков при изменяющейся температуре питательной воды, а для котлов ТЭС с поперечными связями – при постоянной заданной температуре. Для пиковых водогрейных котлов программа снятия типовой энергетической характеристики не отличается от программы для энергетических котельных установок, но должна еще предусматривать получение зависимости КПД брутто от нагрузки при разных температурах сетевой воды на выходе из котла, поскольку она значительно определяет значения  $q_2$ .

Испытания для составления типовой энергетической характеристики проводит специализированная экспериментально-наладочная организация, а для получения энергетической характеристики – энергопредприятие, эксплуатирующее котел, или по его заказу специализированная организация.

Примерная программа *балансовых эксплуатационных испытаний* по I и II классам точности для пылеугольной котельной установки обычно предусматривает:

- предварительные измерения и наладочные опыты по пп. 1 и 2 режимно-наладочных испытаний;
- определение наибольшей бесшлаковочной нагрузки в течение трехсуточного испытания (2–3 опыта);
- определение минимальной длительной нагрузки (нижнего предела регулировочного диапазона) без изменения состава вспомогательного оборудования и без подсветки факела (2–3 опыта);

- определение минимальной нагрузки с изменением состава вспомогательного оборудования и подсветкой факела (технического минимума) и допустимой длительности поддержания этой нагрузки (2–3 опыта);

- выявление экономичности при номинальной, минимальной и двух-трех промежуточных нагрузках (5–6 опытов).

*Программа испытаний для получения энергетической характеристики*, отражающей предельную, технически достижимую тепловую экономичность данной котельной установки и учитывающей оптимальные режимы совместной работы основного и вспомогательного оборудования, должна предусматривать снятие следующих зависимостей от паропроизводительности (тепловой мощности) нетто и брутто: КПД нетто и брутто;  $q_2$ ,  $q_3$ ,  $q_4$ ,  $q_5$ ,  $q_6$ , расходов теплоты топлива на электрические и тепловые собственные нужды котельной установки; удельных расходов условного топлива и электроэнергии на теплоту, отпущенную котельной установкой; удельных расходов электроэнергии на привод питательных насосов, тягодутьевых и пылеприготовительных установок; коэффициентов избытка воздуха (присосов в газовый тракт); температуры уходящих газов.

Для учета влияния на экономичность котла причин, не зависящих от персонала (зольности и влажности топлива, доли совместно сжигаемого топлива и др.), может понадобиться проведение нескольких серий дополнительных опытов в целях получения соответствующих поправок.

Примерная программа *режимно-наладочных испытаний* в зависимости от их задач и местных условий может включать:

1) предварительные измерения (12–20 опытов), в том числе:

- определение частоты вращения питателей топлива (пыли), тарировка мазутных форсунок по производительности и характеру распыливания на стенде и т. д.;

- тарировка сечений газоходов, пылевоздуховодов и воздуховодов (нахождение поправочных тарировочных коэффициентов для обеспечения представительности измерений температур, скоростей, проведения анализа газообразных продуктов горения и др.);

- измерение скоростей потоков воздуха в горелках и воздуховодах;

- определение присосов воздуха по котельной и пылеприготовительной установкам;

2) наладочные опыты:

- определение оптимального положения факела при различных скоростях воздуха в горелках, оптимальной толщины слоя топлива на механической решетке слоевой топки и т. д. с измерением концентраций в газообразных продуктах горения оксидов азота и других вредных выбросов (4 опыта);

- определение оптимального избытка воздуха при трех-четыре нагрузках котла (при постоянной тонкости помола пыли, включении всех

предусмотренных проектом мазутных форсунок, горелок или мельниц прямого вдувания, постоянной толщине слоя топлива на механической решетке и т. п.) с измерением в продуктах горения концентраций оксидов азота и других вредных выбросов (12–16 опытов);

- определение оптимальной тонкости помола пыли (скорости в шахте молотковой мельницы) при одной–трех нагрузках в пределах регулировочного диапазона котельной установки (6–8 опытов);

- определение оптимального сочетания работающих горелок на техническом минимуме нагрузки (4–6 опытов);

- определение влияния рециркуляции газообразных продуктов горения и распределения их потоков по зонам ввода в топку на температуру перегрева пара и на характер шлакования (9–11 опытов);

3) основные опыты:

- определение экономичности и всех отдельных потерь теплоты на номинальной паровой нагрузке  $D_{\text{ном}}$  и трех промежуточных (4 опыта);

- определение максимальной нагрузки  $D_{\text{макс}}$  при различном составе работающего вспомогательного оборудования и различных частотах вращения электродвигателей их приводов (3–4 опыта);

- определение минимальной длительной нагрузки  $D_{\text{мин}}$  без изменения состава вспомогательного оборудования и количества включенных горелок (форсунок, мельниц) (2–3 опыта);

- определение  $D_{\text{мин}}$  с отключением части горелок (форсунок, мельниц) и вспомогательного оборудования, с подсветкой факела, определение допустимой длительности работы в данном режиме по условиям накопления золы, шлака, низкотемпературной коррозии, температурного режима и гидродинамики поверхностей нагрева котла (3–4 опыта).

Учитывая, что проверка регулировочного диапазона котлов в режиме скользящего давления проводится в соответствии со специальной типовой программой, эта работа может быть составной частью эксплуатационных, балансовых или режимно-наладочных испытаний либо самостоятельной.

Программа работ при эксплуатационных экспресс-испытаниях после типовых плановых ремонтов предусматривает обычно проверку возможности длительной работы котла на  $D_{\text{ном}}$  или  $(0,85–0,90) \cdot D_{\text{ном}}$  с определением:

- присосов воздуха в топочную камеру, в отдельные элементы газоходов и пылесистему;

- аэродинамического сопротивления газового и воздушного трактов;

- температуры газообразных продуктов горения и воздуха в контролируемых сечениях соответствующих трактов;

- температуры рабочего тела и температурных разверок по водопаровому тракту;

- достаточности пределов регулирования температуры перегретого пара;
- $q_2$  и  $q_3$  при сжигании жидкого или газообразного топлива и  $q_4$  при сжигании твердого и жидкого топлива;
- удельных расходов электроэнергии на тягу, дутье, размол топлива и транспорт пыли; для котлов блочных установок – также на привод питающих насосов.

Эта программа работ ограничивается проведением шести опытов (четыре для определения присосов и два для снятия экономических показателей).

В программах работ должны быть предусмотрены предварительные (прикидочные) опыты, проводимые перед основными испытаниями для опробования всех приборов, изучения особенностей котельной установки и обучения персонала, занятого на испытаниях.

Когда необходимо определение зависимостей, например отдельных потерь теплоты и КПД котла от его паропроизводительности или тонкости помола топливной пыли и т. п., в программе должно быть предусмотрено не менее четырех опытов для получения каждой зависимости, не считая предварительных (прикидочных), повторных и дублирующих.

Типовых программ испытаний применительно к котлам с кипящим слоем пока нет, для их составления целесообразно воспользоваться и рекомендациями ВТИ или НПО ЦКТИ.

### **1.1.3. Организация и проведение подготовительных работ**

В общем случае при привлечении в качестве подрядчика аттестованной испытательной организации ее организационные работы охватывают:

- ознакомление с технической документацией (проектной, заводской, ремонтной, отчетной, с материалами по ранее проводившимся наладочным работам и испытаниям) по котельной установке и снятие эксплуатационной характеристики. При этом должно быть обращено внимание на особенности ведения и перестройки машинистами режимов работы котла для уверенной организации совместных работ с вахтенным персоналом;
- проверку обеспеченности пылеугольного котла на номинальной или близкой к ней нагрузках пылью требуемой тонкости помола и при любом топливе тягой и дутьем. Эти данные обязательно проверяют на предварительных испытаниях (до начала балансовых);
- полный осмотр котельной установки для оценки ее состояния, оснащенности средствами регулирования, КИПиА. До начала осмотра поверхностей нагрева и трубопроводов следует ознакомиться с результатами последнего контроля за металлом и после осмотра принять решение о воз-

возможности проведения испытаний с учетом наработки времени элементами котла, с тем, чтобы избежать опасных режимов при испытаниях;

- ознакомление с документацией по топливу – постоянство (изменение) состава, динамика последних лет; наличие запаса топлива, при сжигании которого намечено проведение испытаний; соответствие расхода мазута нормам на технологические и прочие нужды при сжигании твердого топлива, причины отступлений и др.;

- составление и передачу заказчику перечня работ по устранению выявленных недостатков оборудования, устройств регулирования, КИПиА;

- составление и согласование с руководством цеха и ТЭС (предприятия) технической программы и методики испытаний, объема, методов и точности измерений, способов обработки данных испытаний, объема анализов и вида отчетной документации по испытаниям (режимная карта, отчет и пр.);

- составление и передачу заказчику задания-заявки на подготовительные работы – изготовление и установку приспособлений, устройств, аппаратуры; составление и согласование календарного плана этих работ с тем, чтобы обеспечить надлежащий технический надзор за монтажом приспособлений, СИ и т. д.;

- комплектование испытательной бригады из числа специалистов подрядной организации (службы, цеха наладки и испытаний ТЭС), согласование с заказчиком потребности в лаборантах-наблюдателях;

- составление перечня СИ, дополнительно устанавливаемых на период испытаний, материалов, необходимых для проведения работ; отбор СИ на ТЭС, в депо приборов подрядчика, поставка их на объект. До выдачи задания на подготовительные работы должна быть проверена возможность применения эксплуатационных и специально устанавливаемых СИ (особенно расходомеров пара и сетевой воды) во всем намечаемом диапазоне нагрузок котла с необходимым классом точности;

- технический надзор за монтажом приспособлений при строгом соблюдении правил техники безопасности; наладку переносных СИ; обучение лаборантов-наблюдателей;

- подбор в фонде алгоритмов и программ документации для машинной обработки материалов испытаний; проверку правильности работы микрокалькуляторов, применение которых с использованием несложных программ позволит ускорить подсчет данных для установки режимов работы котла и проведение первичной обработки материалов измерений.

Если испытания проводятся силами испытательного подразделения самой ТЭС (предприятия), то объем организационных работ соответственно корректируют.



После выполнения на котле подготовительных работ (в соответствии с заданием) и устранения выявленных на предыдущем этапе недостатков руководитель испытаний организует проверку готовности к испытаниям котла и всех его элементов (вспомогательного оборудования, горелок и т. д.). Перед испытаниями по I классу точности все тепловоспринимающие поверхности нагрева должны быть очищены с внешней и внутренней сторон с проверкой качества очистки. Перед испытаниями по II классу точности поверхности должны быть очищены только с внешней стороны, если внутренняя очистка специально не оговаривается. Если очистка невозможна по эксплуатационным условиям, то испытания по I и II классам точности проводят при условии, что наружная и внутренняя загрязненность поверхностей нагрева не превышает средних эксплуатационных уровней (не вызывающих опасных условий эксплуатации), о чем в программе работ должна быть сделана соответствующая запись с указанием даты последней очистки. Обязательно проверяют состояние шиберов, заслонок, направляющих аппаратов и их приводов по воздушному и газовому трактам, а также в системе золошлакоудаления.

Плотность топки и газоходов котла, работающего с уравновешенной тягой, проверяют по подсосу (отклонению) пламени переносного факела при включенном дымососе, а работающего под наддувом – сжатым воздухом от воздуходувки первичного воздуха при закрытых шибергах газоходов. Во избежание коробления мембранных стенок давление в топке не должно превышать допустимого.

Утечки воздуха обычно определяют по нанесенному на контролируемые участки мыльному раствору или на слух. Наиболее вероятными местами неплотностей могут быть проходы труб поверхностей нагрева через стены топки и конвективных газоходов, узлы топок, зона горелок, «теплый ящик», бункеры системы дробеочистки, компенсаторы, уплотнительные ящики, пневмозатворы, места крепления труб воздухоподогревателей в трубных досках, уплотнения регенеративных воздухоподогревателей и др.

Должна быть проверена полная готовность установок для внешней очистки поверхностей нагрева, без чего нельзя начинать испытания.

Проверяют общее состояние систем пылеприготовления, степень износа брони, бил, шаров, рабочих лопаток, взрывные клапаны, уплотнения горловины ШБМ, уплотнения течи провала, места воздушного уплотнения валков, прохода размольного стола через корпус у среднеходных мельниц и др. Проверяют бесперебойность поступления топлива к мельницам и топливной пыли к горелкам, при необходимости осуществляют дополнительные мероприятия по обеспечению нормальной работы бункеров сырого угля и пыли, весов и других элементов. Проверяют соответст-

вие техническим условиям размеров поступающих на питатели топлива кусков топлива, проскочивших с ним древесных включений и масс металла. В узлах пылепитания систем пылеприготовления с промбункером проверяют равномерность подачи пыли по времени, наличие линейной зависимости производительности питателей пыли от частоты их вращения, а для аэропитателей – от изменения выходного отверстия клапана, идентичность регулировочных характеристик, соответствие производительности питателей требуемому расходу топлива, участие в работе всех питателей пыли при нагрузках котла от 30 до 100 %. Проверяют состояние трубопроводов, устраняют утечки пара, воды, которые могут исказить значения контролируемых расходов, а также обеспечение мазутным хозяйством выдерживания рабочих параметров подаваемого на котел мазута в пределах температуры  $\pm 5$  °С, давления  $\pm 0,1$  МПа, обеспечение надлежащей очистки мазута в фильтрах.

Объем работ по установке приспособлений, специальных СИ и щитов значительно уменьшается при подготовке головных котлов, для которых соответствующая подготовка к испытаниям предусматривается на стадии проектирования котла и реализуется в период его монтажа. Для испытаний серийных котельных установок испытательная организация и ТЭС все подготовительные работы проводят совместно.

Состав испытательной бригады определяют исходя из задач работ, при этом обязательно предусматривается специалист (инженер, мастер) по электронным и электрическим СИ. Установку и наладку остальных СИ должны выполнять другие члены бригады (техники), осуществляющие их обслуживание во время испытаний.

Руководитель испытаний и назначенные им члены бригады, ответственные за организацию участков измерений и отборов проб, должны определить наиболее рациональное расположение временных щитов СИ, мест установки циклонов для отбора проб пыли и уноса, мест разделки проб топлива и очаговых остатков и др. с учетом удобства обслуживания, обеспечения техники безопасности, достижения кратчайших трассировок проводов, линий транспортировки газообразных продуктов горения на газовый анализ. Кроме того, должно обеспечиваться обособление создаваемых участков с тем, чтобы не мешать вахтенному персоналу при нормальной эксплуатации и аварийных ситуациях. Должна быть предусмотрена возможность работ по замене вышедшего из строя инвентаря, аппаратуры, СИ.

На стадии определения трасс прокладываемых линий учитывают условия надежности и удобства обслуживания – прокладка не по горячим и влажным поверхностям, не в труднодоступных и тесных участках с использованием специальных устанавливаемых кронштейнов и проволочных оттяжек. По условиям безопасного доступа и обслуживания руководитель

испытаний устанавливает зоны обслуживания датчиков СИ, вплоть до устройства специальных площадок и выполнения других мероприятий согласно правилам техники безопасности. Местоположение намечаемых участков работ согласовывается с руководством котельного цеха (котельной), после чего руководитель испытаний дает указание членам бригады об оснащении закрепленных за ними участков.

Аппаратура, СИ, шланги, провода еще до монтажа должны быть проверены на исправность, плотность, отсутствие разрывов цепей, правильность маркировки и т. д. Аппаратуру и СИ на щитах и столах следует располагать в удобной для обслуживания и снятия показаний последовательности и с возможностью выполнения одним прибором или аппаратом большего количества измерений при обеспечении заданных интервалов времени между ними и предупреждения взаимного электрического влияния СИ.

Для быстрого устранения возникающих неисправностей обязательна маркировка всех линий газового анализа и дистанционных измерений путем навешивания на концы и в местах подвески резиновых и металлических трубок, проводов, шлангов-бирок (пластмассовых, металлических или картонных) с нанесенными на них сокращенными наименованиями измерений, а на СИ, аппаратуру и устройства – соответствующих табличек. При этом одним верхним штрихом обозначают участок до, а двумя штрихами – за контролируемой поверхностью нагрева.

Провода и шланги нужно подвешивать в местах проходов по условиям предупреждения их повреждения и техники безопасности на высоте не ниже 2,5 м; нельзя допускать провисание шлангов во избежание скопления в них конденсата из транспортируемых газов. Соединения проводов следует пропаивать и хорошо изолировать, скрутка оголенных концов проводов не допускается во избежание внесения неконтролируемых погрешностей при измерениях.

Места установки щитов и столов выбирают в зонах, не подвергающихся воздействию вибрации и сквозняков, отрицательно сказывающихся на результатах анализа газов, показаниях весов при рассеивании пыли и др. Стационарную установку чувствительных к случайным ударам и задеваниям переносных СИ (газоанализаторов, ваттметров и др.) не предусматривают; для них выделяют постоянные рабочие места, где СИ устанавливают лишь на время опыта, а затем снимают, очищают, проверяют и переносят на хранение.

Должны быть сопоставлены показания вновь устанавливаемых и эксплуатируемых приборов для измерения одного и того же параметра. При установке датчиков СИ в плоскости одного сечения и близком их расположении разница в показаниях сравниваемых СИ не может выходить за пределы их класса точности. В противном случае оба прибора подлежат

поверке. Желательно датчики этих приборов устанавливать в центре тарированных сечений с тем, чтобы по окончании тарировок не пересчитывать поправочные коэффициенты к показаниям СИ. Как правило, для измерений используются автоматические СИ, однако если же часть измерений придется вынужденно вести с привлечением лаборантов-наблюдателей, то руководитель испытаний уточняет функции членов бригады и распределяет их по участкам работ, исходя из специальностей, образования, опыта работы и физических данных. Для возможности в экстренных случаях подмены любого лаборанта-наблюдателя необходимо одного из них (наиболее подготовленного и опытного) назначить резервным для всех постов наблюдений. Руководители участков наблюдений должны подготовить лаборантов-наблюдателей к предстоящим испытаниям, проинформировать о целях и важности их труда, ответственности каждого наблюдателя за порученную работу, функциях руководителей участков работ и всей бригады. Это позволит организовать и обеспечить четкое и качественное исполнение заданий наблюдателями, быстрое устранение неполадок в работе. Наблюдатели должны знать, что при резких отклонениях в показаниях СИ и их неисправностях до и во время опытов они обязаны немедленно извещать об этом ответственного за пост наблюдений, а при его отсутствии – руководителя испытаний. Все наблюдатели до начала работ в цехе проходят инструктаж по технике безопасности и оказанию неотложной медицинской помощи. Подготовка наблюдателей завершается проверкой их работы во время учебного опыта (опытов) с последующим разбором действий отдельных исполнителей и корректировкой в случае необходимости последовательности записи в журналах наблюдений.

Записи в журналах наблюдений ведут только чернилами или пастой (карандашные записи не допускаются); наблюдателям не разрешаются какие-либо другие работы (подсчеты и пр.), кроме снятия показаний с порученных СИ в установленной последовательности и проверки аппаратуры, линий с разрешения ответственного за пост наблюдений. Это позволяет предупреждать ошибки и быстрее освоить порученный участок работ.

Руководитель испытаний, кроме перечисленных организационных работ по подготовке к ним, также ведет общее руководство ими, согласовывает с соответствующей администрацией рабочую программу, устанавливающую при испытаниях обеспечение необходимых режимов, последовательность оперативных переключений в технологических схемах предприятия, требования к поддержанию основных параметров, меры безопасности. На основе рабочей программы руководитель испытаний подает заявки на обеспечение необходимых для опытов режимов, устанавливает их через вахтенный персонал и контролирует их поддержание, определяет объем измерений и периодичность записей показаний СИ и отборов проб, опре-

деляет время начала и окончания опыта, следит за работой на постах наблюдений. Руководитель испытаний единолично ведет дневник испытаний и руководит обработкой их материалов. В дневник с начала подготовки и до конца испытаний вносят данные по всем режимам и особенностям поведения котла, отклонениям от нормальных условий работы его элементов и СИ в целях обеспечения правильного анализа данных отдельных опытов и всех испытаний в целом.

Ответственные за посты наблюдений перед опытами обеспечивают подготовку рабочих мест с установкой, настройкой СИ и записью в журналы наблюдений их номеров, инструктируют наблюдателей, заполняют «шапки» журналов наблюдений (наименование установки, номер журнала, номер и дата опыта) и графы «Пункты наблюдения», в которые наблюдатели накануне рабочего дня вносят сокращенные названия контролируемых параметров (для каждого параметра должна выделяться графа в целях предупреждения случайного пропуска наблюдателем записи отдельных параметров или операций). Во время опытов ответственные за посты наблюдений организуют и контролируют работу на порученных участках, принимая меры по быстрейшему устранению неполадок на рабочих местах во избежание срыва опытов и затяжки испытаний. По окончании опытов ответственные за посты наблюдений собирают заполненные и подписанные наблюдателями журналы наблюдений, визируют их, комплектуют в порядке установленных номеров, затем сдают руководителю испытаний.

В графу «Примечание» журналов наблюдений ответственные за посты должны вносить отметки о произведенных исправлениях в рабочих графах, а до начала опыта делают запись о периодичности записей контролируемых параметров. Ответственные за посты наблюдений обеспечивают четкость записей и сохранность журналов наблюдений; наблюдателям их передают закрепленными в «скоросшивателях» (папках), на лицевой стороне которых нанесены постоянные номера журналов наблюдений. В свободные от опытов дни проводят подготовку к новым опытам и обработку материалов наблюдений.

Следует подчеркнуть, что от личных качеств руководителя испытаний и ответственных за посты наблюдений во многом зависят уровень и оперативность проводимых работ, надежность и представительность их результатов. В связи с этим от них требуется активная личная подготовка к предстоящим испытаниям, в том числе внимательное изучение документации по ранее проводившимся наладочным и другим работам на данном оборудовании.

Руководитель и члены испытательной бригады не должны подменять своими действиями работу вахтенного персонала и не создавать аварийных ситуаций, неукоснительно соблюдать правила техники безопасности.

В аварийных ситуациях руководитель испытаний и ответственные за посты наблюдений должны прекратить свою работу, оперативно вывести из цеха членов бригады, убрать, если это позволяет обстановка, переносные приборы и обеспечить их сохранность.

#### **1.1.4. Испытания котлов при нестационарных режимах**

Испытания котлов при нестационарных режимах имеют цели определения и выбора оптимальных маневренных характеристик: продолжительностей растопок и остановов, подъема и сброса нагрузки, степени устойчивости поддержания при этих режимах параметров пара, уровня воды в барабане котла, соотношения топливо – воздух, пусковых потерь топлива и энергии и др. В зависимости от ставящихся задач в каждом конкретном случае с учетом конструкции котла, пусковых схем, проверяемой или отработываемой технологии определяют программу испытаний, объем измерений и численность привлекаемого к экспериментам персонала. При этом почти всегда испытания связаны с определением как экономических показателей проверяемых режимов, так и надежности тех или иных элементов котлов. В программу испытаний котлов блочных установок включают опыты по проверке пуска установки из различных тепловых состояний, режиму подключения второго корпуса в дубль-блоках, режимам останова с расхолаживанием и без расхолаживания оборудования. Аналогичные режимы включают в программу испытаний котлов, работающих на общий паропровод. По особой программе проводят испытания, связанные с проверкой и отработкой режимов сбросов нагрузки до холостого хода или нагрузки собственных нужд. Для организации и проведения таких испытаний в ряде случаев требуется осуществление специальных мероприятий (применение специальных автоматических устройств, дополнительных дистанционных приводов к исполнительным механизмам и др.).

Для проведения испытаний в целях отработки пусковых режимов неприменимо условие полного установившегося теплового состояния и сведения теплового баланса. По этой причине, как следует из ряда испытаний, погрешность определения потерь теплоты на отдельных этапах пуска и останова энергоблоков и котлов, работающих на общий паропровод, достигает  $\pm(20-25)$  % с минимальным отклонением в отдельных случаях от суммарных затрат теплоты на уровне  $\pm 5$  %. Естественно, здесь не могут рассматриваться рекомендации по использованию определенных технологических приемов ведения режимов при испытаниях, так как они часто носят нетиповой характер и, кроме того, зависят от особенностей пусковых схем и конструкций оборудования. Применительно к установкам энергоблоков эти вопросы связаны также с условиями работы паропроводов, арматуры и элементов турбин, что сейчас не является темой рассмотрения.

Программа рассматриваемых испытаний и объем проводимых измерений зависят от типа котла (прямоточный, барабанный), его конструктивных особенностей (системы экранирования топки, конструкции и компоновки поверхностей нагрева), типа установки (моноблок, дубль-блок, установки с поперечными связями) и поставленных задач. Последние могут быть разделены на две основные группы:

1) проверка на серийных котлах технологии пуска и останова в соответствии с типовой инструкцией, разработанной на основе испытаний головной установки (серии установок) данного типа;

2) отработка рациональных (по условиям надежности и экономичности) режимов пуска и останова головных установок.

Подготовительные работы к испытаниям в обоих случаях проводят в соответствии с изложенным в п. 1.1.3.

В первом случае объем дополнительных (к эксплуатационным) измерений определяется показателями надежности оборудования, контроль которых необходим в соответствии с указаниями типовой инструкции. Кроме того, необходимость дополнительных измерений может определяться местными условиями (типом растопочного и основного топлива, отличиями в схемах отдельных узлов, органов управления и т. п.). Опыты должны проводиться в соответствии с графиками-заданиями, приведенными в типовой инструкции для различных исходных тепловых состояний оборудования. В программе первой серии опытов должна быть предусмотрена проверка (по одному разу) всех режимов, заданных инструкцией. Во второй серии испытаний повторяют опыты, при проведении которых не удалось воспроизвести заданные режимы (естественно, что предварительно необходимо выяснить причины этого).

Наиболее сложны и трудоемки испытания второй группы. При их проведении должны быть выявлены возможности основного и вспомогательного оборудования, разработаны и проведены мероприятия (режимные, реконструктивные), позволяющие обеспечить надежность всех элементов оборудования при минимальной длительности пусков (остановов). В блочных установках режим пуска котла должен быть подчинен требованиям, определяемым условиями пуска турбины. В связи с этим в программу испытаний включают режимы с различной динамикой изменения паропроизводительности и параметров пара (свежего и промежуточного перегрева). По этому признаку испытывают следующие режимы пуска:

- из холодного или близкого к нему состояния;
- неостывшего состояния;
- горячего состояния;
- состояния горячего резерва (для прямоточных котлов).

В программу испытаний должны также включаться следующие режимы останова оборудования:

- с расхолаживанием турбины;
- расхолаживанием котла и паропроводов;
- расхолаживанием тракта до встроенной задвижки (ВЗ) прямоточного котла;
- консервацией давления в тракте котла;
- выпуском пара из пароперегревателя (прямоточные котлы) или из всего пароводяного тракта (барабанные и прямоточные котлы).

Все перечисленные режимы включают в программу первой серии испытаний. После обработки и анализа результатов этих испытаний разрабатывают программу второй серии испытаний для улучшения режимов, не соответствующих указанным выше требованиям. Зачастую предварительно необходимо разработать и реализовать реконструктивные мероприятия.

Для электростанций с поперечными связями количество необходимых опытов существенно меньше, так как, независимо от исходного теплового состояния котла, требуемые параметры пара перед включением в магистраль одни и те же; также нет необходимости в проверке режима останова с расхолаживанием турбины.

При проведении испытаний и предшествующей им разработке системы измерений первоочередной задачей является проверка надежности элементов оборудования. Существенное влияние при этом оказывает стремление сократить до минимума длительность пуска (останова) оборудования, определяющую суммарные тепловые потери. Например, исходя из стремления ускорить растопку котла стартовый расход топлива целесообразно установить на возможно более высоком уровне. При этом, однако, не исключаются недопустимое повышение температуры стенок труб в зоне обогрева, большие теплогидравлические разверки, термические напряжения в металлоемких элементах, занос несгоревшего топлива в хвостовые поверхности нагрева и т. п., что должно учитываться при определении объема измерений. Применительно к режимам пуска (останова) необходимо дополнительно учитывать допустимые скорости прогрева (охлаждения) толстостенных элементов (барабанов, коллекторов, сепараторов, корпусов арматуры, трубопроводов и др.), для чего следует предусматривать соответствующие измерения, руководствуясь типовыми инструкциями по пуску и останову энергоблоков различных мощностей и типов. Для барабанных котлов вопросы надежности при нестационарных режимах в значительной мере определяются температурным режимом барабанов.

При разработке объема температурного контроля барабанов учитывают то, что в зависимости от принятой технологии растопки может отмечаться поступление насыщенного или перегретого пара из пароперегрева-



теля в барабан из-за, например, выкипания воды в перегревателе при его «закупорке» водой после гидравлического испытания или во время простоя. Об этом будут свидетельствовать высокие показания на начальном этапе растопки установленных в верхней части барабана (на паропроводящих трубах) термоэлектрических преобразователей. Наряду с этим на завершающей стадии растопки вследствие периодической подпитки котла может наблюдаться понижение температуры в зоне водораздающих труб. Особенно это проявляется при растопках котла на холодной воде и после кратковременных простоев, когда наблюдаются высокочастотные колебания температур стенки и кромки очков опускных труб, не менее опасных, чем разности температур по образующим. Для контроля этих колебаний нужно обеспечить необходимое быстродействие регистрирующих приборов. Для контроля возможного прогиба барабана вследствие возникновения разности температур используют соответствующие устройства.

До проведения опытов рекомендуется убедиться в том, что на котле выполнены мероприятия, предусмотренные в части организации обязательных измерений температуры барабанов с выводом их на щит котла и оснащением их внутрибарабанными устройствами для снижения допустимых значений разностей температур «верх – низ» при пусках и остановах по соответствующим графикам применительно к каждому типу котла.

При разработке программы испытаний и системы измерений по ряду вопросов, особенно применительно к новым конструктивным решениям, не исследованным в промышленных условиях, должна быть предусмотрена проверка надежности поверхностей нагрева расчетным путем (теплогидравлические характеристики, условия застоя циркуляции, возможность возникновения межвитковой пульсации потока, расслоения пароводяной смеси и т. п.) в целях выявления элементов, которые должны быть наиболее полно оснащены СИ для проведения испытаний и предварительного определения границ опасных режимов. Проведение расчетов, однако, не может заменить экспериментальной проверки. Это определяется прежде всего возможностью лишь приближенного принятия ряда исходных данных (особенно таких, как тепловые нагрузки отдельных поверхностей нагрева, тепловые неравномерности в различных зонах топки и газоходов, параметры среды по тракту котла при низких расходах топлива и т. п.). Вместе с тем после получения указанных исходных данных экспериментальным путем повторное проведение соответствующих расчетов может позволить существенно сократить объем испытаний. Это следует иметь в виду при разработке системы измерений. Ряд вопросов не может быть выяснен расчетным путем, поскольку отсутствуют соответствующие методики, особенно для нестационарных режимов. Некоторые наиболее характерные из них рассмотрены ниже.

1. *Допустимая предельная стартовая форсировка топки при растопке котла.* По условиям ускорения прогрева поверхностей нагрева котла целесообразно устанавливать высокий стартовый расход топлива. Однако есть ряд ограничений. На прямоточных котлах большая часть пароперегревателя в первый период растопки находится в безрасходном режиме (клапан на отводе пара из встроенного сепаратора закрыт). Допустимый расход топлива при этом ограничивается температурой стенок труб в зоне обогрева, которая не должна превышать значений, соответствующих данной марке стали. Аналогично положение и на барабанных котлах, где в первый период растопки из холодного или близкого к нему состояния расход пара через пароперегреватель мал, а затем возрастает с существенным отставанием от роста расхода топлива. На этих котлах, кроме того, возможны дополнительные ограничения по условиям естественной циркуляции в топочных экранах, которая, как правило, возникает по истечении определенного времени после розжига форсунок (горелок) и не во всех панелях экранов одновременно; ограничивается также допустимая скорость роста давления пара в барабане. Измерения должны охватывать все ограничивающие параметры. Для выявления этого целесообразно проведение специального тарировочного опыта с постепенным увеличением расхода топлива (ступенями по 5–7 % номинального), с выдержками до достижения установившегося состояния. Целесообразно также проведение нескольких опытов с различным (вплоть до предельного) уровнем стартового расхода топлива. Опыты прекращают при достижении предельного значения любого из ограничивающих параметров.

2. *Условия подключения пароперегревателя.* Во время работы пароперегревателя прямоточного котла в безрасходном режиме его змеевики разогреваются до температуры дымовых газов. При подключении пароперегревателя (открытии клапана на отводе пара из сепаратора) в случае чрезмерно быстрого установления расхода пара и особенно при забросе влаги возможен «тепловой удар». Попадание влаги в неостывшие камеры и паропроводы также приводит к их резкому охлаждению. Понятно, что допустимое число циклов таких охлаждений и «ударов» ограничено. Наряду с этим при пуске из холодного и неостывшего состояний подключение пароперегревателя приводит к прогреву паросборных камер котла, темп которого также ограничен. С учетом этого при проведении опытов нужно выяснить условия начала подключения пароперегревателя. Они определяются состоянием рабочего тела во встроенном сепараторе (сухостью пароводяной смеси), при котором обеспечивается достаточная эффективность последнего. Опытным путем изыскивают темп подключения пароперегревателя, при котором охлаждение змеевиков и камер первой (за сепаратором) ступени пароперегревателя и прогрев паросборных камер его

выходной ступени происходят с допустимыми скоростями. При пуске из горячего состояния начало и темп подключения пароперегревателя как прямооточного, так и барабанного котла определяют, исходя из предотвращения охлаждения их паросборных камер (на барабанном котле подключение осуществляют открытием БРОУ). Контроль надежности рассматриваемого режима ведут на основе измерений температур змеевиков в зоне обогрева и металла камер по тракту пароперегревателя с соответствующими скоростями их регистрации. При этом учитывают конструкцию отдельных ступеней пароперегревателя. Например, если ширмы пароперегревателя подключены к верхней образующей горизонтальной общей раздающей камеры, то заброс влаги возможен в две-три ширмы, наиболее удаленные от подвода пара в общую камеру.

3. *Допустимая форсировка топки после подключения пароперегревателя.* При однобайпасной пусковой схеме блока, применяемой на большинстве отечественных установок независимо от типа котла, допустимое значение рассматриваемой форсировки определяется предельной температурой стенки змеевиков промежуточного пароперегревателя в зоне обогрева. Рассматриваемый вопрос важен для отработки режимов растопки котла из состояния горячего резерва и после простоев в течение нескольких часов. Поэтому перед проведением таких растопок в одном из опытов нужно постепенно (ступенями, с выдержками по 30–40 мин) увеличивать расход топлива до достижения предельной температуры стенки змеевиков промежуточного пароперегревателя. Контроль этих температур ведут с учетом неравномерности поля температур дымовых газов в газоходе.

4. *Регулирование сброса среды из встроенного сепаратора прямооточного котла.* Основной его целью является обеспечение отвода всей влаги из сепаратора с минимальным «проскоком» пара. Прямой показатель, характеризующий достижение этой цели (наподобие уровня в барабане), в схеме со встроенным сепаратором отсутствует. Целесообразно проведение специального тарировочного опыта, в котором на установившихся режимах с различными расходами топлива (при одном и том же расходе питательной воды) следует постепенно (ступенями по 5–10 % полного хода) прикрывать клапан сброса среды из сепаратора до обнаружения заброса влаги в пароперегреватель (по показаниям температурных вставок). Допустимая степень открытия клапана принимается на 10 % больше (по указателю положения), чем в условиях заброса влаги в пароперегреватель. В результате испытаний устанавливают зависимость указанной степени открытия от характеристик режима работы котла (температуры рабочего тела перед встроенной задвижкой, перепада давлений в диафрагме, установленной на сбросе рабочего тела из сепаратора, гидростатического перепада давлений в сбросном трубопроводе из сепаратора и др.).

5. *Регулирование паропроизводительности котла.* В режиме растопки и на низких нагрузках изменение паропроизводительности котла происходит с большой инерционностью. В связи с этим расход топлива увеличивают с определенным опережением по отношению к каждому очередному увеличению нагрузки турбогенератора. Для определения этого опережения целесообразно проведение опытов, при которых на различных установившихся режимах наносятся возмущения изменением расхода топлива и фиксируется динамика изменения паропроизводительности котла.

6. *Регулирование температур перегретого пара.* Для обеспечения графика изменения температур свежего пара и пара промежуточного перегрева, требуемых по условиям пуска и нагружения турбины, применяют как штатные, так и пусковые средства регулирования. Часто для этой цели используют пусковые впрыски в паропроводы. При испытаниях необходимо определить условия включения этих впрысков, при которых отсутствует выпадение влаги на внутреннюю поверхность паропроводов. Особенно неблагоприятны (с учетом низкого давления пара) условия испарения влаги пусковых впрысков в паропроводы пара промежуточного перегрева. На отдельных установках «мокрое пятно» отмечается на гйбе паропровода, удаленном от пускового впрыска на 12–15 м. С тех же позиций, а также с учетом динамических свойств объекта должна быть определена паропроизводительность котла, при которой допускается включение в работу штатных средств регулирования температуры пара. Перечисленные задачи определяют и объем необходимых измерений.

7. *Характеристика остывания котла.* Технология растопки котла зависит от его исходного теплового состояния. Поэтому требуется проведение специальных опытов при различных режимах останова котла в целях определения характеристик остывания его поверхностей нагрева, барабана, камер, паропроводов и арматуры. Необходимо прежде всего выяснить допустимую длительность простоя котла с «консервацией» давления во всем пароводяном тракте. Для прямоточного котла это имеет значение с точки зрения соблюдения допустимых условий растопок из состояния горячего резерва (давление на котлах сверхкритического давления в парообразующей части должно быть не ниже критического; на котлах докритического давления запас до закипания воды на входе в НРЧ – не менее 15 °С). Вторым фактором, определяющим допустимую длительность простоя после рассматриваемого режима останова котлов всех типов, является конденсация пара в перегревательных поверхностях нагрева. В случае несливаемой конструкции пароперегревателя скопившаяся влага при последующей растопке котла из горячего или неостывшего состояния вытесняется в разогретые камеры, резко охлаждая их. При сливаемой конструкции пароперегревателя влага по мере конденсации пара стекает в камеры; и важно проверить,

в каких количествах она в них накапливается и к каким последствиям это приводит при дальнейшей растопке котла. Основным показателем, характеризующим возможность конденсации пара, – это соотношение температуры дымовых газов и давления пара в данной ступени пароперегревателя (для отсутствия конденсации температура газов должна быть не ниже температуры насыщения при данном давлении пара). На прямоточном котле с некоторым опережением по отношению к моменту достижения опасного соотношения указанных параметров пароперегревателя котла должны быть обеспарены (при закрытой встроенной задвижке). При таком состоянии котла определяют характеристики его естественного остывания в процессе простоя. На барабанном котле такие характеристики должны быть получены при периодическом снижении давления (открытием БРОУ, РОУ или выхлопом в атмосферу) при достижении опасного соотношения указанных параметров. Перечисленные режимы проверяют при различных длительностях вентиляции газовоздушного тракта котла. Соответственно изложенным задачам разрабатывают и систему измерений. Перечисленные вопросы не охватывают всех задач, возникающих при разработке рациональной технологии пуска и останова котла. Более детально они изложены в специальной литературе [3–5].

Запись непрерывно меняющихся параметров в режимах пуска и останова следует вести автоматическими регистрирующими СИ. Часть параметров по газовоздушному тракту и в отдельных точках водопарового тракта могут записывать (с интервалами 5–7 мин) лаборанты-наблюдатели. В результате опытов строят (с нанесением отметок времени выполнения технологических операций) графики изменения по времени общих характеристик режима и групп параметров, определяющих режим работы отдельных узлов котла и позволяющих на базе их анализа оценить результаты опытов и наметить дальнейшую программу работ.

## **1.2. Порядок выполнения испытаний котельного агрегата**

При подготовке к проведению испытаний работник должен:

- ознакомиться с объектом и программой испытания, объемом требуемых измерений, схемой расстановки приборов и мест отборов проб, порядком фиксации показаний контрольно-измерительных приборов;
- изучить правила безопасности, охраны труда, поведения на своём рабочем месте, противопожарные мероприятия, а также пройти вводный инструктаж в отделе надёжности и охраны труда теплоэлектростанции.

**Прямой и обратный методы определения коэффициента полезного действия.** Испытание котельного агрегата можно производить по одному из двух методов. Метод прямого определения состоит в том, что коэффициент полезного действия (КПД) котла брутто определяется через величины, непосредственно измеряемые во время испытания, %:

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = \frac{Q_1}{Q_i^r} \cdot 100 \% = \frac{D_{\text{пе}}(h_{\text{пе}} - h_{\text{пит}})}{B_{\text{н}} \cdot Q_i^r} \cdot 100 \% \quad (1.1)$$

Выражение для  $\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}$  взято для наиболее простого случая выдачи котлом только перегретого пара и без учета продувки. В случае выдачи котлом на сторону насыщенного пара, воды или воздуха, применения продувки выражение для  $Q_1$  должно быть соответственно дополнено.

Обратный метод состоит в том, что КПД котла находится косвенным путем через потери тепла, определяемые по результатам опыта (%):

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6). \quad (1.2)$$

Причина появления обратного метода определения КПД следующая. Одна из основных величин, через которые определяется КПД прямым методом, – это расход топлива. Наиболее точный метод определения расхода твердого топлива – взвешивание – не может быть успешно использован при испытании крупных котлов из-за наличия больших емкостей на пути топлива от весов до топки (бункеры угля, пыли, транспортеры). Учесть достаточно точно количество топлива в этих емкостях не представляется возможным, и при определении действительно сожженного топлива за опыт может быть допущена серьезная ошибка. Поэтому в тех случаях, когда имеется возможность организовать надежный непосредственный замер расхода топлива, следует проводить опыты с определением КПД прямым методом. В основном это касается установок небольшой мощности.

В современных мощных установках надежный учет топлива непосредственным замером весьма затруднен, а в этих случаях для определения КПД установки пользуются обратным методом. При этом во время испытания расход топлива не измеряется. Его находят косвенным путем из основного выражения для КПД котла брутто.

Анализ испытаний показывает, что более точные значения КПД у крупных котлов получаются при использовании обратного метода его определения.

Тепловые испытания, преследующие цель сведения тепловых балансов, необходимо проводить при установившемся тепловом режиме котлоагрегата. Это значит, что нагрузка, давление пара, температура перегрева, коэффициент избытка воздуха, температура питательной воды и подача ее в котел должны выдерживаться примерно постоянными.

Допустимые отклонения здесь следующие:

- по паровой нагрузке  $\pm 5$  т/ч;
- давлению перегретого пара  $\pm 2$  кгс/см<sup>2</sup>;
- температуре перегретого пара  $-5$  °С;  $+ 2$  °С;
- уровню воды в котле  $\pm 10$ – $15$  % от видимой части столба воды

в стекле. Кроме того, чтобы избежать потерь тепла на неустановившийся режим работы, начинают испытание котельного агрегата после растопки не ранее чем через 48 ч его работы с нагрузкой, близкой к той, на которой предполагается делать испытание. В течение последних трех часов перед началом опыта нагрузка не должна отличаться от заданной больше чем на  $\pm 10$  %.

В опытах с определением КПД обратным методом длительность испытания не менее четырех часов.

Отсчет показаний приборов, установленных для замера параметров пара и воды, производят через 5 мин, всех остальных показаний – через 10 мин.

**Отбор проб топлива.** Для определения качественной характеристики топлива, необходимой при обработке материалов испытаний, во время опыта делают отбор средней пробы топлива, сожженного за опыт. Эта проба отбирается с полотна скребковых или шнековых питателей угля перед мельницами и состоит из 15 порций по 0,5 кг каждая. Для сохранения неизменной влаги в первичной пробе топлива ее упаковывают в пластиковые банки с плотно прижимающимися крышками или целлофановые пакеты.

Приготавливают рабочие, лабораторные и аналитические пробы топлива в лабораториях в соответствии с методическими указаниями [2] начиная с измельчения отобранного угля (так, чтобы он весь прошел через сито с размером ячеек  $3 \times 3$  мм). При дроблении все крупные куски должны измельчаться, хотя бы это и была явная порода.

Технический анализ проб топлива и очаговых остатков, отобранных в процессе испытания котла, делают в лабораторных условиях.

**А. Определение рабочей влаги.** Для проведения испытаний применяют:

- шкаф сушильный электрический с терморегулятором для поддержания необходимых температур с точностью до  $5$  °С;
- стеклянные или алюминиевые бюксы с крышками таких размеров, чтобы масса слоя топлива в них по стандарту не превышала  $0,15$  г/см<sup>2</sup> для лабораторной пробы крупностью менее 3 мм массой около 10 г;
- весы с погрешностью взвешивания не более  $0,0002$  г;
- эксикатор с осушающим веществом (хлористый кальций, серная кислота);
- щипцы тигельные длиной 250–300 мм;

- ложечку или шпатель;
- секундомер.

При определении содержания влаги в пробе топлива с крупностью зерен менее 3 мм влагу считают рабочей, если изменение первоначальной массы пробы не превышает 0,5 % и с момента приготовления пробы до ее поступления в лабораторию прошло не более 12 ч; в противном случае влагу считают лабораторной.

Рабочую влагу определяют двух- или одноступенчатым методом. Рабочую влагу двухступенчатым методом устанавливают как сумму внешней влаги и влаги воздушно-сухого угла. Рабочую влагу одноступенчатым методом определяют так же, как и влагу аналитической пробы. Из аналитической пробы в бюксы отбирают навески топлива массой  $1 \pm 0,1$  г каждая, взвешивая их на аналитических весах. Бюксы помещают в предварительно нагретый сушильный шкаф и сушат при температуре  $160 \pm 5$  °С в течение 5 и 10 мин. После окончания сушки бюксы вынимают из сушильного шкафа, закрывают крышками и охлаждают в течение 2–3 мин на воздухе, а затем до комнатной температуры в эксикаторе, после чего взвешивают. Влагу аналитической пробы определяют как потерю массы после высушивания. Определение рабочей влаги и влаги аналитической пробы производят параллельно в двух навесках.

Рабочую влагу при одноступенчатом методе и влагу аналитической пробы вычисляют по формуле (%)

$$W^a = \frac{m_2 - m_3}{m_2 - m_1} \cdot 100, \quad (1.3)$$

где  $m_1$  – масса пустой бюксы с крышкой, г;  $m_2$  – масса бюксы с крышкой и навеской топлива перед нагреванием, г;  $m_3$  – масса бюксы с крышкой и навеской топлива после нагревания, г.

Рабочую влагу при одноступенчатом методе вычисляют по формуле (%)

$$W^r = W_{\text{вн}} + W^a \cdot \frac{100 - W_{\text{вн}}}{100}. \quad (1.4)$$

Результаты вычисляют до второго десятичного знака, а окончательные округляют до первого десятичного знака. За результат определения принимают среднее арифметическое двух определений.

**Б. Определение зольности твердого топлива.** Для проведения испытаний применяют:

- электропечь муфельную с максимальной температурой нагрева 900 °С;
- термопару со вторичным измерительным прибором, обеспечивающую измерения температуры (термопару устанавливают в специальные отверстия, расположенные в задней стенке муфельной печи);
- лодочки фарфоровые прямоугольные № 1,2 и 3 по ГОСТ 9147–80;



- пластинку керамическую или из жароупорного материала толщиной не более 5 мм;
- штапель или ложечку для перемешивания испытуемой пробы и взятия навески;
- щипцы тигельные;
- весы аналитические;
- кальций хлористый двуводный;
- эксикатор с хлористым кальцием или другим осушающим веществом.

В предварительно взвешенные фарфоровые лодочки помещают навески топлива массой  $1 \pm 0,1$  г, отбирая их из аналитической пробы, и легким постукиванием по бортику лодочки добиваются равномерного распределения слоя топлива по дну лодочки.

Нагревают муфельную печь до температуры 850–875 °С, и лодочки с навесками на стальной или керамической пластинке помещают на край пода печи. В таком положении при открытой дверце муфеля пластинку выдерживают 3 мин при озолении углей и антрацита и 5 мин при озолении сланцев. Затем пластинку с лодочками продвигают в муфельную печь со скоростью 2 см/мин. При достижении ею центра муфеля закрывают его дверцу. Продолжительность озоления навески испытуемого топлива и температура муфельной печи указаны в табл. 1.1.

Таблица 1.1

**Продолжительность озоления навески испытуемого топлива  
и температура муфельной печи**

Вид топлива	Температура муфельной печи, °С	Продолжительность озоления, мин	
		в лодочках № 2	в лодочках № 3
Угли каменные и антрацит	800–830	35	25
Угли бурые	800–830	25	20
Сланцы горючие	850–875	25	20

Отсчет времени прокаливания начинается при температуре муфельной печи не ниже 800 °С. По окончании прокаливания пластинку с лодочками вынимают из муфельной печи, охлаждают сначала на воздухе в течение 5 мин, а затем в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивают. Контрольных прокаливаний не делают.

Зольность аналитической пробы испытуемого топлива ( $A^a$ ) в процентах вычисляют по формуле

$$A^a = \frac{m_3 - m_1}{m_2 - m_1} \cdot 100, \quad (1.5)$$

где  $m_1$  – масса прокаленной лодочки, г;  $m_2$  – масса лодочки с навеской испытуемого топлива, г;  $m_3$  – масса лодочки с остатком после прокаливания навески испытуемого топлива, г.

Зольности по каждой пробе определяют параллельно в двух навесках. За окончательный результат принимают среднее арифметическое результатов двух параллельных определений.

Пересчитывают зольность (%) аналитической пробы топлива на сухую массу ( $A^c$ ) по формуле

$$A^c = A^a \frac{100}{100 - W^a} \quad (1.6)$$

Пересчет зольности (%) аналитической пробы топлива на рабочую массу ( $A^r$ ) делают по формуле

$$A^r = A^a \frac{100 - W^r}{100 - W^a} \quad (1.7)$$

Вычисление результатов анализа, а также пересчет результатов на сухое и рабочее топливо выполняют с точностью до 0,01 %. Окончательные результаты округляют до десятых долей процента.

Допускаемые расхождения между результатами двух определений не должны превышать величин, указанных в табл. 1.2. Если расхождение между результатами двух параллельных определений превышает приведенную величину, то проводят третье определение, а за окончательный результат принимают среднее арифметическое результатов двух наиболее близких определений в пределах допускаемых расхождений.

Таблица 1.2

**Величины допускаемых расхождений между результатами двух определений**

Зольность, ( $A^a$ , %)	Допускаемые расхождения (%) между результатами	
	двух параллельных определений в одной лаборатории	двух определений по дубликатам одной лабораторной пробы в разных лабораториях
До 10	0,2	0,3
Свыше 10 до 20	0,3	0,4
Свыше 20 до 25	0,4	0,5
Свыше 25	0,5	0,7

Если результат третьего определения находится в пределах допускаемых расхождений по отношению к результатам каждого из двух предыдущих определений, то за окончательный принимают среднее арифметическое результатов трех определений.

**В. Определение теплоты сгорания твёрдого топлива.** Для проведения испытания используют calorиметрический прибор АС-500.

Калориметр АС-500 предназначен для измерения теплотворной способности различных органических материалов, таких как уголь, кокс, мазут, биотопливо и жидкие топлива. Определяется так же, как количество тепла, выделившегося после сгорания образца в контролируемой среде. Выделившееся тепло пропорционально теплотворной способности исследуемого вещества.

Калориметр AC-500 позволяет получать результаты высокой точности, независимо от размера образцов и состояния окружающей среды. Он сконструирован на основе встроенной водно-измерительной системы и автоматической станции заполнения калориметрической бомбы. Встроенная рециркуляционная система замкнутого типа делает прибор компактным, он помещается на любом лабораторном столе, а конструкция создает все удобства для работы оператора (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Калориметр AC-500

AC-500 имеет уникальную способность постоянно измерять и осуществлять мониторинг температуры как кожуха (рубашки) прибора, так и непосредственно вокруг бомбы, что делает возможным производить двухканальную коррекцию.

Программное обеспечение под Windows позволяет легко управлять данными (совместимо с LIMS), а с его помощью можно настраивать все параметры анализов, включая специфические вычисления и корректировки, требуемые ASTM D5865, ASTM D4809, DIN 51900.

Результаты могут быть получены тремя методами:

- 1) традиционным Рено–Пфаундлера за 20 мин;
- 2) высокоточным – 8 мин;
- 3) оценочным – от 4 до 7 мин.

**Принцип работы калориметра АС-500:** пробу помещают в калориметрическую бомбу с высоким давлением, которую погружают в воду; происходит поджог пробы (рис. 1.2).

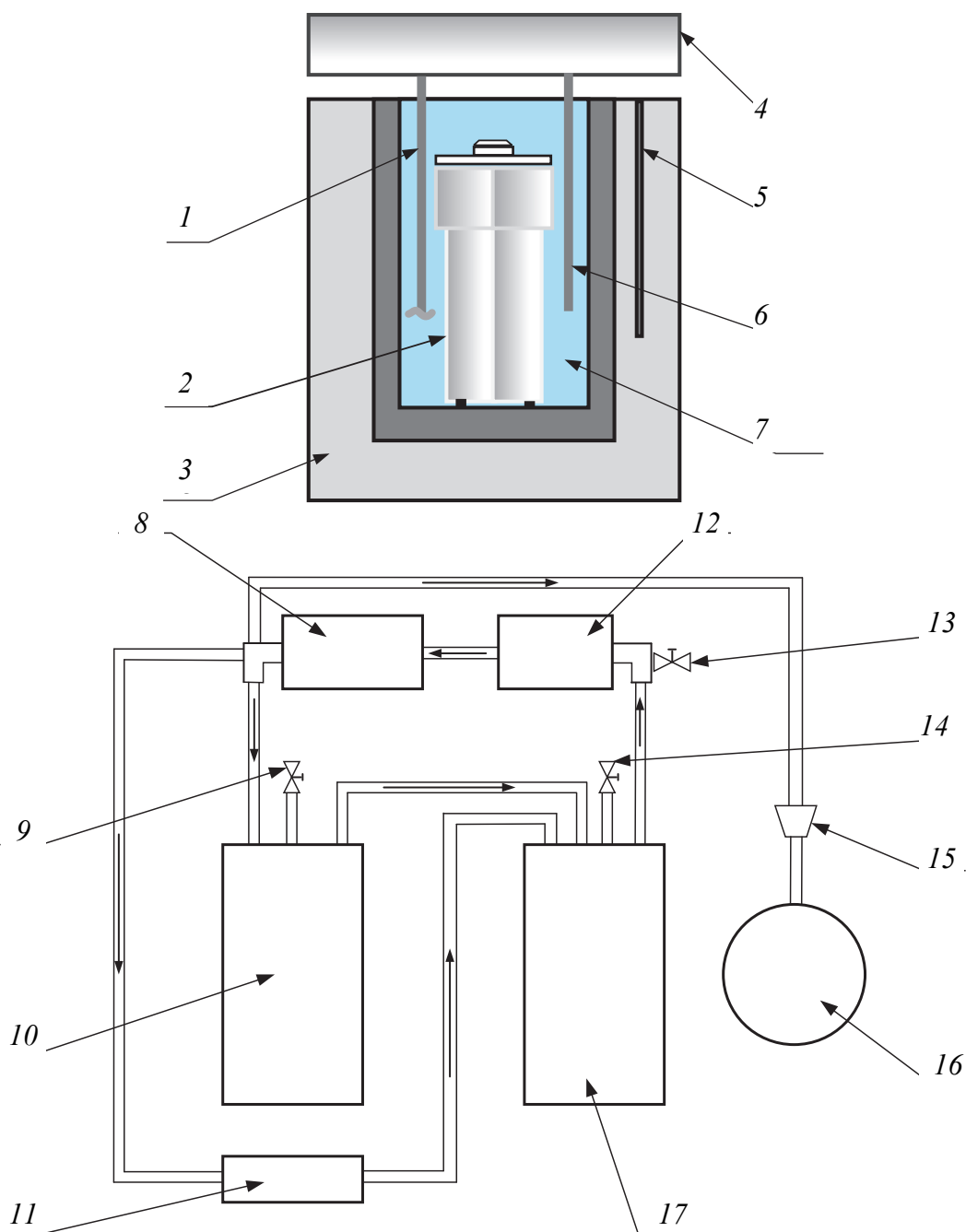


Рис. 1.2. Устройство и схема калориметра АС-500: 1 – мешалка; 2 – калориметрический сосуд; 3 – терморегулируемый кожух; 4 – терморегулируемая крышка; 5 – температурный сенсор кожуха; 6 – температурный сенсор калориметрического сосуда; 7 – аналитическое пространство; 8 – теплообменник; 9 – слив из рубашки прибора; 10 – рубашка прибора; 11 – крышка; 12 – насос; 13 – продувочный клапан насоса; 14 – слив из резервуара; 15 – фильтр; 16 – сосуд; 17 – резервуар с водой

Температуру окружающей воды измеряют с помощью электронного термометра с точностью 0,0001 °С. Во время анализа регулируется скорость вентилятора, чтобы контролировать температуру рубашки анализатора. В этой изопериболической системе может быть некоторый обмен энергией (теплотой) между внешней окружающей средой и водой, окружающей бомбу. Поэтому осуществляется постоянный мониторинг температуры в ведре и рубашке прибора во время анализа, ведется коррекция результатов.

Микропроцессор измеряет температуру воды, окружающей бомбу, шесть раз в секунду.

Аналого-цифровой преобразователь (АЦП) преобразует выход с термометра в двоичное число, которое сохраняется в памяти. Разница в температуре перед поджогом и после обрабатывается компьютером, конечный результат пересчитывается с коррекцией на длину нити поджога, калибровки прибора и т. д. Можно произвести дополнительную коррекцию по азоту, сере, водороду, влаге, золе в пробе.

Характеристика калориметрического прибора АС-500 представлена в табл. 1.3.

Таблица 1.3

#### Характеристика калориметрического прибора АС-500

№ п/п	Наименование	Значение
1	Метод	Изопериболический
2	Диапазон измерений	От 3 333 до 8 334 Кал/г для 1-граммового образца
3	Точность	«0,05 % относительной ошибки (данные получены при анализе проб бензольной кислоты весом 1 грамм)
4	Разрешающая способность	0,001 МДж/кг, 0.1 Ккал/100 г, 1 ВТУ/lb, 0.1 Кал/г
5	Время анализа	Метод Рено–Пфаундлера: 20 мин Высокоточный метод: 8 мин Оценочный метод: 4,5–7,5 мин
6	Коррекция и поправки	По кислотности или %азота, по длине запала, сере, влаге, горючим добавкам, золе и водороду
7	Точность измерения температуры	0,0001 °С
8	Требуемые газы	Кислород 31 атм. максимум, 99,99 % чистота
9	Питание	220 вольт ± 10 %, 50 Гц, 1.6 амп. одна фаза
10	Размеры	81 см х 79 см х 66 см

#### *Подготовка прибора АС-500 к работе:*

1) открыть кислородный баллон, проверить, чтобы на выходном манометре редуктора было установлено значение 450 PSI (31 кгс/см<sup>2</sup>), (3,1 МПа).

*Примечание: давление не должно быть значительно выше значение 450 PSI (31 кгс/см<sup>2</sup>), (3,1 МПа), так как это может привести к поломке впускного клапана в приборе. Особенно следует обращать на это внимание при замене баллона!*

- 2) включить (при наличии) сетевой удлинитель;
- 3) включить блок бесперебойного питания;
- 4) включить компьютер кнопкой на системном блоке;
- 5) включить прибор при помощи маленького клавишного выключателя, находящегося на задней стенке прибора слева внизу;
- 6) набрать на клавиатуре LECO и войти в главное меню;
- 7) запустить программу AC-500, щелкнув два раза левой клавишей мыши по иконке программы на экране;
- 8) включить весы.

*Примечание: весы включать только после запуска программы в компьютере.*

- 9) дать прогреться включенному прибору в течение не менее 20–30 мин;
- 10) проверить уровень в резервуаре возврата воды: он должен быть не выше 8 см от верхнего края сосуда.

***Проведение анализа:***

- 1) ввести в столбец NAME фамилию исполнителя;
- 2) очистить внутреннюю поверхность тигля;
- 3) поместить тигель на весы, обнулить его массу, нажав на кнопку TARE на весах;
- 4) насыпать уголь в тигель (примерно 1 г);
- 5) установить тигель на весы и нажать кнопку PRINT на весах;
- 6) положить тигель с образцом в электрод с держателем;
- 7) поднять рукава электродов, поместить концы проволоки в пазы электродов так, чтобы 2 мм проволоки было свободным. Опустить рукав поверх проволоки. Согнуть проволоку так, чтобы расстояние до пробы было 0,5 см.

*Примечание: запальная проволока не должна касаться пробы.*

- 8) поместить крышку с образцом в камеру сгорания кислородной бомбы (в камеру предварительно добавить 1 мл дистиллированной воды), винтить крышку по часовой стрелке. Бомбу не наклонять. А если это произошло – бомбу разобрать, а образец-пробу удалить;
- 9) закрыть игольчатый клапан бомбы вращением по часовой стрелке;
- 10) надеть зарядное устройство на впускной клапан бомбы до упора и нажать кнопку наполнения (до достижения 2,89 МПа), наполнение кислородом автоматически завершится.

*Примечание: если бомба заполняется кислородом излишне долго, необходимо проверить давление кислорода на выходе из регулятора. Если давление ниже 45 PSI (31 кгс/см<sup>2</sup>), то прибор не сможет заполнить бомбу кислородом до конца. Необходимо отрегулировать давление.*

11) поставить ведро под пипетом. Установить клапан в положение «FILL» (наполнение) и повернуть на 180° по часовой стрелке, а когда из пипета вытечет вся вода, переключить клапан в положение Water Flows Through (проток воды). Следить, чтобы вода сливалась ровной струей, без разбрызгивания и образования большого количества пузырей;

12) поместить ведро внутрь калориметра, ручку емкости откинуть к задней стенке.

*Примечание: выпуклость на дне ведра должна находиться ближе к переднему краю;*

13) используя специальный зажим, поместить заряженную бомбу в ведро;

14) подсоединить контакты к бомбе. Убедиться, что из бомбы не выходят пузырьки воздуха. Закрывать крышку (прижать ручку);

15) нажать на кнопку F5 «Analyze», начнется анализ пробы;

16) после окончания анализа в столбце «CV» (cal/g) автоматически появится значение теплоты сгорания образца по бомбе;

17) по окончании анализа открыть крышку термостата;

18) отсоединить контакты;

19) используя специальный захват, достать бомбу из ведра. Воду из ведра слить обратно в резервную емкость. Ведро вытереть насухо;

20) разрядить бомбу, медленно поворачивая клапан по часовой стрелке;

21) открутить накидную гайку;

22) удалить все, что могло остаться после анализа в электродах и камере сгорания, промыть дистиллированной водой все внутренние поверхности;

23) если проволока сгорела не полностью, изменить в столбце «FUSE LENGTH» до значения длины проволоки. Программа автоматически пересчитывает значение теплоты сгорания.

***Правила безопасной работы:***

1) для обеспечения нормальной работы прибора его необходимо содержать в чистоте и предохранять от резких ударов, толчков и вибрации;

2) проверять бомбу на гидростатику ежегодно;

3) запрещается наклоняться над калориметром в момент зажигания образца;

4) не работать с калориметром при повреждении контура заземления, проводов подключения к электропитанию или газовой линии.

***Сообщения об ошибках:***

1) «CANNOT START ANALYSIS. FUSE NOT CONNECTED» – нет контакта между электродами;

2) «Water level High» – уровень воды высокий – вычерпать воду;

3) «Water level Low» – уровень воды низкий – долить воды.

## 1.2. Порядок выполнения испытаний котельного агрегата

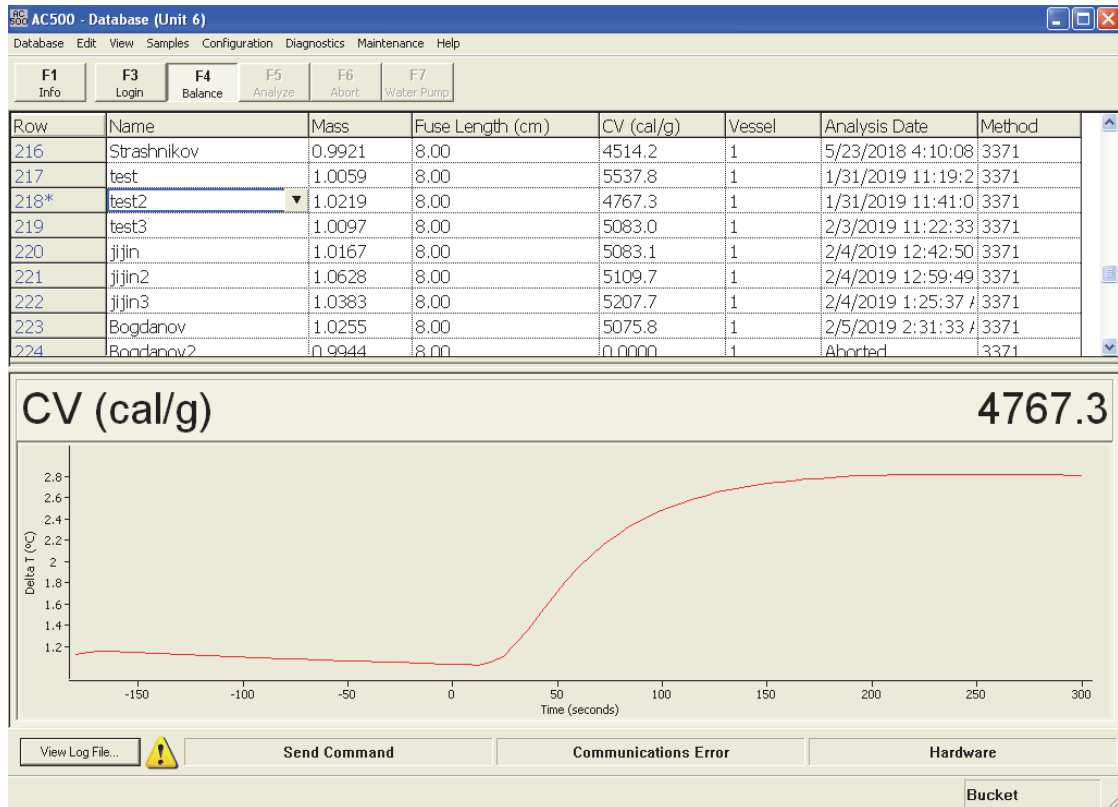


Рис. 1.3. Автоматизированный результат определения калорийности пробы топлива

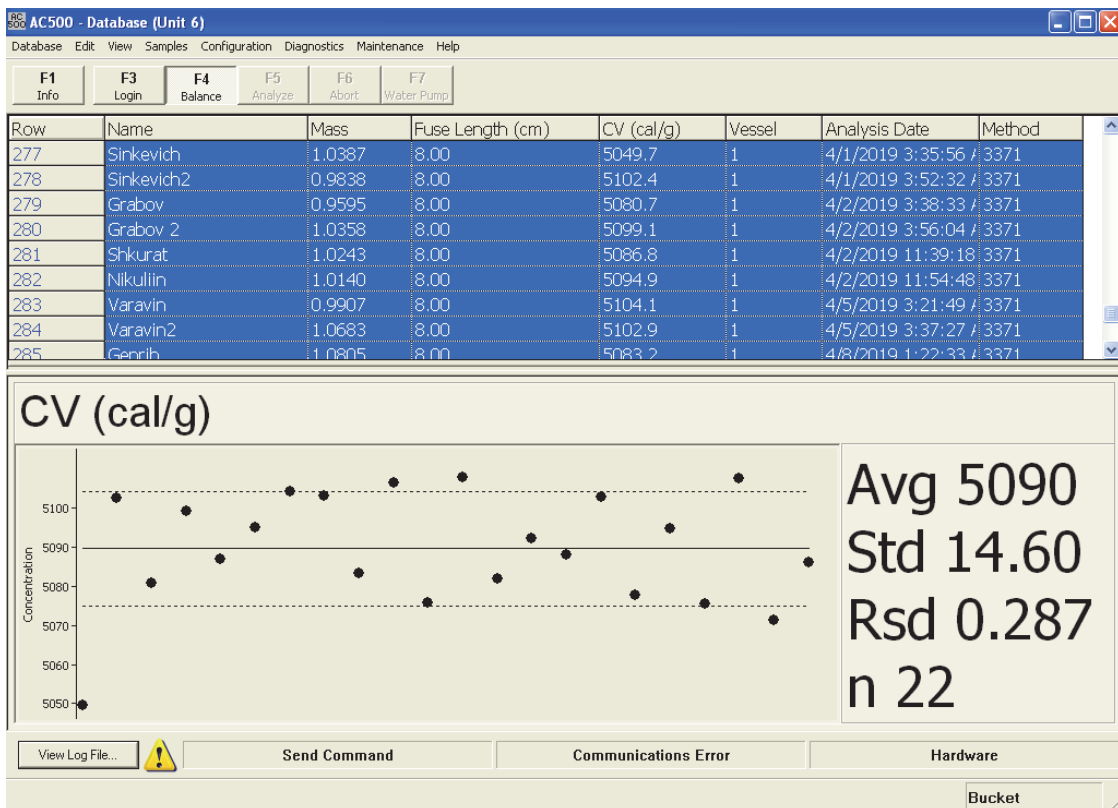


Рис. 1.4. Статистическая обработка полученных результатов



Если не начинается набор воды в пипете, то надо проверить работу водяных насосов. Для включения нажать кнопку F7 на компьютере.

**Результат анализа проб топлива.** Программное обеспечение дает полную информацию о ходе анализа и ранее проанализированных пробах (рис. 1.3). Также имеется возможность статистической обработки полученных результатов (рис. 1.4).

**Отбор проб уноса.** Проба уноса отбирается из-под всех секций золоуловителя, в течках сухой золы перед гидрозатвором совком емкостью 1 кг с интервалом 5–10 мин. Масса первичной пробы за опыт должна быть не более 25 % общего выхода золы за опыт. Дальнейшая разделка пробы производится в том же порядке, как и для угля.

### 1.3. Порядок обработки результатов экспресс-испытаний

Перед обработкой результаты измерений арифметически усредняют и заносят в таблицу по форме прил. 8.

Измерение расхода перегретого пара производят при помощи стационарных эксплуатационных расходомеров. Так как последние градуируются при определенных параметрах измеряемой среды, указанных в паспорте прибора, а отличие действительных параметров от градуировочных может достигнуть значительных величин, то истинный расход пара находят по формуле (кг/с)

$$D_{\text{пе}}^{\text{ист}} = D_{\text{пе}} \cdot \sqrt{\frac{\vartheta_{\text{г}}}{\vartheta_{\text{д}}}} \quad (1.8)$$

Количество теплоты, полезно использованной котлом, определяют по формуле (кДж/с)

$$Q_{\text{к}}^{\text{бп}} = [D_{\text{пе}}^{\text{ист}} \cdot (h_{\text{пе}} - h_{\text{пит}}) + W_{\text{пр}} \cdot (h_{\text{пр}} - h_{\text{пит}})] \cdot 10^{-3}. \quad (1.9)$$

Коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  определяют по результатам газового анализа по трем формулам:

- за пароперегревателем

$$\alpha_{\text{пп}}'' = \frac{21}{21 - O_2}; \quad (1.10)$$

- за первой ступенью воздухоподогревателя

$$\alpha_{\text{взп-1}}'' = \alpha_{\text{пп}}'' + \frac{2}{3} \Delta\alpha; \quad (1.11)$$

- за ДЫМОСОСОМ

$$\alpha''_{\text{дс}} = \alpha''_{\text{шп}} + \Delta\alpha. \quad (1.12)$$

Присосы холодного воздуха в газоход котла и золоуловитель –  $\Delta\alpha = 0,15$ .

Потери тепла с механическим недожогом определяют по формуле (%)

$$q_4 = \frac{32\,700}{Q_i^r} \left( \alpha_{\text{шп}} \frac{\Gamma_{\text{шп}}}{100 - \Gamma_{\text{шп}}} + \alpha_{\text{ун}} \frac{\Gamma_{\text{ун}}}{100 - \Gamma_{\text{ун}}} \right). \quad (1.13)$$

Для пылеугольных топок с твёрдым шлакоудалением ( $\alpha_{\text{шп}} + \alpha_{\text{ун}} = 1$ )  $\alpha_{\text{ун}} = 0,95$ ,  $\alpha_{\text{шп}} = 0,05$ , с жидким шлакоудалением  $\alpha_{\text{ун}} = 0,4 - 0,7$ ,  $\alpha_{\text{шп}} = 0,6 - 0,3$ .

Потери тепла с уходящими газами рассчитывают по формуле (%)

$$q_2 = (k\alpha''_{\text{взп-1}} + c) \left( \vartheta_{\text{ух}} - \frac{\alpha''_{\text{взп-1}}}{\alpha''_{\text{взп-1}} + b} t_{\text{хв}} \right) \left( 1 - \frac{q_4}{100} \right) (0,9805 + 0,00013\vartheta_{\text{ух}}) A_t 10^{-2}. \quad (1.14)$$

Здесь  $k$ ,  $c$ ,  $b$  для бурых углей:

$$k = 3,46 + 0,021W^{\text{п}}; \quad (1.15)$$

$$c = 0,51 + 0,042W^{\text{п}}; \quad (1.16)$$

$$b = 0,16 + 0,011W^{\text{п}}, \quad (1.17)$$

где

$$W^{\text{п}} = \frac{W^r}{Q_i^r} \cdot 10^3; \quad (1.18)$$

$$A_t = 1 + 0,013 \frac{\vartheta_{\text{ух}} - 150}{100}. \quad (1.19)$$

При сжигании твердых топлив тепло от химической неполноты сгорания  $q_3$  практически отсутствует, так как в этих условиях оптимальные коэффициенты избытка воздуха, как правило, выше критических, определенных по химической неполноте сгорания.

Потери тепла котла в окружающую среду определяют по формуле (%)

$$q_5 = q_5^{\text{НОМ}} \frac{D_{\text{пе}}^{\text{НОМ}}}{D_{\text{пе}}^{\text{ИСТ}}}, \quad (1.20)$$

где  $q_5^{\text{НОМ}} = 0,4$  – номинальное значение потери тепла при номинальной нагрузке котла  $D_{\text{пе}}^{\text{НОМ}}$ , т/ч.

Потери тепла с физическим теплом шлака находят по формуле (%)

$$q_6 = \frac{A^r(1 - \alpha_{\text{ун}})C_{\text{шп}}t_{\text{шл}}}{Q_i^r(100 - \Gamma_{\text{шп}})} 100, \quad (1.21)$$

где  $C_{\text{шп}}$  – см. прил. 3, табл. П2;  $t_3$  – см. прил. 2, табл. П1,

$$t_{\text{шл}} = t_3 + 100 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (1.22)$$

**КПД брутто.** Коэффициент полезного действия котла брутто (%)

$$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}} = 100 - \sum q, \quad (1.23)$$

где 
$$\sum q = q_2 + q_4 + q_5 + q_6. \quad (1.24)$$

**КПД нетто.** Коэффициент полезного действия котла нетто (%)

$$\eta_{\text{к}}^{\text{нт}} = \eta_{\text{к}}^{\text{бр}} - \Delta\eta_{\text{сн}}. \quad (1.25)$$

Потеря электроэнергии на собственные нужды котла (%)

$$\Delta\eta_{\text{сн}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{сн}}}{B_{\text{н}} \cdot Q_i^r \cdot \tau \cdot \eta_{\text{эл}}} \cdot 100, \quad (1.26)$$

здесь электрический КПД  $\eta_{\text{эл}} = 0,97$ .

Суммарный расход электроэнергии вспомогательных механизмов котла (дутьевых вентиляторов, дымососов, мельниц, дымососов рециркуляции газов и валковых вентиляторов среднеходных мельниц (кВт·ч)

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{ВД}} + \mathcal{E}_{\text{д}} + \mathcal{E}_{\text{м}} + \mathcal{E}_{\text{ДРГ}} + \mathcal{E}_{\text{ВВСМ}} = \quad (1.27)$$

$$= \left[ \sum (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВД}} \cdot I_{\text{ВД}}) + \sum (\sqrt{3} \cdot U_{\text{д}} \cdot I_{\text{д}}) + \sum (\sqrt{3} \cdot U_{\text{м}} \cdot I_{\text{м}}) + \right. \\ \left. + \sum (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ДРГ}} \cdot I_{\text{ДРГ}}) + \sum (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВВСМ}} \cdot I_{\text{ВВСМ}}) \right] \cdot 10^{-3}. \quad (1.28)$$

Часовой расход топлива, т. н. т./ч

$$B_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{к}}^{\text{бр}} \cdot 10^3}{Q_i^r \cdot \eta_{\text{к}}^{\text{бр}}}. \quad (1.29)$$

Видимое напряжение топочного объема, ккал/(м<sup>3</sup>·ч),

$$q_{\text{в}} = \frac{B_{\text{н}} \cdot Q_i^r}{V_{\text{т}}}, \quad (1.30)$$

здесь объем топки котла ПК-10Ш  $V_{\text{т}} = 1210 \text{ м}^3$ , объем топки котла БКЗ-320-140  $V_{\text{т}} = 1385 \text{ м}^3$ .

Сопротивление участков газового тракта (кгс/м<sup>2</sup>)

$$\Delta S_i = S_i'' - S_i'. \quad (1.31)$$

Результаты расчетов заносят в ведомость основных параметров технического состояния котельной установки (прил. 8). Нормативные данные в зависимости от тепловой нагрузки котла определяют по графикам в соответствии с прил. 4.

Приведем разделы итогового отчета по результатам тепловых испытаний котлов.

1. Результаты измерений на электростанции и тепловых испытаний оформляют на бланке в виде таблицы (прил. 9).

2. Результаты вычислений технико-экономических показателей.
3. Ведомость технико-экономических показателей в виде таблицы (прил. 10).
4. Выводы.
5. Рекомендации.

## 1.4. Методика испытания котельных агрегатов

В качестве примера описания методики испытаний взяты котлы производства:

- Подольского машиностроительного завода имени Орджоникидзе (ЗиО) ПК-10Ш и ПК-10Ш-2 (далее по тексту котёл ПК-10Ш);
- Барнаульского котельного завода БКЗ-270(320)-140 ПТ-2 и БКЗ-270(320)-140 ПТ-5 (далее по тексту котёл БКЗ-320-140).

Котлы рассчитаны на сжигание бородинского угля Канско-Ачинского бассейна. Теплотехнические характеристики бородинского угля приведены в прил. 2.

### 1.4.1. Испытание котла ПК-10Ш

Это вертикально-водотрубный котёл с естественной циркуляцией с шахтными мельницами, полностью экранированной топкой, с двухступенчатой системой испарения (рис. 1.5) с твёрдым шлакоудалением. Основные расчётные характеристики котла представлены в табл. 1.4.

Котёл имеет два барабана: основной и предвключенный. В последнем происходит отделение пара от воды.

**Топка.** Котёл имеет однокамерную топку открытого типа. Вся топочная камера полностью экранирована трубами  $\varnothing 76 \times 6$  мм (ст. 20) с шагом 95 мм. Размеры топочной камеры: высота – 22 000 мм, ширина в свету – 9 900 мм. В нижней части топочная камера образует холодную воронку, к которой примыкают две шлаковые ванны с непрерывным удалением шлака с помощью шнеков. Металлическая конструкция холодной воронки снабжена пружинами и опорами, за счёт чего происходит свободное удлинение экранных труб к холодной воронке, присоединяется шахта гидрошлакоудаления.

**Горелочные устройства.** Четыре прямоточные основные горелки расположены на фронтальной части топки и крепятся к топке посредством установки сальникового компенсатора между основанием горелки и шахтой мельницы для компенсации тепловых перемещений в процессе растопки и исключения пыления.

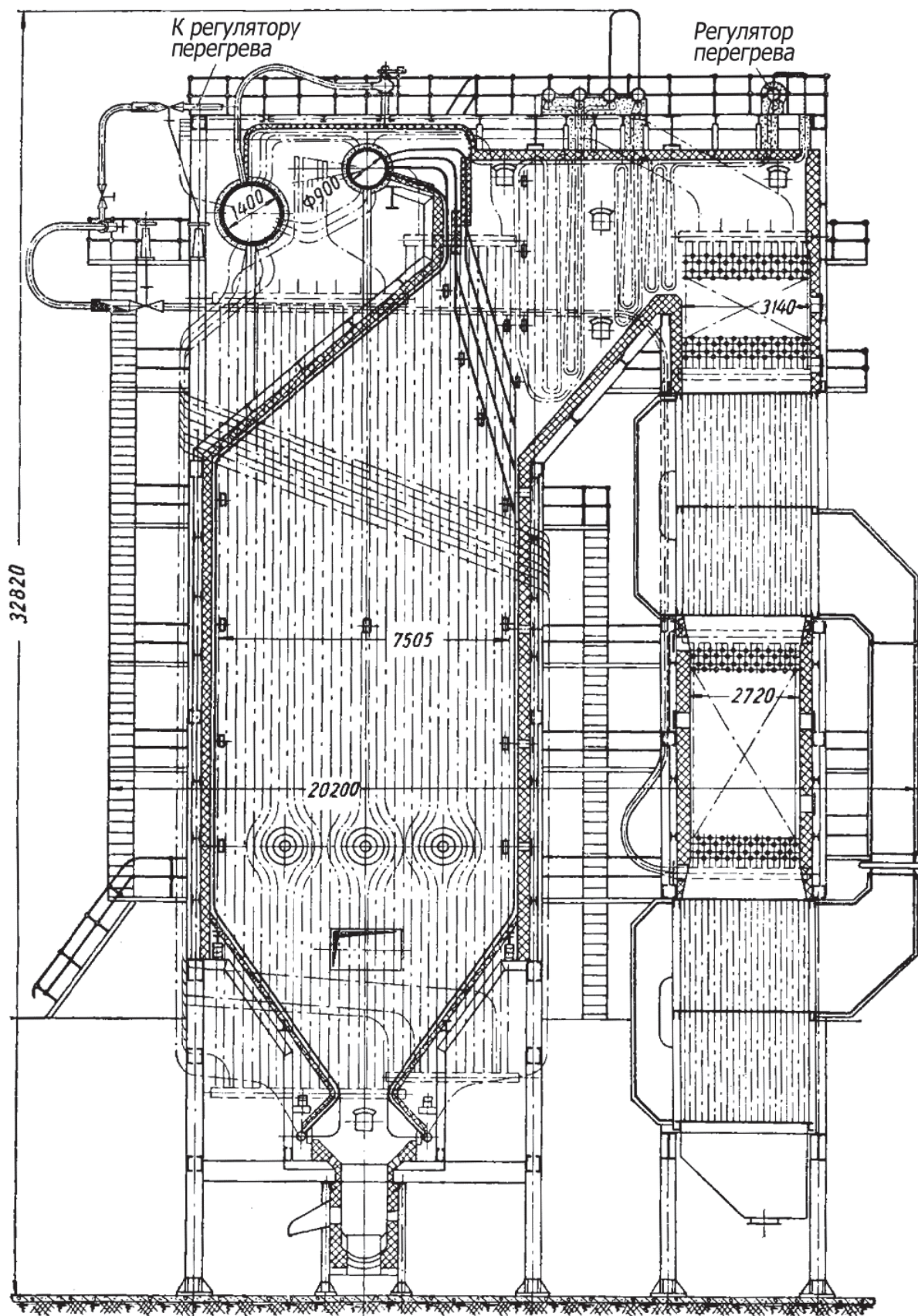


Рис. 1.5. Продольный разрез котла ПК-10Ш

Таблица 1.4

## Расчётные характеристики котла ПК-10Ш

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	Паропроизводительность	$D_{пе}$	т/ч	220
2	Давление пара в барабане котла	$P_b$	кгс/см <sup>2</sup>	110
3	Давление перегретого пара	$P_{пе}$	кгс/см <sup>2</sup>	100
4	Температура перегретого пара	$t_{пе}$	°С	540
5	Температура питательной воды	$t_{пит}$	°С	215
6	Температура уходящих газов	$\vartheta_{ух}$	°С	163
7	Часовой расход натурального топлива	$B_n$	т н. т./ч	40
8	КПД котла брутто	$\eta_k^{бр}$	%	89,58

Котел оборудован двумя муфельными горелками, установленными по обеим сторонам котла на высоте выхода пыли из амбразур. Угольная пыль в муфельные горелки подается из растопочных бункеров котла шнековыми питателями (по одному на горелку). Производительность пылепитателя 1,5–3,0 т/ч. Муфельные горелки крепятся к трубам чистых боковых экранов топки, тепловые перемещения компенсируются перемещением пылепроводов пылепитателей, корпуса муфельных горелок выполнены кирпичной кладкой, а экранные трубы для предотвращения износа защищены металлическими накладками и забетонированы.

**Пароперегреватель.** Пароперегреватель вертикальный змеевикового типа состоит из двух ступеней. Первая ступень (по ходу пара) выполнена из труб  $\varnothing 38 \times 4,5$  мм (ст. 20), движение пара в ней противоточное газам. Преимуществом противоточного движения является более высокий коэффициент теплопередачи.

Во входном коллекторе первой ступени пароперегревателя размещается пароохладитель поверхностного типа, состоящий из двух групп змеевиков  $\varnothing 25 \times 3$  мм (ст. 20) общей поверхностью  $F = 23$  м<sup>2</sup>. Пароохладитель служит для регулирования температуры перегретого пара путем частичной конденсации насыщенного пара за счет циркулирующей по змеевикам охлаждающей питательной воды, взятой из узла питания котла и сбрасываемой перед коллекторами первой ступени водяного экономайзера. На котле для регулирования температуры перегретого пара установлены дополнительно пароохладители впрыскивающего типа. Линия подвода охлаждающей воды к конденсатору врезана в питательную магистраль котла между клапаном автомата питания котла и клапаном подпора. Подогретая в пароохладителе котла вода сбрасывается в питательную линию непосредственно перед водяным экономайзером котла.

Вторая ступень (по ходу пара) пароперегревателя состоит из двух крайних пакетов по 28 двойных змеевиков и одного среднего пакета из 48 двойных змеевиков  $\varnothing 42 \times 5$  мм. Пакеты пароперегревателя соединены

между собой при помощи 10 труб, по которым осуществляется «переброс» пара с одной стороны на другую сторону пароперегревателя. Необходимость «переброса» пара вызывается неодинаковой температурой газов по ширине газоходов, а следовательно, и неравномерностью температурных напряжений змеевиков пароперегревателя. Движение пара во второй ступени пароперегревателя прямоточное (параллельно движению газов). Такое движение пара обеспечивает снижение температурных напряжений змеевиков в лобовой части пароперегревателя.

**Водяной экономайзер.** Водяной экономайзер змеевикового типа состоит из двух ступеней, расположенных по высоте газохода в рассечку с воздухоподогревателем. Каждая ступень в свою очередь состоит из двух самостоятельных групп, расположенных по ширине газохода. Подвод питательной воды к правой и левой группам экономайзера осуществляется от питательной линии котла. Обе ступени водяного экономайзера соединяются восемью трубами (по четыре трубы с каждой стороны). Левая и правая группа водяного экономайзера соединяются уравнивающей линией на выходном коллекторе первой ступени. Подогретая питательная вода из экономайзера отводится по десяти необогреваемым трубам в чистый отсек основного барабана.

**Воздухоподогреватель.** Воздухоподогреватель трубчатый, двухступенчатый смонтирован в рассечку с водяным экономайзером котла. Каждая ступень воздухоподогревателя состоит из восьми секций, диаметр труб 51×1,5 мм, длина 5 552 мм. Количество труб 6 272 в каждой ступени. Площадь воздухоподогревателя 5 415 м<sup>2</sup>. Внутренняя поверхность труб воздухоподогревателя омывается газами, наружная – воздухом. Каждая секция воздухоподогревателя опирается своей нижней трубной доской на балки колонн каркаса котла, как и наружная обшивка, и перепускные короба, не связанные с трубной системой воздухоподогревателя.

**Топливный и газовоздушный тракты.** Котельный агрегат оборудован четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления с прямым вдуванием (рис. 1.6).

Топливо из бункера сырого угля с помощью питателя скребкового типа подается в мельницу типа ММА-1500/1670, где производится его размол и сушка. В качестве сушильного агента используется подогретый в воздухоподогревателе воздух. Пыль входит в топку через амбразуру сечением 1,5 м. На котле установлены горелки «Сибтехэнерго» с подачей вторичного воздуха через трубу Ø 900 мм с завихрителями. Изменение крутки вторичного воздуха осуществляется плосколопаточными осевыми завихрителями. Изменение угла лопаток в диапазоне 0–45° позволяет в зависимости от нагрузки котла регулировать местонахождение максимума температур в топочной камере и таким образом поддерживать оптимальную температуру перегретого пара.

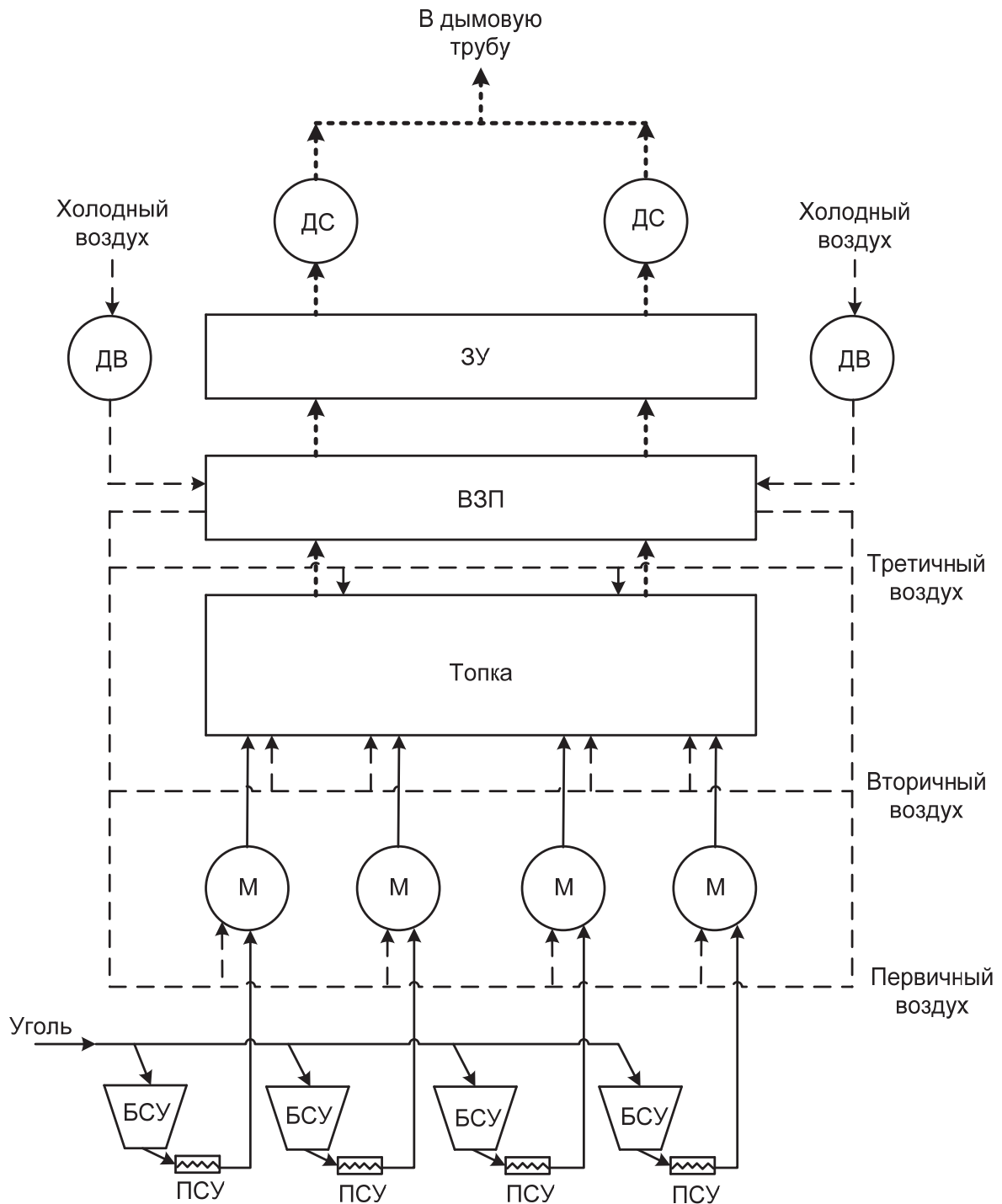


Рис. 1.6. Принципиальная схема топливного и газо-воздушного трактов котла ПК-10Ш

Условные обозначения: БСУ – бункер сырого угля; ПСУ – питатель сырого угля; М – мельница; ВЗП – воздухоподогреватель; ЗУ – золоулавливающая установка; ДВ – дутьевой вентилятор; ДС – дымосос; ———— – топливный тракт; - - - - - воздушный тракт; ..... – газовый тракт



Тягодутьевая установка состоит из дутьевых вентиляторов типа ВД-20 (2 шт.) и дымососов типа Д-20×2 (2 шт.). Характеристика вспомогательного оборудования котла приведена в табл. 1.5.

**Золоулавливающая установка.** Для очистки дымовых газов на котлах установлены батарейные циклоны с улиточным вводом газа БЦУ-125-720 с КПД 90–95 %.

Таблица 1.5

**Краткая характеристика вспомогательного оборудования котла ПК-10Ш**

№ п/п	Наименование показателя, ед. измерения	Дутьевые вентиляторы	Дымососы	Мельницы
1	Тип	ВД-20	Д-20х2	ММА-1500/1670
2	Производительность, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	122 000	260 000	13–15
3	Напор, кгс/м <sup>2</sup>	710	400	–
4	Число оборотов, об/мин	735	735	740
5	Мощность электродвигателя, кВт	500	600	320
6	Напряжение, В	6 000	6 000	6 000
7	Сила тока, А	59	70	41

**Комплекс очистки поверхности нагрева** от шлакования и заноса включает:

- обдувку топки водой аппаратами типа ОГ-8 с многосопловой головкой;
- обдувку пароперегревателя паром аппаратами типа ОГ (обдувочный глубоководвижной);
- обдувку заднего экрана ската холодной воронки водой маловыдвижным аппаратом типа ОВМ.

#### 1.4.2. Испытание котла БКЗ-320-140

Котёл вертикально-водотрубный, однобарабанный с естественной циркуляцией, с жидким шлакоудалением (рис. 1.7 и 1.8). Основные расчетные характеристики котла представлены в табл. 1.6.

**Топка.** Котёл имеет однокамерную топку полуоткрытого типа. Фронтальный и задний экраны на отметке 11 380 мм образуют пережим, которым топка делится на две камеры – горения и охлаждения. Сечение топочной камеры в пережиме по осям труб 12 096×2944 мм. Камера горения выполнена в виде двух сообщающихся восьмигранных предтопок, каждый из которых оборудован восемью горелками, расположенными в два яруса по тангенциальной схеме. Трубы фронтального, боковых и заднего экранов в своей нижней части образуют слабонаклонный под, в котором выполнены две летки, предназначенные для удаления шлака.

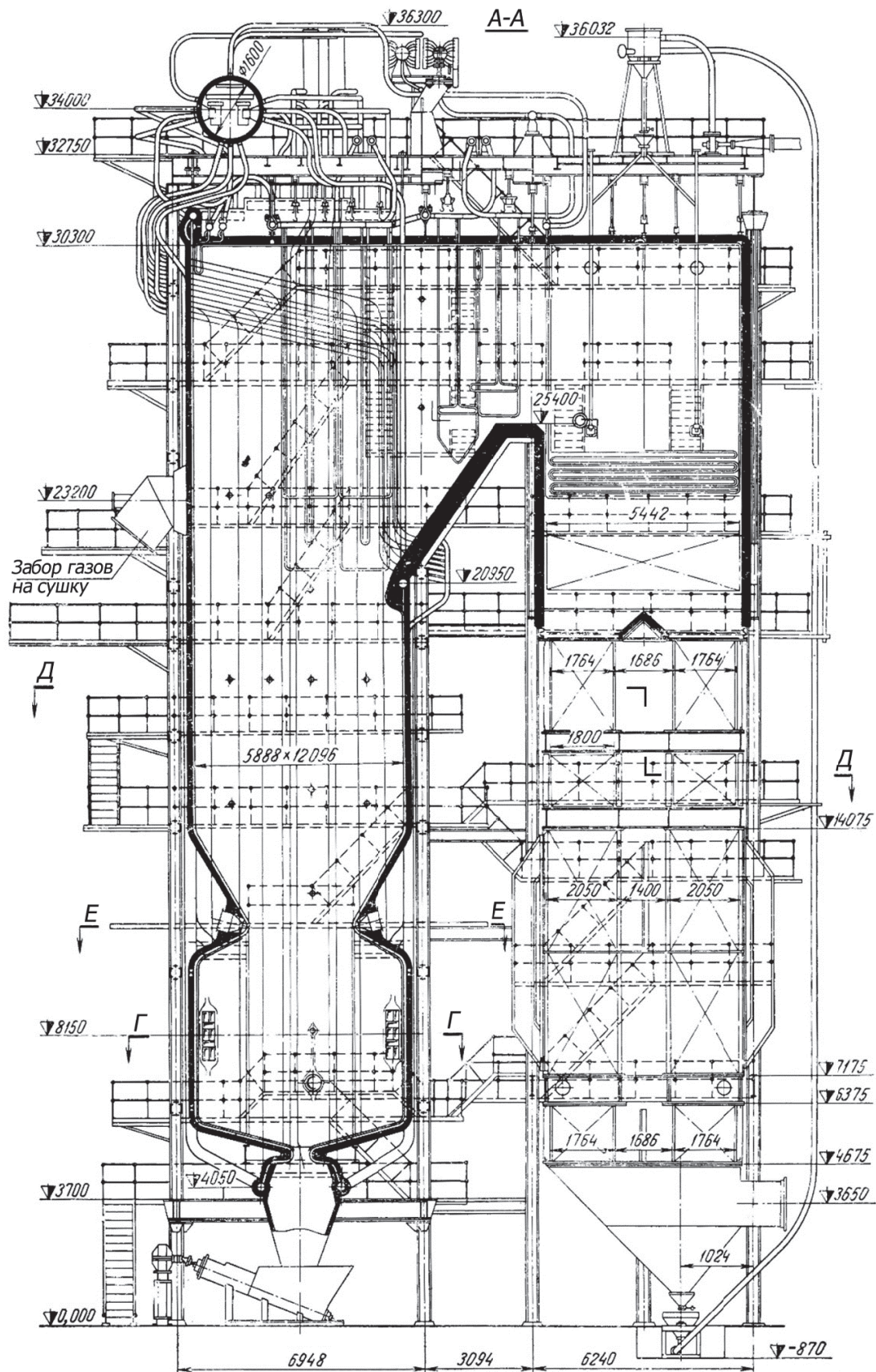


Рис 1.7. Продольный разрез котла БК3-320-140

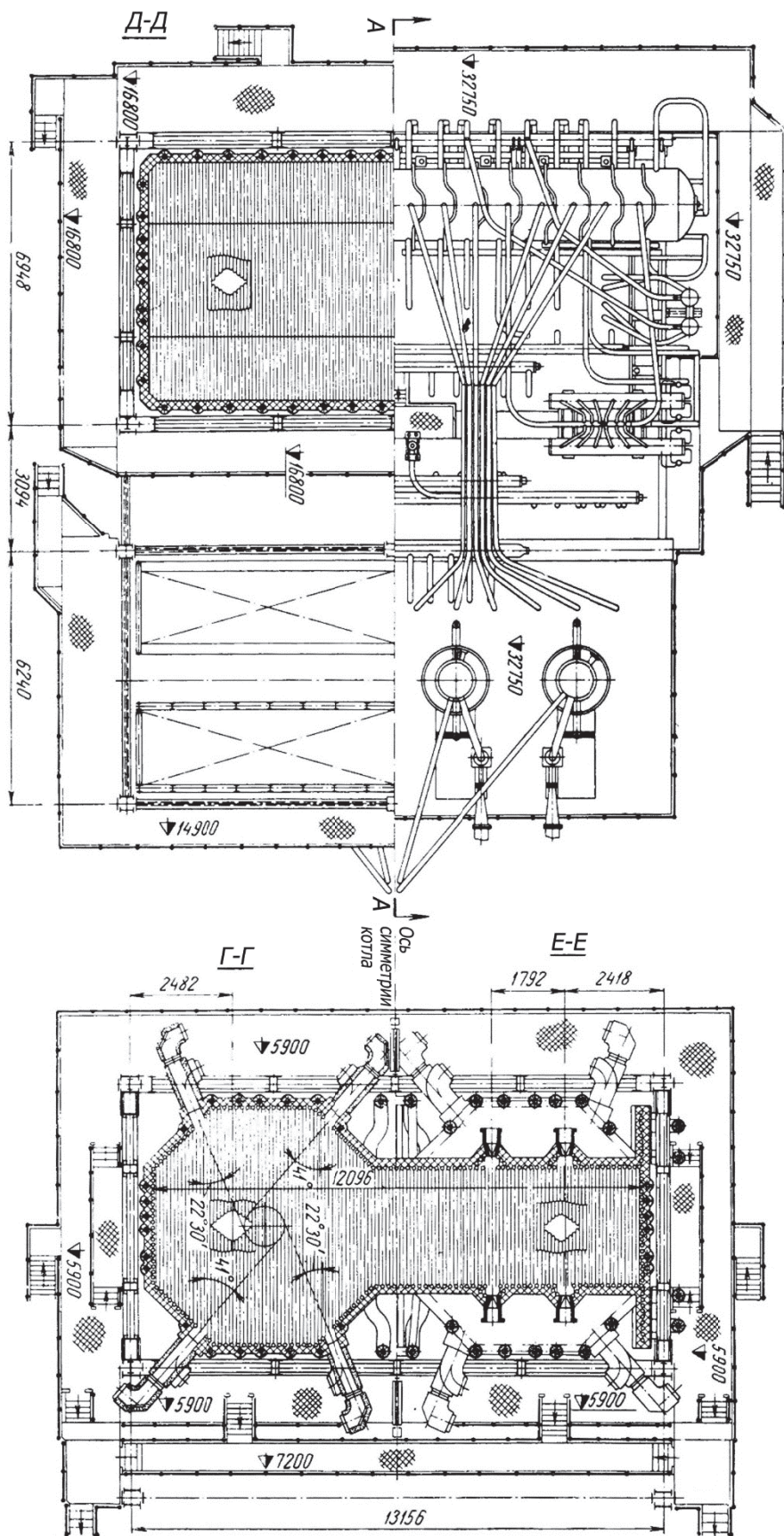


Рис. 1.8. Вид сверху и разрезы в плане котла БК3-320-140

Таблица 1.6

**Расчётные характеристики котла БКЗ-320-140**

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	Паропроизводительность	$D_{пе}$	т/ч	270
2	Давление пара в барабане котла	$P_б$	кгс/см <sup>2</sup>	158
3	Давление перегретого пара	$P_{пе}$	кгс/см <sup>2</sup>	140
4	Температура перегретого пара	$t_{пе}$	°С	550
5	Температура питательной воды	$t_{пит}$	°С	230
6	Температура уходящих газов	$\vartheta_{ух}$	°С	157
7	Часовой расход натурального топлива	$B_н$	т.н.т./ч	60
8	КПД котла брутто	$\eta_к^{бр}$	%	91,3

Для лучшей организации процесса горения тру́бы, образующие камеру горения, ошпорованы и покрыты пластичной хромитовой массой. Камера охлаждения в плане имеет прямоугольную форму с размерами по осям труб 12 096×5888 мм. Потолок топки и поворотного газохода экранированы трубами потолочной части первой ступени пароперегревателя.

**Горелочные устройства.** Четыре прямоточные основные горелки расположены по углам каждого предтопка так, что их оси направлены к воображаемой окружности диаметром 980 мм и наклонены к горизонтали под углом 15°. Сбросные горелки расположены над основными и создают в центре топки вихрь с противоположным направлением вращения.

Для растопки каждый котёл оборудован двумя муфельными горелками, расположенными с боков камеры горения на отметке 7 м.

**Пароперегреватель.** Пароперегреватель радиационно-конвективного типа состоит из трех частей: радиационной (трубы потолка), полурадационной (ширмы на входе в горизонтальный газоход), конвективной (расположен в поворотном горизонтальном газоходе).

Радиационную часть составляют трубы потолка, полностью экранирующие потолок топочной камеры и верхнюю часть конвективного газохода. Полурадационная часть состоит из 20 ширм, расположенных на входе в поворотный горизонтальный газоход с шагом 450 мм. Конвективная часть расположена в поворотном горизонтальном газоходе котла. Движение пара в пароперегревателе происходит двумя отдельными потоками. Каждый поток имеет два переброса по ширине газохода. Кроме того, предусмотрено двухразовое смещение потоков. Это позволяет снизить температурные разветки в самих потоках и между ними.

Во время работы котла регулирование температуры перегретого пара осуществляется в пароохладителях первой и второй ступеней впрыском конденсата, получаемого в змеевиковых конденсаторах. Охлаждают насыщенный пар в конденсаторах питательной водой, прошедшей первую

ступень водяного экономайзера, которая после конденсатора направляется в водяной экономайзер второй ступени. Через конденсатор проходит вся питательная вода. Образующийся конденсат поступает в конденсатосборник, а затем – в пароохладители первой и второй ступеней.

Подача конденсата на впрыск в пароохладители первой ступени осуществляется с помощью паровых эжекторов, расположенных в камерах пароохладителей первой ступени. В пароохладители второй ступени конденсат поступает за счет перепада давления между пароохладителем и конденсатором.

**Водяной экономайзер и воздухоподогреватель.** Конвективная шахта представляет собой опускной газоход котла с размещением в нем водяного экономайзера и воздухоподогревателя (установленных в рассечку). Вторая по ходу воды ступень водяного экономайзера занимает всю глубину газохода, после чего шахта разделяется на два симметричных газохода. В каждом из них последовательно размещены вторая по ходу воздуха ступень воздухоподогревателя, первая ступень водяного экономайзера и первая ступень воздухоподогревателя. Опорные балки второй ступени экономайзера охлаждаются от дутьевого вентилятора со сбросом в его короб горячего воздуха.

Воздухоподогреватель и первая ступень экономайзера выполнены свободно опирающимися друг на друга и на раму каркаса с проваром мест примыкания. Этим достигается высокая плотность по газовым и воздушным сторонам. При тепловом расширении конвективная шахта поднимается вверх от рамы каркаса. Входные (по воздуху) кубы воздухоподогревателя выполнены съемными для возможности их замены. Они подвешены к раме каркаса и расширяются вниз.

Для создания плотности на стыке второй ступени экономайзера и второй ступени воздухоподогревателя установлено песочное уплотнение. Экономайзер выполнен в виде пакетов змеевиков из труб 32×4 (ст. 20). Воздухоподогреватель выполнен по двухпоточной схеме четырехходовым из труб 40×1,5 (материал ВП ст. 2сп).

**Топливный и газовоздушный тракты.** Котельный агрегат оборудован четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления с прямым вдуванием.

Из бункера сырого угля топливо с помощью скребкового питателя СПУ 700×5000 подается в мельницу типа ММТ 1500/2510/735, где производится его размол и сушка (рис. 1.9). В качестве сушильного агента используется смесь дымовых газов, отсасываемых из верхней части топочной камеры, и уходящих газов, забираемых после дымососа из напорного короба с помощью дымососа рециркуляции.

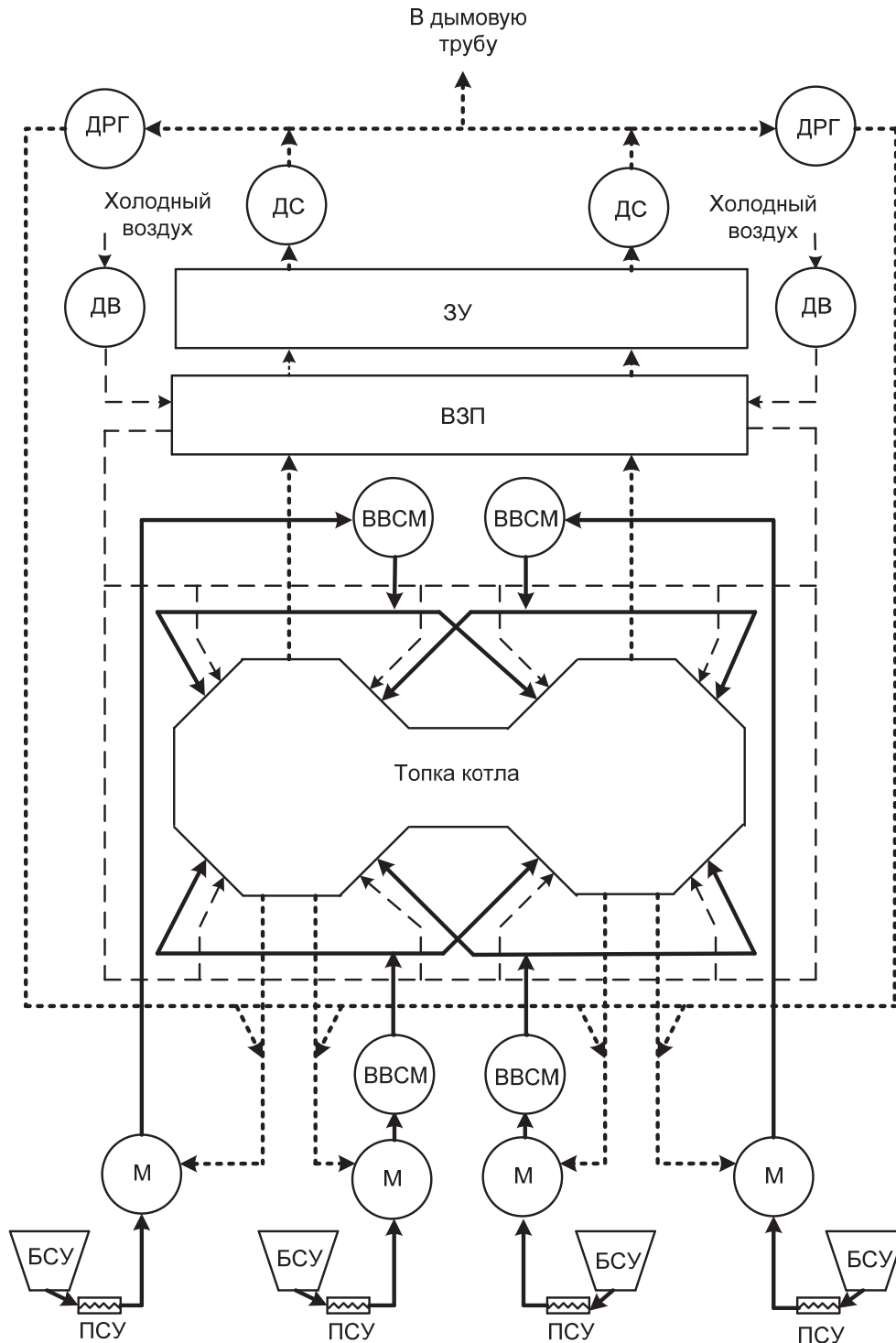


Рис. 1.9. Принципиальная схема топливного и газовоздушного трактов котла БКЗ-320-140

*Условные обозначения:* БСУ – бункер сырого угля; ПСУ – питатель сырого угля; М – мельница; ВВСМ – вентилятор валковых среднеходных мельниц; ДВ – дутьевой вентилятор; ВЗП – воздухоподогреватель; ЗУ – золоулавливающая установка; ДС – дымосос; ДРГ – дымосос рециркуляции дымовых газов; ———— – топливный тракт; - - - - - воздушный тракт; ..... – газовый тракт

После мельницы аэросмесь поступает в инерционный сепаратор, где из потока отделяются крупные частицы пыли и возвращаются в мельницу. Далее аэросмесь поступает в мельничный вентилятор ВВСМ-3У (вентилятор валковых среднеходных мельниц), затем – в пылеконцентратор, где происходит разделение пыли и сушильного агента. Пыль из пылеконцентратора направляется в основную горелку, а запыленный сушильный агент – в сбросную. Таким образом отсос дымовых газов на сушку и транспорт пыли от мельницы до горелок осуществляется мельничными вентиляторами ВВСМ-3У.

Тягодутьевая установка состоит из дутьевых вентиляторов типа ВДН-18-Пу (2 шт.) и дымососов типа Д-21,5×2 (2 шт.). Характеристика вспомогательного оборудования котла представлена в табл. 1.7.

Таблица 1.7

#### Краткая характеристика вспомогательного оборудования котла БКЗ-320-140

№ п/п	Наименование показателя, единицы измерения	Дутьевые вентиляторы	Дымососы	Мельницы	Мельничные вентиляторы	Дымососы рециркуляции дымовых газов
1	Тип	ВДН-18Пу	Д-21,5×2	ММТ-1500-2510-740М	ВВСМ-3У	Д-13,5
2	Производительность, м <sup>3</sup> /ч (т/ч)	120 000 / 160 000	346 000	24	60 000	60 000
3	Напор, кгс/м <sup>2</sup>	230 / 390	450	–	510	165
4	Число оборотов, об/мин	741 / 988	744	740	985	730
5	Мощность электродвигателя, кВт	85 / 200	700	400	200	55
6	Напряжение, В	380	6000	6000	380	380
7	Сила тока, А	177 / 378	82	50	350	50

**Золоулавливающая установка.** Для очистки газов на котле установлен электрофильтр типа УГ-2-4-53 с коэффициентом полезного действия 94–95 %. Удаление золы из-под электрофильтра осуществляется при помощи аэрожелобов, на которые подается воздух с напора дутьевого вентилятора.

**Комплекс очистки поверхности нагрева.** Комплекс очистки поверхности нагрева от шлакования и заноса включает:

- обдувку топки водой аппаратами типа ОГ (обдувочный глубоководвижной);
- виброочистку ширмовых поверхностей нагрева;
- обдувку пароперегревателя паром аппаратами типа ОГ;
- дробеочистку конвективных поверхностей нагрева.

**Контрольные вопросы и задания**

1. На какие группы делятся испытания котлов и с какой целью?
2. На какие три категории делятся исследовательские испытания котлов?
3. Назовите цель первой категории исследовательских испытаний котлов.
4. Назовите цель второй категории исследовательских испытаний котлов.
5. Назовите цель третьей категории исследовательских испытаний котлов.
6. Чем определяется объём испытаний по категориям сложности?
7. Какова цель тепловых испытаний парового котла?
8. Что является объектом испытаний котла?
9. Какие эксплуатационные КИП используются для измерения необходимых параметров на котле?
10. Какой прибор применяется для анализов газов? Опишите принцип действия прибора, его характеристики и принцип работы.
11. Назовите технический состав топлива.
12. Назовите способы очистки поверхностей нагрева от шлакования и заноса котла.
13. Каким образом осуществляется регулирование температуры перегретого пара?
14. Каково назначение барабана на котле? Для чего используются многобарабанные схемы?
15. Назовите цель «переброса» пара на котлах с одной стороны пароперегревателя на другую.
16. Для чего необходимы муфельные горелки, каков принцип их работы?
17. Для чего нужны непрерывная и периодическая продувки котла?
18. Для чего необходим пароохладитель на котле? Опишите его конструкцию.
19. Каким образом осуществляется золошлакоудаление из котлов?
20. Опишите прямой и обратный методы определения КПД.
21. Назовите причины появления обратного метода определения КПД.
22. Опишите методику испытания котельного агрегата.
23. Опишите методику проведения газового анализа.
24. Опишите технический анализ топлива.
25. Опишите технический анализ очаговых остатков.
26. Опишите режим работы котла во время испытаний.
27. Как производится отбор и приготовление средних проб топлива и очаговых остатков?



28. Опишите газовый и технический анализы.
29. Какие параметры определяются при испытаниях котла для определения ТЭП?
30. Назовите технико-экономические показатели котла.
31. Определите истинный расход перегретого пара.
32. Определите количество теплоты, полезно использованной котлом.
33. Определите коэффициент избытка воздуха, его изменение по газовому тракту котла.
34. Определите потери тепла на котлах.
35. Назовите определение потери тепла с механическим недожогом.
36. Назовите определение потери тепла с уходящими газами.
37. Назовите определение коэффициента, учитывающего влияние температуры уходящих газов на теплоёмкость продуктов сгорания.
38. Определите потерю тепла с химическим недожогом.
39. Назовите определение потери тепла котлом в окружающую среду.
40. Назовите определение потери тепла с физическим теплом шлака.
41. От чего зависит потеря тепла с уходящими газами?
42. От чего зависит потеря тепла с химическим недожогом?
43. От чего зависит потеря тепла с физическим теплом шлака?
44. От чего зависит потеря тепла котлом в окружающую среду?
45. Как определяется КПД котла нетто?
46. От чего зависит КПД котла брутто?
47. От чего зависит КПД котла нетто?
48. Каковы затраты электроэнергии на собственные нужды котла?
49. Определите суммарный расход электроэнергии вспомогательных механизмов котла.
50. Определите часовой расход натурального топлива.
51. Определите часовой расход условного топлива.
52. Опишите видимое напряжение топочного объёма.
53. Определите сопротивление газового тракта котла.
54. Какие показатели включает в себя ведомость ТЭП?

---

---

## 2. ТЕПЛОВЫЕ ДВИГАТЕЛИ: ТЕПЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН

### 2.1. Теплотехнические испытания паровых турбин

#### 2.1.1. Классификация и общая характеристика испытаний паровых турбин

Основными целями испытаний паровых турбин являются: оценка фактического состояния турбоустановки и ее узлов; сравнение с гарантиями завода-изготовителя и получение данных, необходимых для планирования и нормирования ее работы; оптимизация режимов и осуществление периодического контроля за эффективностью ее работы с выдачей рекомендаций по повышению экономичности [10–15].

В зависимости от целей работы определяют общий объем испытаний и измерений, а также типы применяемых приборов. Например, испытания по *I категории сложности* (такие испытания еще называются «балансовыми», или полными) головных образцов турбин, турбин после реконструкции (модернизации), а также турбин, не имеющих типовой энергетической характеристики, требуют большого объема измерений повышенного класса точности с обязательным сведением баланса основных расходов пара и воды.

По результатам нескольких испытаний однотипных турбин по *I категории сложности* разрабатывают типовые энергетические характеристики, данные которых принимают за основу при определении нормативных показателей оборудования.

При всех прочих видах испытаний (*по II категории сложности*) решаются, как правило, частные задачи, связанные, например, с определением эффективности ремонта турбоустановки или модернизации ее отдельных узлов, периодическим контролем состояния в течение межремонтного периода, экспериментальным нахождением некоторых поправочных зависимостей на отклонение параметров от номинальных и др. Такие испытания требуют значительно меньшего объема измерений и допускают широкое использование штатных приборов с их обязательной проверкой до и после испытания. Тепловая схема турбоустановки при этом должна быть максимально приближена к проектной.

Наряду с перечисленными испытания могут преследовать и более узкие цели, например определение сравнительной эффективности режимов, нахождение поправок к мощности на изменение давления отработавшего пара в конденсаторе при работе по тепловому графику, определение потерь в генераторе, максимальной пропускной способности паровпуска и проточной части и т. д.

Таким образом в результате испытаний исследователь получает полную картину работы всей турбины или отдельных ее частей. После получения всех данных делается оценка и подробный анализ работы установки. В случае неудовлетворительной работы турбины или отдельных ее элементов намечают пути устранения недостатков и выносят соответствующие рекомендации.

До начала проведения работ необходимо подготовить ведомость испытания котла по указанной ниже форме.

В период подготовки к испытаниям, их проведения и обработки полученных результатов исполнитель должен:

- изучить классификацию и общую характеристику испытаний;
- ознакомиться с организацией теплотехнических испытаний и подготовительными работами к ним;
- усвоить методику испытания турбоагрегата;
- научиться обработке экспериментальных данных;
- изучить конструкцию турбоагрегата, определить его технико-экономические показатели и построить графические зависимости;
- провести анализ полученных данных, обнаружить недостатки в работе установки и выдать рекомендации по их устранению.

### **2.1.2. Программы испытаний**

После выяснения целей и задач испытаний для составления их технической программы необходимо тщательно ознакомиться с турбоустановкой и иметь полную информацию по вопросам состояния турбоустановки, соответствия ее параметров проектным; возможности с точки зрения обеспечения расходов свежего пара и пара регулируемых отборов, а также электрической нагрузки в необходимом диапазоне их изменения; возможности поддержания во время опытов параметров пара и воды близкими к номинальным, а также постоянства открытия органов парораспределения; возможности работы при проектной тепловой схеме, наличие ограничений, промежуточных подводов и отводов постороннего пара и воды и меры, которые необходимо принять для их исключения или, в крайнем случае, учета возможности измерительной схемы с точки зрения обеспечения достоверных измерений параметров и расходов во всем диапазоне их изменения.

Источниками получения указанной информации являются технические условия на поставку оборудования, инструкции по его эксплуатации, акты ревизий, ведомости дефектов, опрос персонала, анализ показаний штатных регистрирующих приборов и т. д.

Программа испытаний должна быть составлена таким образом, чтобы по результатам проведенных опытов могли быть рассчитаны и построены в необходимом диапазоне зависимости показателей общей экономичности установки (полный и удельный расходы теплоты, выработка электроэнергии на тепловом потреблении и др.), а также частных показателей (внутренних КПД цилиндров турбины, давления пара по ступеням, температурных напоров конденсатора и подогревателей, температуры подогрева питательной воды и конденсата и т. д.), характеризующих эффективность отдельных элементов оборудования от расхода свежего пара, пара в регулируемый отбор, электрической нагрузки и др.

Показатели общей экономичности, полученные в результате испытания, позволяют оценить уровень турбоустановки по сравнению с гарантиями и данными по однотипным турбоустановкам, а также являются исходным материалом для планирования и нормирования ее работы. Частные же показатели путем их анализа и сопоставления с проектными и нормативными данными помогают выявить узлы и элементы, работающие с пониженной эффективностью, и своевременно наметить меры по устранению дефектов.

**Структура программы.** Техническую программу составляет руководитель испытания. Она содержит следующие разделы: цели и задачи испытания; экспериментальная часть (перечень режимов работы с их характеристикой); общая часть.

В первом разделе описаны цели и задачи испытания. Во втором – для каждой серии опытов приведены расходы свежего пара и пара в регулируемые отборы, давления в них и электрическая нагрузка, количество опытов и их продолжительность, краткая характеристика тепловой схемы и основные требования к ней, допустимые отклонения параметров.

Третий раздел содержит перечень и сроки выполнения подготовительных работ, меры по технике безопасности, необходимое количество наблюдателей для фиксации показаний измерительных приборов, фамилии и должности ответственных за обеспечение и проведение испытаний, перечень организаций, согласовывающих техническую и рабочую программы. Программу согласовывают с начальниками цехов котлотурбинного, автоматики и измерений, наладки и испытаний, электрического, производственно-технического отдела. Утверждает ее главный инженер электростанции, энергосистемы. В некоторых случаях, например при проведении

испытаний головных образцов турбин, программу согласовывают также с заводом-изготовителем.

Экспериментальная часть программ испытаний для основных типов турбин состоит из двух групп опытов: без регулируемых отборов пара, с регулируемыми отборами пара

**Опыты при испытаниях конденсационных турбин и теплофикационных турбин с отключенными регулируемыми отборами пара.** Их выполняют при режимах с отключенной и включенной системами регенерации.

*Режимы с отключенной системой регенерации.* Цель опытов – проверка «плотности» турбоустановки, то есть отсутствия заметных по величине подводов и отводов пара и воды из цикла, а также сопоставление расходов свежего пара, измеренных различными способами.

Для проведения этих опытов, называемых по традиции «тарировочными», собирают такую тепловую схему, при которой расход свежего пара, подаваемого к турбине, может быть практически целиком измерен в виде конденсата. Это достигается, в частности, путем отключения регенеративных отборов на ПВД (либо перевода их дренажа на каскадный слив в конденсатор), деаэратор и по возможности ПНД (особенно в том случае, если предусмотрено измерение расхода конденсата за конденсатными насосами), а также всех отборов от турбины на собственные и общестанционные нужды. При этом надежно отключаются все подводы и отводы пара и воды в цикл турбоустановки и обеспечивается равенство уровней в конденсаторе в начале и конце каждого опыта.

Расход свежего пара может быть также сопоставлен с измеренным расходом питательной воды (для блочных турбоустановок, особенно с прямоточными котлами) и с расходом пара по трубопроводам на промежуточный перегрев при наличии соответствующего измерительного устройства на последних (с учетом протечек пара через концевые уплотнения цилиндров и штоков клапанов).

При испытаниях турбин с регулируемыми отборами пара, во многих из которых, как правило, из-за ограниченной пропускной способности части низкого давления, допустимый максимальный расход свежего пара на конденсационном режиме существенно ниже, чем при включенных отборах, количество «тарировочных» опытов возрастает, причем при их проведении требуется применение некоторых искусственных приемов. Так, для имитации на расходомере свежего пара расходов, превышающих максимальный на конденсационном режиме, прибегают к ступенчатому дросселированию свежего пара до измерительного сужающего устройства, во время которого возрастает перепад давления на последнем из-за снижения плотности пара, либо включают ПВД с направлением их дренажа в кон-

денсатор. Иногда для полной загрузки части высокого давления по пару в этом диапазоне осуществляют переход на режим с регулируруемыми отборами.

Расхождения расходов свежего пара, полученных перечисленными способами, позволяют судить как о «плотности» турбоустановки, так и представительности каждого из них.

Если при анализе результатов напрашивается вывод о меньшей надежности определения какого-либо из значений расхода по отношению к другому (например из-за установки сужающего расходомерного устройства с отклонениями от данных РД 50-213-80 или неустранимой погрешности измерения и т. д.), то к результату часто вводится поправочный или тарировочный коэффициент, с помощью которого впоследствии корректируют измеренный таким способом расход во всех опытах.

Данные «тарировочных» опытов могут быть использованы в процессе обработки результатов и для более точного определения расчетным путем конечной энтальпии пара, поскольку в этом случае число величин, участвующих в уравнении энергетического баланса турбоустановки, минимально.

Количество «тарировочных» опытов в полном диапазоне изменения расхода свежего пара составляет не менее семи-восьми с продолжительностью не менее 30 мин при условии ежеминутной записи показаний перепадов давления на сужающих устройствах. Обработку данных выполняют до начала основной части испытания, так как их анализ в ряде случаев может способствовать своевременному выявлению неучтенных потоков пара и воды, систематической погрешности измерения того или иного расхода и т. д.

При отсутствии надежной зависимости изменения мощности от давления отработавшего пара в конденсаторе возникает необходимость в проведении так называемых «вакуумных» опытов. Их выполняют при неподвижных «органах» парораспределения, поэтому требуются сборки специальной тепловой схемы и обеспечения минимальных отклонений начальных параметров пара с целью исключения влияния всех факторов, кроме давления в конденсаторе, на изменение мощности турбины. Так, в программе должно предусматриваться отключение максимального числа регенеративных подогревателей, всех посторонних источников, потребителей пара и конденсата и деаэратора.

Для получения результатов в возможно более широком диапазоне изменения расхода пара планируется проведение двух серий опытов при двух расходах пара в часть низкого давления – максимальном и 40 % максимального. Каждая из серий состоит из 10–12 опытов со ступенчатым изменением давления в конденсаторе и средней продолжительностью установившегося режима 15–20 мин. В программе также указывают способ искусственного изменения давления в конденсаторе от опыта к опыту

(например, выпуск воздуха в конденсатор, снижение давления рабочего пара перед соплом эжектора или изменение расхода охлаждающей воды).

**Режимы с включенной системой регенерации и проектной тепловой схемой.** Основными характеристиками, получаемыми после обработки результатов этих опытов, являются зависимости полных и удельных расходов свежего пара и теплоты от электрической нагрузки. Опыты проводят при проектной тепловой схеме и номинальных параметрах пара в диапазоне нагрузок от 30–40 % номинальной до максимальной.

Выбор промежуточных нагрузок осуществляется таким образом, чтобы охватить по возможности все характерные точки зависимостей, соответствующие, в частности, моментам открытия регулирующих клапанов, переключения источника питания деаэратора, подключения второго корпуса котла и др.

Количество опытов на каждой из нагрузок составляет 2–3 при максимальной, номинальной в характерных точках и 1–2 – в промежуточных. Длительность каждого из опытов без учета наладки режима составляет не менее 1 ч.

Заметим, что при испытаниях турбин с производственным и теплофикационным регулируемым отборами пара (типа ПТ) наряду с рассмотренными выше планируют также опыты с включенными регуляторами давления в отборах. Несмотря на то, что такие режимы не встречаются в эксплуатации, с их помощью можно выполнить некоторые задачи, поставленные перед испытанием: получить характеристики отсеков турбины до и после камеры регулируемого отбора для последующего построения диаграммы режимов (при наличии надежных измерений параметров пара в перепускных трубах между цилиндрами высокого и низкого или среднего давления); приблизительно оценить общую погрешность диаграммы режимов путем сопоставления зависимостей расхода свежего пара от электрической мощности, построенной непосредственно по результатам этих опытов, с рассчитанной по характеристикам цилиндров (отсеков) турбины нижней («конденсационной») линией на диаграмме режимов.

Наряду с указанными могут быть запланированы и некоторые специальные опыты, например по определению КПД ЦНД, максимальной мощности и пропускной способности турбины, на скользящем давлении свежего пара, по проверке эффективности внедрения различных мероприятий и т. д.

**Опыты без регулируемых отборов пара для турбин с противодавлением.** Опыты, как и в предыдущем пункте, проводят с отключенной и включенной системой регенерации. Основной целью проведения опытов с отключенной системой регенерации является, как и ранее, проверка «плотности» турбоустановки с сопоставлением результатов непосредст-

венных измерений расходов свежего и отработавшего пара (всего планируется 8–10 опытов по 30 мин установившегося режима).

Опыты с включенной системой регенерации состоят из трех серий (по 8–10 в каждой) при максимальном, номинальном и минимальном противодавлениях. Принцип выбора промежуточных нагрузок и условия проведения опытов рассмотрены в предыдущем параграфе.

**Опыты с регулируемым отбором пара для турбин с теплофикационным отбором (типа Т).** Турбины этого типа выполняются либо с одной ступенью отбора, взятого из камеры перед регулирующим органом (это, как правило, турбины старых выпусков и небольшой единичной мощности, например Т-6-35, Т-12-35, Т-25-90 и др., в которых осуществлен так называемый «одноступенчатый подогрев сетевой воды»), либо с двумя ступенями теплофикационного отбора, одна из которых питается паром из камеры перед регулирующим органом (нижний Т-отбор, или НТО), а вторая – из камеры, расположенной, как правило, на две ступени выше первой по ходу пара (верхний Т-отбор, или ВТО). Таковы, например, турбины типов Т-50-130, Т-100-130, Т-250/300-240, выпускаемые в настоящее время и работающие по более экономичной схеме с двух- и даже с трехступенчатой системами подогрева сетевой воды (последняя включает в себя подогрев воды в специально выделенном, встроенном, пучке конденсатора). Таким образом, в зависимости от количества ступеней подогрева сетевой воды различаются режимы с одноступенчатым подогревом (включен НТО), двухступенчатым (включены НТО и ВТО) и с трехступенчатым (включены НТО, ВТО и встроенный пучок в конденсаторе).

Основной зависимостью, характерной для турбин этого типа, является диаграмма режимов, отражающая связь между расходами свежего пара, пара в Т-отбор и электрической мощностью. Диаграмма режимов необходима для планирования и служит в то же время исходной для расчета и нормирования экономических показателей турбоустановки.

Диаграммы режимов для работы турбины при одно-, двух- и трехступенчатых схемах подогрева сетевой воды выполняются обычно двупольными. На их верхнем поле показаны зависимости мощности турбины от расхода свежего пара при работе по тепловому графику, то есть с минимальным пропуском пара в конденсатор, на различных давлениях в регулируемом теплофикационном отборе (РТО). Нижнее поле диаграммы содержит зависимости максимальной теплофикационной нагрузки от мощности турбины, соответствующие режиму теплового графика и упомянутым линиям верхнего поля. Дополнительно на нижнее поле наносятся тонкие линии, характеризующие зависимость изменения электрической мощности от теплофикационной нагрузки при работе турбины по электрическому графику, то есть при пропусках пара в конденсатор, превышаю-



щих минимальный при работе по тепловому графику (только для одно- и двухступенчатого подогрева сетевой воды).

Летние режимы работы турбин при отсутствии теплофикационной нагрузки характеризуются зависимостями того же типа, что и для конденсационных турбин.

Таким образом, рекомендуется запланировать проведение основной серии опытов для построения диаграммы режимов и вспомогательной серии для определения поправочных кривых к мощности турбины на отклонение давления пара в регулируемом отборе (вспомогательную серию проводят в том случае, если отсутствуют представительные заводские данные).

**Опыты для построения диаграммы режимов.** Из описанной выше структуры диаграммы следует, что для ее расчета и построения нужно провести серии опытов:

- в режиме теплового графика с различными давлениями в РТО (для получения основных зависимостей верхнего и нижнего поля) проводят по три-четыре серии (шесть-семь опытов в каждой) при одно-, двух- и трехступенчатом подогреве сетевой воды. Давления в РТО выбирают равными или близкими к промежуточному, минимальному и максимальному. Диапазон изменения расхода свежего пара определяют согласно требованиям инструкции по эксплуатации, ограничениям по режиму котла и возможности надежного измерения;

- в режиме электрического графика с постоянным давлением в РТО (для получения зависимости изменения мощности от теплофикационной нагрузки) при одно- и двухступенчатом подогреве сетевой воды и неизменном расходе свежего пара проводят по три-четыре серии (пять-шесть опытов в каждой) с переменной теплофикационной нагрузкой от максимума до нуля. ПВД рекомендуется отключать для обеспечения наибольшей точности.

**Опыты для построения поправочных кривых к мощности турбины на отклонение давления пара в РТО (тепловой график).** Для режимов с одно- и двух- или трехступенчатым подогревом сетевой воды проводят две серии опытов (по семь-восемь в каждой) при постоянном расходе свежего пара и изменении давления в РТО от минимума до максимума. Изменение давления достигается путем изменения расхода сетевой воды через подогреватели при постоянном в каждой серии положении клапанов свежего пара в минимальном открытии поворотной диафрагмы ЦНД. ПВД также отключают для повышения точности результатов.

**Опыты с регулируемым отбором пара на производство и теплофикацию для турбин со ступенчатым подогревом сетевой воды (типа ПТ).** Диаграмма режимов для турбин этого типа принципиально не отличается от традиционных диаграмм для двухотборных турбин типов

ПТ-25-90, ПТ-60-90 (130) с одним выходом теплофикационного отбора и также выполняется двупольной. При этом верхнее поле описывает режимы с производственным отбором, а нижнее – с теплофикационным отбором при одно- и двухступенчатом подогреве сетевой воды.

Таким образом, для построения диаграммы необходимо получить основные зависимости:

- внутренних мощностей ЦВД и ЦНД от расхода пара на входе при принятых за номинальные значениях давления в П-отборе и РТО и нулевой теплофикационной нагрузке (для построения верхнего поля);
- изменения суммарной мощности переключаемого отсека и ЧНД (для двухступенчатого подогрева) и ЧНД (для одноступенчатого подогрева сетевой воды) от теплофикационной нагрузки (для построения нижнего поля).

При этом, наряду с указанными основными зависимостями, будут получены многочисленные вспомогательные и необходимые для расчета и построения диаграммы режимов турбоустановки. Для получения всего комплекса зависимостей необходимо запланировать проведение следующих серий опытов.

**Режимы с П-отбором.** Проводят четыре-пять опытов в диапазоне расходов свежего пара от максимального при конденсационном режиме  $G_{0\text{кон}}^{\text{макс}}$ , до максимального при полной загрузке ЦВД по пару  $G_0^{\text{макс}}$ . Значение П-отбора выбирают в зависимости от условий станции исходя из желательности обеспечения номинального (или выбранного за номинальное) давления за ЦВД во всей серии. Эти опыты выполняют лишь для получения характеристики ЦВД в диапазоне до  $G_0^{\text{макс}}$ , так как предполагается, что остальная ее часть будет получена из конденсационных опытов с нормальной тепловой схемой при наличии надежных измерений параметров пара в перепускных трубах между ЦВД и ЦНД. При отсутствии таких измерений (например у одноцилиндровых турбин типов ПТ-12, ПТ-25) количество опытов с П-отбором должно быть увеличено до 10–12 для получения характеристики ЧВД до П-отбора во всем требуемом диапазоне изменения расходов свежего пара.

**Режимы с Т-отбором по электрическому графику.** Опыты на этих режимах для построения нижнего поля диаграммы режимов полностью идентичны проводимым при испытаниях турбин типа Т (см. предыдущий пункт). Для режимов с одно- и двухступенчатым подогревом сетевой воды при отключенных ПВД и неизменном расходе свежего пара проводят по три-четыре серии из пяти-шести опытов в каждой с постоянным давлением в РТО, близким к минимальному, промежуточному и максимальному. Теплофикационная нагрузка изменяется от максимума до нуля в серии путем изменения расхода сетевой воды через подогреватели.

**Рабочая программа.** Убедившись в надежной работе измерительной схемы и готовности турбоустановки с точки зрения выполнения требований подготовки к испытаниям, руководитель испытания на основании технической программы составляет рабочую, которая конкретизирует сроки и необходимые условия проведения отдельных серий опытов.

Рабочая программа повторяет некоторые разделы технической программы (количество опытов и их характеристика, дата проведения и продолжительность каждого из них, особенности тепловой схемы и условий, допускаемые отклонения параметров и др.) и содержит, кроме того, следующие данные:

- по подготовке персонала к проведению испытания (инструктаж по месту, меры безопасности, уточнение действий при возможных отклонениях от запланированных режимов работы оборудования, выделение при необходимости дополнительного эксплуатационного персонала с целью обеспечения своевременной сборки тепловой схемы и нормального хода опытов и т. д.);

- перечень и последовательность технологических операций при подготовке и проведении опытов;

- перечень основного и вспомогательного оборудования, находящегося в работе, состояние отдельных единиц запорной арматуры (закрыта-открыта);

- указания о состоянии тепловой схемы и режиме работы оборудования после завершения опытов.

В программе также указывают фамилию и должность работника электростанции, ответственного за проведение испытания, в функции которого входят:

- подбор наблюдателей, фиксирующих показания приборов, и организация их четкой работы в течение всего периода испытания;

- своевременная передача заявок в диспетчерскую службу на проведение очередных опытов;

- обеспечение необходимых во время испытаний режимов работы турбоустановки и контроль за сборкой сменным персоналом требуемой тепловой схемы;

- решение различных оперативных вопросов, возникающих при проведении опытов, со сменным персоналом.

Практика показывает, что от добросовестности и компетентности ответственного представителя электростанции часто зависит продолжительность, а в некоторых случаях и качество проведенного опыта.

Рабочую программу испытания утверждает главный инженер электростанции или энергосистемы (в том случае, когда испытываемое оборудование находится в оперативном управлении или ведении диспетчера).

### 2.1.3. Подготовка к испытанию

Подготовка к испытанию обычно проводится в два этапа: первый охватывает работы, которые выполняются задолго до испытания; второй – непосредственно перед ним.

Первый этап подготовки включает в себя детальное ознакомление с турбоустановкой; составление технической программы испытания в соответствии с задачами, согласованными с электростанцией; разработку схемы экспериментального контроля (схемы измерений) и перечня подготовительных работ; составление спецификации на необходимые контрольно-измерительные приборы, оснастку и материалы; составление перечня мероприятий, которые необходимо выполнить на электростанции для ликвидации имеющихся дефектов оборудования и обеспечения соответствия тепловой схемы проектной во время проведения предстоящего испытания.

Во время второго этапа подготовки к испытанию решаются вопросы о техническом руководстве и надзоре за выполнением работ на оборудовании в соответствии с ранее выданной документацией, ревизией состояния оборудования и тепловой схемы перед испытанием; разбивкой пунктов измерений по журналам наблюдений, подбором наблюдателей; составлением рабочих и календарной программ на отдельные серии опытов; проведением предварительных опытов.

Отдельно рассмотрены некоторые важные аспекты, касающиеся проведения подготовительных работ.

**Ознакомление с турбоустановкой.** При ознакомлении с установкой необходимо:

- изучить технические условия на поставку оборудования и проектные данные завода-изготовителя, акты ревизий оборудования, журналы дефектов, эксплуатационные данные, инструкции;
- изучить тепловую схему с точки зрения выявления и устранения либо учета возможных при испытании отводов и подводов различных потоков пара и воды в цикл турбинной установки;
- ясно представить себе, какие измерения следует выполнить для решения поставленных задач, проверить на месте наличие, состояние и расположение штатных измерительных устройств и приборов, пригодных для использования при испытании в качестве основных или дублирующих;
- выявить путем проверки на месте, опроса эксплуатационного персонала и изучения технической документации все неисправности в работе оборудования, касающиеся, в частности, плотности запорной арматуры, системы автоматического регулирования и ее возможностей по поддержанию постоянства режима при испытании и параметров пара, необходимых по программе, регуляторов уровня в регенеративных и сетевых подогрева-

телях и конденсатора, воздушной плотности конденсационной установки, герметичности трубных пучков всех теплообменных аппаратов и т. д.

После этого составляется ведомость дефектов оборудования, которые подлежат устранению до начала испытания.

В результате ознакомления с турбоустановкой необходимо ясно представлять себе все отличия ее тепловой схемы от проектной и параметров пара от номинальных, которые могут иметь место при испытании, а также способы последующего учета этих отличий при обработке результатов.

**Разработка схемы измерений и перечня подготовительных работ.** Основным требованием к схеме измерений является обеспечение возможности получения представительных данных, характеризующих экономичность турбоустановки в целом и ее отдельных элементов во всем диапазоне режимов, намеченных технической программой. С этой целью при разработке схемы измерений нужно взять за основу следующие принципы:

- использование для измерения основных параметров пара и воды, мощности генератора и расходов преобразователей и приборов максимальной точности;

- обеспечение соответствия пределов измерений выбираемых приборов предполагаемому по программе диапазону изменений фиксируемых величин;

- максимальное дублирование измерений основных величин с возможностью их использования и взаимоконтроля (расходы пара и питательной воды, параметры пара до и после цилиндров и в регулируемых отборах, электрическая мощность, давление отработавшего пара и др.). Подключение дублирующих преобразователей к различным вторичным приборам;

- использование в разумных пределах штатных средств измерений (это особенно касается турбоустановок последних выпусков, снабженных информационно-вычислительными системами).

К разработанной схеме измерений прилагается перечень пунктов измерений с указанием их наименования и номера.

**Выполнение подготовительных работ на оборудовании.** В задачи технического руководства и надзора за выполнением подготовительных работ непосредственно на оборудовании входят:

- уточнение на месте каждого из пунктов наблюдений, контроль за правильностью установки первичных измерительных устройств;

- проведение ревизий сужающих устройств (диафрагм и сопл), используемых при испытаниях;

- прокладка соединительных линий, выполнение работ по вторичной коммутации преобразователей, расстановка измерительных приборов и контроль за правильностью их присоединения;

- контроль за выполнением всего перечня подготовительных работ и устранение ненормальностей и дефектов в работе оборудования, поверка контрольно-измерительных приборов, установка приборов на рабочие места и их отладка.

Измерительные приборы и преобразователи, участвующие в испытании, проходят поверку до и после него с помощью образцовых средств измерений более высокого класса точности (в случае явной нестабильности характеристик приборов или преобразователей во времени их поверка производится по мере необходимости в течение всего периода испытания).

Поверка пружинных манометров осуществляется на грузопоршневом прессе с помощью грузов или образцовых манометров.

Преобразователи термоэлектрические (термопары) поверяют вместе с образцовым (например платиновым) в электрической печи, а термопреобразователи сопротивления (термометры сопротивления) – в термостатах по контрольным точкам – температурам тающего льда и кипящей воды. Образцовым средством измерения одновременно служит ртутный термометр высокого класса точности.

Приборы, непосредственно измеряющие перепад давления на сужающем устройстве, в частности ртутные дифференциальные манометры, как правило, не подлежат поверке при наличии аттестованных шкал и технических паспортов. Что касается преобразователей перепада давления, сигнал от которых фиксируется затем вторичными приборами, то их поверяют с помощью аналогичных преобразователей более высокого класса точности.

Вторичные измерительные приборы, регистрирующие сигналы от преобразователей температуры, давления и перепада давления типов КСП и КСУ, поверяют с помощью соответствующих лабораторных приборов высокой точности.

Электрические и все остальные стандартные измерительные приборы проходят государственную поверку до испытания (а если необходимо, то и после него). Измерительные трансформаторы тока и напряжения должны быть снабжены паспортом с указанием их погрешности при различной нагрузке.

При использовании автоматизированных систем измерений наиболее целесообразно проводить сквозную поверку каждого измерительного канала (преобразователь + соединительные провода + автоматическая регистрирующая система) с помощью переносных устройств высокой точности, так называемых «калибраторов».

Поверка средств измерений осуществляется в их рабочем диапазоне с прямым и обратным ходом. По результатам поверки составляют протоколы и строят графики поправок, которые затем вносят с соответствующими

щим знаком к показаниям приборов, зафиксированным во время испытания. После поверки всех средств измерения их устанавливают на рабочие места с соблюдением требований безопасности.

Особое внимание следует уделять мерам предосторожности при установке приборов с ртутным заполнением, которые рекомендуется располагать в стороне от проходов, в местах, не подвергающихся вибрациям и воздействию повышенных температур. Под приборами помещают противни с водой для сбора возможных утечек ртути. Перед включением в работу манометра и дифференциальных манометров соединительные линии должны быть тщательно продуты и опрессованы.

После сборки схемы измерений приступают к проверке ее работы, анализируя представительность фиксируемых приборами параметров. Убедившись в надежной работе приборов и системы регистрации показаний, можно приступить к проверке работы отдельных узлов оборудования, а затем к проведению предварительных опытов для контроля выполнения основных требований по готовности турбоустановки к испытанию.

**Обязанности персонала. Фиксация наблюдений.** Распределяют обязанности между членами бригады, проводящей испытание, обычно в зависимости от ее количественного состава и уровня квалификации, а также от компоновки тепловой схемы, состава и расположения контрольно-измерительных приборов.

В обязанности персонала бригады входят знания (в необходимом объеме) тепловой схемы турбоустановки и схемы измерений, постоянный контроль (во время опыта) за работой приборов и правильностью фиксации их показаний наблюдателями в журналах наблюдений.

Перед каждым опытом руководитель бригады (или его помощник) вместе с работником станции, ответственным за проведение испытания, проверяют соответствие тепловой схемы турбоустановки требуемой по программе. Работники бригады в это время включают датчики и измерительные приборы, обращая особое внимание на ртутные приборы (проверка отсутствия утечек ртути, продувка импульсных линий), корректируют и устанавливают «нули» и проверяют показания приборов, контролируют герметичность трубок первичных и вторичных вентилях, исправность систем питания и дополнительного освещения. Работник бригады, ответственный за фиксацию показаний приборов, раздает журналы наблюдений и разводит наблюдателей по их рабочим местам.

После начала опытов и в ходе испытаний специализированный персонал контролирует постоянство режима турбоустановки и соответствие параметров требуемым значениям, общее поведение турбоагрегата и отдельных элементов, а также уровни в паровом пространстве регенеративных, сетевых подогревателей, конденсатора, в деаэраторе, правильность записи

показаний приборов наблюдателями с регулярной отметкой в каждом журнале о проведенной проверке измеренных величин, исправность всех контрольно-измерительных приборов с сопоставлением показаний основных и дублирующих.

С учетом сложности тепловых схем и систем управления современными крупными турбоагрегатами, наличия проблем, связанных с изменениями режимов в пределах диспетчерского графика нагрузок, в частности постоянного дефицита времени, выделенного для проведения испытания, работа бригады должна быть четко организована. При этом ее руководитель, как основное лицо, отвечающее за качественное проведение работы, не должен отвлекаться в процессе самого испытания на решение вопросов, не относящихся непосредственно к настройке режима, требуемого программой, наблюдению за ходом опыта и оперативному анализу результатов в течение опыта.

Во время испытания руководитель бригады постоянно ведет дневник, в котором отражает основные характерные черты и особенности каждого опыта, в частности, показатели режима (мощность, расходы свежего пара и пара в регулируемый отбор, положение органов парораспределения, давление в регулируемом отборе и т. д.), время начала и конца опыта (по предварительной оценке), уровни в теплообменных аппаратах и конденсаторе, перечень оборудования, находящегося в работе, и особенности тепловой схемы, барометрическое давление в начале и конце опыта. В дневнике записывают также все замечания и соображения, касающиеся ведения опыта, работы приборов, отмеченных отклонений в работе оборудования, постоянство режима и параметров пара и воды, фиксируют результаты оперативных прикидочных подсчетов во время опыта.

Как упоминалось выше, для фиксации показаний приборов к участию в испытаниях, помимо специализированного персонала, привлекают штат наблюдателей, комплектуемый из работников станции. С этой целью незадолго до испытания выходит распоряжение главного инженера электростанции, в котором поименно перечислены все наблюдатели, выделяемые в оперативное распоряжение специализированной бригады на весь период проведения испытания. Перед непосредственным обучением наблюдателей навыкам работы с приборами с ними проводят беседу для ознакомления (в элементарной форме) с целями и задачами испытания, устройством приборов, необходимостью аккуратного и внимательного ведения наблюдений и соблюдения правил техники безопасности. Необходимо довести до сведения каждого наблюдателя тот факт, что журнал наблюдений для фиксации показания приборов является официальным документом, в котором не допускаются зачеркивания и посторонние пометки.



Наблюдатель отвечает за правильность сделанных им в журнале записей, о чем должна свидетельствовать его подпись.

Общее количество пунктов наблюдений в журнале не должно, как правило, превышать 10–12 (при частоте записей 1 раз в 5 мин), при этом подбор пунктов наблюдений определяют исходя из их территориальной близости и исключения встречных передвижений наблюдателей.

**Основные особенности проведения испытаний турбин с регулируемым теплофикационным отбором пара.** При проведении опытов по снятию характеристики турбины на режимах теплового графика с минимальным открытием поворотных диафрагм постоянное давление в камере регулируемого отбора поддерживается путем изменения расходов сетевой воды через трубные пучки подогревателей. Такие опыты следует проводить, по возможности, в один день при близких температурах сетевой воды с целью уменьшения поправки к мощности на отклонение этой температуры.

Для повышения надежности измерения расходов конденсата греющего пара сетевых подогревателей рекомендуется в каждом опыте путем регулирования степени открытия напорных задвижек насосов найти тот уровень в корпусе подогревателя, при котором колебания показаний расходомеров будут минимальны.

#### **2.1.4. Экспресс-испытания по сокращенной программе с уменьшенным объемом измерений**

Как указывалось выше, наряду с необходимостью определения с достаточной точностью общих показателей экономичности турбоагрегата, для чего проводятся балансовые тепловые испытания, существует также потребность периодического контроля его состояния с целью своевременного обнаружения ухудшения показателей, проверки эффективности капитального ремонта или реконструкции и т. д. Для решения этой задачи, разумеется, не проводят громоздких по объему, дорогостоящих балансовых испытаний – достаточно выполнить экспресс-испытания по сокращенной программе с уменьшенным объемом измерений [16–20].

В основу таких испытаний положен принцип сравнительной оценки изменяющихся показателей работы оборудования, что благодаря полной идентичности тепловой схемы и применению в повторяющихся испытаниях однотипных датчиков и приборов позволяет обеспечить достаточную точность и сопоставимость получаемых данных.

В качестве основного критерия изменения общей экономичности турбоагрегата принимается электрическая мощность. При этом сравниваются зависимости последней не от расхода свежего пара на конденсационном режиме, как это обычно практикуется, а от давления в контрольной ступени турбины при отключенной системе регенерации (это позволяет

исключить влияние режимов и показателей работы регенеративных подогревателей на характер протекания указанной зависимости и, значит, дает возможность провести корректный анализ сравниваемых результатов).

Учитывая однозначную прямолинейную зависимость давления в контрольной ступени от расхода свежего пара, а также возможность достаточно точного его определения, можно отказаться от организации трудоемкого измерения расхода свежего пара с высокой точностью без увеличения погрешности конечного результата.

Для выяснения возможных причин снижения общей экономичности турбоагрегата одновременно анализируют изменения внутреннего КПД цилиндров и давлений по проточной части, характеристик парораспределения, величин протечек через концевые уплотнения и т. д. Для определения значений максимальной электрической мощности, КПД цилиндров, характеристики парораспределения, а также показателей работы отдельных элементов турбоустановки, в частности регенеративных и сетевых подогревателей и конденсатора, во время испытания также проводятся опыты при проектной тепловой схеме.

Анализ результатов, полученных при экспресс-испытаниях, позволяет обоснованно судить о том, следует ли остановить турбоагрегат для его ревизии и устранения дефектов или оставить его в работе до ближайшего ремонта. При этом, разумеется, нужно сопоставить возможные затраты на останов, проведение восстановительных работ, недоотпуск электроэнергии и т. д. с потерями, обусловленными эксплуатацией оборудования с пониженной экономичностью. Указанное сопоставление с учетом критериев надежности работы оборудования позволит, кроме того, оптимизировать продолжительность межремонтного периода.

Проведением экспресс-испытаний занимаются как специализированные предприятия, так и цеха и группы наладки оборудования на самих электростанциях. Испытания проводят в соответствии с методиками, разработанными для основных типов современных паровых турбин. При планировании каждого экспресс-испытания с целью проверки уровня экономичности в течение межремонтного периода или определения эффективности капитального ремонта предполагается проведение двух серий опытов – при проектной тепловой схеме и с отключенной регенерацией. Цель проведения первой серии опытов – это получение характеристики парораспределения; определение внутренних КПД цилиндров (отсеков) в зоне перегретого пара; определение максимальной электрической мощности; проверка работы системы регенерации, сетевых подогревателей и конденсатора.

Опыты рекомендуется запланировать в диапазоне электрических нагрузок 50–100 % номинальной, изменяя расход свежего пара таким образом, чтобы, по возможности, зафиксировать режимы в начале и конце от-

крытия каждого из регулирующих клапанов и по одной-две точки между этими крайними положениями. Обычно достаточно провести 7–10 опытов с продолжительностью стабильного режима не менее 30 мин при записи показаний приборов через каждые 2–3 мин.

Цель проведения второй серии опытов – оценка состояния проточной части турбоагрегата. Предполагается проведение опытов при четырех-пяти электрических нагрузках в диапазоне приблизительно от 50 до 80 % номинальной. Продолжительность опыта та же, что и для первой серии.

Как упоминалось выше, отключение системы регенерации во второй серии опытов выполняется для исключения влияния возможного изменения ее отдельных показателей на электрическую мощность турбоагрегата, что затруднило бы сопоставление результатов последовательных экспресс-испытаний друг с другом. Действительно, при наличии в каждом из таких испытаний при включенной регенерации различных по значению расхождений между расходами питательной воды и свежего пара, а также отличающихся показателей работы отдельных регенеративных подогревателей будет отсутствовать возможность однозначно определить изменение мощности, обусловленное лишь состоянием проточной части турбины. При наличии достоверных измерений расходов свежего пара и питательной воды через трубные пучки ПВД с помощью одних и тех же приборов и поддержания минимальной разницы между ними в каждом из опытов влияние последней можно учесть путем введения соответствующей поправки к мощности (для турбин блоков с прямоточными котлами при отсутствии байпасирования группы ПВД такая поправка исключается). С помощью аналогичных поправок можно также учесть и влияние расхождения, например, температурных напоров подогревателей. Таким образом, казалось бы, создается возможность для сравнения экономичности проточной части по результатам последовательно проводимых испытаний без трудоемких операций, связанных с отключением регенерации. Однако в этом случае, во-первых, увеличивается погрешность сравнительной оценки результатов испытаний, во-вторых, существенно возрастают объемы измерений и обработки результатов, особенно для турбоустановок с поперечными связями.

Окончательный вывод о достаточности проведения при испытаниях лишь серии опытов с включенной системой регенерации может быть сделан только после тщательного анализа изменения состояния элементов регенеративной системы и конденсатора и оценки соответствующей суммарной поправки к мощности. Исходя из этого, при проведении последующего испытания вначале нужно сравнить показатели работы подогревателей с зафиксированными при предыдущем испытании, а в случае их удовлетворительной сходимости решить вопрос о целесообразности проведения опытов с отключенной регенерацией.

## 2.2. Порядок выполнения испытаний паровой турбины

При подготовке к проведению испытаний работник должен:

- ознакомиться с объектом и программой испытания, объемом требуемых измерений, принципиальной тепловой схемой турбины, порядком фиксации показаний контрольно-измерительных приборов;
- изучить правила безопасности, охраны труда, поведения на своём рабочем месте, противопожарные мероприятия, а также пройти вводный инструктаж в отделе надёжности и охраны труда теплоэлектростанции.

Экспресс-испытания турбины имеют целью приближенное определение основных зависимостей, характеризующих работу турбины при чисто конденсационном режиме (регулируемые отборы отключены с полностью включенной регенерацией высокого и низкого давления) и при режиме с включенными регулирующими отборами. Испытания проводят при трех значениях электрической нагрузки  $N_э$ : 100, 90, 80 % от номинальной электрической мощности турбины.

Экспресс-испытания необходимо проводить при установившемся режиме турбины. Это значит, что паровая нагрузка, давление пара, температура острого пара и температура питательной воды должны выдерживаться примерно постоянными. Параметры свежего пара поддерживаются близкими к номинальным значениям при минимально достижимом давлении в конденсаторе. Допустимые отклонения свежего пара: по давлению  $\pm 3 \text{ кгс/см}^2$  и по температуре  $\pm 8 \text{ }^\circ\text{C}$ .

При проведении всех опытов обеспечиваются следующие условия (по возможности):

- тепловая схема соответствует расчетной (штатной);
- обеспечена разница расходов свежего пара на турбину и питательной воды через группу ПВД, не превышающая 10 %;
- подача пара со стороны внешних источников в схему турбоустановки закрыта;
- полностью закрыта ХОВ на конденсатор;
- схема защит, блокировок и АВР работает в штатном режиме.

Для измерения необходимых параметров используют эксплуатационные контрольно-измерительные приборы, установленные на турбине.

Регистрация параметров производится одновременно по общему сигналу. Каждый опыт при фиксированном значении электрической нагрузки  $N_э$  должен состоять из четырех отсчетов с интервалом между отсчетами 2–3 мин. По результатам отсчетов определяют среднее арифметическое значение каждого параметра (резко отличающиеся значения отбрасывают). Интервалы между отдельными опытами должны быть не менее

10 мин для стабилизации теплового состояния турбины после изменения электрической нагрузки.

Показания эксплуатационных приборов записывают в форме журнала наблюдений, табл. 2.1 [22].

Таблица 2.1

### Журнал наблюдений

испытаний турбины ст. № \_\_\_\_\_ тип \_\_\_\_\_  
Дата испытаний \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Ф. И. О. работников \_\_\_\_\_

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Значение
1	Электрическая мощность, $N_T$	МВт	
2	Расход свежего пара, $G_0$	т/ч	
3	Давление свежего пара, $P_0$	ати	
4	Температура свежего пара, $t_0$	°С	
5	Расход питательной воды, $G_{пит}$	т/ч	
6	Температура питательной воды, $t_{пит}$	°С	
7	Давление пара после 1-го регулирующего клапана ЦВД, $P_I^{ЦВД}$	ати	
8	Давление пара после 2-го регулирующего клапана ЦВД, $P_{II}^{ЦВД}$	ати	
9	Давление пара после 3-го регулирующего клапана ЦВД, $P_{III}^{ЦВД}$	ати	
10	Давление пара после 4-го регулирующего клапана ЦВД, $P_{IV}^{ЦВД}$	ати	
11	Давление пара после перегрузочного клапана ЦВД, $P_V^{ЦВД}$	ати	
12	Давление пара после регулирующей ступени ЦВД, $P_{р.ст}^{ЦВД}$	ати	
13	Давление пара после 1-го регулирующего клапана ЦНД, $P_I^{ЦНД}$	ати	
14	Давление пара после 2-го регулирующего клапана ЦНД, $P_{II}^{ЦНД}$	ати	
15	Давление пара после 3-го регулирующего клапана ЦНД, $P_{III}^{ЦНД}$	ати	
16	Давление пара после 4-го регулирующего клапана ЦНД, $P_{IV}^{ЦНД}$	ати	
17	Давление пара после регулирующей ступени ЦНД, $P_{р.ст}^{ЦНД}$	ати	
18	Давление пара в производственном отборе, $P_{п}$	ати	
19	Температура пара в производственном отборе, $t_{п}$	°С	
20	Расход пара в производственном отборе, $G_{п}$	т/ч	
21	Давление пара в теплофикационном отборе, $P_T$	ати	
22	Температура пара в теплофикационном отборе, $t_T$	°С	
23	Давление пара в конденсаторе, $P_2$	мм рт. ст.	
24	Частота вращения ротора, $n$	об/мин	
25	Ход поршня сервомотора ЦВД, $h_{цвд}$	мм	
26	Ход поршня сервомотора ЧСД ЦНД, $h_{чсд цсд}$	мм	
27	Ход поршня сервомотора ЧНД ЦНД, $h_{чнд цсд}$	мм	

### 2.3. Порядок обработки результатов экспресс-испытаний

Упрощенный перевод давления пара из избыточного в абсолютное, т. е. из размерности давления ати в ата:

$$P, \text{ ата} = P, \text{ ати} + 1. \quad (2.1)$$

Среднеарифметическое давление пара перед регулирующей ступенью ЦВД после полностью открытых клапанов (ата) составляет

$$P_{\text{кл}}^{\text{ЦВД}} = (P_{\text{I}}^{\text{ЦВД}} + P_{\text{II}}^{\text{ЦВД}} + P_{\text{III}}^{\text{ЦВД}} + P_{\text{IV}}^{\text{ЦВД}})/4. \quad (2.2)$$

Сравниваем давление пара за регулирующей ступенью, измеренное  $P_{\text{р.ст. (изм.)}}$  с найденным по диаграмме парораспределения ЦВД  $P_{\text{р.ст.}}$ , % (рис. 2.1):

$$\Delta P_{\text{р.ст.}}^{\text{ЦВД}} = (P_{\text{р.ст. (изм.)}} - P_{\text{р.ст.}})/P_{\text{р.ст.}} \cdot 100. \quad (2.3)$$

Относительное повышение давления пара не должно быть более 10 %.

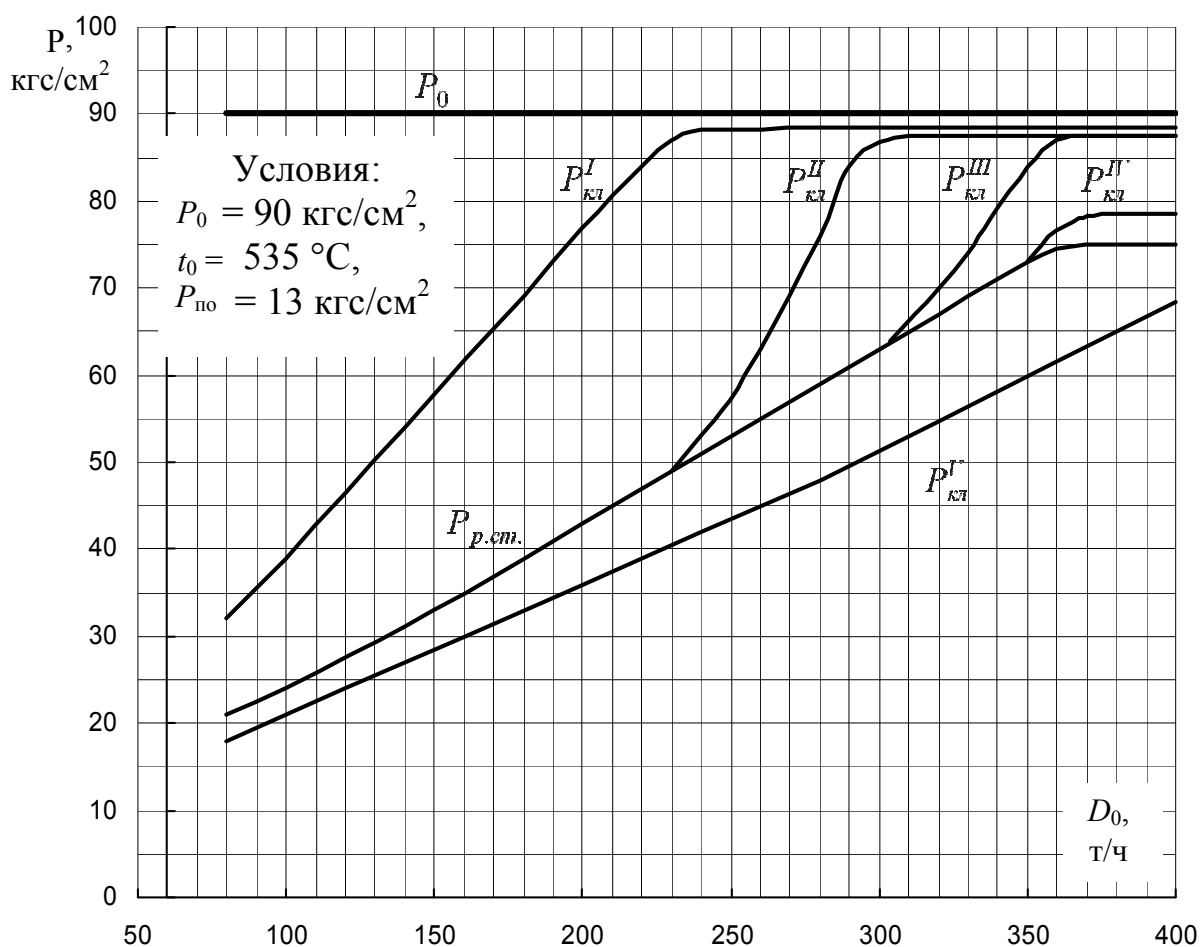


Рис. 2.1. Диаграмма парораспределения ЦВД турбины

**Построение процесса расширения пара в регулирующей ступени на  $h$ - $s$  диаграмме. Принцип такого построения представлен на рис. 2.2.**

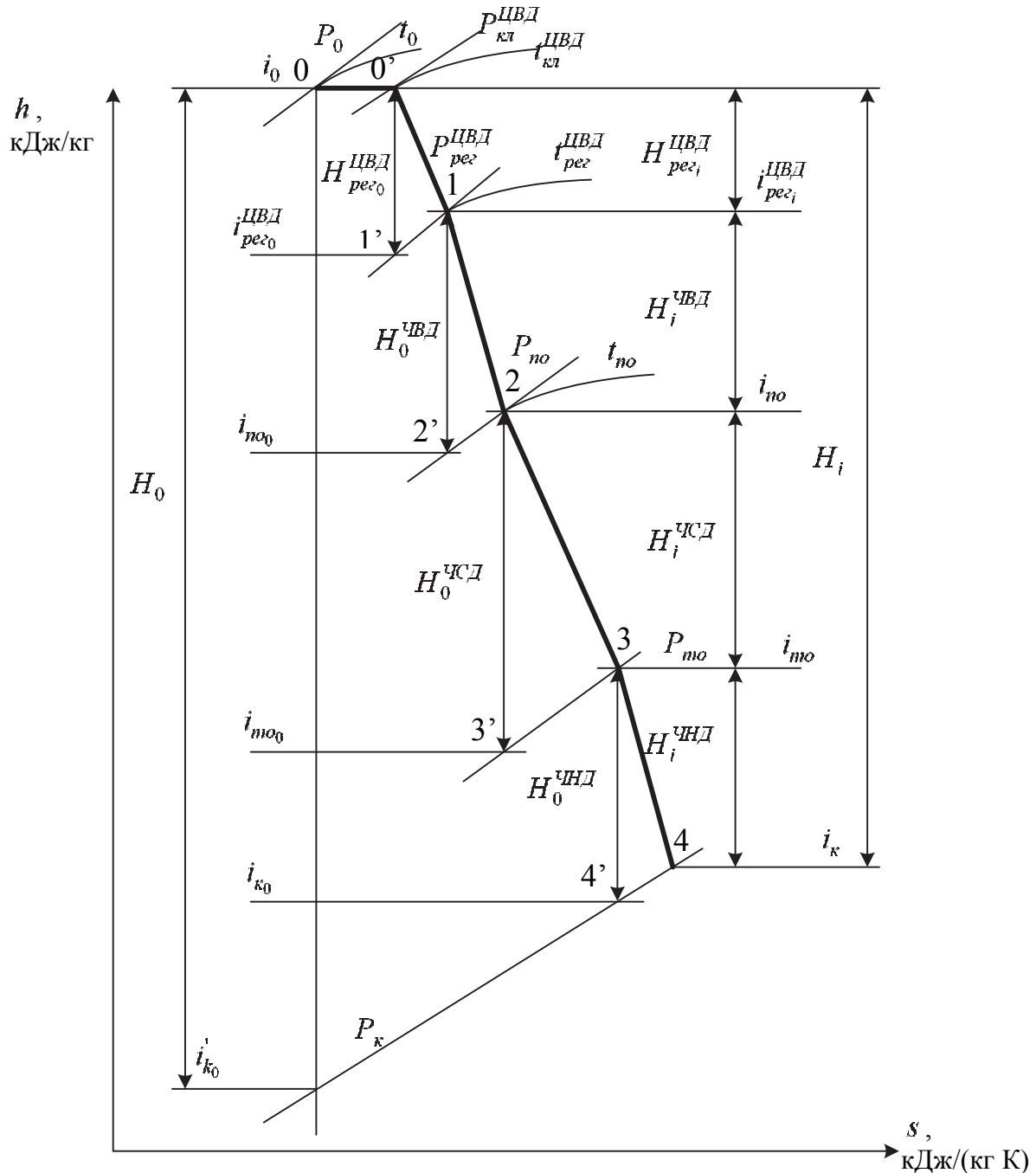


Рис. 2.2. Процесс расширения пара в турбине

По давлению  $P_0$  и температуре  $t_0$  свежего пара находят точку 0 и затем определяют энтальпию  $i_0$  [23]. По среднему значению давления пара после регулирующих клапанов ЦВД  $P_{\text{кл}}^{\text{ЦВД}}$  строят процесс дросселирования

пара в регулирующих клапанах при  $i_0 = \text{const}$ , находят точку 0' и определяют температуру пара  $t_{\text{кл}}^{\text{ЦВД}}$ . По давлению пара после регулирующей ступени  $P_{\text{р.ст}}^{\text{ЦВД}}$  строят идеальный процесс расширения пара в регулирующей ступени, находят точку 1' и определяют энтальпию пара  $i_{\text{р.ст}0}^{\text{ЦВД}}$ .

Внутренний относительный КПД регулирующей ступени подсчитывается по следующей формуле:

$$\eta_{oi}^{\text{р.ст}} = 0,83 - 2 \cdot 10^{-4} / G_0 \cdot (P_{\text{кл}}^{\text{ЦВД}} / v_0)^{1/2}, \quad (2.4)$$

где  $v_0 = f(P_{\text{кл}}^{\text{ЦВД}}, i_0)$ .

Определяют располагаемый теплоперепад в регулирующей ступени (кДж/кг):

$$H_{\text{р.ст}0}^{\text{ЦВД}} = i_0 - i_{\text{р.ст}0}^{\text{ЦВД}}. \quad (2.5)$$

Зная относительный внутренний КПД и располагаемый теплоперепад регулирующей ступени, из выражения  $\eta_{oi}^{\text{р.ст}} = H_{\text{р.ст}i}^{\text{ЦВД}} / H_{\text{р.ст}0}^{\text{ЦВД}}$  находят действительный теплоперепад регулирующей ступени (кДж/кг)

$$H_{\text{р.ст}i}^{\text{ЦВД}} = H_{\text{р.ст}0}^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{oi}^{\text{р.ст}}. \quad (2.6)$$

По  $H_{\text{р.ст}i}^{\text{ЦВД}}$  и  $P_{\text{р.ст}}^{\text{ЦВД}}$  от точки 0' до точки 1 строят действительный процесс расширения пара в регулирующей ступени и определяют состояние пара перед ЧВД (температуру и энтальпию пара, соответственно  $t_{\text{р.ст}}^{\text{ЦВД}}$  и  $i_{\text{р.ст}i}^{\text{ЦВД}}$ ).

Определяют внутреннюю мощность регулирующей ступени ЦВД из выражения (МВт)

$$N_{\text{р.ст}i}^{\text{ЦВД}} = G_0 \cdot H_{\text{р.ст}i}^{\text{ЦВД}} \cdot \eta_{\text{эм}}, \quad (2.7)$$

где  $\eta_{\text{эм}}$  – при отсутствии достоверных данных, принимается равным 0,99.

**Действительный процесс расширения пара в ЧВД.** Вначале строят «идеальный» процесс расширения пара в ЧВД от точки 1 до пересечения с линией давления пара в производственном отборе  $P_{\text{п}}$  (см. точку 2'). В точке 2' определяют энтальпию пара  $i_{\text{п}0}$ . Затем находят располагаемый теплоперепад в ЧВД (кДж/кг)

$$H_0^{\text{ЧВД}} = i_{\text{р.ст}}^{\text{ЦВД}} - i_{\text{п}0}. \quad (2.8)$$

По давлению  $P_{\text{п}}$  и температуре  $t_{\text{п}}$  пара в производственном отборе находят точку 2 и определяют энтальпию пара в производственном отборе  $i_{\text{п}}$ . Энтальпию  $i_{\text{п}}$  сравнивают с энтальпией, найденной по типовым характеристикам турбины  $i_{\text{п}}^{\text{ТХ}}$  (рис. 2.3). В типовых характеристиках энтальпия пара выражена в ккал/кг, поэтому ее необходимо перевести в кДж/кг.



Далее строят процесс расширения пара в ЧВД и находят действительный теплоперепад ЧВД (кДж/кг)

$$H_i^{\text{ЧВД}} = i_{\text{рег}i}^{\text{ЧВД}} - i_{\text{п}}. \quad (2.9)$$

Зная  $H_0^{\text{ЧВД}}$  и  $H_i^{\text{ЧВД}}$ , определяют относительный внутренний КПД ЧВД по выражению

$$\eta_{oi}^{\text{ЧВД}} = H_i^{\text{ЧВД}} / H_0^{\text{ЧВД}}. \quad (2.10)$$

Находят внутреннюю мощность ЧВД из выражения (МВт)

$$N_i^{\text{ЧВД}} = G_0 \cdot H_i^{\text{ЧВД}} \cdot \eta_{\text{эм}}. \quad (2.11)$$

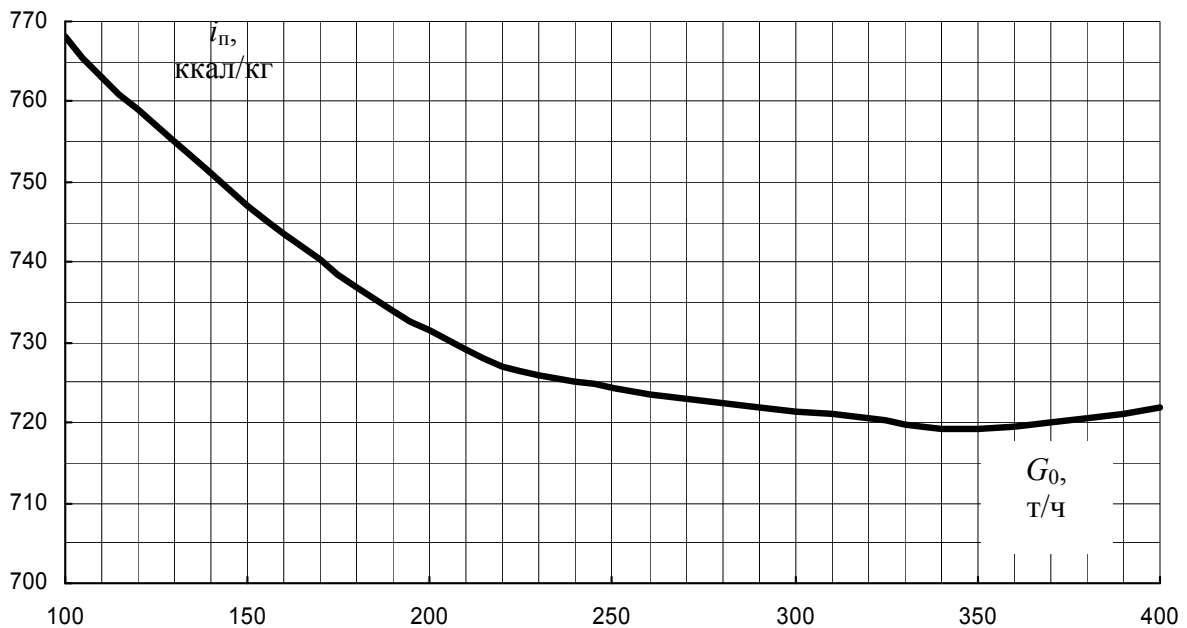


Рис. 2.3. Энтальпия пара производственного отбора турбины

**Действительный процесс расширения пара в ЧСД.** Вначале строят идеальный процесс расширения пара в ЧСД от точки 2 до пересечения с линией давления пара в теплофикационном отборе  $P_T$  (см. точку 3'). В точке 3' определяют энтальпию пара  $i_{T0}$ . Затем находят располагаемый теплоперепад в ЧСД (кДж/кг)

$$H_0^{\text{ЧСД}} = i_{\text{п}} - i_{T0}. \quad (2.12)$$

В связи с тем, что температура и расход пара в теплофикационном отборе не известны, определяют расход пара в теплофикационном отборе  $G_T$  из уравнения теплового баланса

$$Q_T = G_T \cdot (i_T - i_K^{\text{Т0}}); \quad (2.13)$$

где  $i_T - i_K^{\text{Т0}}$  принимают равным 2282 кДж/кг.

Тогда

$$G_T = Q_T \cdot 10^3 / 2282. \quad (2.14)$$

Расход тепла в теплофикационном отборе определяют по диаграмме режимов турбоагрегата при работе с включёнными регулируемым отборами пара (рис. 2.4). На верхнем квадранте диаграммы находят точку пересечения между значениями расхода пара на турбину  $G_0$  (т/ч) и расхода тепла в производственный отбор турбины  $Q_{\Pi}$  (Гкал/ч), который определяется из уравнения теплового баланса производственного отбора (Гкал/ч)

$$Q_{\Pi} = G_{\Pi} \cdot (i_{\Pi} - i_{\kappa}^{\text{по}}). \quad (2.15)$$

В точке пересечений двух линий определяют расход пара на выходе из части среднего давления –  $G^{\text{чсд}}$ . Из найденной точки по вертикальной линии опускаются в нижний квадрант диаграммы до пересечения с наклонной линией значений электрической мощности турбины  $N_T$  (МВт). В точке пересечения двух линий определяют расход тепла в теплофикационном отборе  $Q_T$  (Гкал/ч). По давлению пара в теплофикационном отборе  $P_T$  находят энтальпию конденсата теплофикационного пара  $i_{\kappa}^{\text{то}}$ . По найденным значениям  $Q_T$ ,  $G_T$ ,  $i_{\kappa}^{\text{то}}$  определяют энтальпию пара в теплофикационном отборе  $i_T$  из выражения

$$i_T = Q_T \cdot 10^3 / G_T + i_{\kappa}^{\text{то}}. \quad (2.16)$$

Зная  $i_T$  и  $P_T$ , на  $h-s$  диаграмме находят точку 3, строят действительный процесс расширения пара в ЧСД турбины и определяют теплоперепад ЧСД

$$H_i^{\text{чсд}} = i_{\Pi} - i_T. \quad (2.17)$$

По значениям  $H_0^{\text{чсд}}$  и  $H_i^{\text{чсд}}$  рассчитывают относительно внутренний КПД ЧСД по выражению

$$\eta_{oi}^{\text{чсд}} = H_i^{\text{чсд}} / H_0^{\text{чсд}}. \quad (2.18)$$

Находят внутреннюю мощность ЧСД из выражения (МВт)

$$N_i^{\text{чсд}} = G^{\text{чсд}} \cdot H_i^{\text{чсд}} \cdot \eta_{эм}. \quad (2.19)$$

Далее сравнивают энтальпии  $i_T$  расчётную и найденную по графику типовых энергетических характеристик (рис. 2.5).

**Действительный процесс расширения в ЧНД.** Вначале строят теоретически процесс расширения пара в ЧНД от точки 3 до пересечения с линией давления пара в конденсаторе  $P_2$  (см. точку 4'). В точке 4' определяют энтальпию пара  $i_{20}$ . Затем находят располагаемый теплоперепад в ЧНД (кДж/кг)

$$H_0^{\text{чнд}} = i_T - i_{20}. \quad (2.20)$$

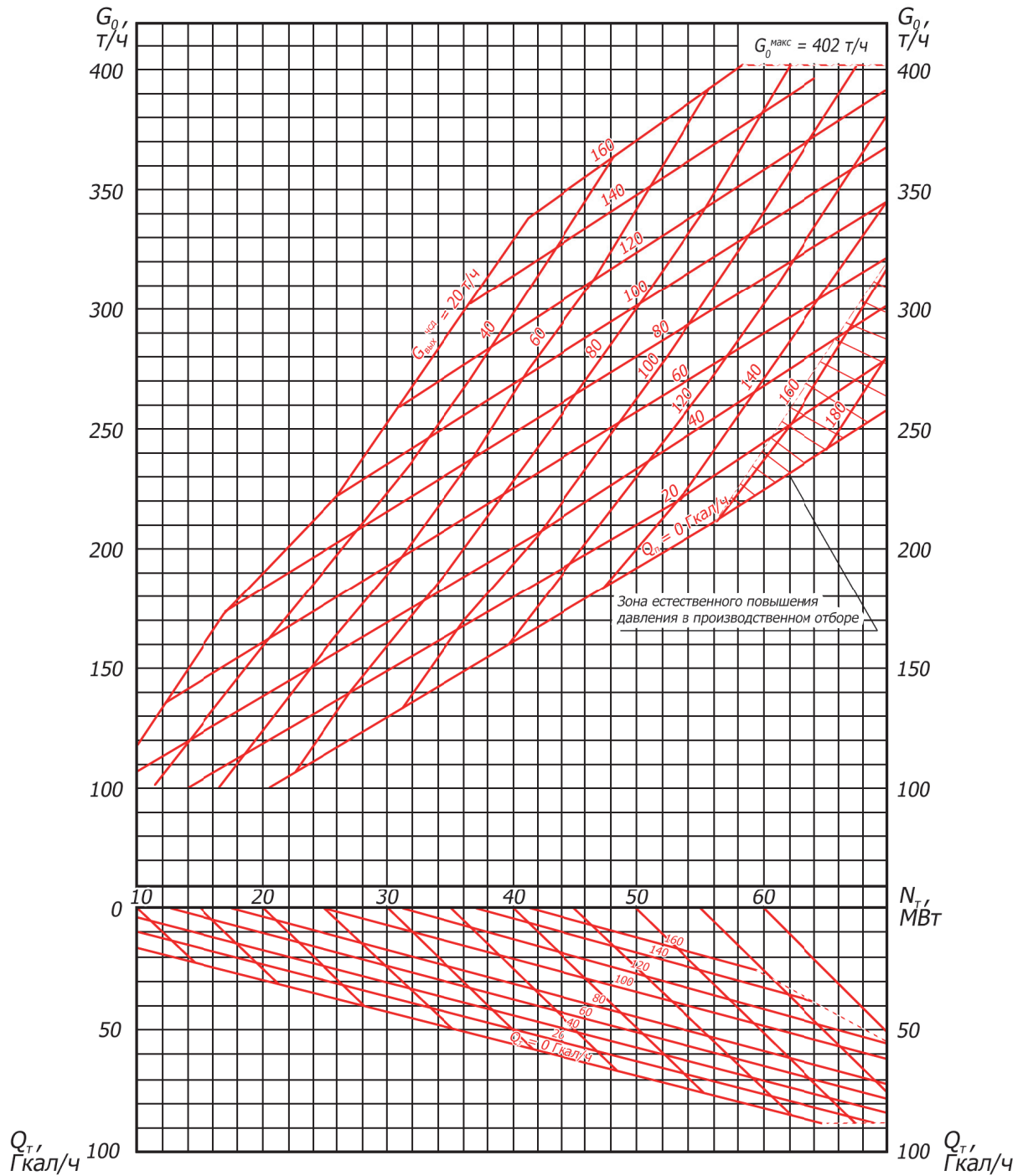


Рис. 2.4. Диаграмма режимов турбины

Внутренний относительный КПД части низкого давления рассчитывается по следующему уравнению

$$\eta_{oi}^{чнд} = 0,87 \cdot \left( \frac{(1 + (H_0^{чнд} - 400))}{10000} \right) \cdot k_{вл} - \xi_{вс}. \quad (2.21)$$

Здесь

$$k_{вл} = 1 - 0,4 \cdot (y_1 + y_2) \cdot (H_0^{вл} / H_0^{чнд}); \quad (2.22)$$

$$\xi_{вс} = \Delta H_{вс} / H_0^{чнд}, \quad (2.23)$$

где  $y_1 = 1 - x_1$ ,  $y_2 = 1 - x_2$ . (2.24)

$\Delta H_{вс}$  для турбин малой и средней мощности принимается 16–20 кДж/кг; для турбин большой мощности – 25–45 кДж/кг.

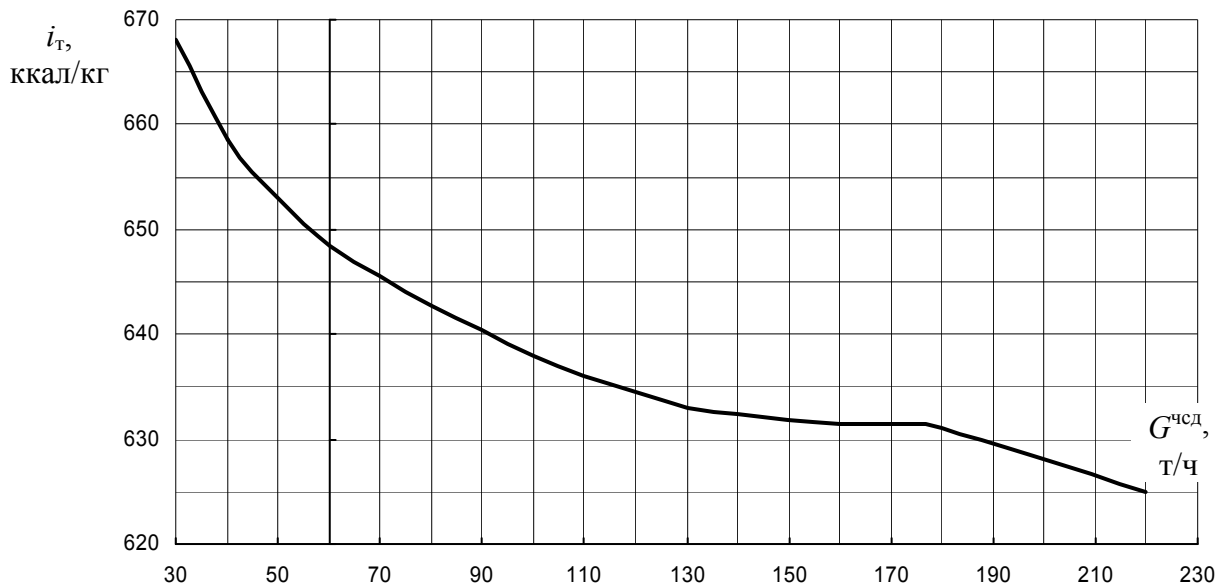


Рис. 2.5. Энтальпия пара теплофикационного отбора турбины

Зная относительный внутренний КПД и располагаемый теплоперепад ЧНД, из выражения  $\eta_{oi}^{чнд} = H_i^{чнд} / H_{р.ст0}^{чнд}$  находят действительный теплоперепад ЧНД (кДж/кг)

$$H_i^{чнд} = H_0^{чнд} \cdot \eta_{oi}^{чнд}. \quad (2.25)$$

По  $H_i^{чнд}$  и  $P_2$  от точки 3 до точки 4 строят действительный процесс расширения пара в ЧНД и определяют энтальпию пара ЧНД –  $i_2$ .

Для того чтобы определить внутреннюю мощность ЧНД, находят расход пара в ЧНД ( $G^{чнд}$ ), по найденным ранее расходам пара на выходе из ЧСД ( $G^{чсд}$ ) и расходе пара в теплофикационном отборе турбины ( $G_T$ ), из выражения (т/ч)

$$G^{чнд} = G^{чсд} - G_T. \quad (2.26)$$

Зная  $G^{\text{ЧНД}}$ , определяют внутреннюю мощность ЧНД из выражения

$$N_i^{\text{ЧНД}} = G^{\text{ЧНД}} \cdot H_i^{\text{ЧНД}} \cdot \eta_{\text{ЭМ}}. \quad (2.27)$$

Для сравнения фактического значения  $N_i^{\text{ЧНД}}$  с нормативным по типовым характеристикам определяют внутреннюю мощность ЧНД  $N_i^{\text{ЧНД}}$  (МВт) по рис. 2.6. По результатам расчетов строят процесс расширения турбины в  $h-s$ -диаграмме (рис. 2.1).

Полезно использованный теплоперепад всей турбины составит (кДж/кг):

$$H_i = H_i^{\text{р.ст}} + H_i^{\text{чвд}} + H_i^{\text{чсд}} + H_i^{\text{чнд}}, \quad (2.28)$$

а относительный внутренний КПД всей турбины (%) –

$$\eta_{oi} = (\eta_{oi}^{\text{pc}} \cdot D_0 \cdot H_0^{\text{pc}} + \eta_{oi}^{\text{чвд}} \cdot D_0 \cdot H_0^{\text{чвд}} + \eta_{oi}^{\text{чсд}} \cdot (D_0 - D_{\text{по}}) \cdot H_0^{\text{чсд}} + \eta_{oi} \cdot (D_0 - D_{\text{по}} - D_{\text{то}}) \cdot H_0^{\text{чнд}}) / (D_0 \cdot H_0^{\text{pc}} + D_0 \cdot H_0^{\text{чвд}} + (D_0 - D_{\text{по}}) \cdot H_0^{\text{чсд}} + (D_0 - D_{\text{по}} - D_{\text{то}}) \cdot H_0^{\text{чнд}}) \cdot 100. \quad (2.29)$$

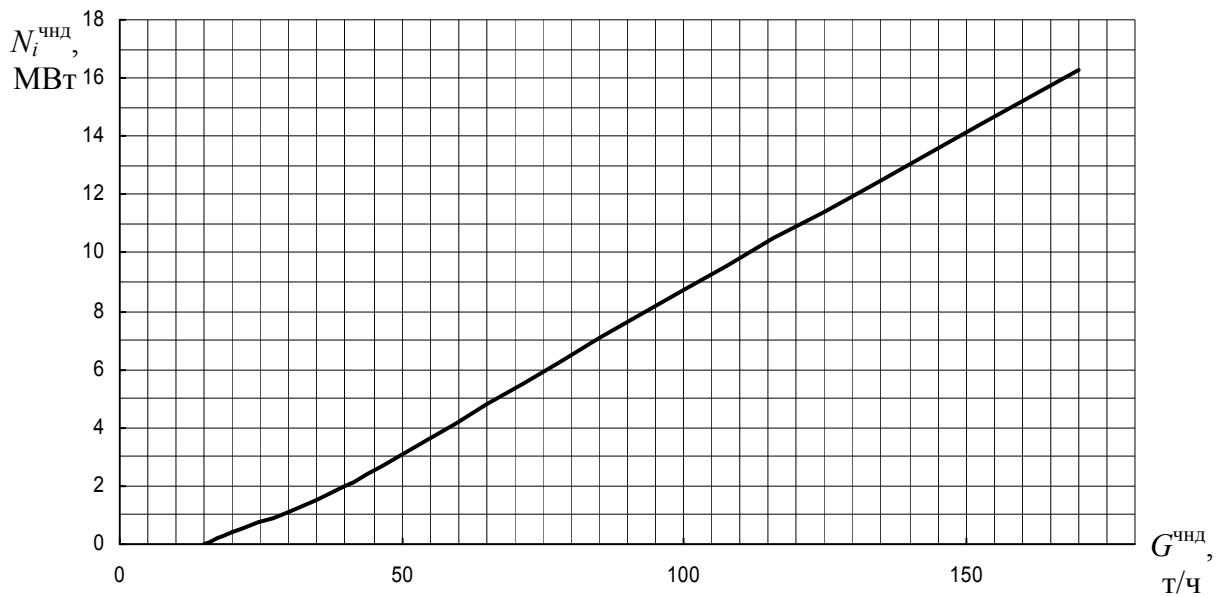


Рис. 2.6. Внутренняя мощность ЧНД

Внутренняя мощность турбины составляет (МВт)

$$N_i = N_{\text{регi}}^{\text{чвд}} + N_i^{\text{чвд}} + N_i^{\text{чсд}} + N_i^{\text{чнд}}, \quad (2.30)$$

удельный расход пара ((т/ч)/МВт) –

$$d = 1000 \cdot D_0 / N_3. \quad (2.31)$$

Удельный расход тепла на производство электроэнергии (кДж/(кВт·ч)) –

$$q_{\text{T}} = Q_3 / N_3. \quad (2.32)$$

где  $Q_3 = Q_0 - Q_{\text{T}};$  (2.33)

$$Q_0 = D_0 \cdot (i_0 - t_{пв}) / 1000, \quad (2.34)$$

$$Q_T = (D_{по} \cdot (i_{по} - i_{дрпо}) + D_{то} \cdot (i_{то} - i_{дрто})) / 1000. \quad (2.35)$$

Относительный электрический КПД турбины (без учета отборов пара на регенерацию)

$$\eta_{оэ} = N_э \cdot 3600 / (D_0 \cdot H_0^{pc} + D_0 \cdot H_{0нер}^{ЧВД} + (D_0 - D_{по}) \cdot H_0^{ЧСД} + (D_0 - D_{по} - D_{то}) \cdot H_0^{ЧНД}). \quad (2.36)$$

Результаты обработки данных сводят в табл. 2.2.

Таблица 2.2

## Результаты обработки данных

№ п/п	Наименование показателя, обозначение	Обозначение	Ед. изм.	Значение показателя				
				Турбина	Рег. ст.	ЧВД	ЧСД	ЧНД
1	Электрическая мощность	$N_T$	МВт					
2	Давление пара	$P$	ата					
3	Расход пара	$G$	т/ч					
4	Температура пара	$t$	°С					
5	Энтальпия пара	$i$	кДж/кг					
6	Энтальпия пара по типовым характеристикам	$i^{тх}$	кДж/кг					
7	Давление пара по типовым характеристикам	$P^{тх}$	ата	–		–	–	–
8	Относительное повышение давления пара	$\Delta P$	%	–		–	–	–
9	Располагаемый теплоперепад	$H_0$	кДж/кг					
10	Действительный теплоперепад	$H_i$	кДж/кг					
11	Внутренний относительный КПД	$\eta_{oi}$	%					
12	Внутренняя мощность	$N_i$	МВт					
13	Расход тепла	$Q$	ГДж/ч					
14	Удельный расход пара на турбину	$d$	(т/ч)/МВт		–	–	–	–
15	Удельный расход тепла на выработку электроэнергии, ккал/(кВт·ч)	$q_T$	кДж/(кВт·ч)		–	–	–	–
16	Относительный электрический КПД	$\eta_{оэ}$	%		–	–	–	–

Итоговый отчет по результатам тепловых испытаний турбин должен включать следующие разделы:

1. Название тепловых испытаний.
2. Цель тепловых испытаний.
3. Краткое описание объекта испытаний.
4. Результаты измерений на электростанции в виде табл. 2.1.

5. Порядок вычислений технико-экономических показателей в соответствии с п. 2.3.
6. Результаты обработки данных в виде табл. 2.2.
7. Выводы.
8. Рекомендации.

## 2.4. Реализация методики испытания паровых турбин

### 2.4.1. Характеристики турбины

В качестве примера для описания методики испытаний взята теплофикационная паровая турбина ПТ-60-90/13 (далее по тексту – турбина) производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ).

Таблица 2.3

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	ПТ-60-90/13
1. Мощность, МВт: номинальная максимальная	60 75
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	8,82 535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	113 (31,38)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч: номинальный максимальный	250 250
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	398
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	0,12–0,25
8. Температура воды, °С: питательной охлаждающей	0,118 215 20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8 000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

*Турбина ПТ-60-90/13* – активного типа с двумя регулируемыми отборами (производственным – «П-отбор» и теплофикационным – «Т-отбор») и конденсацией номинальной мощностью 60 МВт с начальным давлением пара 90 кгс/см<sup>2</sup> (абс.). Предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВ-60-2 с частотой вращения 50 с<sup>-1</sup> и отпуска тепла

для нужд производства и отопления. Номинальные значения параметров турбины ПТ-60-90/13 приведены в табл. 2.3.

### 2.4.2. Тепловая схема турбины

*Тепловая схема турбины* изображена на рис. 2.7. Подогрев основного конденсата и питательной воды осуществляется в трех ПНД и двух ПВД. Конденсат турбины последовательно подогревается в основных эжекторах, эжекторном и сальниковом подогревателях, ПНД-2, ПНД-3, ПНД-4 и поступает в деаэраторы. Из деаэраторов питательная вода питательным насосом с электроприводом (ПЭН) подается последовательно в ПВД-1, ПВД-2 и поступает в котельный цех.

*ПНД-2, ПНД-3 и ПНД-4* – поверхностного типа, вертикальные, сварной конструкции. Трубная система состоит из латунных трубок, завальцованных в трубную доску. Основной конденсат всех ПНД находится под полным давлением конденсатных насосов. Конденсат греющего пара направляется каскадно из ПНД-4 в ПНД-3, а затем в ПНД-2. Из ПНД-2 конденсат откачивается двумя сливными насосами 5КС5х4 (один рабочий, второй резервный) производительностью 50 т/ч и напором 11 кгс/см<sup>2</sup> в линию основного конденсата после ПНД-2. Из каждого ПНД предусмотрен аварийный слив в конденсатор. На линиях слива установлены регулирующие клапаны (РК) уровня в ПНД. Схемой предусмотрена возможность индивидуального отключения ПНД по основному конденсату. Отвод неконденсируемых газов ПНД производится каскадно в конденсатор. На ПНД-2 поступает пар из шестого (теплофикационного) отбора после 24-й ступени с давлением 1,2–2,5 кгс/см<sup>2</sup> (абс.), на ПНД-3 – из пятого отбора после 20-й ступени с давлением 4,4 кгс/см<sup>2</sup> (абс.), на ПНД-4 – из четвертого отбора после 17-й ступени с давлением 7,2 кгс/см<sup>2</sup> (абс.).

*ПВД-1* типа ПВ-350-230-21-3 и *ПВД-2* типа ПВ-350-230-36-1 нитки горячего питания (НГП) – сварной конструкции, вертикального типа; имеют встроенные пароохладители и охладители дренажа. Трубные секции состоят из стальных трубок, вваренных в коллекторы. ПВД снабжены групповой защитой от повышения уровня конденсата в корпусе выше допустимого предела. При повышении уровня в любом из ПВД до первого предела (350 мм) подается предупредительный сигнал. При повышении уровня в любом ПВД до второго предела (500 мм) происходит отключение ПВД по воде, закрываются задвижки на отборах пара из турбины, открывается задвижка на нитке холодного питания (НХП). Конденсат греющего пара сливается каскадно из ПВД-2 в ПВД-1 и далее направляется в деаэраторы. Неконденсирующиеся газы каскадно отводятся в ПНД-4. На ПВД-1 поступает пар из третьего отбора после 15-й ступени с давлением 10–16 кгс/см<sup>2</sup> (абс.), на ПВД-2 – из второго отбора после 12-й ступени с давлением 19,6 кгс/см<sup>2</sup> (абс.).



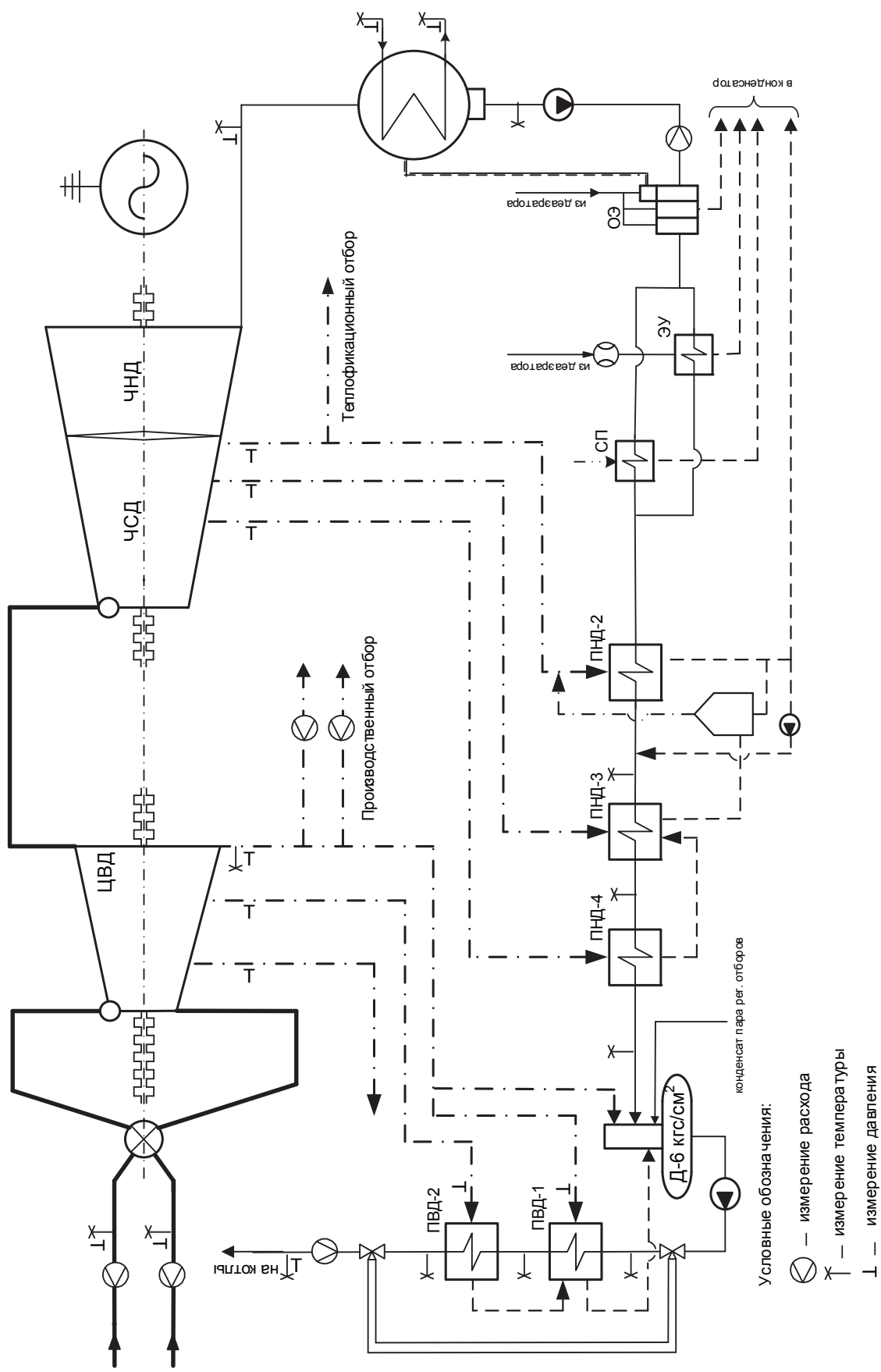


Рис. 2.7. Принципиальная тепловая схема турбины

На паропроводах регенеративных отборов пара к ПВД и ПНД и на паропроводах регулируемых отборов установлены обратные клапаны, предназначенные для предохранения турбины от разгона и исключения расхолаживания горячих цилиндров турбины обратным потоком пара при сбросах электрической и тепловой нагрузок в случае отключения генератора от сети.

В линии основного конденсата после охладителя пара уплотнений установлены регулирующий клапан уровня воды в конденсаторе и клапан линии рециркуляции. Благодаря этому основные эжекторы, ЭП и СП, всегда обеспечены охлаждающей средой, а система КОС – конденсатом с напорным давлением конденсатных насосов. Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

#### Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, кгс/см <sup>2</sup> (абс.)	Температура, °С	
ПВД-2	22	357	18
ПВД-1	13	294	16
Деаэратор	6	294	11
ПНД-4	6,5	234	–
ПНД-3	3,7	185	21
ПНД-2	1,2	104	2

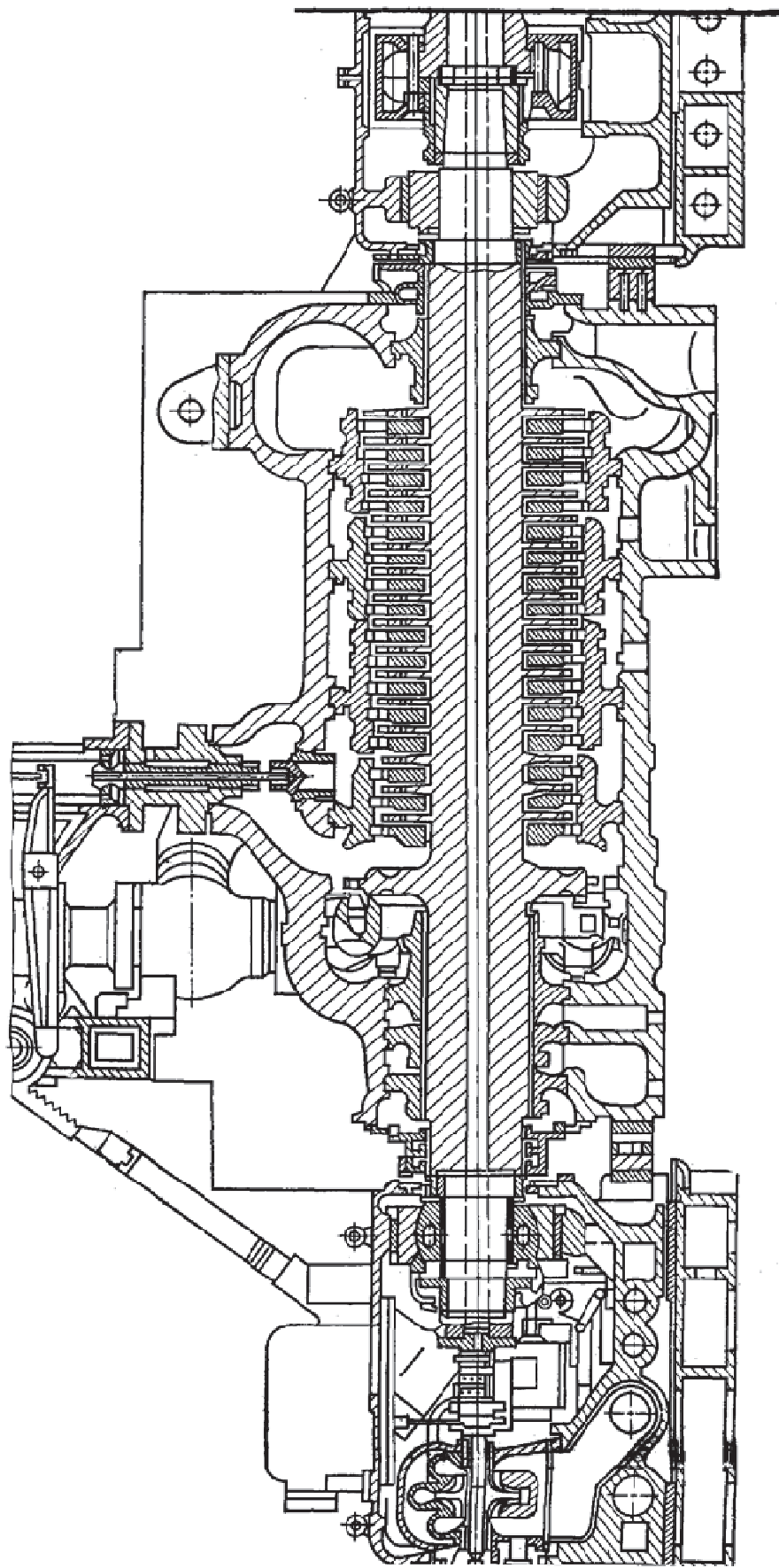
#### 2.4.3. Конструкция турбины

Турбина ПТ-60-90/13 представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. На рис. 2.8 приведена типовая турбина ЛМЗ, конструкция которой несколько отличается от описанной ниже. Турбина состоит из части высокого давления, части среднего давления и части низкого давления. ЧВД расположена в цилиндре высокого давления, ЧСД и ЧНД – в цилиндре низкого давления.

*Проточная часть высокого давления* включает одновенечную регулирующую ступень и 14 ступеней давления. В ЧВД срабатывается перепад давления от 90 кгс/см<sup>2</sup> до 13 кгс/см<sup>2</sup>, то есть от начальных параметров до параметров в производственном отборе.

*Проточная часть среднего давления* включает одновенечную регулирующую ступень и 8 ступеней давления. В ЧСД срабатывается перепад давления от 13 кгс/см<sup>2</sup> до 1,2 кгс/см<sup>2</sup>, то есть от параметров в производственном отборе до параметров в теплофикационном отборе.

*Проточная часть низкого давления (ЧНД)* включает одновенечную регулирующую ступень и 3 ступени давления.



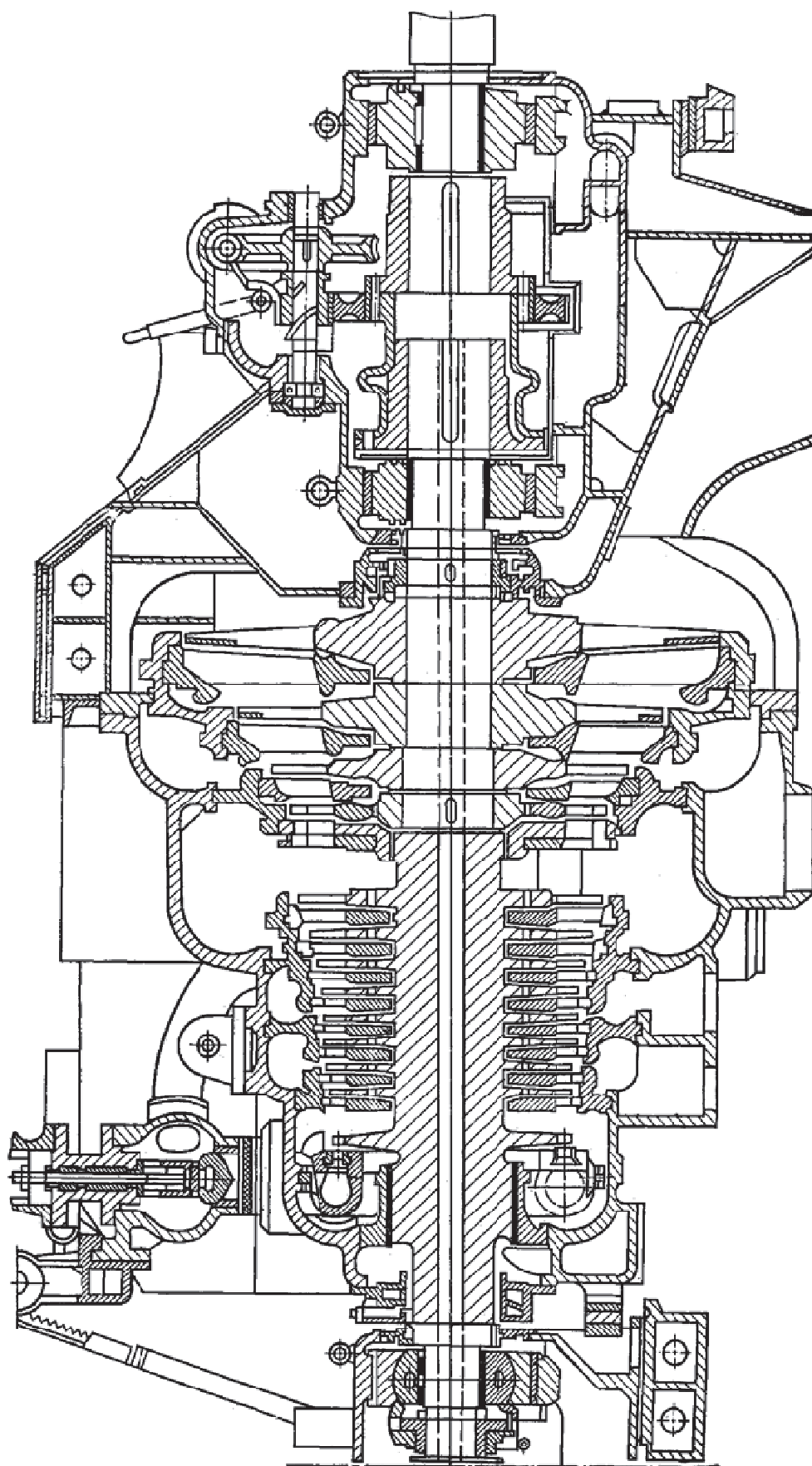


Рис. 2.8. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60-90/13

*Ротор ЦВД* – цельнокованный, *ротор ЦНД* – комбинированный. Первые девять дисков ротора ЦНД составляют цельнокованую часть, остальные четыре диска – насадные. Критическое число оборотов ротора высокого давления составляет 1 760 об/мин, ротора низкого давления – 1 950 об/мин. Роторы ЦВД и ЦНД соединяются гибкой муфтой, а роторы ЦНД и генератора – полугибкой.

*Фикспункт* (мертвая точка) располагается на раме генератора, и тепловое расширение цилиндров происходит в сторону переднего подшипника ЦВД.

*Передний подшипник РВД* – комбинированный, опорно-упорный. Диаметр шейки вала – 300 мм. *Задний подшипник РВД* – опорный, диаметр шейки вала – 325 мм. *Передний подшипник РНД* – опорно-упорный, диаметр шейки вала – 300 мм. *Задний подшипник РНД* – опорный, диаметр шейки – 360 мм.

В корпусе переднего подшипника ротора высокого давления расположены следующие механизмы переднего блока:

- главный маслонасос центробежного типа;
- два автомата безопасности, воздействующие на стопорный клапан при повышении оборотов ротора турбины на 10–12 %;
- два регулятора давления для П и Т регулируемых отборов;
- регулятор скорости;
- ограничитель мощности;
- сервомотор для управления регулирующими клапанами;
- маслопроводы систем регулирования и смазки.

Подача острого пара в ЦВД осуществляется четырьмя регулирующими клапанами с приводом от общего кулачкового вала, соединенного с сервомотором зубчатой рейкой. Перед регулирующими клапанами ЦВД установлен стопорный клапан.

*Конденсационная установка турбины* включает такие основные элементы:

- двухходовой конденсатор 50-КЦС-4;
- два основных трехступенчатых пароструйных эжектора ЭП-3600-4;
- пусковой одноступенчатый пароструйный эжектор ЭП-1-600-3 для быстрого подъема вакуума в конденсаторе до 500–600 мм рт. ст.;
- два центробежных конденсационных насоса 8КСД–5×3 (один – рабочий, второй – резервный);
- два центробежных циркуляционных насоса 24НДн;
- устройство для аварийного срыва вакуума, состоящее из задвижки с электроприводом, установленной на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора.

*Главный маслонасос* центробежного типа установлен на валу турбины и расположен в стуле переднего подшипника ЦВД. Давление масла в системе регулирования составляет  $21 \text{ кгс/см}^2$ , в системе смазки –  $1,8 \text{ кгс/см}^2$ . Для обеспечения надежной подачи главного маслонасоса перед ним включается инжектор. Кроме главного маслонасоса в системе маслоснабжения предусмотрены пусковой и резервный электронасосы на переменном токе, а также аварийный маслонасос на постоянном токе от аккумуляторов. Емкость маслосистемы 16 т.

Острый пар подводится к отдельно стоящей сопловой коробке, в которой расположен стопорный клапан, откуда по перепускным трубам поступает к четырем регулирующим клапанам, расположенным в паровых коробках, сваренных в переднюю часть ЦВД. При выходе из ЦВД часть пара отводится в производственный отбор, а остальной поступает в ЦНД. В перепускных паропроводах перед ЦНД установлены четыре регулирующих клапана, предназначенных для поддержания в производственном отборе давления  $13 \pm 3 \text{ кгс/см}^2$ . Из ЦНД за 24-й ступенью часть пара отбирается в теплофикационный отбор, а остальной поступает в конденсатор. Давление в теплофикационном отборе поддерживается в интервале  $1,2\text{--}2,5 \text{ кгс/см}^2$  с помощью регулирующей поворотной диафрагмы. Подогревается питательная вода в семи регенеративных подогревателях ПВД, ПНД, ЭП и СП.

Подача пара на уплотнения производится из деаэрата  $6 \text{ кгс/см}^2$  (абс.) через регулятор, поддерживающий в камерах уплотнений давление  $1,03\text{--}1,05 \text{ кгс/см}^2$  (абс.). Из передних камер уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором в вакуумный охладитель.

Турбина снабжена *регуляторами и защитными устройствами*:

- регулятором скорости;
- ограничителем мощности;
- регуляторами давления  $10\text{--}6 \text{ кгс/см}^2$  и  $1,2\text{--}2,5 \text{ кгс/см}^2$ ;
- автоматом безопасности;
- реле осевого сдвига ротора;
- реле включения электромаслонасоса при падении давления масла в системе смазки;
- указателем уровня в конденсаторе;
- вакуум-реле;
- обратными клапанами на линиях отборов.

*Регулятор скорости* автоматически поддерживает число оборотов турбины со степенью неравномерности 4 %.

В схеме регулирования турбины имеется *механизм управления* (синхронизатор) для следующих целей:

- изменения числа оборотов турбины при холостом ходе для синхронизации генератора;

- поддержания заданной нагрузки генератора (заданного расхода пара) при параллельной работе (работе в емкую электрическую сеть);
- поддержания номинальной частоты вращения, то есть частоты электрического тока в диапазоне  $50 \pm 0,1$  Гц при одиночной работе.

*Ограничитель мощности* ограничивает открытие регулирующих клапанов регулятором скорости. *Автомат безопасности* – бойкового типа. Два бойка одновременно срабатывают при превышении оборотов на 10–12 %. Бойки воздействуют на рычажную систему, производящую одновременное закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов ЧВД и ЧСД и поворотной регулирующей диафрагмы ЧНД. При этом на центральном тепловом щите турбины загорается сигнальное табло. Остановка турбины осуществляется также кнопкой ручного выключателя или же дистанционно с центрального теплового щита.

*Реле осевого сдвига* обеспечивают автоматическое закрытие стопорного клапана и регулирующих клапанов при осевом сдвиге ротора турбины в сторону генератора более, чем на 1,7 мм с одновременной подачей звукового сигнала. *Вакуум-реле* подает предупредительный сигнал при ухудшении вакуума до 600 мм рт. ст. Оно обеспечивает останов турбины и подачу аварийного сигнала при ухудшении вакуума до 350 мм рт. ст.

*Обратные клапаны* на линиях регулируемых и нерегулируемых отборов к ПНД-2, 3, 4 имеют устройства принудительного закрытия. Они служат для предотвращения заброса пара и конденсата из подогревателей в турбину и срабатывают при закрытии автоматического стопорного клапана и отключении генератора от сети.

#### **2.4.4 Система маслоснабжения турбины**

*Схема маслоснабжения* турбины приведена на рис. 2.9. *Бак маслоснабжения* установлен ниже уровня маслопроводов турбины для обеспечения свободного слива масла из систем регулирования и смазки. Объем маслобака – 14 м<sup>3</sup>. Бак разделен на «грязный» и «чистый» отсеки. Забирают масло из «чистого» отсека, а слив из подшипников турбины и генератора осуществляется в «грязный» отсек. Сюда же производится сброс протечек из узлов системы регулирования. Из «чистого» отсека маслобака предусматривается забор масла в систему уплотнений вала генератора. В нижней точке бака смонтирован патрубок для аварийного опорожнения и забора масла на вспомогательные очистные установки (центрифуга и пр.). Для постоянной фильтрации всего расхода масла внутри бака расположены три группы сеток. Две первые (по ходу масла) группы сеток расположены вдоль бака, а третья – поперек бака на всю ширину, отделяя «чистый» отсек от «грязного». Каждая группа состоит из двух рядов сеток. Конструкция





2,0 кгс/см<sup>2</sup> (изб.) при производительности 90 т/ч, подает масло в подшипники турбины и генератора при аварийном падении давления в системе. В напорной линии маслоснасосов установлены обратные клапаны для предотвращения обратного потока масла через неработающий насос.

В системе маслоснабжения имеются четыре однотипных *маслоохладителя* типа МП–65 с поверхностью охлаждения 65 м<sup>2</sup> каждый. При работе турбины допускается отключение одного маслоохладителя. Охлаждающей водой для маслоохладителей служит вода из напорных циркуляционных водоводов. За маслоохладителями установлен *редукционный клапан* для поддержания стабильного давления в системе смазки. *Гидрозатвор* высотой 2 м отделяет коллектор слива масла из подшипников турбины от коллектора слива масла из подшипников генератора для исключения протечек водорода в маслобак (передний подшипник генератора и задний подшипник ЦНД имеют общий картер и общую сливную трубу). *Эксгаустер 1* производит отсос масляных паров из маслобака.

*Эксгаустер 2* производит отсос протечек водорода и масляных паров из коллектора слива из подшипников генератора. Наличие вытяжной трубы обеспечивает удаление протечек водорода и при неработающем эксгаустере. В нижнюю часть вытяжной трубы сливается масло из системы уплотнений вала генератора. Для вытеснения воздуха из узлов и маслопроводов системы регулирования предусмотрена линия с обратным клапаном для подачи масла от аварийного или резервного маслоснасосов.

#### **2.4.5. Системы регулирования, парораспределения и защиты турбины**

**Описание системы регулирования и защиты.** Турбина снабжена гидравлической системой автоматического регулирования (рис. 2.10). Рабочей жидкостью в системе является масло с давлением 20 кгс/см<sup>2</sup> (изб.). Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов перед частью среднего давления и поворотной диафрагмой, производится *сервомоторами* (10,12,13), которые управляются регулятором скорости (4) и регуляторами давления отборов (16,17).

*Регулятор скорости* предназначен для автоматического поддержания постоянной частоты вращения турбогенератора с неравномерностью не более 4,5 %. Регулятор снабжен *механизмом управления турбиной* (МУТ), который предназначен:

- для зарядки золотников регулятора безопасности (2) и открытия клапана автоматического затвора свежего пара (стопорного клапана), изменения частоты вращения ротора при пуске турбины, причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе;

- поддержания заданной нагрузки генератора или частоты при параллельной работе генератора;
- поддержания частоты при одиночной работе турбогенератора;
- повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности (1).

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена *регулятором (автоматом) безопасности*, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения на 11–12 % выше номинальной, что вызывает закрытие клапана автоматического затвора свежего пара (стопорного клапана), регулирующих клапанов ЦВД и ЧСД и поворотной диафрагмы Т-отбора. То же происходит и при ручном отключении турбины. Обеспечена возможность повторного открытия клапанов при снижении частоты вращения приблизительно до 101 % от номинальной. Регулятор безопасности имеет указатель срабатывания бойков. Дополнительно турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются стопорный клапан, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма турбины.

Нечувствительность системы регулирования во всем диапазоне нагрузок составляет не более 0,3 % от номинальной частоты вращения. В случае отказа в работе центробежных выключателей, при повышении частоты вращения примерно на 14 % сверх номинальной, срабатывает дополнительная защита системы регулирования, которая обеспечивает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов ЦВД, ЧСД и поворотной диафрагмы Т-отбора.

*Регуляторы давления (РД)* производственного и теплофикационного отборов сильфонного типа служат для поддержания заданного давления в камерах отборов. Заданное давление в камере отбора устанавливается натяжением пружины регулятора маховика. Включение в работу и отключение РД производится маховиками натяжения пружин РД (18), расположенными на боковой стенке переднего подшипника.

Турбина снабжена *ограничителем мощности (ОМ)*, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов регулятором скорости; ОМ управляется вручную непосредственно у турбины. В момент ограничения мощности на электрический и тепловой щит автоматически подается световой сигнал «убавить нагрузку» для предотвращения работы турбины на ограничителе мощности. Одновременно подается импульс, препятствующий дистанционному воздействию в сторону увеличения нагрузки («прибавить нагрузку»). Действие ОМ одностороннее, поэтому оно не препятствует закрытию регулирующих клапанов при повышении частоты вращения или снижении нагрузки.

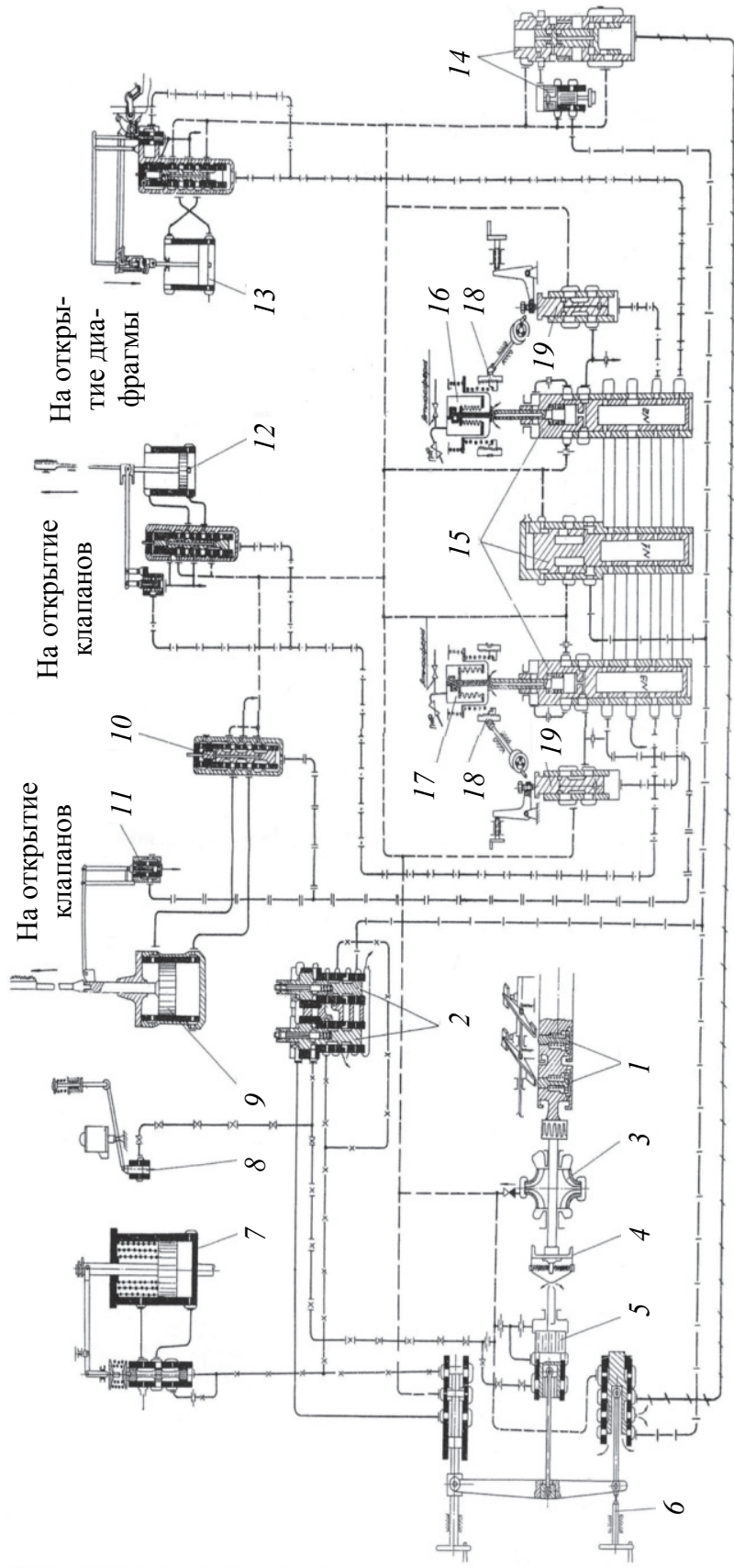


Рис. 2.10. Принципиальная схема регулирования турбины ПТ-60-90/13: 1 – регуляторы безопасности; 2 – золотники регуляторов безопасности; 3 – главный масляный насос; 4 – регулятор скорости; 5 – блок золотников регулятора скорости; 6 – ограничитель мощности; 7 – сервомотор стопорного клапана; 8 – золотник отключения турбины; 9 – сервомотор ЧВД; 10 – отсечный золотник сервомотора ЧВД; 11 – золотник обратной связи сервомотора ЧСД; 12 – сервомотор ЧСД; 13 – сервомотор ЧВД; 14 – дифференциатор; 15 – блок суммирующих золотников; 16 – регулятор давления 10–16 ага; 17 – регулятор давления 0,7–2,5 ага; 18 – датчик давления в камере отбора; 19 – переключатели отбора; — — — — линия силового масла 20 кгс/см<sup>2</sup>; - I - I – импульсная линия регулятора скорости; - / - / – импульсная линия дифференциатора; - II - II – импульсная линия к золотнику сервомотора ЧВД; - I·I - I·I – то же ЧСД; - I·I - I·I – то же ЧВД; - x - x – линия к автоматическому затвору стопорного клапана; - IxI - IxI – линия дополнительной защиты

**Описание системы парораспределения.** Свежий пар поступает к автоматическому стопорному клапану (АСК). Диаметр седла клапана 225 мм. Клапан выполнен с разгрузкой. Он имеет разгрузочный клапан, находящийся внутри основного. Ход разгрузочного клапана – 15 мм. При открытии разгрузочного клапана пар перепускается в полость за основным клапаном. При этом давление за клапаном при закрытых регулирующих клапанах ЦВД повышается до значения, почти равного давлению перед клапаном, и усилие, действующее на чашку основного клапана и необходимое для его открытия, уменьшается. Поэтому при пуске турбины стопорный клапан АСК открывается раньше регулирующих клапанов ЦВД, ЧСД и поворотной диафрагмы ЧНД. От АСК пар по перепускным трубам подается к регуливающим клапанам ЦВД. Из ЦВД пар по перепускным трубам поступает в ЧНД турбины.

Регулирование расхода в производственный отбор производится четырьмя регулируемыми клапанами ЧСД, расположенными непосредственно на цилиндре. Пройдя ЧСД турбины, пар поступает в ЧНД. Расход пара в теплофикационный отбор регулируется поворотной диафрагмой. Диафрагма выполнена с двумя ярусами паровпускных каналов. Открытие ярусов происходит последовательно: сначала открываются каналы внутреннего яруса, затем – наружного. В пределах каждого яруса осуществляется дроссельное регулирование расхода пара за счет изменения проходной площади каналов в теле диафрагмы.

На трубопроводах регулируемых и регенеративных отборов установлены обратные клапаны с сервоприводом, предотвращающие попадание в проточную часть турбины обратного потока пара из соответствующих регулируемых отборов и подогревателей при сбросе нагрузки.

**Принцип действия и работа систем регулирования и парораспределения.** Система регулирования осуществляет открытие регулирующих клапанов турбины в заданной последовательности в соответствии с управляющими воздействиями механизма управления (МУТ), регуляторов скорости (РС) и давления в регулируемых отборах. Кроме того, она обеспечивает быструю остановку турбины при возникновении аварийных нарушений в работе турбины или других элементов турбоустановки.

*Датчик частоты вращения* (регулятор скорости РС) – всережимный, бесшарнирный, с очень малой нечувствительностью.

Регуляторы давления пара в производственном и теплофикационном отборах идентичны по конструкции и состоят из датчика давления сильфонной конструкции и механизма изменения установки регулятора.

*Блок золотников регулятора скорости* (ЗРС) представляет собой золотниковое устройство, предназначенное для усиления сигнала от регулятора скорости, преобразования его и передачи на суммирующий золотник

№ 1. Кроме того, конструктивно в блок ЗРС входит механизм управления турбиной (МУТ), предназначенный для управления системами регулирования и защиты турбины при пуске, синхронизации и изменении нагрузки. Механизм управления может приводиться в действие вручную, непосредственно у турбины, или дистанционно воздействием на его электродвигатель.

*Суммирующие золотники* (рис. 2.10 (15)) представляют собой золотниковое устройство, предназначенное для алгебраического суммирования и преобразования сигналов от регулятора скорости (через блок ЗРС), регуляторов давления производственного и теплофикационного отборов и передачи к сервомоторам ЧВД, ЧСД и ЧНД.

*Дифференциатор* (14) – золотниковое устройство, предназначенное для преобразования сигнала от регулятора скорости (через блок ЗРС) в сигнал, пропорциональный ускорению частоты вращения ротора турбины, усиления его и передачи на суммирующий золотник № 1. Конструкция дифференциатора выполнена таким образом, что частота вращения, при которой возможно срабатывание дифференциатора, зависит от степени открытия сервомотора ЦВД, следовательно, и от нагрузки турбины. Так, при нагрузке 50 % от номинальной срабатывание дифференциатора возможно при частоте вращения выше 101,5 % от номинальной.

*Сервомотор регулирующих клапанов ЦВД (ЧСД)* выполнен двухсторонним с отсечным золотником (10) и гидравлической обратной связью. Сервомотор управляет регулируемыми клапанами ЦВД (ЧСД) через рычажно-кулачковую передачу. Сервомотор оснащен двумя конечными выключателями, один из которых сигнализирует о почти полном закрытии сервомотора, а другой – о почти полном открытии.

*Сервомотор поворотной диафрагмы ЧНД* выполнен двухсторонним с отсечным золотником и гидравлической обратной связью. Сервомотор управляет поворотной диафрагмой через рычажную передачу. Сервомотор оснащен двумя конечными выключателями, один из которых сигнализирует о почти полном закрытии сервомотора, а другой – о почти полном его открытии.

*Ограничитель мощности* выполнен в виде подвижного упора с ручным приводом, воздействующего на блок ЗРС. Ограничитель используется для заранее вводимого ограничения мощности турбины в случае неисправности отдельных элементов блока. Ограничитель мощности оснащен конечным выключателем, сигнализирующим о том, что ограничитель начал работать.

Связи между датчиками частоты вращения и давления, блоком ЗРС, блоком суммирующих золотников и сервомоторами выполнены с помощью гидравлических проточных линий. Управляющие воздействия от механизма управления турбины и механического датчика частоты вращения сумми-

руются в блоке ЗРС и подаются на золотник № 1 блока суммирующих золотников. Золотник № 1 передает управляющее воздействие на сервомоторы регулирующих клапанов ЦВД, ЧСД и поворотной диафрагмы ЧНД. Управляющие воздействия от датчиков давления пара производственного и теплофикационного отбора подаются соответственно на золотники № 2 и № 3 блока суммирующих золотников, а от них – на сервомоторы регулирующих клапанов ЦВД, ЧСД и поворотной диафрагмы ЧНД. Устройство блока суммирующих золотников обеспечивает одновременную передачу управляющих воздействий от каждого из регуляторов на сервомоторы парораспределительных органов ЦВД и ЧСД, ЧНД. При этом гидравлические связи между золотниками №№ 1, 2 и 3 и сервомоторами выполнены таким образом, что изменение одного из регулируемых параметров (мощности или расхода пара) на режимах с регулируемыми отборами не вызывает существенного отклонения других параметров.

**Взаимодействие узлов системы регулирования и парораспределения.** При увеличении частоты вращения ротора муфта регулятора скорости перемещается вправо. Вслед за ней перемещается вправо следящий золотник, который, в свою очередь, перемещает вправо нижний золотник блока ЗРС. При этом увеличивается открытие управляющих окон в буксе нижнего золотника, а также слив масла из-под поршня суммирующего золотника № 1, что вызывает перемещение его вниз. При своем движении вниз суммирующий золотник № 1 увеличивает открытие окон на сливе масла из управляющих линий сервомоторов регулирующих клапанов ЦВД, ЧСД и поворотной диафрагмы ЧНД, что приводит к снижению давления в управляющих линиях и перемещению отсечных золотников сервомоторов вниз. Поршни сервомоторов перемещаются на закрытие, а связанные с ними посредством рычажной передачи золотники обратной связи уменьшают выпуск масла из-под отсечных золотников, восстанавливая постоянное давление в управляющих линиях. Отсечные золотники вновь занимают среднее положение – и движение сервомоторов прекращается. Сервомоторы оказываются в новом установившемся положении, соответствующем новому положению регулятора скорости. При уменьшении частоты вращения процесс регулирования происходит в обратном описанному ранее порядке.

При воздействии на механизм управления турбиной (МУТ) ручную или дистанционно при подаче сигнала на электродвигатель МУТ в сторону «убавить» золотник управления пойдет влево. При этом нижний золотник блока ЗРС, связанный рычагом с золотником управления, пойдет вправо, увеличивая открытие управляющих окон в буксе, тем самым увеличивая слив из управляющей линии. Далее процесс регулирования пойдет так же, как и при увеличении частоты вращения ротора.

При снижении давления в производственном отборе сильфон регулятора давления и суммирующий золотник № 2 перемещаются вверх. При этом прикрываются окна на сливе масла из управляющей линии сервомотора ЦВД, что приводит к его открытию, и открываются окна на сливе масла из управляющих линий сервомоторов ЧСД и ЧНД, что приводит к их закрытию. При снижении давления в теплофикационном отборе сильфон регулятора давления и суммирующий золотник № 3 перемещаются вверх. При этом прикрываются окна на сливе масла из управляющих линий сервомоторов ЦВД и ЧСД, что их открывает, и открываются окна на сливе масла из управляющей линии сервомотора ЧНД, и тогда они прикрываются. При повышении давления в отборе процесс регулирования происходит в обратном порядке.

**Работа системы регулирования при пуске турбины.** Перед пуском механизм управления находится в положении «0» по шкале, механизмы изменения установки регуляторов давления – тоже в положении «0» по шкале, соответствующем конденсационному режиму работы. При этом все сервомоторы закрыты. Поднимают обороты ротора турбины воздействием на механизм управления турбиной (МУТ) дистанционно либо по месту. При воздействии на МУТ в сторону «прибавить» вначале происходит приведение устройства защиты турбины от повышения частоты вращения в рабочее состояние («взвод» и «зарядка» ЗРБ), затем – открытие сервомотора автоматического стопорного клапана и сервомоторов регулирующих органов. При этом в соответствии с характеристиками системы регулирования открытие сервомоторов ЧСД и ЧНД будет опережать открытие сервомотора клапанов ЦВД, что исключает нерасчетное повышение давления в камерах отборов. Во время набора оборотов маслоснабжение системы регулирования и подачу масла на инжекторы системы смазки осуществляют пусковым маслоснасосом ПМН. При достижении частоты вращения 2800–2850 об/мин происходит автоматический переход на маслоснабжение от главного маслоснасоса ГМН, после чего следует отключить ПМН. При частоте вращения ротора 3000 об/мин производится синхронизация генератора воздействием на МУТ. После синхронизации и включения генератора в сеть идет набор нагрузки, исключая работу генератора в моторном режиме. Величину начальной нагрузки после синхронизации определяют исходным тепловым состоянием турбины.

**Работа системы регулирования на конденсационном режиме.** При работе на конденсационном режиме система регулирования управляется либо регулятором скорости при изменении частоты сети, либо вручную (или дистанционно) оператором через МУТ. Регулятор скорости и МУТ через блок ЗРС воздействует на суммирующий золотник №1, изменяя положение сервомоторов ЦВД, ЧСД и ЧНД. В соответствии с характе-

ристиками системы регулирования на конденсационном режиме сервомотор ЧСД полностью открыт, начиная с электрической нагрузки примерно 30 % от номинальной, а сервомотор ЧНД – с 20 %. При работе на конденсационном режиме регуляторы давления производственного и теплофикационного отбора будут на своих нижних упорах (механизм изменения установки в положении «0» по шкале). При этом суммирующие золотники № 2 и 3 будут в положении соответственно 1,1 и 1,45 мм от своих нижних упоров и не оказывают влияния на работу системы регулирования.

Рассмотрим работу системы регулирования, например, при увеличении расхода в производственный отбор. При увеличении расхода снижается давление в отборе, а суммирующий золотник № 2 перемещается вверх, что приводит к открытию сервомотора ЦВД и прикрытию сервомоторов ЧСД и ЧНД. При прикрытии сервомотора ЧСД уменьшается расход в отсек среднего давления турбины и увеличивается расход пара в производственный отбор, однако снижения расхода пара в теплофикационный отбор не происходит за счет того, что прикрывается сервомотор ЧНД, уменьшающий расход пара в отсек низкого давления турбины. Из-за уменьшения расхода в отсеки низкого и среднего давления должна была бы снизиться мощность, однако это снижение мощности компенсируется увеличением расхода пара в отсек высокого давления турбины благодаря открытию сервомотора ЦВД.

**Система защиты турбины от разгона. Общие положения.** Турбина снабжена гидромеханическими устройствами защиты, которые предотвращают недопустимое повышение частоты вращения ротора, прекращая подачу свежего пара в турбину. Для повышения надежности системы защиты от разгона все ее основные элементы продублированы, причем воздействие осуществляется одновременно и независимо по каждому из каналов. Кроме того, система защиты воздействует как на исполнительный орган системы защиты (сервомотор клапана автоматического затвора), так и на исполнительные органы системы регулирования. Для основных элементов системы защиты предусмотрена проверка их работоспособности или расхаживание при работе турбины под нагрузкой.

**Устройство гидравлических узлов системы защиты от разгона.** Защита турбины от разгона осуществляется автоматом безопасности, который имеет два независимых астатических центробежных выключателя бойкового типа. Центробежные выключатели срабатывают при повышении частоты вращения на 11–12 % сверх номинальной. Центробежные выключатели возвращаются в исходное состояние при частоте вращения 102 % от номинальной. Действие центробежных выключателей дублируется дополнительной защитой, срабатывающей при достижении частоты вращения 114 % от номинальной.



Дополнительная защита выполнена в блоке золотников регулятора скорости. Система защиты турбины снабжена двумя электромагнитными выключателями, срабатывающими при действии тепломеханических защит турбоустановки, а также при ручном воздействии на кнопку выключения турбины. Золотники автомата безопасности представляют собой астатическое двухзолотниковое устройство, предназначенное для суммирования воздействия от центробежных выключателей автомата безопасности, дополнительной защиты и электромагнитного выключателя, преобразования его и передачи к сервомотору клапана автоматического затвора и сервомоторам регулирующих органов ЦВД, ЧСД и ЧНД.

Конструкция золотников регулятора безопасности выполнена таким образом, что срабатывание любого из центробежных выключателей регулятора безопасности, воздействующего на один из золотников, или электромагнитного выключателя, приводит к срабатыванию обоих золотников. Сервомотор клапана автоматического затвора выполнен односторонним, с отсечным золотником и рычажной обратной связью. Закрытие сервомотора происходит под действием пружин, а открытие – под действием давления масла. Все связи между устройствами защиты выполнены с помощью гидравлических линий. Исключение составляет связь между центробежными выключателями и золотниками автомата безопасности, которая выполнена механической через рычаги.

**Взаимодействие гидравлических узлов системы защиты от разгона.** При достижении частоты вращения ротора 111–112 % от номинальной происходит срабатывание центробежных выключателей автомата безопасности, которые через рычаги регулятора безопасности вызывают срабатывание золотников регулятора безопасности, подающих управляющее воздействие на закрытие сервомотора клапана автоматического затвора и через золотник № 1 блока суммирующих золотников – на закрытие сервомоторов регулирующих органов ЦВД, ЧСД и ЧНД.

При достижении частоты вращения ротора 114 % от номинальной перемещение следящего золотника блока ЗРС приводит к падению давления в линии дополнительной защиты, что приводит к срабатыванию ЗРБ. Дальнейшее взаимодействие узлов регулирования происходит так же, как при срабатывании центробежных выключателей автомата безопасности. При срабатывании любой из тепломеханических защит турбины или генератора или при ручном воздействии на кнопку выключения турбины срабатывает электромагнитный выключатель, что приводит к падению давления масла в линии дополнительной защиты и срабатыванию ЗРБ. Дальнейшее взаимодействие узлов регулирования происходит аналогично описанному выше. Критерии и пределы безопасного состояния и режима работы турбины представлены в табл. П5 прил. 8.

### 2.4.6. Комплектующее оборудование

В табл. 2.5 приведено комплектующее оборудование турбоустановки с указанием обозначений в тепловой схеме и типоразмера.

Таблица 2.5

Комплектующее теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмер
Конденсатор	К	50 КЦС-4
Подогреватели низкого давления	ПНД-2	ПН-130-6
	ПНД-3	ПН-130-6
	ПНД-4	ПН-130-6
Деаэратор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21-3
	ПВД-2	ПВ-350-230-36-1
Подогреватели сетевой воды	ОБ	ПСВ-500-3-23
	ПБ	ПСВ-500-3-23
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	МО	МП-65
Пусковой маслонасос	ПМН	8МС-7х8
Аварийный и резервный маслонасосы	АМН, РМН	4НДв
Конденсатный насос	КН	8КсД-5×3
Сливные (дренажные) насосы	СлН, ДН	3КС-6, 4КС-8
Питательные насосы	ПЭН	ПЭН-450-120
Основные эжекторы	ОЭ	ЭП-3-600-4
Пусковой эжектор	ЭП	ЭП-1-600-3

В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;
- бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;
- регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;
- установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;
- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;
- конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

### ***Контрольные вопросы и задания***

1. Какова цель тепловых испытаний паротурбинных установок?
2. Опишите порядок выполнения тепловых испытаний.
3. Опишите основные правила техники безопасности при выполнении тепловых испытаний паротурбинных установок, вредные и опасные факторы, средства индивидуальной защиты.
4. Что является объектом испытаний паротурбинных установок?
5. Что включает в себя краткое описание турбины?
6. Что включает проточная часть высокого давления?
7. Что включает проточная часть среднего давления?
8. Что включает проточная часть низкого давления?
9. Что представляют собой роторы ЦВД?
10. Что представляют собой роторы ЦНД?
11. Где располагается фикс-пункт?
12. Сколько и какие подшипники устанавливаются на турбине?
13. Какие механизмы расположены в корпусе переднего подшипника высокого давления?
14. Какие элементы включает конденсационная установка турбины?
15. Сколько и какие регулирующие отборы могут иметь турбины?
16. Какими регуляторами и защитными устройствами снабжаются турбины?
17. Для чего необходим регулятор скорости?
18. Для каких целей служит МУТ?
19. Для чего необходим ограничитель мощности?
20. Что обеспечивает реле осевого сдвига?
21. Для чего необходимо вакуум-реле?
22. Для чего служат обратные клапаны?
23. Опишите тепловые схемы турбин.
24. Опишите принцип работы тепловой схемы турбины.
25. Каково назначение ПВД?
26. Каково назначение ПНД?
27. Каково назначение деаэратора?
28. Каково назначение конденсатора?
29. Какие насосы используются в тепловой схеме турбины?
30. Чем определяется количество нерегулируемых отборов турбины?
31. Опишите способы регулирования на турбинах.
32. Где расположен главный масляный насос? Какова его функция?
33. Опишите систему маслоснабжения турбины.
34. Где расположен и для чего служит масляный инжектор?
35. Для чего нужен пусковой масляный насос?
36. Для чего нужен резервный масляный насос?

37. Для чего нужен аварийный масляный насос?
38. Каково назначение эксгаустеров в системе маслоснабжения? Чем определяется их количество?
39. Кратко опишите систему регулирования и защиты турбины.
40. Для чего предназначен регулятор давления?
41. Чем снабжена турбина для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения ротора?
42. Кратко опишите систему парораспределения.
43. Что такое АСК?
44. Что из себя представляет блок золотников регуляторов скорости?
45. Что из себя представляют суммирующие золотники?
46. Для чего предназначен дифференциатор?
47. Каким образом выполнен сервомотор регулирующих клапанов ЦВД?
48. Каким образом выполнен сервомотор поворотной диафрагмы?
49. Опишите устройство гидравлических узлов системы защиты от разгона.
50. Каким образом выполнена конструкция золотников регулятора безопасности?
51. Какое комплектующее оборудование турбин вы знаете?
52. Опишите порядок проведения испытаний.
53. Что в себя включает журнал наблюдений?
54. Каково построение процесса расширения пара в регулирующей ступени?
55. Что из себя представляет диаграмма парораспределения ЦВД турбины?
56. Каким образом вычисляется относительно внутренний КПД?
57. От чего зависит внутренняя мощность ступени, отсека, турбины?
58. Каково построение процесса расширения пара в турбине?
59. Опишите располагаемый процесс расширения, действительный процесс расширения. В чем их отличие?
60. Из каких теплоперепадов складывается теплоперепад всей турбины?
61. Каковы основные потери энергии в ступенях?
62. Каким образом определяется удельный расход пара на турбину?
63. Объясните понятия «свежий пар», «перегретый пар», «влажный пар», «мятый пар», «сухой пар».
64. От чего зависит удельный расход тепла на производство электроэнергии?
65. По какому показателю оценивают экономичность работы турбины?
66. От чего зависит расход тепла на выработку электроэнергии?

67. Опишите конструктивные особенности турбин с регулируемым отбором пара. Почему в них необходимо всегда пропускать минимальный расход через часть низкого давления?

68. Как организуются тепловые расширения цилиндров турбины?

69. Температуру каких участков турбины необходимо контролировать в процессе пуска и нагружения? С какой целью организуется обогрев фланцев и шпилек?

70. Назовите конструкции насадных, цельнокованых и сварных роторов. Укажите области их применения. Опишите технологию установки дисков на валу, типы применяемых шпонок. Сформулируйте определение освобождающего числа оборотов. Каково назначение центрального сверления в цельнокованом роторе?

71. Опишите принцип действия опорных и упорных подшипников турбины. Какова роль баббитовой заливки в опорном и упорном подшипниках?

72. Опишите назначение валоповоротного устройства, его конструкцию, работу.

73. Опишите способы снижения осевого усилия на упорный подшипник турбины.

74. Опишите действие автоматической защиты турбины от превышения числа оборотов, осевого сдвига, падения давления масла.

75. Опишите схему и принцип действия трехступенчатого парового эжектора.

76. Опишите типы хвостовиков рабочих лопаток, типы и назначение бандажей.

77. Что такое «выбег ротора»?

78. Опишите, используя чертеж, конструкцию турбины.

79. Опишите принципиальную тепловую схему турбины.

80. Прокомментируйте диаграмму режимов турбины.

81. Изобразите и прокомментируйте процесс расширения турбины *h-S*-диаграмме.

82. Опишите конструкцию и назначение обратных клапанов.

83. Каково назначение всех насосов, используемых в тепловой схеме турбины?

84. Опишите назначение всех теплообменников, используемых в тепловой схеме турбины, конструкцию любого теплообменника.

85. Перечислите комплектующее оборудование турбоустановки с обозначением в тепловой схеме и с указанием типоразмеров.

86. Назовите классификацию паровых турбин.

87. Перечислите номинальные параметры турбин с указанием их точек контроля на принципиальной тепловой схеме.

---

---

### 3. ТЕПЛОВЫЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ: ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЙ ОБОРУДОВАНИЯ ТИПЭС

#### 3.1. Тепловые испытания паротурбинных установок. Показатели экономичности ТИПЭС

Теплофикация – одно из направлений развития современной теплоэнергетики. Эффективность теплофикации определяется экономией топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла по сравнению с производством такого количества и такого же качества электроэнергии и тепла в раздельном производстве.

Фактический уровень экономичности турбоустановок, определение которого является основной целью проведения испытания, характеризуется в зависимости от ее типа следующими показателями: удельными расходами теплоты на выработку электроэнергии, пара на выработку электроэнергии, или удельными расходами теплоты и пара, а также удельной выработкой электроэнергии на тепловом потреблении. Рассмотрим отдельно каждый из указанных показателей и проведем анализ целесообразности их применения для турбин различных типов [21].

*Удельный расход теплоты.* Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч), для турбин конденсационного типа без регулируемых отборов

$$q_T = \frac{Q_0}{N_T + N_i^{ТП}} \cdot 10^3,$$

где  $Q_0$  – общее количество теплоты, подведенное к рабочему телу в котле;  $N_T$  – электрическая мощность на зажимах генератора;  $N_i^{ТП}$  – внутренняя мощность турбопривода питательного насоса или воздухоподогревателя, на который подается пар от данной турбины.

Для турбин с регулируемыми отборами (или с противодавлением) удельный расход теплоты

$$q_T = \frac{Q_0 - Q_{отп}}{N_T + N_i^{ТП}} \cdot 10^3,$$

где  $Q_{отп}$  – отпуск теплоты в регулируемые отборы или в противодавление.

Удельный расход теплоты можно определить также из уравнения «обратного» теплового баланса, то есть через тепловые потери цикла

$$q_T = 3600 + \frac{3600 \Sigma \Delta N_{Ta}}{N_T} + \frac{\Delta Q_{\text{кон}}}{N_T} \cdot 10^3 + \frac{\Delta Q_{\text{пр}}}{N_T} \cdot 10^3,$$

где  $\Sigma \Delta N_{Ta}$  – суммарные электромеханические потери турбоагрегата;  $\Delta Q_{\text{кон}}$  – потери теплоты с циркуляционной водой в конденсаторе;  $\Delta Q_{\text{пр}}$  – прочие тепловые потери.

Как показывает анализ формулы, для турбин с противодавлением и турбин с регулируемым отбором при использовании теплоты отработавшего пара в режимах теплового графика относительные потери в конденсаторе ( $\Delta Q_{\text{кон}}/N_T$ ) становятся равными нулю. И в этом случае удельный расход теплоты будет зависеть лишь от суммарных потерь турбоагрегата и прочих тепловых потерь, не характеризуя общую экономичность. При работе турбин с отбором по электрическому графику, то есть с потерями теплоты в конденсаторе, относительная величина последних может изменяться в широких пределах в зависимости от соотношения мощностей, развиваемых потоками пара в конденсатор и в регулируемый отбор. Следовательно, для турбин с регулируемым отбором пара удельный расход теплоты зависит не столько от совершенства турбины, сколько от соотношения режимных факторов, и поэтому не может быть выбран в качестве основного показателя экономичности.

Кроме того, для турбин конденсационного типа без регулируемых отборов удельный расход теплоты при неизменной электрической мощности зависит лишь от потерь в конденсаторе, которые определяют совершенством цикла турбинной установки, и поэтому однозначно характеризует ее экономичность. Преимуществом этого показателя еще будет возможность с его помощью непосредственно перейти к удельному расходу топлива на выработанную электроэнергию и, значит, проводить расчеты сравнительной эффективности при реализации разного рода реконструктивных мероприятий.

Величиной, обратной удельному расходу теплоты, является *абсолютный электрический КПД* турбинной установки

$$\eta_{\text{э}} = 3600/q_T.$$

Как и удельный расход теплоты, абсолютный электрический КПД характеризует степень совершенства процесса преобразования теплоты, подводимой в котел, в электрическую энергию и зависит от следующих факторов:

- потерь, характерных для цикла идеальной турбоустановки и определяемых ее термическим КПД (без учета работы питательного насоса)

$\eta_t = \frac{h_0 - h_{20}}{h_0 - h_{\text{пит}}}$ , где  $h_0 - h_{20} = H_0$  – располагаемый теплоперепад турбины, рассчитываемый по разности энтальпий свежего пара и пара в конце процесса изоэнтропного расширения (для турбины без промежуточного перегрева);  $h_0 - h_{\text{пит}}$  – удельная теплота, подведенная к 1 кг рабочего тела в котле, равная разности энтальпий свежего пара и питательной воды;

- потерь в проточной части турбины, характеризуемых внутренним относительным КПД  $\eta_{oi}$ , определяемым как отношение использованного теплоперепада турбины к располагаемому ( $H_i/H_0$ );

- механических и электрических потерь турбоагрегата  $\eta_m$  и  $\eta_{\text{ЭГ}}$ , или суммарных электромеханических потерь  $\Sigma \Delta N_{\text{та}}$ .

Таким образом, абсолютный электрический КПД турбинной установки может быть представлен в виде

$$\eta_{\text{э}} = \eta_t \cdot \eta_{oi} \cdot \eta_m \cdot \eta_{\text{ЭГ}}$$

Хотя абсолютный электрический КПД и является обратной величиной удельного расхода теплоты, но он практически не используется в качестве критерия уровня экономичности.

Для оценки экономичности турбоустановок с противодавлением и/или регулируемым отбором пара используют два показателя: удельный расход пара и удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении. Рассмотрим каждый из этих показателей отдельно.

*Удельный расход пара.* Удельный расход пара (кг/(кВт·ч))

$$d_T = G_0/N_T,$$

где  $G_0$  – расход свежего пара.

Удельный расход пара характеризует экономичность турбоустановок при заданных электрической мощности и расходе пара (теплоты) в регулируемые отборы. Хотя этот показатель и привлекает своей простотой, однако он имеет существенные недостатки: с его помощью без дополнительных данных и расчетов нельзя непосредственно перейти к расходу топлива, что весьма важно для работников электростанций, по этому показателю нельзя без дополнительных условий сравнивать между собой уровни экономичности однотипных турбин с регулируемым отбором пара, так как его значение при заданном расходе свежего пара или электрической мощности зависит от расхода в отбор и давления в нем (или противодавления); сравнение экономичности однотипных турбин по этому показателю при различающихся температурах конечного подогрева питательной воды некорректно и дает искаженный результат. Например, при повышенной температуре и постоянном расходе свежего пара электрическая мощность турбины будет понижена, а следовательно, удельный расход пара увеличен, в то время как в действительности экономичность турбоустановки (по удельному расходу теплоты) повышается.



Но несмотря на перечисленные недостатки, благодаря относительной простоте определения данного показателя при фиксированных режимных условиях его продолжают использовать в качестве гарантийного для турбин с регулируемыми отборами и с противодавлением.

**Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.** В некоторых случаях для характеристики уровня экономичности турбин с регулируемым отбором пара и противодавлением используют удельный расход пара, однако, учитывая его недостатки, предпочтительнее применять такой показатель, как удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении (кВт·ч/ГДж)

$$W_{\text{тф}} = \frac{N_{\text{тф}}}{Q_{\text{отп}}} \cdot 10^3,$$

где  $N_{\text{тф}}$  – полная мощность, развиваемая потоком пара регулируемого отбора или противодавления с учетом мощности, развиваемой потоками пара на регенеративные подогреватели, предназначенными для подогрева возврата конденсата потребляемого пара;  $Q_{\text{отп}}$  – отпуск теплоты потребителю.

Как видно из формулы, удельная выработка электроэнергии при неизменном отпуске теплоты определяется мощностью  $N_{\text{тф}}$ , то есть зависит в первую очередь от располагаемого теплоперепада группы ступеней, предшествующих отбору, определяемого параметрами до и после группы и ее внутренним КПД. Таким образом это показывает совершенство цикла турбоустановки и ее проточной части в режимах теплового графика, однако при режимах с отбором пара и конденсационным пропуском удельная выработка электроэнергии характеризует лишь экономичность потока регулируемого отбора и не определяет эффективность турбоустановки в целом.

Из сказанного понятно, что показатели общей экономичности, однозначно характеризующие уровень турбоустановок и используемые для сравнения их между собой без дополнительных режимных условий, существуют лишь для конденсационных турбин (удельный расход теплоты) и турбин с противодавлением (удельная выработка электроэнергии).

Для определения уровня экономичности турбин с регулируемыми отборами пара при фиксированных режимных условиях могут применяться, по необходимости, любые из перечисленных показателей или их сочетание.

Как указывалось выше, основная задача испытания – определение общих показателей экономичности, однако для их последующего анализа должны определяться также показатели, характеризующие эффективность отдельных узлов и элементов турбинной установки. Такими показателями, в частности, являются внутренние относительные КПД цилиндров (отсеков) турбины, температурные напоры сетевых и регенеративных подогревателей и конденсатора, давление в камерах отборов, протечки пара по концевым уплотнениям и т. д.

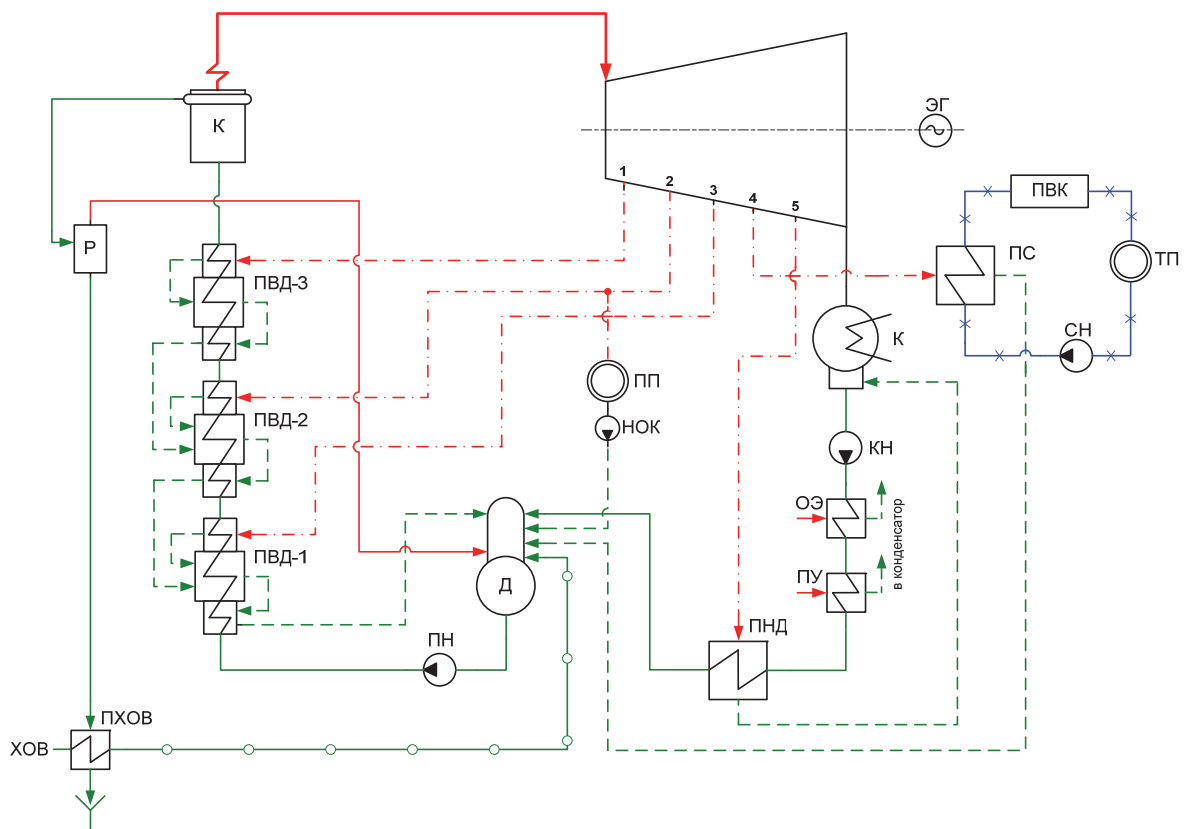


Рис. 3.1. Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-25-90/10

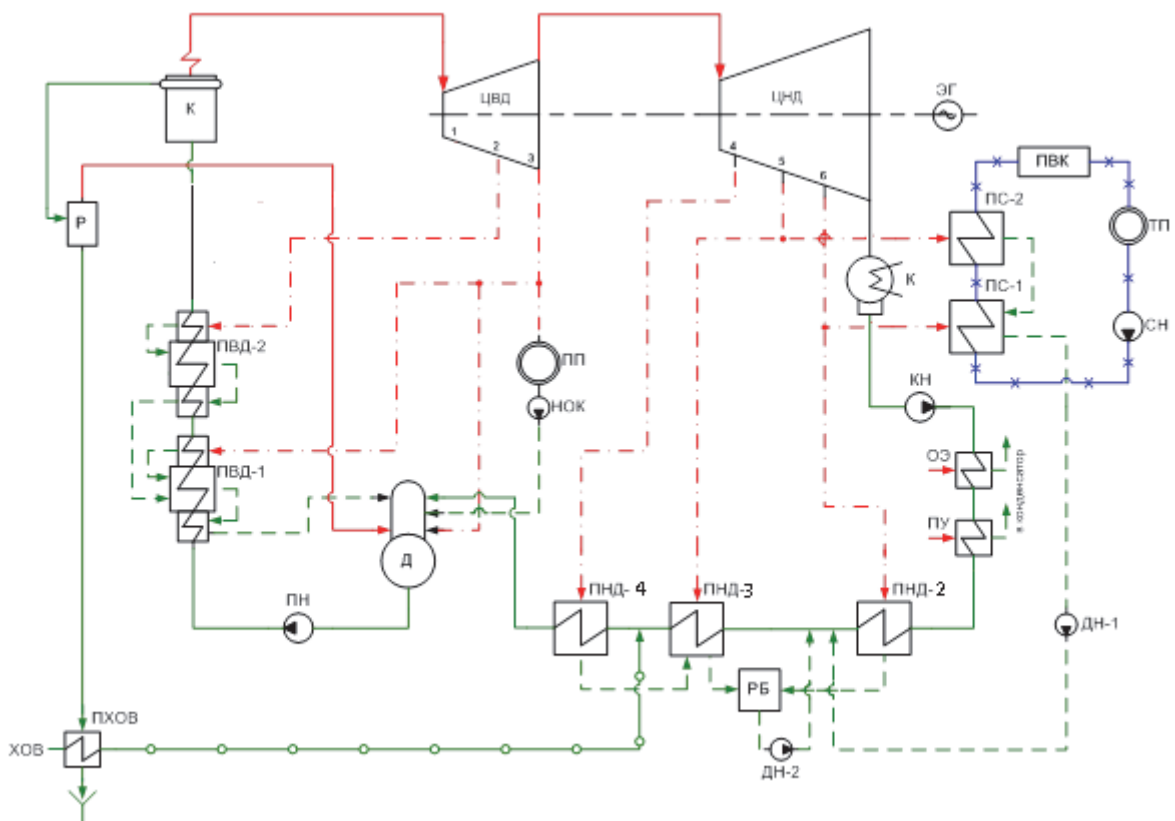


Рис. 3.2. Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-60-90/13

Значит, объектом испытания для получения всей необходимой информации будет турбоустановка, в состав которой входят турбина с конденсатором и вспомогательным оборудованием, генератор с возбудителем и тепловая схема с регенеративными и сетевыми подогревателями, деаэратором, механизмы с турбоприводом, питающимся паром от данной турбины, сепаратор-пароперегреватель (для влажнопаровых турбин) и др.

Существует несколько методов расчета технико-экономических показателей, например: балансовый «физический», эксергетический, разработанный ОАО «Фирма ОРГРЭС», метод расчета по недоотпущенной электроэнергии, метод расчета, использующий тепловую ценность отборного пара, и др.

Долгое время в советской и затем российской энергетике официальным считался балансовый «физический» метод расчета показателей эффективности ТЭЦ. С января 1996 года Минтопэнерго РФ и РАО «ЕЭС России» перестали использовать «физический» метод как официальную методику для расчета экономических показателей ТЭЦ и приняли новую, разработанную ОАО «Фирма ОРГРЭС». Она утверждена в качестве официальной при составлении отчетности по тепловой экономичности работы оборудования ТЭС. Порядок расчета удельных показателей ТЭЦ по этой методике упрощенно приведен в разделе 3.3.

Тепловые испытания включают в себя снятие показателей со щита управления работающей турбины и теплофикационной установки, расчет ТЭП, коэффициента теплопередачи сетевого подогревателя, а также гидравлического сопротивления участка трубопровода.

Перед проведением испытаний работник должен изучить тепловую схему турбоустановки (см. примеры на рис. 3.1 – ПТ-25-90/10 и рис. 3.2 – ПТ-60-90/13).

Непосредственно на рабочем месте изучают тракты основного конденсата, питательной воды, подвод к турбине пара, систему регулирования, маслосистему, уплотнения вала турбины, циркуляционные водоводы, систему отсоса воздуха из конденсатора, а также детально схему трубопроводов в конденсационном помещении, количество и тип регенеративных подогревателей, арматуру трубопроводов (задвижки, вентили, обратные и регулирующие клапаны), их крепление, изоляцию и окраску.

### **3.2. Составление описания объекта испытаний**

Объектом испытаний и определения ТЭП является теплотехническое оборудование Красноярской ТЭЦ-1. Теплоэлектроцентраль снабжает теплом более 400 тыс. жителей правобережья г. Красноярска, обеспечивает

паром крупные промышленные предприятия, вырабатывает и отпускает в сеть электрическую энергию.

Строительство Красноярской ТЭЦ-1 осуществлялось в семь очередей, начиная с 1941 года. В настоящее время на ТЭЦ-1 установлено 17 котлов и 10 турбин (котлы ст. №№ 1–3 и турбины № 1, 2 выведены из эксплуатации). На ТЭЦ-1 имеются две группы оборудования с давлением 100 и 140 кгс/см<sup>2</sup>. В группу оборудования давлением 100 кгс/см<sup>2</sup> входят котлы 13хПК-10Ш(-2) ст. №№ 4–16 и турбины 4хПТ-25-90/10 ст. №№ 3–6, 2хПТ-60-90/13 ст. №№ 7, 8, 1хПТ-65-90/13 ст. № 9 и 1хР-85-8,8/0,2 ст. № 10. В группу оборудования с давлением 140 кгс/см<sup>2</sup> входят котлы 4хБКЗ-270(320)-140 ПТ-2(5) ст. №№ 17–20 и турбины 2хР-57(100)-130/15 ст. №№ 11, 12.

Основное топливо – уголь Бородинского месторождения Канско-Ачинского бассейна марки 2БР с калорийностью 3825 ккал/кг. Установленная электрическая мощность Красноярской ТЭЦ-1 составляет 486 МВт, тепловая мощность отборов турбин – 1475 Гкал/ч. Состав генерирующего оборудования приведен в табл. 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1

**Котлоагрегаты Красноярской ТЭЦ-1**

№ п/п	Тип котлоагрегата, количество	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Давление перегретого пара	Температура перегретого пара
1	ПК-10Ш, 4 ед.	ЗиО	1952–1955	100	510
2	ПК-10Ш-2, 9 ед.	ЗиО	1957–1967	100	540
3	БКЗ-270(320)-140 ПТ-2, 2 ед.	БКЗ	1971–1972	140	550
4	БКЗ-270(320)-140 ПТ-5, 2 ед.	БКЗ	1974–1975	140	550

Таблица 3.2

**Турбоагрегаты Красноярской ТЭЦ-1**

№ п/п	Тип турбоагрегата, количество	Завод-изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Давление свежего пара	Температура свежего пара
1	ПТ-25-90/10, 2 ед.	ЛМЗ	1973, 1990	90	500
2	ПТ-25-90/10, 2 ед.	УТМЗ	1990, 1991	90	500
3	ПТ-60-90/13, 2 ед.	ЛМЗ	1958, 1959	90	535
4	ПТ-65/75-90/13, 1 ед.	ЛМЗ	1997	90	535
5	Р-85-8,8/0,2, 1 ед.	ЛМЗ	2003	90	535
6	Р-57(100)-130/15, 2 ед.	УТМЗ	1972, 1973	130	555

Компоновка главного корпуса разомкнутая. Система технического водоснабжения – прямоточная из р. Енисей. Станция имеет три ввода топ-

ливоподачи с угольного склада, проектной емкостью 280 тыс. т н. т. и фактически достигнутой – до 350 тыс. т н. т.

Два корпуса химводоочистки дают 1300 т/ч воды для подпитки котлов. Распределительное устройство состоит из ОРУ-110 кВ, ГРУ-6кВ и 0,4 кВ.

Отпуск тепловой энергии осуществляется по паровым выводам, а обеспечение потребителей производится без связи с другими энергоисточниками. Потребители, подключенные к коллекторам пара ТЭЦ-1, получают его согласно договору в соответствии с установленными параметрами по давлению и температуре. Температуру сетевой воды на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение поддерживают по температурному графику в зависимости от температуры наружного воздуха.

### 3.2.1. Тепловая схема

Перегретый пар с котлов ст. №№ 4–16 поступает в коллектор 100 кгс/см<sup>2</sup>, с котлов ст. №№ 17–20 – в коллектор 140 кгс/см<sup>2</sup>, с которых потом распределяется по турбинам (рис. 3.3). Также турбины с котлами могут работать по блочной схеме. Коллекторы острого пара 100 кгс/см<sup>2</sup> и 140 кгс/см<sup>2</sup> соединяются через редуционно-охладительную установку РОУ 140/100.

Отработанный пар поступает в отборы турбин, конденсатор турбины (или в коллекторы в противодавленческих турбинах) с давлением пара 8–13 кгс/см<sup>2</sup> (турбины ст. №№ 11, 12), с турбин ст. №№ 3–9 на коллекторы 8–13 кгс/см<sup>2</sup> и 1,2 кгс/см<sup>2</sup>. В конденсаторе турбины происходит конденсация пара за счет охлаждения циркуляционной водой. В конденсаторах турбин ст. №№ 3–5 подогревается исходная вода для подачи в химцех и последующей подпитки котлов и теплосети. Из регулируемых отборов турбин пар поступает в коллекторы 8–13 кгс/см<sup>2</sup>, 1,2–2,5 кгс/см<sup>2</sup>.

Из коллектора 1,2–2,5 кгс/см<sup>2</sup> пар идет в подогреватели (сетевой, обессоленной, частично умягченной, технологической воды), на деаэраторы питательной воды (деаэраторы высокого давления ДВД и деаэраторы повышенного давления ДПД) и подпитки теплосети (ПД).

Из коллектора 8–13 кгс/см<sup>2</sup> пар поступает на производственные нужды близлежащих предприятий, часть идет на пиковые подогреватели (ПБ) сетевой воды и в систему регенеративного подогрева. Из подогревателей конденсат пара откачивается на деаэраторы. Предприятия возвращают часть конденсата пара, и он собирается в баках возврата конденсата. Конденсат, возвращенный от предприятий, и часть конденсата, собранного в котельном и турбинном цехе, направляется на установки очистки конденсата в химический цех, откуда после очистки поступает в турбинный цех на деаэраторы.



### 3.2.2. Электрическая схема

Для связи генераторов с энергосистемой и потребителями предусмотрены распределительные устройства. Это открытое распределительное устройство (ОРУ) 110 кВ с первой, второй и обходной системами шин. Связь с энергосистемой и потребителями осуществляется по 12 линиям электропередач. Турбогенераторы ст. №№ 3, 4, 6 работают на генераторное распределительное устройство (ГРУ) и через трансформаторы связаны с ОРУ 110 кВ.

Турбогенератор ст. № 4 по нормальной схеме работает на 2СШ ОРУ 110 кВ, а в случае ремонтных работ или специальных режимов его переключают на ГРУ 6 кВ [24].

Турбогенераторы ст. №№ 4, 5, 7–12 работают через повышающие трансформаторы на ОРУ 110 кВ; кроме того, имеются отпайки от генераторов ст. №№ 7–12. Питание собственных нужд осуществляется через отпаечные трансформаторы распределительного устройства (КРУ) собственных нужд. От генератора ст. № 4 отпайка на КРУ выполнена без трансформатора. В нормальном положении каждое присоединение работает на одну из систем шин. На первую систему шин – линии и блоки «генератор-трансформатор» с нечетными номерами (исключая трансформатор связи ст. № 3). На вторую систему шин – линии и блоки «генератор-трансформатор» с четными номерами и трансформатор связи ст. № 3.

**Генераторное распределительное устройство собственных нужд (ГРУ).** ГРУ имеет три секции рабочей системы шин и трансферную систему, общую на три секции. Вторая секция рабочей системы шин питается от генератора ст. № 3 и 4; третья секция – от генератора ст. № 6; она связана с ОРУ 110 кВ через трансформатор связи (ТЗС).

Связь между секциями № 1 и 2 – через секционный реактор № 1; между секциями № 2 и 3 – через секционный реактор № 2. Нормально выключатели секционных реакторов включены. Каждая секция рабочей системы шин связана с трансфертной системой через междушинный выключатель. Нормально выключатель отключен.

**Распределительное устройство собственных нужд (РУСН).** С первой по седьмую секций РУСН питают электродвигатели 6 кВ котлов ст. № 1–7 (каждый от своей секции) и часть электродвигателей 6 кВ других цехов, а также некоторые трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ. С первой секции ГРУ питаются первая и третья секции РУСН; со второй – четвертая, пятая секции РУСН; с третьей – вторая, шестая и седьмая секции РУСН.

Каждая секция РУСН имеет свою рабочую и трансферную (резервную) систему шин. Между трансферной и рабочей системой шин связь осуществляется через междушинный выключатель. В нормальном режиме

выключатель отключен. Трансферная система шин в нормальном режиме разомкнута через отключенный выключатель между третьей и четвертой секциями РУСН. Секции РУСН резервируются резервными фидерами № 1 и 2.

Резервный фидер № 1 запитан со второй секции ГРУ и подает напряжение на трансферную систему шин первой секции РУСН. Резервный фидер № 2 запитан от отпайки турбогенератора ст. № 5 и подает напряжение на трансферную систему шин пятой секции РУСН.

### 3.2.3. Топливоснабжение

Топливо поступает на Красноярскую ТЭЦ-1 с Бородинского разреза. Закупка производится централизованно, через Красноярский филиал ООО СГК. Доставка вагонов на вагоноопрокидыватели и разгрузка железнодорожных вагонов с топливом осуществляются на договорных началах силами и средствами предприятия промышленного железнодорожного транспорта (ППЖТ).

ОАО «Восток-Сибпромтранс» имеет в своем распоряжении железнодорожное хозяйство, три вагоноопрокидывателя, подъездные железнодорожные пути, примыкающие к вагоноопрокидывателям. Выгрузка топлива, укладка и хранение его на складе, а также подача топлива со склада на тракт топливоподачи полностью механизированы машинами непрерывного действия: кранами-перегрузчиками, бульдозерами, укатчиками.

Уголь выбирается грейфером краном-перегрузчиком (К/П) № 2 или № 3 из вагонов, установленных на железнодорожные пути №13, и транспортируется на угольный склад. При необходимости уголь со склада грейфером К/П № 2 или № 3 может транспортироваться в бункер, установленный на гибкой опоре. Из бункера К/П № 2 или № 3 уголь питателем подается на ленточный конвейер ст. №№ 8, 15, смонтированный в помещении вдоль ездового пути кранов-перегрузчиков № 2 и 3. Ленточными конвейерами ст. №№ 8, 15 уголь подается на ленточные конвейеры ст. №№ 3, 10, а далее (по установленной схеме работы механизмов топливоподачи) – в бункеры котельного цеха.

В случае необходимости можно использовать К/П № 2 или № 3 для погрузки угля со склада в вагоны, установленные на железнодорожные пути № 13.

Топливный тракт цеха топливоподачи имеет три ввода, обеспечивающих топливом бункеры сырого угля котлов соответственно ст. №№ 4–8, 9–16 и 17–20. Кроме того, топливоподача № 2 может при необходимости подавать топливо с конвейера № 14А на конвейер № 23Б для заполнения бункеров котлов ст. №№ 17–20.



### 3.2.4. Водоснабжение

На ТЭЦ-1 сконструированы две береговые насосные станции: № 1 и 2. Вода из реки Енисей насосами подается по пяти трассам в напорные коллекторы станции №№ 1, 2 и 3, откуда поступает на охлаждение конденсаторов турбин ст. №№ 3–9 и сливается в сливные коллекторы, с которых поступает в закрытый сливной канал № 1 и 2; подогретая в конденсаторах турбин ст. №№ 3–5 вода подается на всас насосов сырой воды (НСВ) №№ 5, 6, 8–11, 8А; насосы сырой воды подают воду на коллекторы сырой воды в химический цех на третью–седьмую очереди для химической обработки. Конденсаторы турбин ст. №№ 3, 4, 5 используются для подогрева сырой воды и могут работать по четырехходовой схеме. Подогретая в конденсаторах турбин ст. №№ 3, 4, 5 вода с температурой 25–28 °С поступает на всас насосов сырой воды, а затем на химводоочистку (ХВО).

На насосы сырой воды (НСВ) № 5, 6 может быть подана циркуляционная вода из напорных коллекторов 1, 2. Химически обессоленная вода на 5–7 очередях ХВО из баков аккумуляторов обессоленной воды насосами подается по трем коллекторам в турбинный цех. Часть обессоленной воды подогревается в подогревателях обессоленной воды (ПОВ) и подается в деаэраторы ст. №№ 1, 2, 4–10, а другая часть направляется в паровое пространство конденсаторов турбин ст. №№ 3–9, откуда вместе с основным конденсатом откачивается конденсатными насосами через эжекторы, подогреватели низкого давления турбин подается в деаэраторы ст. №№ 4–25. В деаэраторах происходит удаление газов из питательной воды и подогрев до температуры кипения 104 °С или 158 °С в зависимости от давления в деаэраторе. Из деаэраторов питательная вода поступает на всас питательных насосов, далее по ниткам горячего питания (НГП) и ниткам холодного питания (НХП) подается в коллекторы питательной воды котельного цеха. Химически очищенная вода (частично умягченная) на второй и четвертой очередях химводоочистки насосами частично умягченной воды (ЧУВ) ст. №№ 1–5 подается в правый сливной циркуляционный водовод конденсатора турбины ст. № 6, где, проходя по четырехходовой схеме, подогревается и с левого сливного водовода поступает на всас насосов частично умягченной воды (НЧУВ) ст. №№ 4–9. После этого умягченная вода подогревается в подогревателях частично умягченной воды (ПЧУВ) №№ 1–7. Далее вода поступает в подпиточные деаэраторы №№ 1а, 1–7, где подогревается до  $T = 102–107$  °С, освобождается от растворенных газов и подпиточными насосами подается на всас сетевых насосов для восполнения потерь сетевой воды (горячий водоразбор и потери). При большом расходе подпиточной воды дополнительно можно восполнить насосами ЧУВ ст. №№ 10, 11, 12, подавая циркуляционную воду со сливного водовода турбогенератора ст. № 9 на вход ПЧУВ.

В аварийных случаях циркуляционную воду подают на всас сетевых насосов №№ 9,10 с напорного циркуловода конденсатора турбины ст. № 8 насосами аварийной подпитки № 1, 2, насосами поливочной воды № 1, 2, конденсатными насосами (К/н) № 2А на всас сетевых насосов по обводной линии, в обход подпиточных деаэраторов.

### 3.2.5. Химическая водоочистка

На котлах Красноярской ТЭЦ-1 применяют гидразинно-аммиачный водно-химический режим. Водоподготовительная установка работает по следующим схемам: двухступенчатое обессоливание с предочисткой для подпитки котлов от седьмой очереди ХВО с производительностью 850 т/ч и от пятой очереди ХВО с производительностью 450 т/ч, конденсатоочистка по схеме «Н-катионирование с последующим анионированием» производительностью 450 т/ч и обработка подпиточной воды теплосети ингибитором.

## 3.3. Порядок проведения испытаний и определение технико-экономических показателей турбоустановки

Технико-экономические показатели определяют для установившегося режима турбоустановки. Режим можно считать установившимся, если в течение 15–20 мин не происходит значительного изменения основных параметров. При этом значения расходов свежего пара, пара регулируемых отборов и электрической мощности отклоняются от средних не более чем на 1 %. Запись основных параметров следует производить с интервалом 3–5 мин, принимая среднее значение минимум по трем величинам. Для определения технико-экономических показателей требуется снятие со щита управления турбиной показателей, приведенных в табл. в прил. 9.

Приведем последовательность расчета технико-экономических показателей.

Расчет теплоты турбоагрегатом (кВт):

$$Q_{\text{ту}} = G_0(i_0 - \bar{t}_{\text{пит}}). \quad (3.1)$$

Расход теплоты на производство электрической энергии (кВт):

$$Q_{\text{ту}}^{\text{э}} = Q_{\text{ту}} - Q_{\text{п}} - Q_{\text{т}}. \quad (3.2)$$

Теплота, отпущенная от турбоустановки в виде пара внешним потребителям (кВт):

$$Q_{\text{пр}} = G_{\text{п}} \cdot i_{\text{п}} - G_{\text{ок}} \cdot \bar{t}_{\text{ок}} - G_{\text{дв}}^{\text{внеш}} \cdot \bar{t}_{\text{дв}}. \quad (3.3)$$

Теплота, отпущенная на отопление от турбоустановки (кВт):

$$Q_{\text{т}} = G_{\text{сет}}(\bar{\tau}_2 - \bar{\tau}_1). \quad (3.4)$$

Общий расход топлива, кг/с, определяется из уравнения теплового баланса котла

$$B = \frac{Q_{пе}}{Q_p^H \cdot \eta_{ка}}. \quad (3.5)$$

Выработка теплоты котлоагрегатом (кВт)

$$Q_{пе} = G_0(i_{пе} - \bar{t}_{пв}) + G_{пр}(\bar{t}_{пр} - \bar{t}_{пит}). \quad (3.6)$$

Распределение общего расхода топлива между расходами, затраченными на отпускаемую электроэнергию  $B_э$  и теплоту  $B_{тэ}$ , производится по приведенным ниже соотношениям.

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{\mathfrak{E}_{отп}}{\mathfrak{E}_{выр} - \mathfrak{E}_{сн}}. \quad (3.7)$$

Количество электроэнергии, отпускаемое с шин электростанции, определяется как разность между количеством выработанной электроэнергии и расходом ее на собственные нужды станции. Количество электроэнергии, выработанной турбоагрегатами электростанции за отчетный период, определяется по показаниям счетчиков генераторов.

Формулу (3.7) можно представить в другом, более удобном, виде:

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{W_{отп}}{W_э - W_{сн}}. \quad (3.8)$$

При выполнении расчетов можно принимать  $W_{отп} \sim 0,9W_э$ ,  $W_{сн} \sim 0,04W_э$ .

В формулах (3.7) и (3.8) коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии будет

$$K_э = \frac{Q_{ту}^э + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб}}{Q_{ту}^э + Q_{ту}^{сн} + \Delta Q_{отб} + Q_{от}^{\Sigma}}, \quad (3.9)$$

где  $Q_{ту}^{сн} \sim 0,01Q_{ту}$ .

Суммарное тепло, затраченное турбоустановкой для тепловых потребителей (кВт), равно

$$Q_{от}^{\Sigma} = Q_{п} + Q_{т}. \quad (3.10)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов (кВт)

$$\Delta Q_{отб} = Q_{отб,i}(1 - \xi_i). \quad (3.11)$$

На установках без промежуточного перегрева пара значение коэффициента ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора, определяют по следующему уравнению:

$$\xi_i = \frac{i_{отб} - i_k}{i_0 - i_k} \left( 1 + K \frac{i_0 - i_{отб}}{i_0 - i_k} \right). \quad (3.12)$$

Для турбин Красноярской ТЭЦ-1 значения  $i_k$  можно приблизительно принимать равными 2 300 кДж/кг и  $K=0,3$ .

Расход топлива, относимый на отпуск тепла (кг/с), вычисляют по формуле

$$B_{тэ} = B - B_э. \quad (3.13)$$

Как правило, все расчеты ведут для условного топлива с низшей теплотой сгорания  $Q_i^r = 29310$  кДж/кг. Фактические значения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии  $b_э$ , г/(кВт·ч), и тепла  $b_{тэ}$ , (кг/Гкал), определяют по уравнениям

$$b_э = \frac{B_э \cdot 3600}{W_э}, \quad (3.14)$$

$$b_{тэ} = \frac{B_{тэ} \cdot 10^6}{Q_{от}} \cdot 4,186. \quad (3.15)$$

В отчете по данному занятию должны быть приведены все снимаемые показатели для определенного режима, рассчитаны их средние значения и определены технико-экономические показатели по приведенной методике.

### 3.4. Тепловые испытания подогревателей сетевой воды (бойлеров)

#### 3.4.1. Описание теплофикационной установки

Задачей тепловых испытаний сетевых подогревателей является экспериментальное определение коэффициента теплопередачи подогревателя сетевой воды (бойлера).

Теплофикационная установка Красноярской ТЭЦ-1 состоит из восьми групп бойлеров и обеспечивает теплоснабжение г. Красноярска.

Первая, четвертая и пятая группы включает в себя по два основных бойлера и один пиковый. Вторая и третья группы состоят из одного основного и одного пикового бойлеров. Шестая и седьмая группы состоят из двух основных и двух пиковых бойлеров. Восьмая группа – из пяти пиковых бойлеров.

Основные бойлеры по сетевой воде включены параллельно. Подача пара на основные бойлеры и подогреватели подпиточной воды осуществляется из общестанционного коллектора 1,2–2,5 кгс/см<sup>2</sup>, питаемого от турбоагрегатов ст. №№ 3–10 или РОУ 14/1,2 и РОУ 100/1,2. На пиковые бойлеры пар подается из коллектора 8–13 кгс/см<sup>2</sup>, питаемого от турбоагрегатов ст. №№ 3–9, 11, 12 (см. рис. 3.3).

Все сетевые насосы работают на общий коллектор сетевой воды. Порядок включения насосов определяется количеством включенных бойлерных установок и гидравлическим режимом тепловых выводов. Теплофикационное оборудование Красноярской ТЭЦ-1 представлено в табл. 3.3–3.5.

Таблица 3.3

## Бойлеры Красноярской ТЭЦ-1

Номер станции	Тип	Располагаемая производительность, Гкал/ч	Параметры греющего пара (паспортные данные)		Параметры сетевой воды (паспортные данные)		
			$P_{п2}$ , ата	$t_{п2}$ , °C	$t_{вх2}$ , °C	$t_{вых2}$ , °C	$P_{сет2}$ , ата
ОБ-2А	ПСВ-500-14-23	33	15	400	–	150	24
ПБ-2	БП-500	52	14	350	–	154	15
ОБ-3А	БО-350	19	3	133	–	116	15
ПБ-3	ПСВ-500-14-23	52	15	400	70	150	24
ОБ-4А	БО-350	19	3	133	–	116	15
ОБ-4Б	БО-350	19	3	133	–	116	15
ПБ-4	БП-500-2	52	16	350	116	200	23
ОБ-5А	БО-550	30	4	250	–	116	16
ОБ-5Б	БО-550-3	30	4	250	–	116	16
ПБ-5	БП-500	52	15	350	–	154	16
ОБ-6А	БО-550-3М	30	3	250	–	145	15
ОБ-6Б	БО-550-3М	30	3	250	–	145	15
ПБ-6А	ПСВ-500-14-23	52	15	400	–	150	24
ПБ-6Б	БП-500	52	15	350	–	200	15
ОБ-7А	БО-550-3М	30	3	130	–	116	15
ОБ-7Б	БО-550-3М	30	3	130	–	116	15
ПБ-7А	БП-500	52	15	350	–	200	15
ПБ-7Б	БП-500	52	15	350	–	200	15
ПБ-9А	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9Б	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9В	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9Г	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПБ-9Д	ПСВ-500-14-23	75	15	400	70	150	24
ПЧУВ-1	БО-200	11	2,5	133	–	116	9
ПЧУВ-2	БПр-550	30	2,5	140	–	110	16
ПЧУВ-3	ПСВ-315-14-23	30	15	400	–	150	24
ПЧУВ-4	БО-550-3М	30	3	130	–	116	15
ПЧУВ-5	БПр-550	30	2,5	140	–	110	16
ПЧУВ-6	ПСВ-500-14-23	30	2,5	145	70	150	9
ПЧУВ-7	БО-350	19	3	133	–	116	15
ПСГ ТГ-10	ПСГ-1600-0,6-1,6-4	182	1,2	105	24	94	–

Таблица 3.4

**Подпиточные деаэраторы Красноярской ТЭЦ-1**

Номер станции	Тип колонки	Установленная производительность, т/ч	Давление греющего пара (паспортные данные)	Температура воды в баке (паспортные данные)
			$P_p$ , ата	$t_b$ , °C
ПД-1	ДС-200	200	1,25–1,35	104–106
ПД-1А	ЦВД-500	500	–0,5	75–95
ПД-2	ДСА-300М, ЦВД-500	300+500	1,2	104–106
ПД-3	ДСА-300	300	1,25–1,35	104–106
ПД-4	2хДС-200	2×200	1,25–1,35	104–106
ПД-5	2хДС-200	2×200	1,25–1,35	104–106
ПД-6	2хДСА-200	2×200	1,25–1,35	104–106
ПД-7	2хДС-200	2×200	1,25–1,35	104–106

Таблица 3.5

**Насосы Красноярской ТЭЦ-1**

Номер станции	Тип	Производительность, т/ч
<i>Сетевые насосы</i>		
СН-1	20Д-6	1 950
СН-2	Д 2000	2 000
СН-3	1Д1250-125ухл4	1 250
СН-4	20Д-6	1 260
СН-5	20Д-6	1 260
СН-6	20Д-6	1 260
СН-7	20Д-6	1 260
СН-8	20Д-6	1 950
СН-9	20Д-6	1 950
СН-10	20Д-6	1 260
СН-11	20Д-6	1 950
СН-12	20Д-6	1 950
СН-13	20Д-6	1 950
СН-14	Д 1250	1 250
<i>Насосы второго подъема</i>		
НВП-1	СЦН 1250-40	2 520
НВП-2	СЦН 1250/140	2 500
НВП-3	СЦН 1250-40	2 520
НВП-4	СЦН 1250-40	2 520
НВП-5	СЦН 1250-40	2 520
НВП-6	СЦН 1250-40	2 520

Номер станции	Тип	Производительность, т/ч
<i>Подпиточные насосы</i>		
ПН-1А	1Д630-90УХЛ4	630
ПН-1Б	6НДВ	295
ПН-1	5НДВ	150
ПН-2	5НДВ	150
ПН-3	Д630-90	450
ПН-4	300Д90	500
ПН-5	300Д90	500
ПН-6	300Д90	500
ПН-7	300Д90	500
ПН-7А	8НДВ	630
ПН-7Б	Д630-90	630
ПН-8	200-Д-60	500
<i>Насосы частично-умягченной воды</i>		
НЧУВ-4	1Д-500-63-УХЛ4	500
НЧУВ-5	3В-200-2	500
НЧУВ-6	200-Д-60-В	500
НЧУВ-7	200-Д-60-В	500
НЧУВ-8	8НДВ	500
НЧУВ-9	200-Д-60-В	500
НЧУВ-10	200-Д-60	500
НЧУВ-11	200-Д-60	400
НЧУВ-12	8НДВ	500
<i>Конденсатные насосы бойлерных установок</i>		
КНБУ-1А	КД-153	153
КНБУ-1Б	10КСД 5/3	143
КНБУ-2А	8-КСД-5/3	140
КНБУ-2Б	КД-153	153
КНБУ-3А	10КСД 5/3	143
КНБУ-3Б	10КСД 5/3	143
КНБУ-4Б	10КСД 5/3	143
КНБУ-5А	8-КСД-5/3	110
КНБУ-5Б	8-КСД-5/3	110
КНБУ-5В	НС-125-140	80
КНБУ-5Г	НС-125-140	80
КНБУ-6А	8-КСД-5/3	140
КНБУ-6Б	8-КСД-5/3	140
КНБУ-7А	8-КСД-5/3	140
КНБУ-7Б	8-КСД-5/3	140
КНБУ-8А	8-КСД-5/3	140
КНБУ-8Б	8-КСД-5/3	140
КНБУ-8В	8-КСД-5/3	140

### 3.4.2. Типовая конструкция и технические характеристики сетевого подогревателя

По конструкции различают сетевые подогреватели вертикального и горизонтального типов; в соответствии с отраслевым стандартом ОСТ 108.271.101–76 первые обозначаются буквами ПСВ, а вторые – ПСГ. Следующая за буквенным обозначением группа цифр – это расчетная площадь поверхности теплообмена аппарата ( $\text{м}^2$ ), вторая – расчетное избыточное давление в паровом (межтрубном) пространстве ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), третья – расчетное избыточное давление в водяном пространстве ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ), четвертая – модификация конструкции аппарата. Например, маркировка ПСГ-2300-3-8-II обозначает горизонтальный сетевой подогреватель с площадью поверхности теплообмена  $2\,300\text{ м}^2$ , расчетным давлением в паровом пространстве  $3\text{ кгс}/\text{см}^2$  ( $0,3\text{ МПа}$ ), в водяном пространстве –  $8\text{ кгс}/\text{см}^2$  ( $0,8\text{ МПа}$ ), второй модификации.

*Горизонтальные сетевые подогреватели* входят в состав отопительных установок крупных теплофикационных турбин изготовления Уральского турбинного завода (УТЗ) и Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) и производятся этими же заводами. Величина поверхности теплообмена ПСГ находится в диапазоне  $800\text{--}5\,000\text{ м}^2$ . Применение горизонтальных сетевых подогревателей в составе современных крупных теплофикационных турбин обеспечивает более удобную компоновку подогревателей в машинном зале и сокращение длины подводящих трубопроводов отборов пара от турбин.

*Вертикальные сетевые подогреватели* выпускает Саратовский завод энергетического машиностроения (СЗЭМ). Их используют в составе сетевых подогревательных установок небольшой и средней теплопроизводительности (например в теплофикационных установках турбин Т-25-90, ПТ-25-90/10, ПТ-60/75-90/13, ПТ-60/75-130/13), а также для покрытия пиковых нагрузок в составе систем теплофикации конденсационных электростанций (КЭС). Эти подогреватели имеют поверхности теплообмена из ряда  $90, 200, 315$  и  $500\text{ м}^2$ .

Подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23 служит для нагрева и поддержания нужной температуры сетевой воды паром в системах теплоснабжения, на тепловых электростанциях, в отопительно-производственных и отопительных котельных.

На рис. 3.4 в качестве примера изображен сетевой подогреватель вертикального типа ПСВ-500-14-23.

ПСВ-500-14-23 – кожухотрубчатый теплообменник вертикального типа с плавающей головкой, включающий в себя корпус, изготовленный из металлической цилиндрической обечайки; верхнюю и нижнюю водяную камеру; трубную систему, которая состоит из верхней и нижней трубных



досок, каркасных труб, прямых теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубных досках; уплотнений фланцевых соединений и трубных решеток. Также подогреватель включает в себя регулируемую, запорную арматуру, контрольно-измерительные приборы и предохранительную арматуру, которые устанавливаются на данном аппарате или подводящих трубопроводах согласно чертежам данного подогревателя и технологической схеме установки.

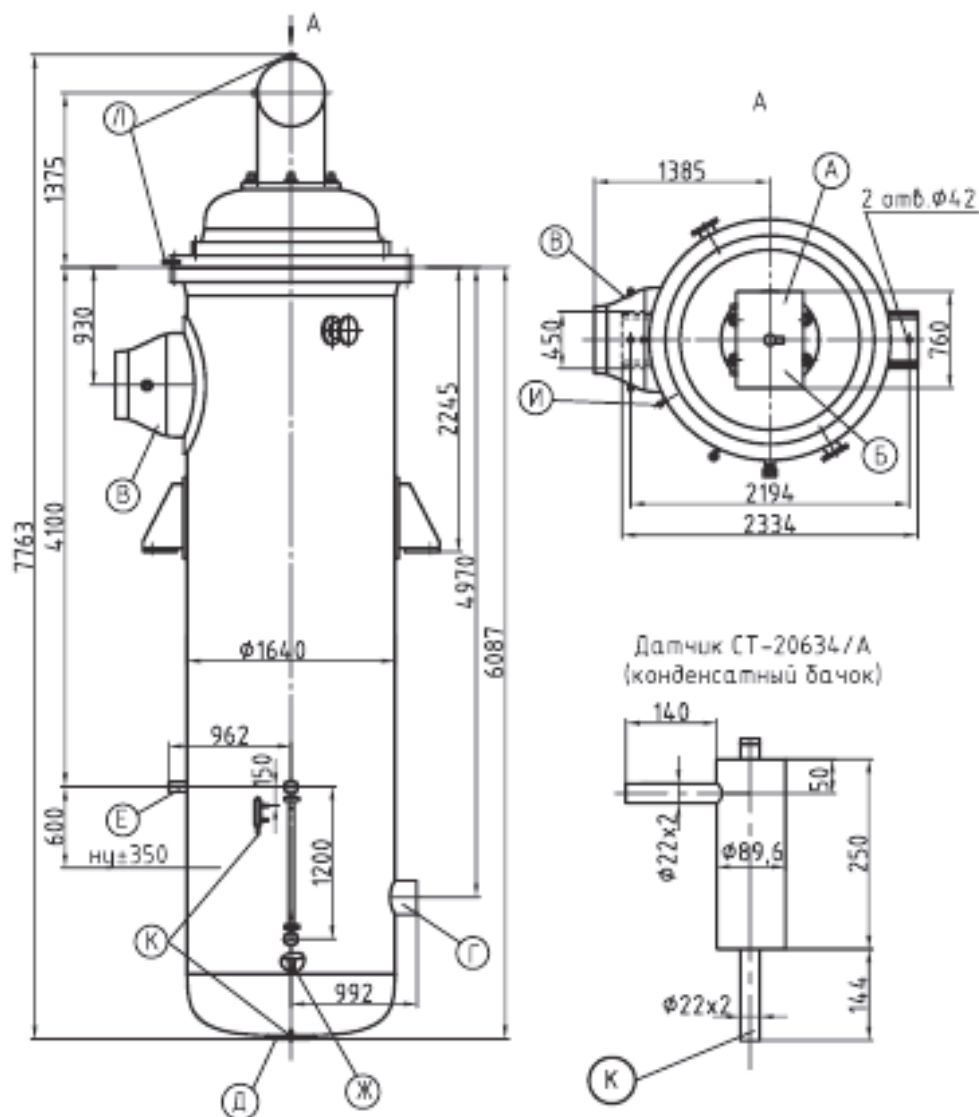


Рис. 3.4. Подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23

Перечень присоединений:

А – вход сетевой воды;  
 Б – выход сетевой воды;  
 В – вход пара;  
 Г – подвод конденсата;  
 Д – выход конденсата;

Е – отсос воздуха;  
 Ж – слив воды;  
 И – слив воды;  
 К – к дифманометру;  
 Л – отвод воздуха

*Принцип работы подогревателя сетевой воды ПСВ-500-14-23* заключается в нагреваемом теплоносителе (сетевая вода), который поступает через штуцер в переднюю водяную камеру и затем следует в трубную систему. Плоская перегородка (в двухходовом) или Т-образная перегородка (в четырехходовом) разделяют потоки и располагаются в передней водяной камере. В трубной системе вода, нагреваясь в теплообменных трубках, делает два или четыре хода. В плавающей головке совершается поворот потока. В двухходовом исполнении плавающая головка не имеет перегородки, а в четырехходовом имеет плоскую перегородку, разделяющую потоки. В завершение заключительного хода в трубной системе нагретая сетевая вода поступает непосредственно в тепловую сеть.

Греющий теплоноситель (пар) подогревателя ПСВ-500-14-23 поступает в межтрубное пространство через штуцер в верхней части корпуса. В результате конденсации пар передаёт тепло через поверхность теплообменных латунных трубок сетевой воде. Далее конденсат греющего пара стекает в нижнюю часть корпуса подогревателя и отводится из подогревателя через штуцер. На линии отвода конденсата из ПСВ крепится регулирующий клапан, который получает импульс от датчика, фиксирующего уровень воды (отклонение от нормы) в корпусе подогревателя.

Поддержание допустимого уровня конденсата в корпусе ПСВ-500-14-23, выпуск избытка конденсата в дренажную сеть и препятствие выходу пара из корпуса обеспечивает арматура автоматического регулирования уровня конденсата. Скапливающиеся несконденсированные газы (воздух) в подогревателе ПСВ-500-14-23 отводятся через предусмотренный для этого штуцер, установленный на корпусе подогревателя.

Трубную систему изготавливают из латуни марки Л68, нержавеющей марки 12Х18Н10Т и меди марки МНЖ5-1.

### **3.4.3. Порядок проведения испытаний сетевого подогревателя и обработки результатов**

Тепловые испытания сетевого подогревателя проводят в условиях работающего оборудования, они являются универсальной методикой для тепловых испытаний стационарных теплообменных аппаратов.

В отчете должна быть представлена схема бойлерной установки, описана ее конструкция. Такие данные по каждому испытываемому подогревателю приведены в технической документации (паспорте теплообменника) у машиниста турбины. При испытаниях теплообменника измеряют температуру воды на входе, на выходе, давление воды, расход воды, давление греющего пара (температуру конденсата пара), расход греющего пара. Производят четыре измерения с интервалом 10 мин. Замеряемые и рассчитанные величины могут быть сведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

## Расчет ТЭП сетевых подогревателей

Величина	Обозначение	Опыты			
		1	2	3	4
Расход воды, кг/с	$G$				
Температура воды на входе, °С	$t_1$				
Температура воды на выходе, °С	$t_2$				
Давление греющего пара, кгс/см <sup>2</sup>	$P$				
Температура насыщения греющего пара, °С	$t_H$				
Коэффициент теплопередачи подогревателя, кДж/(м <sup>2</sup> ·ч·°С)	$k$				
Тепловая нагрузка подогревателя, кДж/ч	$Q$				
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	$F$				

Приведем последовательность расчета коэффициента теплопередачи сетевого подогревателя.

Тепловая нагрузка подогревателя

$$Q = G \cdot C_B \cdot (t_2 - t_1). \quad (3.16)$$

Тепловая нагрузка с другой стороны определяется через поверхность нагрева  $F$  (м<sup>2</sup>)

$$Q = k \cdot F \cdot \Delta t_{\text{ср.л.}} \quad (3.17)$$

Для пароводяного теплообменника, в котором греющей средой является конденсирующийся пар, среднюю логарифмическую разность температур находят по формуле

$$\Delta t_{\text{ср.л.}} = \frac{t_2 - t_1}{\ln \frac{t_H - t_1}{t_H - t_2}} \quad (3.18)$$

Приравняв правые части уравнений (3.16) и (3.17), получим выражение для определения коэффициента теплопередачи

$$k = \frac{G}{F} \cdot \ln \frac{t_H - t_1}{t_H - t_2} \cdot 4,186. \quad (3.19)$$

Эффективность работы подогревателя оценивается путем сопоставления коэффициента, полученного при испытании, с коэффициентом теплопередачи для чистого от накипи теплообменника (приводится в паспорте данного аппарата).

Отчет должен содержать, кроме тепловой схемы и описания конструкции подогревателя сетевой воды, данные опытов см. табл. 3.6, а также расчетные значения коэффициента теплопередачи, выводы и рекомендации.

***Контрольные вопросы и задания***

1. Каково определение единицы измерения тепла – калории?
2. Какие вы знаете принципиальные тепловые схемы турбоустановок?
3. Для каких целей в ПТС необходимы ПВД?
4. Для каких целей в ПТС необходимы ПНД?
5. Для каких целей в ПТС используется конденсатор?
6. Для каких целей в ПТС используется деаэратор?
7. Для чего нужен стопорный клапан?
8. Чем определяется количество цилиндров у турбин?
9. Опишите назначение и способы осуществления деаэрации.
10. Какие Вы знаете схемы включения ПНД в зависимости от слива конденсата греющего пара?
11. Какова цель определения технико-экономических показателей?
12. Какой показатель определяет эффективность работы ТЭС?
13. Каковы основные методы определения удельных расходов топлива?
14. Что включает описание объекта испытаний?
15. Каков алгоритм расчета ТЭП?
16. Назовите основное оборудование котельного цеха.
17. Назовите основные характеристики котлоагрегатов.
18. Назовите основные характеристики турбоагрегатов.
19. Как изображаются и функционируют тепловые схемы электростанций?
20. Как выполняются упрощенные функциональные схемы электростанций?
21. Как функционируют электрические схемы тепловых электростанций?
22. Как функционируют схемы топливоснабжения тепловых электростанций?
23. Как функционируют схемы водоснабжения тепловых электростанций?
24. Как осуществляют водоподготовку на тепловых электростанциях?
25. Какова последовательность выполнения тепловых испытаний?
26. Какие показатели входят в ведомость испытаний турбины?
27. Какие показатели необходимы для испытания сетевой установки?
28. От чего зависит теплота, отпущенная от турбоустановки в виде пара внешним потребителям?
29. Каким образом определяется теплота, отпущенная котлом?
30. Какие расходы топлива определяются при выполнении тепловых испытаний?

31. Что такое коэффициент ценности тепла, отпускаемого из регулируемых отборов?
32. От чего зависят удельные расходы топлива, отпускаемой продукции?
33. Каким образом оценивается эффективность работы ТЭС?
34. Каков порядок расчета коэффициента теплопередачи теплообменника?
35. Каким образом оценивается эффективность работы подогревателя?
36. Каким образом можно рассчитать коэффициент теплопередачи чистого от накипи теплообменника?
37. Какова конструкция сетевого подогревателя?
38. Опишите принцип работы сетевого подогревателя.
39. Каким образом делается вывод о загрязнении поверхностного теплообменника?
40. Каковы способы очистки трубной системы подогревателя от отложений?
41. Каковы виды отложений на внутренней поверхности трубной системы сетевого подогревателя?
42. Каковы назначение и типы подпиточных деаэраторов на ТЭЦ?
43. Для какой цели на ТЭЦ используются насосы второго подъема?
44. Какие насосы входят в состав теплофикационного оборудования и для чего применяются?
45. Для чего нужны ПД и ПЧУВ?
46. В чем состоит принцип включения в работу сетевых насосов, устанавливаемых на ТЭЦ.

---

---

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из отличительных черт развития техники последних лет является всепроникающая оптимизация конструктивных и технологических параметров. Первый этап этой оптимизации осуществляется в процессе проектирования и изготовления. Второй этап включает наладку и исследования, в ходе которых оптимизируются режимные факторы и корректируются первоначально принятые конструктивные решения. Как правило, второй этап является сложной многофакторной и многокритериальной задачей, требующей знания определенных методик и практических навыков.

Продолжительность жизни энергетического оборудования исчисляется несколькими десятилетиями. За это время существенно изменяются условия и режим работы оборудования, обновляются механизмы и другие его элементы, возникают значительные трансформации в водном режиме, вырабатываются и внедряются технологические инновации. Все эти обстоятельства могут накладывать на режим дополнительные ограничения или, наоборот, снимать существующие. Это делает необходимой реализацию периодических оптимизаций теплового режима, схем и конструкций энергетического оборудования, что по самым скромным подсчетам позволит повысить энергетическую эффективность электростанций от 3 до 5 % и существенно увеличить их надежность.

В основе режимной оптимизации всегда лежит эксперимент, а сама работа все более приобретает характер серьезного научного исследования. Как показывает опыт, эксперимент является областью, при освоении которой молодые специалисты встречаются с наибольшими трудностями, так как этому вопросу будущей деятельности, как правило, в процессе обучения уделяется недостаточное внимание. Литература, посвященная этому вопросу применительно к тепломеханическому оборудованию, весьма немногочисленна. Данная задача становится наиболее актуальной при переходе образовательных программ на проектно-ориентированные технологии обучения.

В связи с этим в учебном пособии рассмотрены методики и порядок проведения экспресс-испытаний основного и вспомогательного тепломеханического оборудования, в частности паровых котлов, паротурбинных установок и их сетевых подогревателей, с целью определения основных технико-экономических показателей работы оборудования тепловой электростанции.

тростанции и сравнения их с нормативными энергетическими характеристиками.

Кроме источников, указанных в библиографическом списке, в учебном пособии использован материал, обобщающий опыт авторов в проведении тепловых испытаний на энергетическом оборудовании от 25 до 800 МВт Назаровской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Красноярской ГРЭС-2, Красноярских ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3, Абаканской ТЭЦ, Минусинской ТЭЦ.

Авторы считают своим приятным долгом выразить слова благодарности рецензентам учебного пособия канд. техн. наук Н. С. Полошкову и канд. техн. наук Т. М. Руденко.

Настоящее учебное пособие следует рассматривать как попытку создания учебного материала, используемого для выполнения экспресс-испытаний современного теплоэнергетического оборудования студентами, обучающимися по направлению и уровням подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» (бакалавриат) и 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» (магистратура), с использованием практико- и проектно-ориентированных образовательных технологий.

---

---

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Парилов В. А., Ушаков С. Г. Испытание и наладка паровых котлов : учеб. пособие для вузов. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 320 с.
2. Котельные установки и парогенераторы: метод. указания по лабораторным работам / сост. Е. А. Бойко, Т. И. Охорзина, П. В. Шишмарев. – Красноярск : ИПК СФУ, 2010. – 76 с.
3. Трёмбовля В. И., Фингер Е. Д. Теплотехнические испытания котельных установок. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 416 с.
4. РД 153-34.1-26.303–98. Методические указаниям по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта. – М. : ОРГРЭС, 2000.
5. СО 34.04.181–2003. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. – М. : ЦКБ «Энергоремонт», 2003.
6. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод). – СПб. : НПО ЦКТИ, 1998 г.
7. Бойко Е. А., Охорзина Т. И. Конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов : справ. пособие. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2004. – 228 с.
8. ГОСТ Р 50831–95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования. – М. : Госстандарт России, 1995.
9. РД 34.26.617–97. Методика оценки технического состояния котельных установок до и после ремонта. – М. : СПО ОРГРЭС, 1998. – 12 с.
10. Сахаров А. М. Тепловые испытания паровых турбин. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 238 с.
11. МУ 34-70-093–84. Методические указания по тепловым испытаниям паровых турбин МГП ПО «Союзтехэнерго».
12. Турбины тепловых и атомных электростанций / под ред. А. Г. Костюка. – М. : Изд-во МЭИ, 2001. – 488 с.
13. Яблоков Л. Д., Логинов И. Г. Паровые и газовые турбоустановки. – М. : Энергоатомиздат, 1988. – 352 с.
14. Трухний А. Д., Ломакин Б. В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – 540 с.
15. Трухний А. Д. Стационарные паровые турбины. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.



16. РД 153-34.1-30.311–96. Методические указания по проведению экспресс-испытанию паровых турбин ТЭС. – М : СПО ОРГРЭС, 1996.
17. РД 34.20.581–96. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами. – М : СПО ОРГРЭС, 1998.
18. Бойко Е. А., Баженов К. В., Грачев П. А. Паротурбинные энергетические установки ТЭС : справ. пособие. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. – 152 с.
19. РД 34.30.304. Инструкция по проведению экспресс-испытаний турбоустановки ПТ-60-130/13 ЛМЗ. – М. : СПО «Союзтехэнерго», 1977.
20. Клямкин С. Л. Тепловое испытание паротурбинных установок электростанций. – М.–Л. : Государственное энергетическое изд-во, 1961. – 408 с.
21. Киселев Г. П. Варианты расчета удельных показателей эффективности работы ТЭЦ. – М. : Изд-во МЭИ, 2003. – 32 с.
22. РД 34.08.552–95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. – М. : СПО ОРГРЭС, 1995.
23. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – 2-е изд. – М. : Энергия, 1976.
24. СО 153-34.20.501–2003. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М. : СПО ОРГРЭС, 2003.

---

---

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

#### Используемые аббревиатуры и условные обозначения

АБ	Автомат безопасности
АВР	Автоматический ввод резерва
АМН	Аварийный масляный насос
АСК	Автоматический стопорный клапан
АЦП	Аналого-цифровой преобразователь
ВПУ	Валоповоротное устройство
ГМБ	Главный масляный бак
ГМН	Главный масляный насос
ГПЗ	Главная паровая задвижка
ГЩУ	Главный щит управления
ЗРС	Золотники регулятора скорости
ИПК	Издательский полиграфический комплекс
КН	Конденсатный насос
ЛМЗ	Ленинградский металлический завод
МУТ	Механизм управления турбиной
НГП	Нитка горячего питания
НХП	Нитка холодного питания
ОБ	Основной бойлер
ОМ	Ограничитель мощности
ПБ	Пиковый бойлер
ПВД	Подогреватель высокого давления
ПМН	Пусковой масляный насос
ПНД	Подогреватель низкого давления
П-отбор	Производственный отбор
ПСВ	Подогреватель сетевой вертикальный
ПТС	Принципиальная тепловая схема
ПЭН	Питательный электронасос
РВД	Ротор высокого давления
РД	Регулятор давления
РК	Регулирующий клапан
РМН	Резервный масляный насос
РНД	Ротор низкого давления

РС	Регулятор скорости
СП	Сальниковый подогреватель
СФУ	Сибирский федеральный университет
Т-отбор	Теплофикационный отбор
ТЭП	Технико-экономические показатели
ТЭЦ	Тепловая электроцентраль
ХОВ	Химически обессоленная вода
ЧВД	Часть высокого давления
ЧНД	Часть низкого давления
ЧСД	Часть среднего давления
ЦВД	Цилиндр высокого давления
ЦНД	Цилиндр низкого давления
ЭП	Эжектирующий подогреватель

### Мощность

$N_T$	Электрическая мощность, МВт
$N_{\text{reg}i}^{\text{ЧВД}}$	Внутренняя мощность регулирующей ступени ЦВД, МВт
$N_i^{\text{ЧВД}}$	Внутренняя мощность ЧВД, МВт
$N_i^{\text{ЧСД}}$	Внутренняя мощность ЧСД, МВт
$N_i^{\text{ЧНД}}$	Внутренняя мощность ЧНД, МВт
$N_i$	Внутренняя мощность турбины, МВт
$Q_{\text{ту}}$	Теплота турбоагрегата, кВт
$Q_{\text{ту}}^{\text{э}}$	Теплота на производство электрической энергии, кВт
$Q_{\text{п}}$	Теплота, отпущенная от турбоустановки в виде пара внешним потребителям, кВт
$Q_{\text{т}}$	Теплота, отпущенная на отопление от турбоустановки, кВт
$Q_{\text{пе}}$	Теплота, вырабатываемая котлоагрегатом, кВт
$W_{\text{э}}$	Мощность, снимаемая с шин генератора, кВт
$W_{\text{отп}}$	Отпущенная мощность, кВт
$W_{\text{сн}}^{\text{э}}$	Мощность собственных нужд, связанных с производством электроэнергии, кВт
$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}}$	Теплота на собственные нужды турбоагрегата на производство электроэнергии, кВт
$Q_{\text{от}}^{\Sigma}$	Суммарное тепло, затраченное турбоустановкой для тепловых потребителей, кВт
$\Delta Q_{\text{отб}}$	Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов, кВт
$Q_{\text{отб},i}$	Тепло, отпущенное из конкретного отбора, кВт

### Энергия

$Q_i^r$	Низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу, кДж/кг
---------	--

$Q_1$	Полезно использованное тепло, приходящееся на 1 кг твёрдого или жидкого топлива (или на 1 м <sup>3</sup> газообразного топлива), кДж/кг
$Q_6^a$	Удельная теплота сгорания в бомбе испытываемой аналитической пробы топлива, кДж/кг
$H_{\text{рег}0}^{\text{цвд}}$	Располагаемый теплоперепад в регулирующей ступени, кДж/кг
$H_{\text{рег}i}^{\text{цвд}}$	Использованный теплоперепад регулирующей ступени, кДж/кг
$H_0^{\text{чвд}}$	Располагаемый теплоперепад ЧВД, кДж/кг
$H_i^{\text{чвд}}$	Использованный теплоперепад ЧВД, кДж/кг
$H_0^{\text{чсд}}$	Располагаемый теплоперепад ЧСД, кДж/кг
$H_i^{\text{чсд}}$	Используемый теплоперепад ЧСД, кДж/кг
$H_0^{\text{чнд}}$	Располагаемый теплоперепад ЧНД, кДж/кг
$H_0^{\text{вл}}$	Теплоперепад ЧНД в области влажного пара, кДж/кг
$H_i^{\text{чнд}}$	Использованный теплоперепад ЧНД, кДж/кг
$H_i$	Полезно использованный теплоперепад турбины, кДж/кг
$\mathcal{E}_{\text{выр}}$	Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч
$\mathcal{E}_{\text{отп}}$	Отпуск электроэнергии, тыс. кВт·ч

#### Характеристика топлива

$W^r$	Влажность топлива на рабочую массу, %
$W^{\text{п}}$	Приведенная влажность топлива, %×кг×10 <sup>3</sup> /ккал
$A^r$	Зольность топлива на рабочую массу, %
$V^{daf}$	Выход летучих веществ на горючую массу, %
$S^r$	Содержание серы на рабочую массу, %
$C^r$	Содержание углерода на рабочую массу, %
$H^r$	Содержание водорода на рабочую массу, %
$N^r$	Содержание азота на рабочую массу, %
$O^r$	Содержание кислорода на рабочую массу, %
$V^r$	Выход летучих веществ на рабочую массу, %
$W^a$	Влага аналитической пробы, %
$W_{\text{вн}}$	Внутренняя влага, %
$A^a$	Зольность аналитической пробы, %
$A^c$	Зольность топлива на сухую массу, %

#### Расход

$D_{\text{пе}}^{\text{ном}}$	Номинальный расход перегретого пара (номинальная нагрузка котла), кг/с
$D_{\text{пе}}^{\text{ист}}$	Истинный расход перегретого пара, кг/с
$D_{\text{пе}}$	Расход перегретого пара, кг/с (т/ч)
$W_{\text{пр}}$	Расход продувочной воды, кг/с (т/ч)
$B_{\text{н}}$	Расход натурального топлива, кг/с (т/ч)
$B$	Общий расход топлива, кг/с
$B_3$	Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с

$B_{тэ}$	Расход топлива на отпускаемую теплоту, кг/с
$Q_k^{бр}$	Количество теплоты, полезно использованное котлом, «брутто», кДж/с
$\mathcal{E}_{сн}$	Суммарный расход электроэнергии вспомогательных механизмов котла (дутьевых вентиляторов, дымососов и мельниц), кВт·ч
$G_0$	Расход свежего пара, кг/с (т/ч)
$G_{пит.}$	Расход питательной воды, кг/с (т/ч)
$G_{п}$	Расход пара в производственный отбор, кг/с (т/ч)
$G_{т}$	Расход пара в теплофикационном отборе, кг/с (т/ч)
$G^{чсд}$	Расход пара на выходе из ЧСД, кг/с (т/ч)
$Q_{п}$	Расход тепла в производственный отбор, ГДж/ч
$Q_{т}$	Расход тепла в теплофикационном отборе, ГДж/ч
$G^{чнд}$	Расход пара в ЧНД, кг/с (т/ч)
$d$	Удельный расход пара, (т/ч)/МВт
$q_{т}$	Удельный расход тепла на производство электроэнергии, кДж/(кВт·ч)
$Q_{э}$	Расход тепла на выработку электроэнергии, кДж/кг
$Q_0$	Полный расход тепла на турбину, кДж/кг
$G_{ок}$	Расход обратного конденсата, кг/с
$G_{пр}$	Расход продувочной воды
$G_{сет}$	Расход сетевой воды через сетевые подогреватели, кг/с
$b_{э}$	Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/(кВт·ч)
$b_{тэ}$	Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг/Гкал
$Q$	Тепловая нагрузка подогревателя, кДж/ч

#### Давление

$P_{пе}$	Давление перегретого пара, МПа
$P_{б}$	Давление пара в барабане котла, МПа
$P_{пит}$	Давление питательной воды, МПа
$S'_i$	Разрежение до рассматриваемого участка газового тракта, Па
$S''_i$	Разрежение после просматриваемого участка газового тракта, Па
$\Delta S_i$	Сопrotивление участка газового тракта, Па
$S''_т$	Разрежение вверху топки, Па
$S''_{пп}$	Разрежение за пароперегревателем, Па
$S''_{вэ\kappa-2}$	Разрежение за II ступенью экономайзера, Па
$S''_{взп-2}$	Разрежение за II ступенью воздухоподогревателя, Па
$S''_{вэ\kappa-1}$	Разрежение за I ступенью экономайзера, Па
$S''_{взп-1}$	Разрежение за I ступенью воздухоподогревателя, Па
$\Delta S_{взп}$	Газовое сопротивление воздухоподогревателя, Па
$\Delta S$	Общее сопротивление газового тракта, Па

$S'_{дс}$	Разрежение перед дымососом, Па
$P_0$	Давление свежего пара, ата (ати)
$P_I^{цвд}$	Давление пара после 1-го регулирующего клапана ЦВД, ата (ати)
$P_{II}^{цвд}$	Давление пара после 2-го регулирующего клапана ЦВД, ата (ати)
$P_{III}^{цвд}$	Давление пара после 3-го регулирующего клапана ЦВД, ата (ати)
$P_{IV}^{цвд}$	Давление пара после 4-го регулирующего клапана ЦВД, ата (ати)
$P_V^{цвд}$	Давление пара после перегрузочного клапана ЦВД, ата (ати)
$P_{рег}^{цвд}$	Давление пара после регулирующей ступени ЦВД, ата (ати)
$P_I^{цнд}$	Давление пара после 1-го регулирующего клапана ЦНД, ата (ати)
$P_{II}^{цнд}$	Давление пара после 2-го регулирующего клапана ЦНД, ата (ати)
$P_{III}^{цнд}$	Давление пара после 3-го регулирующего клапана ЦНД, ата (ати)
$P_{IV}^{цнд}$	Давление пара после 4-го регулирующего клапана ЦНД, ата (ати)
$P_{рег}^{цнд}$	Давление пара после регулирующей ступени ЦНД, ата (ати)
$P_{п}$	Давление пара в производственном отборе, ата (ати)
$P_{т}$	Давление пара в теплофикационном отборе, ата (ати)
$P_2$	Давление пара в конденсаторе, мм рт. ст. (ати, ата)
$P_{кл}^{цвд}$	Среднеарифметическое давление пара перед регулирующей ступенью ЧВД, ата
$P_{р.ст. (изм.)}$	Давление пара за регулирующей ступенью измеренное, ата (ати)
$\Delta P_{рс}^{цвд}$	Относительное изменение давления пара в камере регулирующей ступени, ата
$P_{рег}^{цвд}$	Давление пара после регулирующей ступени, ата (ати)
$P_{пит}$	Давление питательной воды, ата (ати)

### Температура

$t$	Температура, °С
$t_{пе}$	Температура перегретого пара, °С
$t_{пит}$	Температура питательной воды, °С
$t_{хв}$	Температура холодного воздуха, °С
$t'_{вп}$	Температура холодного воздуха на входе в воздухоподогреватель, °С
$t''_{вп}$	Температура горячего воздуха на выходе из воздухоподогревателя, °С
$t_{шл}$	Температура шлака, °С
$t_3$	Температура жидкоплавкого состояния золы, °С
$\vartheta_{г}$	Температура газов, °С
$\vartheta_{ух}$	Температура уходящих газов, °С
$\vartheta''_{пп}$	Температура газов за пароперегревателем, °С
$\vartheta''_{вЭК-2}$	Температура газов за II ступенью экономайзера, °С
$\vartheta''_{вЗП-2}$	Температура газов за II ступенью воздухоподогревателя, °С

$\vartheta_{\text{ВЭК-1}}''$	Температура газов за I ступенью экономайзера, °С
$\vartheta_{\text{ВЭП-1}}''$	Температура газов за I ступенью воздухоподогревателя, °С
$t_0$	Температура свежего пара, °С
$t_{\text{п}}$	Температура пара в производственном отборе, °С
$t_{\text{т}}$	Температура пара в теплофикационном отборе, °С
$t_{\text{кл}}^{\text{ЧВД}}$	Температура пара перед регулирующей ступенью ЧВД, °С
$t_{\text{рег}}^{\text{ЧВД}}$	Температура пара в камере регулирующей ступени, °С
$\tau_1$	Температура обратной сетевой воды, °С
$\tau_2$	Температура прямой сетевой воды, °С
$t_1$	Температура сетевой воды на входе в сетевой подогреватель, °С
$t_2$	Температура сетевой воды на выходе из сетевого подогревателя, °С
$t_{\text{н}}$	Температура насыщения греющего пара, °С
$\Delta t_{\text{ср.л}}$	Средняя логарифмическая разность температур
<b>Коэффициенты полезного действия и потери</b>	
$\eta_{\text{к}}^{\text{бр}}, \eta_{\text{ка}}$	КПД котла брутто, %
$q_2$	Потери теплоты с уходящими газами, %
$q_3$	Потери теплоты от химического недожога, %
$q_4$	Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %
$q_5$	Потери теплоты в окружающую среду, %
$q_5^{\text{НОМ}}$	Потери теплоты в окружающую среду при номинальной нагрузке котла, %
$q_6$	Потери теплоты с физическим теплом шлака, %
$\sum q_i$	Сумма потерь тепла, %
$\eta_{\text{к}}^{\text{нт}}$	КПД котла нетто, %
$\Delta \eta_{\text{сн}}$	Потеря электроэнергии на собственные нужды котла, %
$\eta_{\text{эл}}$	Электрический КПД, %
$\eta_{oi}^{\text{рс}}$	Внутренний относительный КПД регулирующей ступени, %
$\eta_{oi}^{\text{чвд}}$	Внутренний относительный КПД ЧВД, %
$\eta_{oi}^{\text{чсд}}$	Внутренний относительный КПД ЧСД, %
$\eta_{oi}^{\text{чнд}}$	Внутренний относительный КПД ЧНД, %
$\eta_{oi}$	Внутренний относительный КПД турбины, %
$\eta_{\text{эм}}$	Электромеханический КПД турбины, %
$\xi_{\text{вс}}$	Относительная потеря с выходной скоростью ЧНД
$\eta_{\text{оэ}}$	Относительный электрический КПД турбины, %
$G_{\text{дв}}^{\text{внеш}}$	Потери пара и конденсата внешними потребителями, кг/с
<b>Энтальпия</b>	
$h_{\text{пе}}, i_{\text{пе}}$	Энтальпия перегретого пара, кДж/кг

$h_{\text{пит}}, \bar{t}_{\text{пит}}$	Энтальпия питательной воды на входе в котел, кДж/кг
$h_{\text{пр}}, \bar{t}_{\text{пр}}$	Энтальпия продувочной воды, кДж/кг
$i_0$	Энтальпия свежего пара перед турбиной, кДж/кг
$i_{\text{рег}}^{\text{цвд}}$	Энтальпия пара в камере регулирующей ступени, кДж/кг
$i_{\text{п0}}$	Адиабатическая энтальпия пара в производственном отборе, кДж/кг
$i_{\text{п}}$	Энтальпия пара в производственном отборе, кДж/кг
$i_{\text{п}}^{\text{тх}}$	Энтальпия пара в производственном отборе, найденная по типовым характеристикам турбины, кДж/кг
$i_{\text{т0}}$	Адиабатическая энтальпия пара в теплофикационном отборе, кДж/кг
$i_{\text{т}}$	Энтальпия пара в теплофикационном отборе, кДж/кг
$i_{\text{к}}^{\text{т0}}$	Энтальпия конденсата пара теплофикационного отбора, кДж/кг
$i_{\text{к}}^{\text{п0}}$	Энтальпия конденсата пара производственного отбора, кДж/кг
$i_{20}$	Адиабатическая энтальпия пара на выходе из турбины, кДж/кг
$i_2$	Энтальпия пара на выходе из ЧНД, кДж/кг
$i_{\text{к}}$	Энтальпия пара в конденсаторе при фактической электрической мощности турбоагрегата, но при условии работы его в конденсационном режиме, кДж/кг
$\bar{t}_{\text{ок}}$	Энтальпия обратного конденсата, кДж/кг
$\bar{t}_{\text{дв}}$	Энтальпия добавочной воды
$\bar{t}_2$	Энтальпия прямой сетевой воды, кДж/кг
$\bar{t}_1$	Энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг
$i_{\text{отб}}$	Энтальпии пара в каждом из отборов, кДж/кг

### Объём

$\vartheta_{\text{д}}$	Удельный объём пара, соответствующий его параметрам во время опыта, м <sup>3</sup> /кг
$\vartheta_{\text{г}}$	Удельный объём пара, соответствующий его градуировочным параметрам ( $t_{\text{н}} = 550 \text{ }^\circ\text{C}$ , $P_{\text{н}} = 140 \text{ кгс/см}^2$ – котлы типа БКЗ; $t_{\text{н}} = 540 \text{ }^\circ\text{C}$ , $P_{\text{н}} = 100 \text{ кгс/см}^2$ – котлы типа ПК), м <sup>3</sup> /кг
$V_{\text{т}}$	Объём топки котла, м <sup>3</sup>
$\upsilon_0$	Удельный объём пара, м <sup>3</sup> /кг

### Теплоёмкость

$C_{\text{шл}}$	Теплоёмкость шлака, кДж/(кг·град) (ккал/кг·град)
$c_{\text{в}}$	Средняя теплоёмкость воды, кДж/(кг град)

### Сила тока и напряжение

$I$	Сила тока электродвигателя вспомогательного механизма котла, А
$I_{\text{вд}}$	Сила тока дутьевого вентилятора, А
$I_{\text{д}}$	Сила тока дымососа, А



$I_{\text{ДРГ}}$	Сила тока дымососа рециркуляции газов, А
$I_{\text{М}}$	Сила тока мельницы, А
$I_{\text{ВВСМ}}$	Сила тока валковых вентиляторов среднеходных мельниц, А
$U$	Напряжение электродвигателя вспомогательного механизма котла, В
$U_{\text{ВД}}$	Напряжение дутьевого вентилятора, В
$U_{\text{Д}}$	Напряжение дымососа, В
$U_{\text{М}}$	Напряжение мельницы, В
$U_{\text{ДРГ}}$	Напряжение дымососа рециркуляции газов, В
$U_{\text{ВВСМ}}$	Напряжение валковых вентиляторов среднеходных мельниц, В
<b>Коэффициенты и присосы холодного воздуха</b>	
$\alpha$	Коэффициент избытка воздуха
$\alpha''_{\text{ПП}}$	Коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем
$\alpha''_{\text{ВЗП-1}}$	Коэффициент избытка воздуха за I ступенью воздухоподогревателя
$\alpha''_{\text{ДС}}$	Коэффициент избытка воздуха за дымососом
$\alpha_{\text{р}}$	Коэффициент избытка воздуха в режимном сечении
$\Delta\alpha_{\text{т}}$	Присосы холодного воздуха в топку, %
$\Delta\alpha_{\text{П/П}}$	Присосы холодного воздуха в системы пылеприготовления, %
$\Delta\alpha_{(\text{ПП})-(\text{ВЗП-1})}$	Присосы холодного воздуха в конвективные газоходы котла, %
$\Delta\alpha_{(\text{ВЗП-1})-(\text{ДС})}$	Присосы холодного воздуха в газоходы от воздухоподогревателя до дымососов, %
$k, c, b$	Коэффициенты, зависящие от сорта и приведенной влажности топлива
$A_{\text{т}}$	Коэффициент, учитывающий влияние температуры уходящих газов на теплоемкость продуктов сгорания
$k_{\text{ЛО}}$	Коэффициент размолоспособности
$k_{\text{ВЛ}}$	Коэффициент, учитывающий снижение КПД от влажности (если процесс расширения ЧНД опускается в область влажного пара)
$K_{\text{э}}$	Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии
$\xi_i$	Коэффициент ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора
$\xi_{\text{П}}$	Коэффициент ценности тепла, отпускаемого из производственного отбора

$\xi_T$	Коэффициент ценности тепла, отпускаемого из теплофикационного отбора
$K$	Коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом
$k$	Коэффициент теплопередачи подогревателя, $\text{кДж}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$
<b>Прочие обозначения</b>	
$O_2$	Содержание кислорода в продуктах сгорания за пароперегревателем, %
$\Gamma_{\text{ун}}$	Содержание горючих веществ в уносе, %
$\Gamma_{\text{шл}}$	Содержание горючих веществ в шлаке, %
$\alpha_{\text{ун}}$	Доля золы топлива, уносимой продуктами сгорания из топки
$\alpha_{\text{шл}}$	Доля шлака топлива
$q_v$	Видимое напряжение топочного объема, $\text{ккал}/\text{м}^3 \cdot \text{ч}$
$\tau$	Время, с
$n$	Частота вращения ротора, об/мин
$Z_{\text{цвд}}$	Ход поршня сервомотора ЦВД, мм
$Z_{\text{чсд цнд}}$	Ход поршня сервомотора ЧСД ЦНД, мм
$Z_{\text{чнд цнд}}$	Ход поршня сервомотора ЧНД ЦНД, мм
$n$	Количество регулирующих клапанов ЦВД
$y_1$	Степень влажности пара на входе в ЧНД (если процесс расширения ЧНД начинается в области перегретого пара $y_1 = 0$ )
$y_2$	Степень влажности пара на выходе из ЧНД
$x_1$	Степень сухости пара на входе в ЧНД
$x_2$	Степень сухости пара на выходе из ЧНД
$F$	Поверхность нагрева, $\text{м}^2$

## Приложение 2

Таблица П1

### Теплотехнические характеристики бородинского угля

Бассейн, месторождение	Мар- ка, класс	Состав рабочей массы топлива, %							Вы- ход лету- ту- чих ве- ществ в, $V^r$ , %	Тепло- та сго- рания, $Q_i^r$ , кДж/кг	Коэф- фици- ент размо- лоспо- соб- ности, $k_{ло}$	Температур- ные характеристи- ки золы, °С		
		$W^r$	$A^r$	$S^r$	$C^r$	$H^r$	$N^r$	$O^r$				$t_1$	$t_2$	$t_3$
Канско-Ачин- ский бассейн, Бородинское месторождение	2Б, Р	33,0	7,4	0,2	42,6	3,0	0,6	13,2	47,0	15907	1,15	1180	1210	1230

## Приложение 3

Таблица П2

### Средняя теплоёмкость шлака в зависимости от температуры шлака, кДж/(кг·град)

$t_{шл}, ^\circ\text{C}$	$(ct)_{шл}$
600	0,933
700	0,946
800	0,959
900	0,971
1000	0,984
1100	0,996
1200	1,005
1300	1,047
1400	1,130
1500	1,172
1600	1,172
1700	1,214
1800	1,214
1900	1,256
2000	1,256

Приложение 4

Энергетические характеристики котла ПК-10Ш

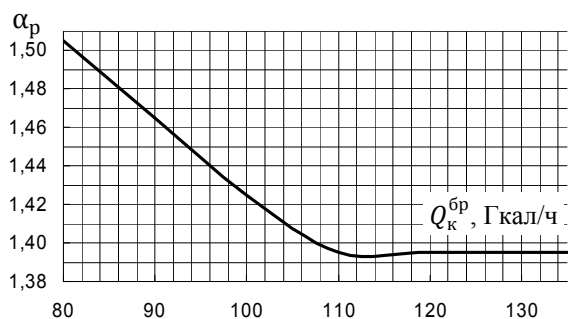


Рис. П4.1. Коэффициент избытка воздуха

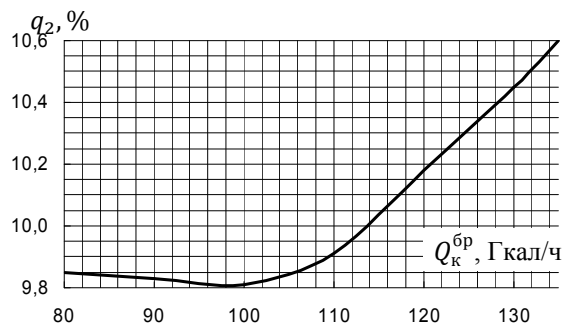


Рис. П4.2. Потери тепла с уходящими газами

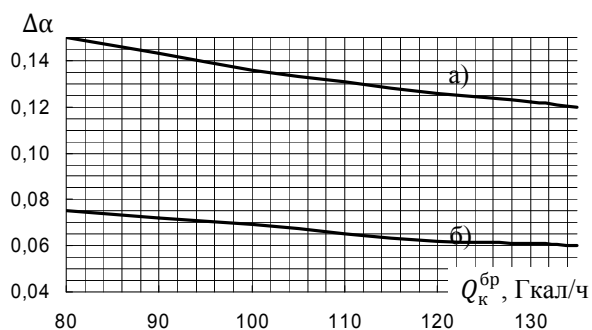


Рис. П4.3. Присосы воздуха: а) в конвективную шахту котла; б) в золоуловитель

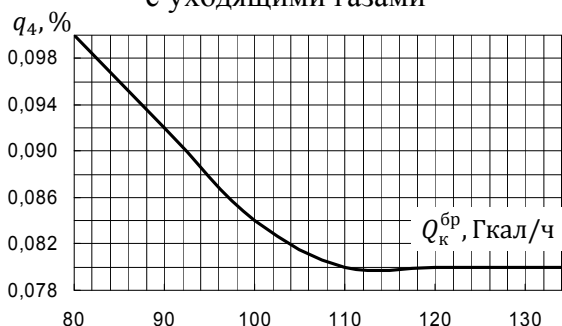


Рис. П4.4. Потери тепла с механическим недожогом

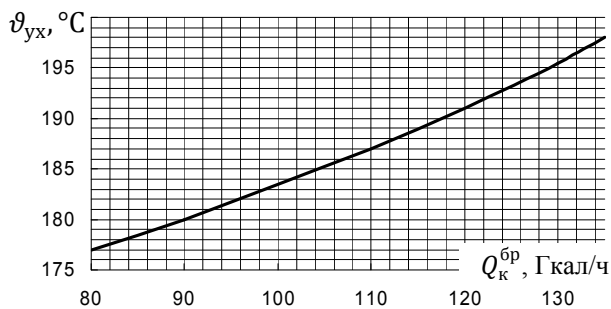


Рис. П4.5. Температура уходящих газов

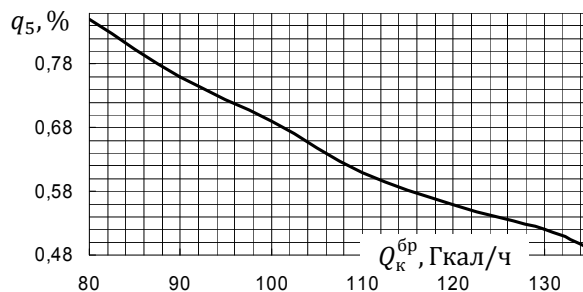


Рис. П4.6. Потери тепла в окружающую среду

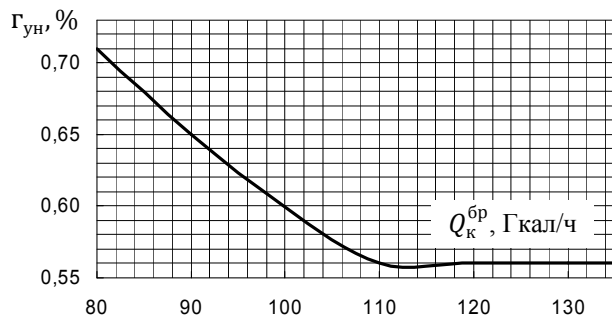


Рис. П4.7. Горючие в уносе

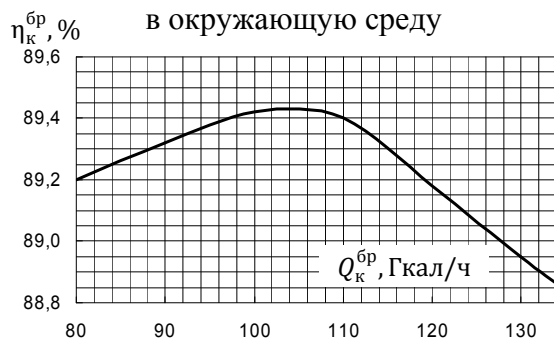


Рис. П4.8. Коэффициент полезного действия брутто

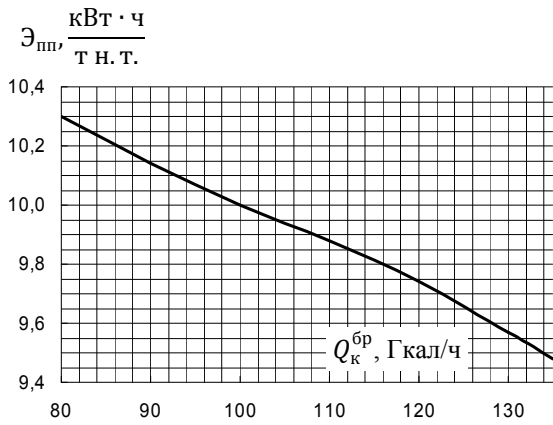


Рис. П4.9. Удельный расход электроэнергии на пылеприготовление

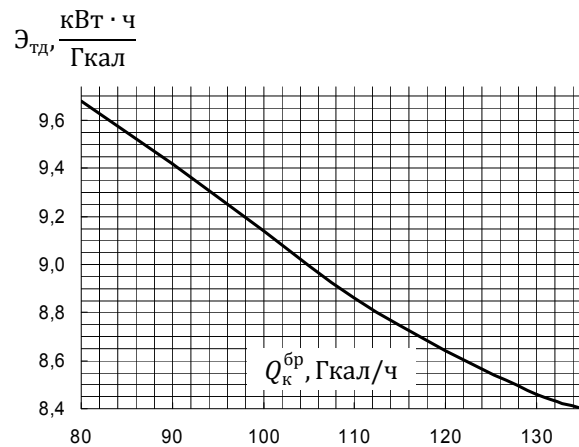


Рис. П4.10. Удельный расход электроэнергии на тягу и дутьё

## Приложение 5

### Энергетические характеристики котла БКЗ-320-140

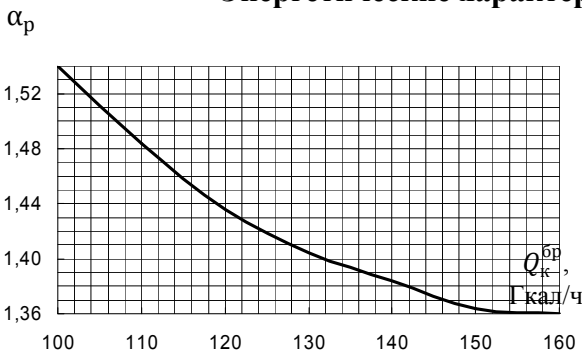


Рис. П5.1. Коэффициент избытка воздуха

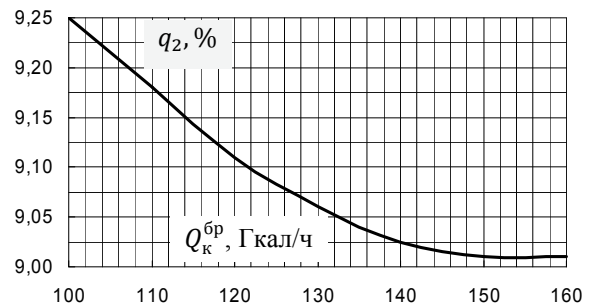


Рис. П5.2. Потери тепла с уходящими газами

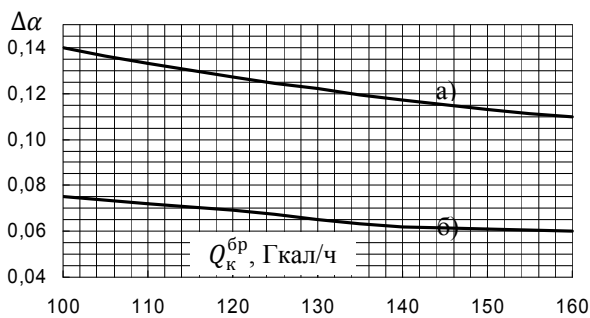


Рис. П5.3. Присосы воздуха: а) в конвективную шахту котла; б) в золоуловитель

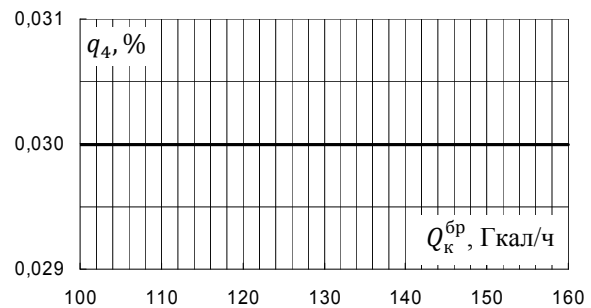


Рис. П5.4. Потери тепла с механическим недожогом

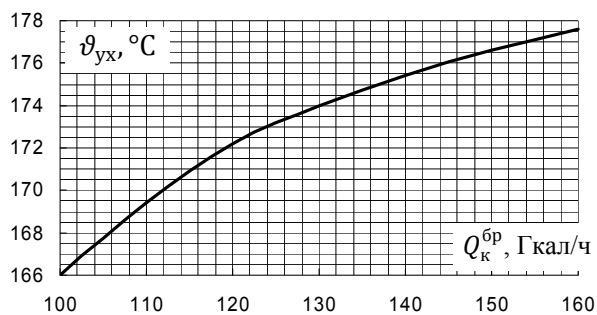


Рис. П5.5. Температура уходящих газов

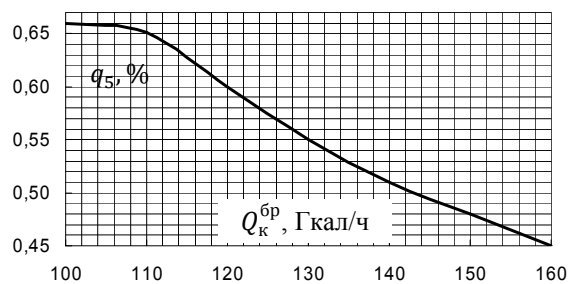


Рис. П5.6. Потери тепла в окружающую среду

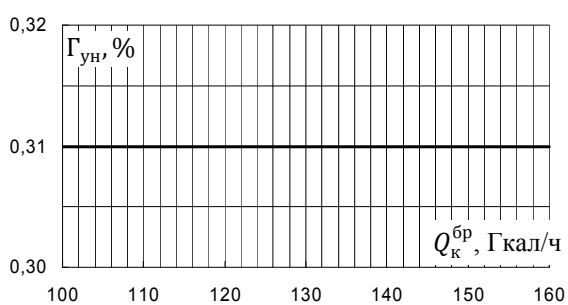


Рис. П5.7. Горючие в уносе

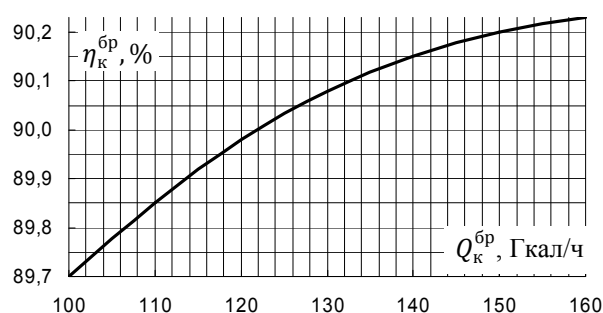


Рис. П5.8. Коэффициент полезного действия брутто

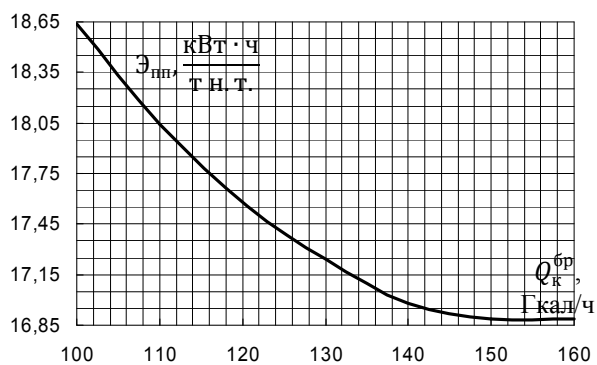


Рис. П5.9. Удельный расход электроэнергии на пылеприготовление

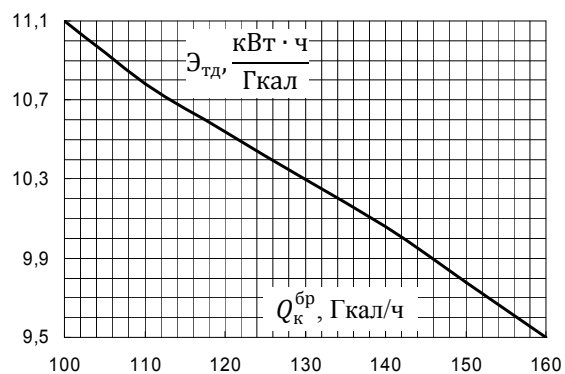


Рис. П5.10. Удельный расход электроэнергии на тягу и дутьё

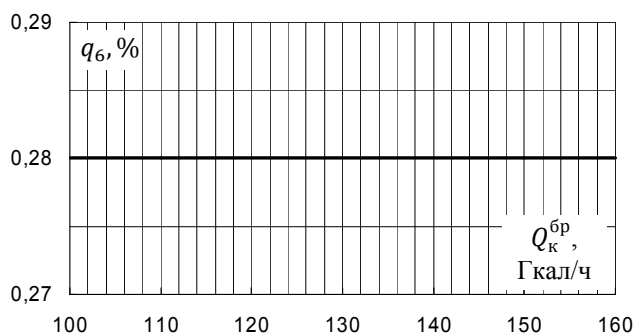


Рис. П5.11. Потери тепла в шлаке

## Приложение 6

Таблица ПЗ

## Перевод единиц измерения давления в систему СИ

Наименование	Единица измерения	Паскаль, Па
Бар	бар	100000
Физическая атмосфера	атм	101325
Техническая атмосфера	ат, кгс/см <sup>2</sup>	98066,5
Миллиметр ртутного столба	мм рт. ст.	133,322
Миллиметр водяного столба	мм вод. ст.	9,80665

## Приложение 7

Таблица П4

## Характеристика турбины ПТ-60-90/13

№ п/п	Наименование	Характеристика
1	Тип	ПТ-60-90/13
2	Завод-изготовитель	Ленинградский металлический завод (ЛМЗ)
3	Тип электрического генератора	ТВ-60-2
4	Мощность, МВт	60
5	Давление свежего пара, ата	90
6	Температура свежего пара, °С	535
7	Число цилиндров	2 (ЦВД и ЦНД)
8	Число ступеней	28
9	Формула проточной части:	
9.1	ЧВД (расположена в цилиндре высокого давления, ЦВД) (Р – одновенечная регулирующая ступень, Д – нерегулируемые ступени давления)	Р+14Д
9.2	ЧСД (расположена в цилиндре низкого давления, ЦНД)	Р+8Д
9.3	ЧНД (расположена в цилиндре низкого давления, ЦНД)	Р+3Д
10	Частота вращения, об/мин	3000
11	Длина турбогенератора, мм	23800
12	Длина турбины, мм	14231
13	Вес турбины, т	260
14	Вес турбины: монтаж, т	45
15	Вес турбины: ревизия, т	26
16	Количество опорных подшипников, шт.	8
17	Количество упорных подшипников, шт.	2
18	Количество стопорных клапанов, шт.	1
19	Количество регулирующих клапанов ЧВД, шт.	5
20	Количество регулирующих клапанов ЧСД, шт.	4

Продолжение табл. П4

№ п/п	Наименование	Характеристика
21	Критическое число оборотов ротора ЦВД, об/мин	1760
22	Критическое число оборотов ротора ЦНД, об/мин	1950
23	Давление масла в системе регулирования, ата	21
24	Давление масла в системе смазки, ата	1,8
25	Емкость маслобака турбины, т	14
26	Емкость маслосистемы турбины, т	16
27	Расход пара при номинальной нагрузке и номинальных значениях отборов, т/ч	337,5
28	Производственный отбор, т/ч	140
29	Теплофикационный отбор, т/ч	100
30	Расход свежего пара при номинальной нагрузке и чисто конденсационном режиме (П-отбор = 0, Т-отбор = 0), т/ч	198
31	Максимальный расход пара, т/ч:	
31.1	через ЧВД	385
31.2	через ЧСД	181
31.3	через ЧНД	130
32	1-й отбор – за 8 ступенью:	
32.1	давление, ата	38,0
32.2	температура, °С	425
32.3	расход пара, т/ч	22
33	2-й отбор (на ПВД-6) за 12 ступенью:	
33.1	давление, ата	22
33.2	температура, °С	357
33.3	расход пара, т/ч	18
34	3-й отбор (на ПВД-5 и на деаэратор) из регулируемого П-отбора за 15 ступенью:	
34.1	давление, ата	13; 13/6
34.2	температура, °С	294
34.3	расход пара, т/ч	16,0; 11,0
35	4-й отбор (на ПНД-4) за 18 ступенью:	
35.1	давление, бар	6,5
35.2	температура, °С	234
35.3	расход пара, т/ч	
36	5-й отбор (на ПНД-3) за 20 ступенью:	10-16
36.1	давление, бар	3,7
36.2	температура, °С	185
36.3	расход пара, т/ч	21
37	6-й отбор (на ПНД-2) из регулируемого Т-отбора за 24 ступенью:	
37.1	давление, бар	1,2
37.2	температура, °С	104
37.3	расход пара, т/ч	2
38	Главный маслонасос турбины центробежного типа:	
38.1	напор, ата	21
38.2	производительность, т/ч	150



№ п/п	Наименование	Характеристика
39	Аварийный и резервный маслонасосы: тип	4НДв
39.1	напор, м вод. ст. (ата)	22 (2,2)
39.2	производительность, т/ч	108
39.3	мощность электродвигателя, кВт	14
40	Пусковой маслонасос: тип	8МС-7х8
40.1	напор, м вод. ст. (ата)	40 (4)
40.2	производительность, т/ч	300
40.3	число оборотов, об/мин	1475
40.4	мощность электродвигателя, кВт	630
41	Маслоохладители: тип	МП-65
41.1	количество	4
41.2	поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	65
41.3	диаметр трубок, мм	19/17
41.4	длина трубок, мм	2570
41.5	количество трубок, шт.	434
42	Основной эжектор: тип	ЭП-3-600-4 (2 шт.)
42.1	расход пара, кг/ч	600
42.2	поверхность охлаждения, м <sup>2</sup>	17
42.3	количество отсасываемого воздуха, кг/ч	75
42.4	количество трубок, шт.	196
42.5	диаметр трубок, мм	19/17
42.6	длина трубок, мм	2830
42.7	давление рабочего пара, ата	12
43	Пусковой эжектор: тип	ЭП-1-600-3
43.1	расход пара, кг/ч	600
43.2	давление рабочего пара, ата	12
44	ПВД-1: тип	ПВ 350-230-21-3
44.1	поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	350
44.2	максимальное давление пара, ата	50
44.3	число ходов воды	2
45	ПВД-2: тип	ПВ 350-230-36-1
45.1	поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	350
45.2	максимальное давление пара, ата	50
45.3	число ходов воды	2
46	ПНД-2, 3, 4: тип	ПН-130-6
46.1	поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	130
46.2	максимальное давление пара, ата	10
46.3	число ходов воды	6
47	Конденсатный насос: тип	8КсД-5х3
47.1	производительность, т/ч	120
47.2	давление на напоре м вод. ст. (ата)	125 (12,5)
47.3	число оборотов, об/мин	1460
47.4	мощность электродвигателя, кВт	66
48	Валоповоротное устройство:	
48.1	число оборотов электродвигателя	750
48.2	мощность электродвигателя, кВт	8,3
48.3	число оборотов ротора, об/мин	4-5

## Приложение 8

Таблица П5

## Критерии и пределы безопасного состояния и режима работы турбины

№ п/п	Критерии	Пределы
1	Число оборотов	3000 об/мин
2	Осевой сдвиг ротора ВД	+1,7 мм
3	Осевой сдвиг ротора НД	+1,7 мм
4	Давление масла в системе смазки	не менее 0,25 кгс/см <sup>2</sup>
5	Вибрация подшипниковых опор	не более 7,1 мм/с
6	Уровень в маслобаке не ниже	100 мм
7	Тепломеханическое состояние турбины	
	а) относительное расширение ротора ВД	+3,0 мм –2,0 мм
	б) относительное расширение ротора НД	+1,8 мм –2,0 мм
	в) разность температур металла цилиндра (верх – низ)	±50 °С
	г) разность температур по ширине фланца	50 °С
8	Перепад давлений «масло-водород»	0,5÷0,8 кгс/см <sup>2</sup>
9	Давление пара перед СК	85÷95 кгс/см <sup>2</sup>
10	Температура перегретого пара	525÷540 °С
11	Температура масла на сливе из подшипников	не более 75 °С
12	Температура баббита подшипников	не более 95 °С

## Приложение 9

## Ведомость

испытаний котла ст. № \_\_\_\_ тип \_\_\_\_\_

Дата испытаний \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Ф. И. О. работников \_\_\_\_\_

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единицы измерений	Результат
1	<b>Пароводяной тракт</b>			
2	Расход перегретого пара	$D_{пе}$	т/ч	
3	Давление пара в барабане	$P_б$	кгс/см <sup>2</sup>	
4	Давление перегретого пара	$P_{пе}$	кгс/см <sup>2</sup>	
5	Температура перегретого пара	$t_{пе}$	°С	
6	Расход непрерывной продувки	$W_{пр}$	т/ч	
7	Давление питательной воды	$P_{пит}$	кгс/см <sup>2</sup>	
8	Температура питательной воды	$t_{пит}$	°С	
9	<b>Газовоздушный тракт</b>			
10	Температура холодного воздуха на входе в воздухоподогреватель	$t'_{вп}$	°С	
11	Температура горячего воздуха на выходе из воздухоподогревателя	$t''_{вп}$	°С	

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единицы измерений	Результат
12	<i>Температура газов по тракту:</i>			
13	за пароперегревателем	$\vartheta_{\text{пп}}''$	°С	
14	за II ступенью экономайзера	$\vartheta_{\text{вЭК-2}}''$	°С	
15	за II ступенью воздухоподогревателя	$\vartheta_{\text{вЗП-2}}''$	°С	
16	за I ступенью экономайзера	$\vartheta_{\text{вЭК-1}}''$	°С	
17	за I ступенью воздухоподогревателя (температура уходящих газов)	$\vartheta_{\text{вЗП-1}}''$ ( $\vartheta_{\text{ух}}''$ )	°С	
18	Содержание O <sub>2</sub> в продуктах сгорания	O <sub>2</sub> ''	%	
19	<i>Разрежение по газовому тракту:</i>			
20	вверху топки	S <sub>т</sub>	мм вод. ст.	
21	за пароперегревателем	S <sub>пп}''</sub>	мм вод. ст.	
22	за II ступенью экономайзера	S <sub>вЭК-2}}''</sub>	мм вод. ст.	
23	за II ступенью воздухоподогревателя	S <sub>вЗП-2}}''</sub>	мм вод. ст.	
24	за I ступенью экономайзера	S <sub>вЭК-1}}''</sub>	мм вод. ст.	
25	за I ступенью воздухоподогревателя	S <sub>вЗП-1}}''</sub>	мм вод. ст.	
26	перед дымососом	S <sub>дс}'</sub>	мм вод. ст.	
27	<b>Вспомогательное оборудование</b>			
28	<i>Сила тока:</i>			
29	дутьевого вентилятора (А/Б)	I <sub>вд</sub>	А	___/___
30	дымососа (А/Б)	I <sub>д</sub>	А	___/___
31	дымососа рециркуляции газов (А/Б)	I <sub>дрг</sub>	А	___/___
32	мельницы (А/Б/В/Г)	I <sub>м</sub>	А	___/___/___/___
33	валкового вентилятора среднеходной мельницы (А/Б/В/Г)	I <sub>ввсм</sub>	А	___/___/___/___
34	<b>Данные анализа, выполненного в лаборатории</b>			
35	Топливо	—	—	Бурый уголь
36	Марка, класс	—	—	Бородинский 2Б, Р
37	Влажность на рабочую массу	W <sup>r</sup>	%	
38	Зольность на рабочую массу	A <sup>r</sup>	%	
39	Низшая теплота сгорания топлива на рабочую массу	Q <sub>i</sub> <sup>r</sup>	ккал/кг	
40	<i>Очаговые остатки</i>			
41	Содержание горючих веществ в шлаке	Г <sub>шл</sub>	%	
42	Содержание горючих веществ в уносе	Г <sub>ун</sub>	%	

## Приложение 10

## Ведомость

## основных параметров технического состояния котельной установки

Станц. № \_\_\_\_ тип \_\_\_\_\_, завод (фирма) \_\_\_\_\_

Дата испытаний котлоагрегата « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

№ п/п	Параметры технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений	Величина отклонения от нормы (норма минус факт)
1	Топливо, его характеристика $Q_i^r$ , кДж/кг; $A^r$ , %; $W^r$ , %			
2	Количество работающих систем пылеприготовления			
3	Паропроизводительность $D_{пе}^{ист}$ , т/ч			
4	Тепловая нагрузка котла $Q_k^{бр}$ , Гкал/ч			
5	Температура перегретого пара $t_{пе}$ , °С			
6	Давление перегретого пара $P_{пе}$ , кгс/см <sup>2</sup>			
7	Температура питательной воды $t_{пит}$ , °С			
8	Температура холодного воздуха на входе в воздухоподогреватель $t'_{вп}$ , °С			
9	Температура горячего воздуха за воздухоподогревателем $t''_{вп}$ , °С			
10	Температура уходящих газов $\vartheta_{ух}$ , °С			
11	Газовое сопротивление воздухоподогревателя $\Delta S_{взп}$ , мм вод. ст.			
12	Общее сопротивление газового тракта $\Delta S$ , мм вод. ст.			
13	Разрежение вверху топки $S''_т$ , мм вод. ст.			
14	Коэффициент избытка воздуха: за котлом $\alpha''_{пп}$ за воздухоподогревателем $\alpha''_{взп-1}$ за дымососом $\alpha''_{дс}$			
15	Присосы холодного воздуха в топку $\Delta \alpha_т$ , %			

№ п/п	Параметры технического состояния	Заводские, проектные или нормативные данные	Данные эксплуатационных испытаний или измерений	Величина отклонения от нормы (норма минус факт)
16	Присосы холодного воздуха в системы пылеприготовления $\Delta\alpha_{п/п}$ , %			
17	Присосы холодного воздуха в конвективные газоходы котла $\Delta\alpha_{(пп)-(взп-1)}$ , %			
18	Присосы холодного воздуха в газоходы от воздухоподогревателя до дымососов $\Delta\alpha_{(взп-1)-(дс)}$ , %			
19	Степень открытия направляющих аппаратов дымососов, %			
20	Степень открытия направляющих аппаратов вентиляторов, %			
21	Потери тепла с уходящими газами $q_2$ , %			
22	Потери тепла с механической неполнотой сгорания $q_4$ , %			
23	Потери тепла в окружающую среду $q_5$ , %			
24	Потери тепла с физическим теплом шлака $q_6$ , %			
25	Сумма потерь $\sum q$ , %			
26	Коэффициент полезного действия котла, брутто $\eta_k^{бр}$ , %			
27	Коэффициент полезного действия котла, нетто $\eta_k^{нт}$ , %			
28	Содержание горючих в уносе $\Gamma_{ун}$ , %			
29	Содержание горючих в шлаке $\Gamma_{шл}$ , %			
30	Часовой расход натурального топлива $B_n$ , т н. т./ч			
31	Расход электроэнергии на тягу и дутьё, кВтч/Гкал			
32	Расход электроэнергии на помол топлива, кВтч/т. топлива			
33	Содержание в дымовых газах $NO_x$ (при $\alpha = 1,4$ ), мг/нм <sup>3</sup>			
34	Видимое напряжение топочного объема $q_v$ , Гкал/(м <sup>3</sup> ·ч)			

## Приложение 11

**Ведомость  
испытаний турбины ст. № \_\_\_\_\_ тип \_\_\_\_\_**

Дата испытаний \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

Ф.И.О. работников \_\_\_\_\_

№ п/п	Наименование	Обозначение	Единицы измерений	Результат
1	Электрическая мощность турбины	$N_T$	МВт	
2	Расход свежего пара на турбину	$G_0$	т/ч	
3	Давление пара перед стопорным клапаном турбины	$P_0$	кгс/см <sup>2</sup>	
4	Температура пара перед стопорным клапаном турбины	$t_0$	°С	
5	Температура питательной воды	$t_{пит}$	°С	
6	Давление питательной воды	$P_{пит}$	кгс/см <sup>2</sup>	
7	Давление пара в производственном отборе	$P_п$	кгс/см <sup>2</sup>	
8	Температура пара в производственном отборе	$t_п$	°С	
9	Расход пара в производственном отборе	$G_п$	т/ч	
10	Давление пара в теплофикационном отборе	$P_T$	кгс/см <sup>2</sup>	
11	Температура пара в теплофикационном отборе	$t_T$	°С	
12	Расход сетевой воды через сетевые подогреватели данной турбины	$G_{сет}$	т/ч	
13	Температура сетевой воды после сетевых подогревателей (прямой сетевой воды)	$\tau_2$	°С	
14	Температура сетевой воды на входе в основной сетевой подогреватель (обратной сетевой воды)	$\tau_1$	°С	
15	Давление греющего пара в основном бойлере	$P_{об}$	кгс/см <sup>2</sup>	
16	Давление греющего пара в пиковом бойлере	$P_{пб}$	мм рт. ст.	
17	Давление пара в конденсаторе турбины	$P_2$	кгс/см <sup>2</sup>	
18	Температура обратного конденсата	$t_{ок}$	°С	
19	Температура добавочной воды	$t_{дв}$	°С	
20	Теплота сгорания топлива на рабочую массу	$Q_i^r$	ккал/кг	
21	Расход продувочной воды	$G_{пр}$	т/ч	
22	Температура продувочной воды	$t_{пр}$	°С	

Учебное издание

**Бойко** Евгений Анатольевич  
**Пачковский** Сергей Владимирович  
**Шишмарев** Павел Викторович  
**Подборский** Лев Николаевич  
**Цыганок** Алексей Петрович  
**Бобров** Алексей Васильевич

**ТЕПЛОВЫЕ И ПРОМЫШЛЕННЫЕ  
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ.  
ЭКСПРЕСС-ИСПЫТАНИЯ  
ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ  
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Редактор *Т. М. Пыжик*  
Корректор *В. Р. Наумова*  
Компьютерная верстка *Н. Г. Дербенёвой*

Подписано в печать 20.12.2019. Печать плоская. Формат 60×84/16  
Бумага офсетная. Усл. печ. л. 10,0. Тираж 100 экз. Заказ № 9775

Библиотечно-издательский комплекс  
Сибирского федерального университета  
660041, Красноярск, пр. Свободный, 82а  
Тел. (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>  
E-mail: [publishing\\_house@sfu-kras.ru](mailto:publishing_house@sfu-kras.ru)



**В Библиотечно-издательском комплексе СФУ  
вам быстро и качественно выполнят следующие виды  
издательских работ:**

- редактирование**
- корректура**
- художественное оформление**
- компьютерная верстка**

**Наш адрес:  
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а, к. 0108  
Тел. (391) 206-26-16 – отдел приема и сопровождения заказа**