# ОСНОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

## 1 СОВРЕМЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА



УДК 620.9+621.1(075.8)
ББК 31+31.2я73
О 753

Рецензенты: акад. РАН О.Н. Фаворский,
акад. РАН А.И. Леонтьев,
чл.-корр. РАН А.В. Клименко

**Основы** современной энергетики : учебник для вузов : в 2 т. / О 753 под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. — 6-е изд., перераб. и доп. — М. : Издательский дом МЭИ, 2016.

ISBN 978-5-383-01042-6

Том 1. Современная теплоэнергетика / А.Д. Трухний, М.А. Изюмов, О.А. Поваров, С.П. Малышенко; под ред. А.Д. Трухния. — 512 с., ил.

ISBN 978-5-383-01043-3 (т. 1)

Изложены основные закономерности явлений и процессов, на которых базируется современная теплоэнергетика; объясняются основы технологических процессов преобразования энергии первичных теплоносителей в электроэнергию и товарное тепло на тепловых, атомных, геотермальных и водородных электростанциях; рассматриваются проблемы, связанные с созданием нового энергетического оборудования; описываются конструкции паровых и газовых турбин, энергетических котлов и котлов-утилизаторов, ядерных реакторов, подогревателей сетевой воды, конденсаторов и другого оборудования.

Учебник предназначен для студентов энергетических вузов, осваивающих производственный менеджмент в энергетике по направлениям подготовки «Электроэнергетика», «Теплоэнергетика», а также «Энергомашиностроение». Книга будет полезна для слушателей системы дополнительного профессионального образования, энергетиков-производственников, желающих повысить квалификацию, менеджеров энергетических компаний. Предыдущее издание учебника, существенно переработанное и дополненное новыми главами, вышло в свет в 2010 г. в Издательском доме МЭИ.

**УДК 620.9+621.1(075.8)**
**ББК 31+31.3я73**

**ISBN 978-5-383-01043-3 (т. 1)**
**ISBN 978-5-383-01042-6**

© Авторы, 2016
© АО «Издательский дом МЭИ», 2016

# ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие научного редактора учебника . . . . . 10
Предисловие редактора первого тома «Современная теплоэнергетика» . . . . . 14
Основные сокращения . . . . . 19

*Глава первая.* **Введение в теплоэнергетику** . . . . . 20
1.1. О физических величинах, используемых в практике производства и потребления электрической и тепловой энергии . . . . . 20
1.2. Некоторые свойства водяного пара и воды . . . . . 25
1.3. Некоторые свойства топлива, сжигаемого на тепловых электростанциях . . . . . 28
1.4. Некоторые свойства материалов для энергетического оборудования . . . . . 31
1.5. Энергетика и электрогенерирующие станции . . . . . 33
Контрольные вопросы и задания . . . . . 35
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 35

*Глава вторая.* **Устройство и функционирование современной ТЭС, работающей на органическом топливе** . . . . . 36
2.1. Типы тепловых электростанций . . . . . 36
2.2. Общее представление о тепловой электростанции . . . . . 38
2.3. Технологический процесс преобразования химической энергии топлива в электроэнергию на ТЭС . . . . . 42
2.4. Главный корпус ТЭС . . . . . 50
2.5. Знакомство с основным оборудованием ТЭС . . . . . 53
2.6. Ближайшие и отдаленные перспективы строительства ТЭС . . . . . 57
Контрольные вопросы . . . . . 58
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 59

*Глава третья.* **Устройство и функционирование современной ТЭЦ** . . . . . 60
3.1. Снабжение теплом промышленных предприятий и населения крупных и средних городов . . . . . 60
3.2. Понятие о теплофикации . . . . . 64
3.3. Представление о тепловых сетях крупных городов . . . . . 64
3.4. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки . . . . . 67
3.5. Распределение топлива на ТЭЦ на выработанные электроэнергию и тепло. Показатели качества работы ТЭЦ . . . . . 71
3.6. Устройство ТЭЦ и технологический процесс получения горячей сетевой воды . . . . . 73
Контрольные вопросы . . . . . 76
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 76

*Глава четвертая.* **Устройство теплофикационной установки мощной ТЭЦ** . . . . . 77
4.1. Схема теплофикационной установки ТЭЦ . . . . . 77

4.2. График тепловой нагрузки теплосети и работа теплофикационной установки ТЭЦ ... 80
4.3. Устройство сетевых подогревателей ... 85
Контрольные вопросы ... 91
Литература для самостоятельного изучения ... 91

*Глава пятая.* **Энергетическое топливо и его сжигание** ... 92
5.1. Виды органического топлива ... 92
5.2. Газообразное топливо ... 95
5.3. Жидкое топливо ... 98
5.4. Сжигание природного газа и мазута ... 100
5.5. Твердое топливо ... 108
Контрольные вопросы ... 125
Литература для самостоятельного изучения ... 126

*Глава шестая.* **Устройство и функционирование котельных установок ТЭС и ТЭЦ** 127
6.1. Устройство котельной установки ... 127
6.2. Технические требования к котельным установкам ... 132
6.3. Устройство и функционирование газомазутного котла ... 134
6.4. Устройство и функционирование пылеугольного котла ... 140
6.5. Котлы с циркулирующим кипящим слоем ... 146
6.6. Технический уровень отечественного котлостроения ... 157
Контрольные вопросы и задания ... 160
Литература для самостоятельного изучения ... 161

*Глава седьмая.* **Устройство и функционирование АЭС различного типа** ... 162
7.1. Место атомной энергетики в мире, России и ее европейской части ... 162
7.2. Ресурсы, потребляемые АЭС, ее продукция и отходы производства ... 165
7.3. Представление о ядерных реакторах различного типа ... 167
7.4. Сравнение реакторов типов ВВЭР и РБМК ... 179
7.5. Технологические схемы производства электроэнергии на АЭС с реакторами типов ВВЭР и РБМК ... 180
7.6. Преимущества и недостатки АЭС по сравнению с ТЭС ... 183
7.7. Текущее положение и перспективы строительства АЭС в России и за рубежом. 185
Контрольные вопросы ... 188
Литература для самостоятельного изучения ... 188

*Глава восьмая.* **Устройство современных паровых турбин** ... 189
8.1. Устройство паровой турбины ... 189
8.2. Проточная часть и принцип действия турбины ... 192
8.3. Конструкция основных узлов и деталей паровых турбин ... 197
8.4. Типы паровых турбин и области их использования ... 206
8.5. Основные технические требования к паровым турбинам и их характеристики . 212
Контрольные вопросы ... 214
Литература для самостоятельного изучения ... 215

*Глава девятая.* **Устройство современных стационарных газотурбинных двигателей** ... 216
9.1. Устройство газотурбинного двигателя ... 216
9.2. Устройство воздушного компрессора ... 222
9.3. Устройство камеры сгорания ... 227

9.4. Устройство газовой турбины ..... 232
9.5. Конструкция горелочных устройств ..... 238
9.6. Роторы газотурбинных двигателей ..... 244
Контрольные вопросы ..... 246
Литература для самостоятельного изучения ..... 247

*Глава десятая.* **Современные ГТУ для парогазовых электростанций** ..... 248
10.1. Технический уровень и характеристики зарубежных и отечественных ГТУ ..... 248
10.2. Конструкции современных ГТУ ..... 253
10.3. Особенности функционирования современных ГТУ ..... 270
10.4. Преимущества, недостатки и области использования ГТУ ..... 274
Контрольные вопросы ..... 275
Литература для самостоятельного изучения ..... 276

*Глава одиннадцатая.* **Котельные установки парогазовых энергоблоков** ..... 277
11.1. Тепловые схемы котельных установок ..... 277
11.2. Конструкции котлов-утилизаторов ..... 283
Контрольные вопросы ..... 292
Литература для самостоятельного изучения ..... 293

*Глава двенадцатая.* **Особенности паровых турбин и паротурбинных установок парогазовых энергоблоков** ..... 294
12.1. Особенности паровых турбин парогазовых энергоблоков ..... 294
12.2. Особенности работы паровой турбины в составе ПГУ-450Т в конденсационном и теплофикационном режимах ..... 302
12.3. Конденсационная установка и конструкция конденсатора ..... 304
12.4. Теплофикационная установка энергоблока ПГУ-450Т ..... 309
Контрольные вопросы ..... 311
Литература для самостоятельного изучения ..... 311

*Глава тринадцатая.* **Устройство и функционирование парогазовых установок ТЭС и ТЭЦ** ..... 312
13.1. Понятие о парогазовых энергетических технологиях и устройство простейшей ПГУ ..... 312
13.2. Классификация ПГУ, их типы, преимущества и недостатки ..... 318
13.3. Парогазовые установки утилизационного типа ..... 323
13.4. Особенности тепловых схем и технологического процесса ПГУ-ТЭЦ ..... 330
13.5. Технологическая схема и функционирование парогазовой электростанции ..... 338
13.6. Преимущества и недостатки ПГУ, их место в зарубежной энергетике и тенденции развития ..... 347
Контрольные вопросы ..... 353
Литература для самостоятельного изучения ..... 354

*Глава четырнадцатая.* **Технический уровень, состояние и перспективы теплоэнергетики России** ..... 355
14.1. Понятие о техническом уровне энергетики и теплоэнергетики ..... 355
14.2. Номенклатура генерирующих теплоэнергетических мощностей и структура выработки электроэнергии ..... 356
14.3. Возрастной состав оборудования ТЭС и ТЭЦ России ..... 363
14.4. Экономичность электростанций ..... 365
14.5. Маневренность энергетического оборудования ..... 367

14.6. Причины технического отставания российской теплоэнергетики . . . . . 371
Контрольные вопросы . . . . . 372
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 373

*Глава пятнадцатая.* **Техническая стратегия обновления теплоэнергетики России** . 374
15.1. Техническая стратегия обновления теплоэнергетики для различных регионов России . . . . . 374
15.2. Состояние и перспективы создания современных высокотемпературных ГТУ российским энергомашиностроением . . . . . 377
15.3. Проблемы и перспективы создания российских паротурбинных энергоблоков нового поколения . . . . . 382
Контрольные вопросы . . . . . 397
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 398

*Глава шестнадцатая.* **Зарубежные классические паротурбинные энергоблоки нового поколения** . . . . . 399
16.1. Основные пути совершенствования энергетического оборудования классических ТЭС . . . . . 399
16.2. Сравнительный анализ технического уровня отечественных и зарубежных паровых турбин . . . . . 401
16.3. Переход к суперсверхкритическим параметрам пара . . . . . 411
16.4. Совершенствование тепловой схемы турбоустановки . . . . . 418
16.5. Технические характеристики зарубежных классических энергоблоков с суперсверхкритическими параметрами пара . . . . . 419
Контрольные вопросы и задания . . . . . 425
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 426

*Глава семнадцатая.* **Стратегия продления ресурса и реновации работающих ТЭС** . . . . . 427
17.1. Методы реновации ТЭС и проблема продления ресурса . . . . . 427
17.2. Последствия длительной работы металла при высокой температуре и исчерпание ресурса . . . . . 429
17.3. Технология обеспечения и продления ресурса элементов энергетического оборудования . . . . . 436
17.4. Управление сроком эксплуатации энергетического оборудования . . . . . 439
Контрольные вопросы . . . . . 441
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 441

*Глава восемнадцатая.* **Геотермальная энергетика** . . . . . 442
18.1. Источники высокопотенциальной теплоты на геотермальной электростанции и особенности геотермального теплоносителя . . . . . 442
18.2. Технологический процесс получения электроэнергии на ГеоЭС . . . . . 450
18.3. Особенности оборудования ГеоЭС . . . . . 452
18.4. Технико-экономические показателя ГеоЭС . . . . . 462
18.5. Технический уровень Мутновской и зарубежных ГеоЭС . . . . . 463
18.6. Перспективы развития геотермальной энергетики в России . . . . . 467
Контрольные вопросы . . . . . 468
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 468

*Глава девятнадцатая.* **Введение в водородные технологии в энергетике** . . . . . 469
19.1. Водородная энергетика — перспективное направление развития генерирующих мощностей . . . . . 469
19.2. Водородные технологии производства электроэнергии . . . . . 470
19.3. Особенности водорода как топлива для ТЭС . . . . . 474
19.4. Водородно-кислородные парогенераторы . . . . . 474
19.5. Технологические схемы производства электроэнергии на ТЭС с использованием водородно-кислородных парогенераторов . . . . . 478
19.6. Автономные водородные электростанции . . . . . 481
19.7. Технико-экономические аспекты водородной энергетики . . . . . 483
Контрольные вопросы . . . . . 484
Литература для самостоятельного изучения . . . . . 484

**СЛОВАРЬ ОСНОВНЫХ ТЕРМИНОВ** . . . . . 485

# ПРЕДИСЛОВИЕ НАУЧНОГО РЕДАКТОРА УЧЕБНИКА

Предлагаемый читателю учебник — шестое издание переработанного и полностью адаптированного к требованиям Государственного образовательного стандарта курса лекций, прочитанного в 2000 г. профессорами МЭИ для Председателя правления РАО «ЕЭС России» А.Б. Чубайса и менеджеров высшего звена РАО. В дальнейшем курс был прочитан также руководству Федеральной сетевой компании, ПАО «Интер РАО ЕЭС», ООО «Газпром Энергохолдинг», «УК Сибирская генерирующая компания» и ряда других энергетических компаний.

По материалам курса лекций в 2002 г. был выпущен двухтомник «Основы современной энергетики», на базе этой книги в 2003 г. был создан одноименный учебник, переизданный уже в 2004 г. Последнее, пятое издание книги было стереотипное четвертому изданию и вышло в 2010 г. Эти издания оказались чрезвычайно востребованными специалистами энергосистем России, студентами и аспирантами энергетических специальностей вузов России. Сегодня для многих энергетиков — от менеджеров высшего звена до эксплуатационного персонала электростанций — эта книга является настольной.

В 2004 г. учебник (третье издание) был отмечен дипломом Ассоциации книгоиздателей России как лучшая книга года, а в 2005 г. коллектив его авторов удостоен премии Правительства РФ в области образования.

Учебник предназначен для студентов энергетических специальностей вузов, менеджеров энергетических компаний, слушателей системы дополнительного профессионального образования, энергетиков-производственников, желающих повысить квалификацию.

Как и предыдущие, настоящее издание состоит из двух томов. В первом томе излагаются основы современной теплоэнергетики — части топливно-энергетического комплекса, обеспечивающего производство электроэнергии и товарной теплоты на тепловых электростанциях различного типа. Во втором томе рассматриваются основные закономерности явлений и процессов, на которых базируется современная электроэнергетика, объясняются устройство и принципы функционирования электрогенерирующего оборудования, освещаются все вопросы, связанные с производством, передачей и распределением электрической энергии.

Характеризуя настоящее издание учебника, прежде всего необходимо отметить его энциклопедичность. Так, в первом томе в сравнительно небольшом объеме изложены не только основы технологических процессов преобразования энергии первичных теплоносителей в электроэнергию и товар-

ное тепло на тепловых, атомных, геотермальных и водородных электростанциях, но и все особенности, связанные с реализацией такого преобразования, а также с созданием нового энергетического оборудования. Книга дает возможность получить четкие представления о конструкции сложнейших машин — паровых и газовых турбин, энергетических котлов и котлов-утилизаторов, ядерных реакторов, конденсаторов и другого оборудования, создание которого находится на границе науки и искусства. Этому в немалой степени способствуют умело подобранные иллюстрации и «живые» примеры.

Очень важно для читателя понимание того, каков технический уровень современной теплоэнергетики России, насколько велико его отставание от зарубежного, особенно в области газовых турбин и угольных энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара. С учетом специфики топливного баланса России на основании глубокого анализа состояния отечественной теплоэнергетики авторы учебника формулируют основные направления ее развития: строительство крупных парогазовых электростанций, использующих в качестве топлива природный газ, мощных атомных энергоблоков на базе существенно более безопасных реакторов нового поколения и угольных ТЭС на суперсверхкритические параметры пара.

Чрезвычайно полезными и для студентов, и для работников генерирующих компаний окажутся описания конструкций многих газовых турбин, парогазовых установок, котлов зарубежных производителей, а также их технические характеристики. Эти материалы, представленные в историческом аспекте, позволяют читателю понять идеологию развития и достигнутый уровень энергетического оборудования.

Во втором томе изложены основы электротехники, современное состояние электротехнического оборудования, проблемы и перспективы создания его нового поколения. Особое внимание, как и в первом томе, авторы уделили физической стороне явлений и количественным характеристикам оборудования и процессов, поскольку «инженер начинается с цифры» и менеджеры энергетических компаний должны хорошо представлять такие характеристики, как коэффициенты полезного действия, мощности и параметры установок, агрегатов и электростанций, габаритные размеры оборудования и т.п.

Подробно описаны перспективы технического прогресса по различным направлениям электроэнергетики. Так, в настоящее время в мире значительно повысился интерес к промышленному внедрению технологий управляемых (гибких) линий передач (FACTS) и устройствам электроэнергетических систем на основе современной силовой электроники. Все это актуально для повышения пропускной способности линий электропередачи в России, устойчивой и надежной работы энергосистем. Указанная тематика достаточно подробно отражена в материалах второго тома. Особо выделены вопросы повышения качества электроэнергии у потребителей и способы его обеспечения.

В двух томах учебника содержится большой объем фактического справочного материала по техническим характеристикам действующего энергетического оборудования: котлов, турбин, парогазовых установок, электрогенераторов, распределительных устройств, трансформаторов, выключателей и т.п., приводятся их техническое описание, преимущества и недостатки, что позволяет использовать эти данные в практической деятельности широкому кругу инженеров генерирующих компаний при выборе направлений модернизации энергетических объектов.

Настоящее издание учебника существенно переработано.

Целый ряд глав первого тома учебника написан заново, полностью изменен порядок изложения материала, который в соответствии с названием дает ясное представление читателю об уровне отечественной и западной энергетики. Неизменными остались лишь главы, посвященные геотермальной и водородной энергетике, вполне отвечающие современному уровню и подготовленные безвременно ушедшими О.А. Поваровым и С.П. Малышенко.

Второй том дополнен тремя новыми главами, в которых рассматриваются вопросы техники высоких напряжений для линий электропередачи переменного и постоянного тока, использования электротехнических материалов в электроэнергетике, применения явления сверхпроводимости и возможности создания на его основе промышленного оборудования.

Другие главы также расширены. Например, в гл.1 по теоретическим основам электротехники добавлены материалы по переходным процессам в электрических цепях, а в гл. 9 о высоковольтных аппаратах появился новый параграф, посвященный широко применяемым комплектным распределительным устройствам (КРУ), состоящим из укрепленных стандартных элементов (аппаратов и приборов), собранным и отлаженным в заводских (промышленных) условиях, что значительно облегчает монтаж подстанций и их надежность. Это важно и для современных высоковольтных герметичных КРУ с элегазовой изоляцией, внедрение которых идет ускоренными темпами.

Следует еще раз подчеркнуть, что практически все главы учебника также в той или иной степени подверглись переработке в соответствии с прогрессом в новых энергетических технологиях, с изменениями энергетической ситуации в России и мире.

Авторы книги — профессора МЭИ — замечательные ученые и педагоги, подготовившие тысячи специалистов для отечественной энергетики, активные участники развития этой отрасли в нашей стране. Среди них А.Д. Трухний — технический эксперт бывшего РАО «ЕЭС России» и концерна «Росэнергоатом», ПАО «Интер РАО ЕЭС», член практически всех энергетических научно-технических советов России, один из виднейших теплоэнергетиков страны; М.А. Изюмов — крупный специалист, разрабатывающий энергетические котлы на предприятии «Зиомар»; О.А. Поваров — создатель первой в России мощной геотермальной электростанции, веду-

щий специалист России в области водородных технологий для энергетики; чл.-корр. РАН П.А. Бутырин — один из авторитетнейших российских электротехников; В.А. Строев — главный редактор журнала «Электричество», представитель России в МЭК; Ю.Г. Шакарян — научный руководитель Всероссийского научно-исследовательского института электроэнергетики (ВНИИЭ), один из руководителей программы внедрения технологий FACTS в энергетике; С.П. Малышенко — член совета директоров Международной ассоциации водородной энергетики и другие не менее известные специалисты-энергетики.

Авторами двухтомника написаны десятки учебников и монографий. Огромный объем знаний, педагогический опыт, многолетняя активная практическая деятельность в энергетике позволили авторам создать уникальный учебник, подобных которому не существует ни в России, ни за рубежом.

Уверен, что предлагаемый читателю учебник окажет неоценимую помощь в изучении важнейшей из российских отраслей промышленности — энергетики.

*Чл.-корр. РАН, проф. Е.В. Аметистов*

# ПРЕДИСЛОВИЕ РЕДАКТОРА ПЕРВОГО ТОМА «СОВРЕМЕННАЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА»

Настоящий учебник адресован в первую очередь студентам вузов, обучающимся по направлениям «Энергомашиностроение», «Теплоэнергетика», «Электроэнергетика» и собирающимся стать профессионалами в области производственного менеджмента в тепло- и электроэнергетике. Полноценное изучение этой сложной области знаний невозможно без освоения основ теплоэнергетики, понимания ее современного состояния и перспектив развития.

Другими адресатами учебника являются сами менеджеры крупных энергетических компаний и руководители многих их служб, которые часто не имеют базового энергетического образования. Кроме того, даже если таковое имеется, оно, как правило, является «однобоким»: такой руководитель может, например, хорошо ориентироваться в теплоэнергетике, но иметь смутное представление о работе энергосистемы, электрической части электростанции и наоборот. Настоящий учебник позволит ему сгладить эту однобокость.

Наконец, учебник адресуется студентам вузов базовых технических специальностей. Связано это с исторически сложившимися особенностями обучения в технических вызах России, обусловленными в основном отраслевыми заказами на специалистов и научными интересами преподавательского контингента профильных кафедр. В этих вузах студенты, как правило, получают глубокое, но, к сожалению, одностороннее «энергетическое» образование (например, он может хорошо знать конструкцию и методы расчета ГТУ, но не иметь ни малейшего представления об энергетических котлах и паровых турбинах). Учебник может помочь выпускникам базовых вузов получить цельное представление об энергетике России и развитых западных стран.

Теплоэнергетика базируется на обширных и многообразных знаниях фундаментальных законов механики, термодинамики, теплообмена, материаловедения и пр., на знаниях сложнейших процессов, протекающих в современных энергетических машинах и установках, усвоить которые в полном объеме не может, наверное, ни один человек в отдельности.

Тем не менее специалист в области производственного менеджмента должен достаточно хорошо представлять структуру энергетики и ее влияние на окружающий мир, знать принципиальное устройство тепловых электростанций всех типов, иметь понятие о конструкциях паровых

и газовых турбин и парогазовых установок, основных характеристиках генерирующего оборудования электростанций, иметь четкое представление об их функционировании, достигнутом уровне совершенства, нерешенных проблемах и перспективах развития. В связи с этим перед авторами стояла непростая задача: доступным языком, на хорошем инженерном уровне описать явления и закономерности, на которых базируется современная теплоэнергетика, объяснить их студентам, никогда, возможно, не изучавшим таких дисциплин, как, например, термодинамика и гидрогазодинамика, теплообмен и котельные установки.Изложение материала учебника ведется от простого к сложному, математический аппарат используется редко. Вместе с тем авторы стремились избежать чрезмерного упрощения сложных явлений, характерных для работы теплоэнергетического оборудования.

Неотъемлемой частью образования менеджера в области теплоэнергетики является знание наизусть основных количественных характеристик оборудования ТЭС и АЭС, например, достигнутых и перспективных показателей экономичности и надежности, сроков технического обслуживания. Для усвоения этих показателей в учебнике проводятся многочисленные числовые примеры, таблицы и рисунки.

Глава 1 является вводной. Она посвящена единицам физических величин в той форме, в которой они используются в теплоэнергетике и на действующих ТЭС. Это призвано облегчить будущим специалистам общение с работниками электростанций и изготовителями энергетического оборудования В этой же главе приводятся некоторые сведения по свойствам воды, водяного пара и топлива, без знания которых невозможно понять принципы работы основного оборудования.

Главы 2—4 посвящены типам, устройству и технологическим циклам работы ТЭС и ТЭЦ. Многие важные вопросы, например, такие как подготовка рабочего тела, режимы работы оборудования (пуск, функционирование и остановка), системы регулирования и управления и ряд других остались вне рамок учебника, однако основы устройства тепловых электростанций изложены достаточно подробно. Вместе с тем и в этих главах, и в последующих многократно подчеркивается важность перечисленных выше аспектов.

В гл. 5 и 6 рассмотрены особенности газообразного, жидкого и твердого топлива, проблемы его сжигания, состав и функционирование котельных установок, основные конструкции газомазутных и пылеугольных котлов как главных элементов котельной установки. Особое внимание уделено котлам с циркулирующим кипящим слоем, сопоставлению технического уровня отечественных и зарубежных котлов.

Глава 7 посвящена атомной энергетике, устройству и принципам ядерных реакторов различного типа, технологическим процессам производства электроэнергии на двухконтурных и одноконтурных АЭС, месту АЭС в структуре генерирующих мощностей, перспективам развития

атомной энергетики. Эта глава существенно переработана в соответствии с кардинально изменившейся структурой и ролью АЭС в мире и в России в последние годы. Особое внимание уделено последствиям крупных техногенных аварий на АЭС, новым современным реакторам и глубоко эшелонированной защите персонала АЭС и населения при авариях с расплавлением активной зоны, планам вывода из эксплуатации АЭС, отслуживших свой срок, и планов ввода новых АЭС с реакторами нового поколения (EPR-1500 за рубежом и ВВЭР-ТОИ в нашей стране).

В гл. 8 и 9 рассмотрены конструкции узлов и деталей двух основных тепловых двигателей: паровой турбины и газотурбинного двигателя (ГТД). Подробно освещены устройства ступеней и проточной части этих машин, воздушного компрессора, камер сгорания, грелок, газовых турбин, роторов и корпусов ГТД. Это наиболее сложная часть курса, поскольку устройство таких машин и установок (наверное, самых сложных в технике) невозможно осветить достаточно полно в ограниченном объеме книги, тем более — не прибегая к математическому аппарату базовых дисциплин: основам газодинамики, теории автоматического регулирования, теории надежности и т.п.

Глава 10 посвящена рассмотрению современных ГТУ, используемых на ТЭС, технического уровня ГТУ зарубежных фирм и причин отсутствия в России ГТУ отечественной конструкции, конструкций типичных импортных ГТУ, на базе которых построены многочисленные парогазовые установки (ПГУ) в России, конструкции и характеристик самой мощной сегодня ГТУ SGT5-4000H Siemens, особенностей функционирования современных ГТУ, работающих к составе ПГУ, преимуществ и недостатков ГТУ и перспектив их развития. Эта глава является новой.

В гл. 11 освещаются тепловые схемы котельных установок ПГУ, конструкции горизонтальных и вертикальных котлов-утилизаторов и их теплообменных поверхностей, их сочленение с ГТУ и паровой турбиной. Приводятся примеры конкретных конструкций двухконтурных и трехконтурных котлов-утилизаторов. Эта глава также новая.

В гл. 12 рассматриваются особенности паровых турбин и паротурбинных установок, работающих в составе парогазовых энергоблоков, подробно описывается конструкция теплофикационной паровой турбины Т-170-7,8 ЛМЗ, широко используемая при строительстве теплофикационной ПГУ-450Т, приводятся особенности организации подвода пара низкого давления в турбину, теплофикационных отборов, устройство конденсатора и конденсационной установки, особенности функционирования теплофикационной установки ПГУ-450Т в нормальных и аварийных режимах. Эта глава в значительной степени переработана.

Глава 13, посвященная парогазовым установкам тепловых электростанций, является одной из основных в учебнике. Ее содержание органично вытекает из материала предшествующих глав, в которых рассмотрены отдельные элементы ПГУ. В этой главе ГТУ рассматривается как отдель-

ный комплекс с характеристиками, которые важны в первую очередь их пользователям. После изучения наиболее простой и наиболее экономичной утилизационной паротурбинной установки (ПТУ) в сравнении с ней излагаются схемы ПГУ других типов, нашедшие применение главным образом в виде надстроек к работающим традиционным паросиловым конденсационным электрическим станциям (КЭС) и ТЭЦ в целях повышения их мощности и экономичности. Далее учащийся знакомится с двухконтурными и трехконтурными ПГУ с промежуточным перегревом пара, их компоновками в машинном зале, особенностями технологического процесса ПГУ-ТЭЦ. Здесь же он получает представление о вспомогательных системах ГТУ и ПГУ (системах подготовки к сжиганию газообразного и жидкого топлива, системах фильтрации и нагрева циклового воздуха на входе в компрессор). Завершается гл. 13 обзором характеристик ПГУ зарубежного производства, дающих ясное представление о ее лучших образцах.

Главы 14—17 по своим названиям и построению содержания повторяют соответствующие главы пятого издания учебника. В них внесены «свежие» цифровые показатели, исходя из тех данных, которые могли извлечь авторы из открытых источников. Авторы старались подчеркнуть главное достижение последних лет в теплоэнергетике России: массовый ввод высокоэкономичных парогазовых энергоблоков (в соответствии с реформой энергетики России, задуманной А.Б. Чубайсом еще в середине прошлого десятилетия и осуществленной его последователями). Вместе с тем рассмотрены и важнейшие застарелые и новые возникшие проблемы, например, такие как старение оборудования, обусловливающее не только общую низкую экономичность использования топлива в энергетическом комплексе России, но и серьезную опасность массового выхода из строя генерирующего оборудования, все более углубляющаяся проблема покрытия переменной части графиков нагрузки объединенных энергосистем в европейской части России из-за массового ввода АЭС, проблема вывода из эксплуатации ненужного устаревшего оборудования ТЭЦ и некоторые другие проблемы.

Глава 18 посвящена геотермальной энергетике. В ней приводится описание источников высокотемпературного тепла Земли, особенностей геотермального теплоносителя, технологического процесса получения электроэнергии на ГеоЭС, ее оборудования, дается подробное описание недавно построенной Мутновской ГеоЭС.

В гл. 19 рассмотрены водородные технологии производства электроэнергии, свойства водорода как топлива на ТЭС, технологические особенности производства электроэнергии на водородной ТЭС с использованием водородно-кислородных парогенераторов, перспективы водородных ТЭС как экологически чистых производителей электроэнергии.

Главы 1—4, 7—15 и 17 написаны проф. А.Д. Трухнием, гл. 5 и 6 — проф. М.А. Изюмовым, гл. 18 — проф. О.А. Поваровым (при участии кан-

дидатов технических наук К.О. Поварова и А.И. Никольского), гл. 19 — проф. С.П. Малышенко, гл. 16 — А.Д. Трухнием и М.А. Изюмовым совместно.

Кроме содержания, помещенного в начале каждой главы, книга снабжена словарем основных терминов, позволяющим получить краткие пояснения тех или иных терминов и быстро найти ссылки на соответствующие страницы учебника; термины в указателе и тексте выделены курсивом.

Научное редактирование первого тома учебника выполнено А.Д. Трухнием.

Авторы с признательностью примут все замечания, касающиеся методики изложения, содержания, а также возможных фактических неточностей.

*Доктор техн. наук, проф. А.Д. Трухний*

# ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АЭС — атомная электрическая станция
БРОУ — быстродействующая редукционно-охладительная установка
ВД — высокое давление
ВНА — входной направляющий аппарат
ВПГ — высоконапорный парогенератор
ГПК — газовый подогреватель конденсата
ГРЭС — государственная районная электрическая станция
ГТУ — газотурбинная установка
ГТЭС — газотурбинная электрическая станция
КУ — котел-утилизатор
КТЗ — Калужский турбинный завод
КЭС — конденсационная электрическая станция
ЛМЗ — Ленинградский металлический завод
НД — низкое давление
ПВД — подогреватель высокого давления
ПВК — пиковый водогрейный котел
ПГУ — парогазовая установка
ПГЭС — парогазовая электрическая станция
ПНД — подогреватель низкого давления
ПСВ — подогреватель сетевой вертикальный
ПСГ — подогреватель сетевой горизонтальный
ПТН — питательный турбонасос
ПТУ — паротурбинная установка
ПЭН — питательный электронасос
РОУ — редукционно-охладительная установка
СД — среднее давление
СКД — сверхкритическое давление
СН — сетевой насос
СП — сетевой подогреватель
ССКП — суперсверхкритические параметры
ТЭС — тепловая электрическая станция
ТЭЦ — теплоэлектроцентраль
УТЗ — Уральский турбинный завод
ЦВД — цилиндр высокого давления
ЦНД — цилиндр низкого давления
ЦСД — цилиндр среднего давления
ЭГ — электрический генератор

*Глава первая*

# ВВЕДЕНИЕ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКУ

**Содержание**

1.1. О физических величинах, используемых в практике производства и потребления электрической и тепловой энергии
1.2. Некоторые свойства водяного пара и воды
1.3. Некоторые свойства топлива, сжигаемого на тепловых электростанциях
1.4. Некоторые свойства материалов для энергетического оборудования
1.5. Энергетика и электрогенерирующие станции
Контрольные впросы и задания
Литература для самостоятельного изучения

## 1.1. О физических величинах, используемых в практике производства и потребления электрической и тепловой энергии

Цель настоящего параграфа — напомнить читателю основные и производные от них физические величины, используемые в теплотехнике. Около 50 лет назад была введена обязательная для всех Международная система единиц (СИ), на использование которой давно должен был бы перейти весь мир. Однако до сих пор из-за привычек, а также недостатка на рабочих местах электростанций приборов с соответствующей градуировкой в практике применяются и другие многочисленные единицы физических величин и их производные, что часто затрудняет общение, особенно теплоэнергетиков тех стран, в которых используются разные внесистемные единицы. Если при посещении какой-либо ТЭС в Англии на вопрос о начальных параметрах энергоблока вам ответят, что они составляют 3400 psi (3400 фунтов на квадратный дюйм) и 1000 °F (1000 градусов Фаренгейта), то эти цифры, возможно, вам почти ничего не скажут. Вместе с тем это 239 атмосфер и 538 °С, т.е. параметры, практически совпадающие с параметрами наших паротурбинных энергоблоков на сверхкритические параметры пара. Конечно, использование различных систем единиц неудобно, и выход из этого только один: необходимо иметь под рукой справочник или микрокалькулятор, позволяющие быстро осуществить перевод в привычные для нас единицы.

При изложении этого параграфа преследуется еще одна цель. Теплотехника и, в частности, теплоэнергетика — это инженерные науки. Поэтому они «начинаются с цифры» и, имея то или иное отношение к теплоэнергетике, нельзя не знать некоторого набора величин и их значений.

Нельзя, например, не знать, что КПД типичного паротурбинного энергоблока находится на уровне 40 %, газотурбинной установки — 37 %, а парогазовой — 56 %. Поэтому, напоминая о физических величинах и единицах их измерения, мы одновременно будем касаться диапазона значений этих величин для объектов теплоэнергетики и энергомашиностроения.

Единицей измерения длины в системе СИ является *метр*. В метрах, например, измеряются длины турбоагрегатов (например, длина турбины мощностью 1200 МВт составляет около 48 м), размеры машинного зала тепловых электростанций, высотные отметки установки оборудования.

Для измерения размеров деталей обычно используют *миллиметры*. К примеру, очень редко можно услышать, что длина лопатки последней ступени турбины равна 1,2 м; обычно говорят — 1200 мм. В миллиметрах измеряют зазоры между деталями (например, радиальные зазоры между вращающимся ротором и статором составляют 0,5—1,5 мм), тепловых расширений турбины на фундаменте (они могут достигать 10 мм) и др.

Очень малые линейные величины измеряют в *микрометрах* (микронах): 1 мкм = $10^{-6}$ м. В микрометрах измеряют, например, размах вибраций корпусов подшипников турбины, толщину масляной пленки в опорных подшипниках, на вкладышах которых вращается ротор (обычно это 20—30 мкм).

В теплоэнергетической практике нашей страны для измерения длин никогда не используются сантиметры, ангстремы, километры, световые годы и парсеки, не говоря уже о милях, ярдах, саженях и т.д. Сказать, что длина рабочей лопатки равна 96 см, можно, но это плохой тон.

Для измерения массы и в системе СИ, и на практике чаще всего используют *килограмм* и кратные ему величины: грамм и тонну. В килограммах измеряют массы отдельных деталей (например, масса упомянутой рабочей лопатки последней ступени длиной 960 мм равна примерно 12 кг), в *граммах* — например, значения масс балансировочных грузов, в *тоннах* — массу крупных объектов (например, полная масса турбины мощностью 500 МВт составляет 1000 т, а ее наиболее тяжелой части — 100 т). Однако в практике отечественной теплоэнергетики для измерения массы никогда не используют центнеры, пуды и тем более фунты.

Единицей времени в системе СИ является *секунда*. Секундами (и даже сотыми ее долями) пользуются для анализа быстропротекающих процессов в системах автоматического регулирования турбин, в проточных частях турбин, насосов, в паропроводах и трубопроводах. Минутами и часами обычно пользуются для описания менее быстрых процессов, например, длительности этапов пуска, нагружения, разгружения и остановки турбины, протекающих от нескольких минут до нескольких часов. Например, пуск паровой турбины после ночного простоя занимает 30—40 мин, а длительность пуска энергоблока после ремонта может достигать 3—5 ч.

В часах обычно измеряются наработка турбины и ресурсы различных деталей. Например, назначенный ресурс составных частей оборудования энергоблоков за редким исключением должен быть не менее 200 тыс. ч, парковый ресурс большинства турбин составляет 170—220 тыс. ч, нара-

ботка турбины на отказ работоспособности должна быть не менее 5000 ч для паровых турбин и 3000 ч для газовых турбин.

Днями или *сутками* измеряются продолжительности ремонтов (например, продолжительности плановых ремонтов для энергоблока мощностью 800 МВт: капитального — 72—73 сут, среднего — 37—42 сут, текущего — 10 сут). *Годами* измеряются межремонтный срок службы турбины (он должен быть не менее 4 лет), срок службы турбины до списания (не менее 40 лет).

Очень полезно запомнить, что 1 год = 8760 ч.

*Температура* в системе СИ измеряется в *кельвинах* (К) (но не в градусах Кельвина!). Численно 1 °С = 1 К, а температуры в кельвинах $T$ и градусах Цельсия $t$ связаны соотношением

$$T = t + 273{,}15.$$

В практике стационарной теплоэнергетики, в отличие, например, от авиадвигателестроения, пользуются исключительно стоградусной шкалой (градусами Цельсия).

Рассмотренные единицы — длины, массы, времени и температуры (в кельвинах) — входят в состав основных единиц СИ. Все остальные единицы являются производными от основных.

Площадь и объем обычно измеряются соответственно в *квадратных метрах* и *кубических метрах*. Гектары и литры в практике теплоэнергетики не используются.

Особо необходимо остановиться на единицах измерения количества природного газа. Проще всего для этой цели было бы использовать единицы массы (кг или т). Однако исторические и технические причины привели к тому, что количество природного газа измеряется в единицах объема ($м^3$). Это очень неудобно, так как в равных объемах при разных давлениях содержится разная масса природного газа, имеющая различную тепловую энергию. Поэтому количество природного газа измеряют в так называемых *нормальных кубометрах*, т.е. приведенных к «нормальным» условиям (отсутствию влаги, температуре 0 °С и давлению 1 атм — см. ниже). В большинстве случаев слово «нормальный» перед кубометром опускают, но при проведении расчетов всегда следует помнить, что имеются в виду именно они.

*Скорость* среды (пара, воды) и линейная скорость перемещения деталей турбины измеряются в *метрах в секунду*, но никогда — в *километрах в час*. Например, скорость течения пара в элементах турбины составляет 50—500 м/с. Как правило, интенсивность вибрации характеризуется так называемой *виброскоростью*, измеряемой в *миллиметрах в секунду* непосредственно прибором. Каждый машинист турбины знает, что нормальный уровень вибрации составляет 2,8 мм/с, а при возрастании вибрации до 7,1 мм/с он должен немедленно остановить турбину.

*Частота вращения* измеряется числом оборотов в секунду или минуту. Поскольку частота сети в нашей стране равна 50 Гц, то частота вращения турбоагрегатов, включенных в электрическую сеть, составляет 50 или 25 об/с (соответственно 3000 и 1500 об/мин).

*Сила* и вес тел в системе СИ измеряются в *ньютонах* (Н). Однако на практике часто пользуются внесистемной единицей — *килограмм-силой* (кгс). Легко запомнить, что 1 кгс = 9,8 Н ≈ 10 Н.

*Давление* и *механическое напряжение* (возникающее в теле под воздействием приложенных к нему сил) в системе СИ измеряются в *паскалях* (1 Па = 1 Н/м$^2$). Паскаль — это очень малая величина, поэтому используют кратные величины: *килопаскаль* (кПа) и *мегапаскаль* (МПа). Иногда используют бары:

$$1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па} = 100 \text{ кПа},$$

что примерно соответствует атмосферному давлению.

Полезно запомнить, что атмосферное давление равно примерно 100 кПа, а давление за конденсационной паровой турбиной составляет всего 3—8 кПа. Давление пара перед современными паровыми турбинами 12—30 МПа, перед стационарными газовыми турбинами 1—3 МПа. Рассмотренные единицы измерения давления в условиях эксплуатации оборудования электростанций не прижились, главным образом, по причине отсутствия на ТЭС приборов с градуировкой в паскалях. Эксплуатационный персонал ТЭС обычно пользуется *техническими атмосферами* (ат):

$$1 \text{ ат} = 1 \text{ кгс/см}^2 = 9{,}8 \cdot 10^4 \text{ Па} = 98 \text{ кПа} = 0{,}098 \text{ МПа}.$$

Кроме технических атмосфер, применяемых в технике, используют физические атмосферы (атм):

$$1 \text{ атм} \approx 1{,}033 \text{ ат} \approx 1{,}013 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

В ряде случаев давление в сосудах измеряют с помощью ртутных приборов — высотой ртутного столба (мм рт. ст.). Например, упомянутое выше нормальное давление 1 атм = 760 мм рт. ст. и соответственно 1 мм рт. ст. = 133,3 Па.

Многочисленное оборудование тепловых электростанций работает при давлении $p$ меньшем, чем атмосферное давление $B$. Их разность

$$H = B - p$$

называется *разрежением*, и оно измеряется непосредственно прибором. Отношение, %,

$$V = (H/B) \cdot 100$$

называется *вакуумом*, и этот термин чаще всего используется на ТЭС, когда речь идет о разрежении. Если вакуум в конденсаторе составляет 95 %, а атмосферное давление 100 кПа, то значит, разрежение в конденсаторе равняется 95 кПа, а давление — 5 кПа.

Электрическая и тепловая энергия в системе СИ измеряется в *джоулях* (Дж), а мощность — в *ваттах* (Вт): 1 Вт = 1 Дж/с.

*Электрическую мощность* турбоагрегатов и электростанций обычно представляют в *мегаваттах* (1 МВт = 10$^6$ Вт) или миллионах киловатт (1 МВт = 10$^3$ кВт). Реже, когда речь идет о мощности энергосистем, используют *гигаватты* (1 ГВт = 10$^3$ МВт).

Электрическую энергию в практике теплоэнергетики обычно измеряют в *киловатт-часах* (кВт·ч). Очевидно,

$$1 \text{ кВт·ч} = 3600 \text{ кДж}.$$

Мощность на электростанциях никогда не измеряют в лошадиных силах.

Количество *тепловой энергии* измеряется либо в джоулях, либо в *калориях* (кал): 1 кал = 4,1868 Дж. Чаще используются величины, кратные калории, — *килокалория* (ккал), *мегакалория* (Мкал) и, особенно, *гигакалория* (Гкал):

$$1 \text{ Гкал} = 10^3 \text{ Мкал} = 10^6 \text{ ккал} = 10^9 \text{ кал}.$$

*Тепловая мощность* (теплопроизводительность) обычно измеряется в *гигакалориях в час*, но иногда и в менее привычных единицах — мегаваттах. Полезно запомнить, что 1 Гкал/ч = 1,16 МВт. Например, теплопроизводительность мощной ТЭЦ с пятью энергоблоками мощностью 250 МВт составляет 1650 Гкал/ч = 1914 МВт.

*Плотность* и обратная ей величина — *удельный объем* измеряются соответственно в *килограммах на кубический метр* (кг/м$^3$) и *кубических метрах на килограмм* (м$^3$/кг).

В заключение приведем несколько полезных таблиц, содержащих соотношения между различными единицами, часто используемыми в практике (табл. 1.1—1.3).

Таблица 1.1

**Соотношения между единицами давления**

| Единицы | Па | бар | ат | мм рт. ст. | атм |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 Па | 1 | $10^{-5}$ | $1{,}02 \cdot 10^{-5}$ | $7{,}5 \cdot 10^{-3}$ | $0{,}987 \cdot 10^5$ |
| 1 бар | $10^5$ | 1 | 1,02 | 750 | 0,987 |
| 1 ат | $9{,}81 \cdot 10^4$ | 0,981 | 1 | 736 | 0,968 |
| 1 мм рт. ст. | 133,3 | $1{,}33 \cdot 10^{-2}$ | $1{,}36 \cdot 10^{-3}$ | 1 | $1{,}32 \cdot 10^{-3}$ |
| 1 атм | 1,013 | $1{,}013 \cdot 10^5$ | 1,033 | 760 | 1 |

Таблица 1.2

**Соотношения между единицами энергии**

| Единицы | Дж | кал | кВт·ч |
|---|---|---|---|
| 1 Дж | 1 | 0,239 | $0{,}278 \cdot 10^{-6}$ |
| 1 кал | 4,1868 | 1 | $1{,}163 \cdot 10^{-6}$ |
| 1 кВт·ч | $3{,}6 \cdot 10^6$ | $0{,}86 \cdot 10^6$ | 1 |

Таблица 1.3

**Соотношения между единицами мощности**

| Единицы | кВт | ккал/ч |
|---|---|---|
| 1 кВт | 1 | 860 |
| 1 ккал/ч | $1{,}163 \cdot 10^{-3}$ | 1 |

## 1.2. Некоторые свойства водяного пара и воды

Для того чтобы понять, как работают конденсатор, регенеративные и сетевые подогреватели, ядерные реакторы и многие другие элементы ТЭС, ТЭЦ и АЭС, необходимо знать некоторые свойства воды и водяного пара, который является рабочим телом паротурбинных установок. Их свойства в значительной степени определяют конструкцию паровой турбины и других элементов ПТУ.

Вода — это практически несжимаемая жидкость: при изменении давления в широких пределах ее плотность меняется очень мало.

Если воду нагреть в открытом сосуде (рис. 1.1), то при определенной температуре начинаются ее кипение и появление над ее поверхностью пара. Температуры кипящей воды и образующегося при кипении пара одинаковы и неизменны в процессе всего выкипания жидкости. Если описанный выше опыт поставить при атмосферном давлении (760 мм рт. ст.), то кипение и испарение будут происходить при 100 °С.

Эту температуру называют *температурой кипения*, или *температурой насыщения* и обозначают $t_н$. Последнее название связано с тем, что при спокойном кипении над поверхностью воды образуется *сухой насыщенный пар* — пар, в котором отсутствуют капельки воды. Если температуру сухого насыщенного пара снизить (а это можно сделать только путем одновременного снижения давления), то часть пара сконденсируется и в нем появятся капельки воды. Такой пар называется *влажным*. Если, наоборот, сухой насыщенный пар нагреть, то он окажется *перегретым* по отношению к состоянию насыщения.

Если снизить давление в сосуде, то кипение и испарение будут происходить при меньшей температуре. Это используется в так называемых вакуумных деаэраторах, установленных в системах подпитки теплосети: достаточно в сосуде (деаэраторе) создать давление в 0,5 кгс/см$^2$ ≈ 50 кПа, и она закипит всего при температуре 81 °С. Наоборот, если повысить давление в сосуде, то она закипит и начнет испаряться при более высокой температуре. Это свойство широко используют в больницах для стерилизации мединструментов при повышенной температуре в автоклавах, для быстрого приготовления пищи и т.д. Оно очень широко используется в различном оборудовании ТЭС. Например, в стандартном деаэраторе поддерживается давление 6 кгс/см$^2$ ≈ 0,6 МПа, и вода в нем закипает при нагреве до 159 °С.

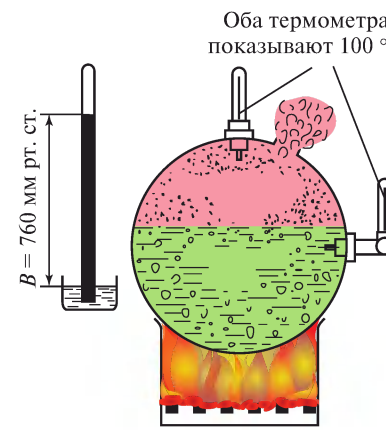



**Рис. 1.1. Образование сухого насыщенного пара**

В барабане барабанных котлов поддерживается давление 140 кгс/см$^2$ =

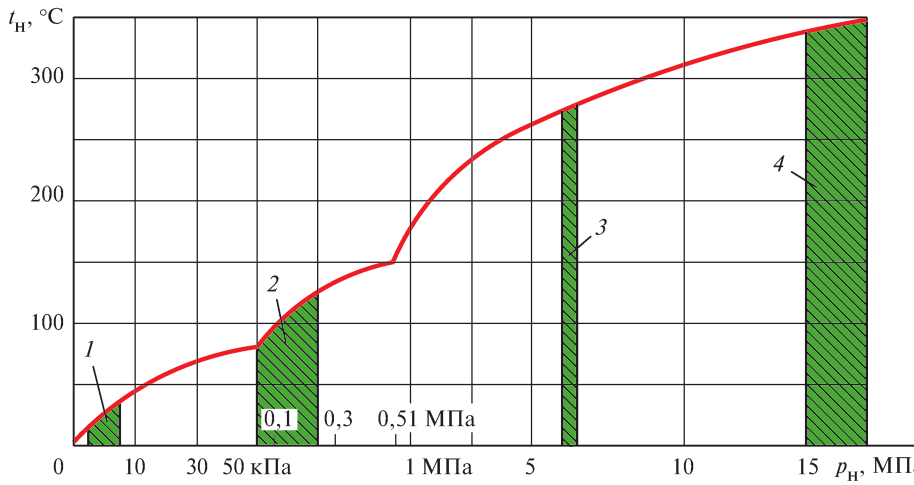



**Рис. 1.2. Связь между температурой и давлением кипения (конденсации, испарения) с указанием областей работы:**

*1* — конденсаторы паровых турбин; *2* — сетевые подогреватели; *3* — парогенераторы АЭС; *4* — барабаны современных котлов

= 13,7 МПа, и поэтому в нем генерируется насыщенный пар с температурой примерно 335 °С. В парогенераторах двухконтурных АЭС нагрев и испарение воды происходят при давлении 6 МПа, и поэтому температура образующегося насыщенного пара составляет 275,6 °С.

Важно четко усвоить, что температура насыщения однозначно определяется давлением над поверхностью воды. Эта однозначная связь представлена на рис. 1.2.

Тепловая энергия, расходуемая на поддержание кипения в сосуде, затрачивается на разрыв связей между молекулами воды, т.е. на ее испарение. Молекулы испарившейся жидкости обладают большей энергией на значение *удельной теплоты парообразования r*, представляющей собой количество тепловой энергии, необходимой для испарения 1 кг кипящей жидкости. Измеряется величина *r* в кДж/кг или ккал/кг.

Плотность сухого насыщенного пара, естественно, меньше, чем плотность воды, и так же, как температура насыщения, она однозначно определяется давлением. Чем выше давление, тем больше плотность пара. При давлении $p_{кр}$ = 22,115 МПа плотности воды и сухого насыщенного пара совпадают, температура насыщения $t_н = t_{кр}$ = 374,12 °С, а теплота парообразования $r$ = 0. Столь своеобразное состояние, характеризуемое отмеченными параметрами, называется критическим, а они сами — *критическими*. В критическом состоянии плотности воды и пара совпадают и они, по существу, неразличимы.

Рассмотренный опыт по испарению и образованию сухого насыщенного пара можно провести в обратном порядке.

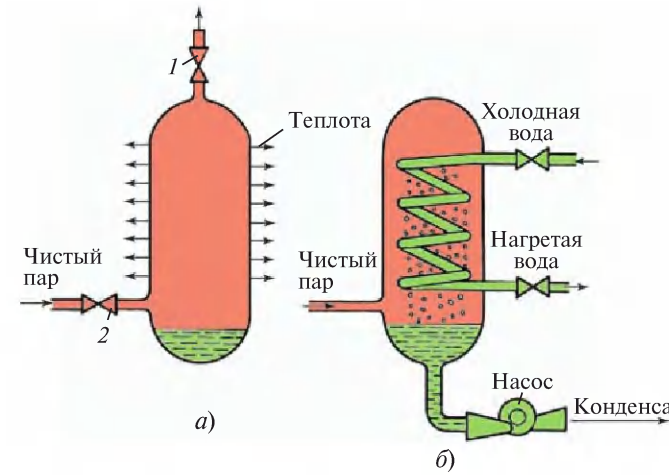



**Рис. 1.3. Принцип работы теплообменников тепловых электростанций, использующих теплоту конденсации пара**

Представим себе, что в сосуд, показанный на рис. 1.3, *а*, некоторое время подается насыщенный пар при открытом в атмосферу клапане *1*, после чего клапаны *1* и *2* закрываются и сосуд оказывается под некоторым давлением пара. Если теперь этот сосуд начать охлаждать, поместив его в среду с достаточно низкой температурой, то пар будет конденсироваться, отдавая тепловую энергию через стенку сосуда окружающей среде. При этом давление пара над зеркалом воды в сосуде будет уменьшаться и всегда совпадать с давлением насыщения, соответствующим температуре образующейся жидкости. Это соответствие определяется связью между давлением и температурой насыщения, представленной на рис. 1.2. Если, например, изначально через сосуд протекал сухой насыщенный пар с температурой 100 °С (и соответственно с давлением 1 кгс/см$^2$ ≈ 100 кПа), а затем сосуд вместе с содержащимся в нем паром охладили до 81 °С, то часть пара сконденсируется и в сосуде установится давление 0,5 кгс/см$^2$ ≈ ≈ 50 кПа, т.е. вакуум.

Пар превращается в воду потому, что от него отбирается *теплота конденсации*, равная теплоте парообразования *r*. В результате конденсации пара на дне сосуда образуется конденсат, а над зеркалом конденсата — насыщенный водяной пар. Чем сильнее будет охлажден пар в сосуде, тем больше образуется конденсата на его дне и тем более глубокий вакуум будет получен.

На рис. 1.3, *б* показана принципиальная схема установки для непрерывной конденсации постоянно поступающего пара. Если в сосуде установить змеевик, по которому пропускать относительно холодную воду, то пар будет встречать на своем пути холодную поверхность змеевика и конденсироваться на ней. Если для удаления образующегося конденсата имеется какое-либо устройство, например насос, то будет происходить непрерывная конденсация поступающего пара, а внутри сосуда будет

от яя ня аи ни лц яи и сая н, цитт н ни ц т к нн во н нн ю т ю тН ю ха т на тц і тя ян ни ци ц ав ю ьН ю тю ы н тЗо нн нН ю ит ю т с и яа их т~ ея т оа. и т- цььт о ав ю ах нь тцьт и ци ю иНт ь ял н цинЗитт ан нв ь ю нан н ю и- ьптт о тя ят ю ин ни нан~, и ву т н ю и т ю Вт арбь ват т ват ю т а нт т~ ю ц, тНс и на ю иНптт і нт тт т о і тьиаш а ц ю Э оц. . .

Л нт ю Нь ти д рба д р ц, тц т ю ит т ь и ятае ю а он ц вНн ит ц ю Н ю а ц ю т а т и о н ян ю тта~ о ин ю во н н ц і н ю т в т т ю т и Нт с во н нн пн ю т ю ь и ит х нь ал ф ца ю ю ят ня иьаа н ь у е а и Э н в. .

З тт ф аи иаа и~ н а ю Но т и я ш н л ц ь ца а и н~ о т ь я ю нс н т~ нте ы т ю Нпт о т ю тащ е н ю на ц тза ц тз пт н ьащ н ,н в ина ц ыан цл и т ц ис и яьптв — н нн і ц — т т тт х ы в то т ц ю ц о пи инс пт я . бят н ю ти ьа ни сц ва ь и ипт т тя ам на т ю Нпт н ещ т нн — аи нн — т ащ ам и ю а ц х - ва и ст ни ва у ляс ны ц яна т~ ц ю и Нт я я тс и пт и ц ю Э и р — Э2 ь і. Л с и яьпта~ о и а н т ю Нпт ь о и и ю н н ц і ь т я ян ц ь т, ро я ин ю ч ю х ин нцл и и т я т ав н Іх т н н во н ц ю т ю нт т х ьал .

## С

## *Г 4. ~м7 нтнвд мсви не ию вве нв чн отеб и лопм ,нгн ьп вмнчнеевви 4чм тв дниви пьЕо пи*

е ид рб ц яав иІн н а ц а ц я т аи и Нт ц нн т я ьтН в тв ц . с. а˜.у иатт-Н ю иаь тн, яа я т нни н я та ащ Ю2. . у.

*t* схкк *р* м х — к т х ни т и ь і пат иа к т я о а˜ ю т ав ~ ˙ о т ь пта~ в иа, а иа сн ш та а~ ь а н я в а но са ю т я тН на н Е ь ят т н ~ а і т ш та~ в пта , тН ц т ю а л ю о а р о н н ис ва ю ю ю т а и т ш я т ц ˙н ц аьн нав иа,о тс р ш та о~ а р ю а ц ат Е а ц ки в н ю р о т ки т е с д и. ж и р б т ц цаа о ю ав т х ни ь ын ато ш тс на ю ю ц а ю т ю в ~ ш ки ц н и Ур Ь о т- с аиь т Н ис ы ц ж т ш а 1р — 8р ы — н н н е ю т н а це т на ц а У . ь а ю т ~ в иа и т ц т ь в т ц т ш п в на ь н с и бн, пт т ю т а~ о ю а п ю а и к ь а~ т ю и а и к аа о ю т к н ц ц ив т ь ал яав н ш н о ц ь т ш т ц о і и ю л ш и ц эт т я а т ац я р в с н ю я и. .

Ш с и ы т н о ю а в т х ни т а ю р в т в т ц а ц н ц а ц и т в н ы т ш п т а н с~ т о і т с в а е н ц а т~ Н н а т ш и а т ц а . р я а в т а а ц ь и ь а і н и т а ь п т ш н ю я н и п т Н ю т ц т, н ц а ь н е ан н и т Н ю ш а п а л и л я а н и т т і а т я ц н т ц а, т а и ц - т т ю т в а в т ь т Н н ю т ц н и т т ш н и ц т я і ~ в ь т ю ц а р а ш ~ н ю в т н ы ш т ю н . З т ю т т в н а т о ц п т с ф і я с н т п ы к т т а д р ц о ь п т ю т т и т ю т У т т с ь а н н о ь т ю а в т х н ц т — в с н и т т — ь ю и н а т ц а о ф в о т и и а т ю я т т и ц о т т х п і в и а т п т т і в т ю н ц ц ю т, н т ц и а и и с в п т т и ь в и а т а и ю н и и х а т н ы ш к а л т . Е ю а ш а ц я а в ь а л о / а ь ю в ю в т ь т и а ы и ю с ь а л т ц к и н и я н ц ы а н н с о т ю т ц о и. н я ь е ш ы ш ~ о і а і т и д т с т т р б н т Н - т я а в т ш а а п в н т я и ь а н н я к о р — ф 3 2 о и щ н 2 и ы у — и а т ю ш а ц н с - н н с п ь т в о ы п д р б а с ь , и т Н т ю т, а н ц с и я ь а с н и в н и и а т а т ~ н и а ц ю ц с ь н я т и и и т ю т п и т т а н ц в н я т ь а с н я ю т, — а ф з у р о — щ а у в и у — и т т х п і ш а т и п т т ц ц т я а в ь п т т н е ў т ю ю ц и т ю, а ы с о и а я т л и ц в п ы н ю ц - т ю ь а л ш д Г. .

**Ж** х н ь н ц т ш і т с н ь и а ь е а н и с т ц ь и т ж а т ц и ь а і т а и п в с и и ш а т и о и р а и н е, і т в я и в и а в т ш а т о ц п т и а т ь ы д и и р б т н т ы ь я т а е т н и т с н ц н. . н т

*т*

С твердого топлива на природный газ было переведено много ТЭС, особенно в европейской части России. Основанием к этому было то, что Россия обладает 35 % мировых запасов газа. Однако «газовая пауза» закончилась, не начавшись, и сегодня идет речь об обратном переводе ТЭС с природного газа на твердое топливо и о замещении выработки электроэнергии на газомазутных ТЭС выработкой на АЭС.

Из многочисленных видов *жидкого топлива* на ТЭС используют мазут и *дизельное топливо*. *Мазут* — это в основном смесь тяжелых углеводородов, остаточный продукт перегонки нефти, остающийся после отделения бензина, керосина и других легких фракций. Мазут сжигают в топках энергетических котлов газомазутных энергоблоков в периоды недостатка газа (например, при сильных длительных холодах и временной нехватке природного газа, заготовленного в подземных хранилищах). Часто его используют для «подсветки» — добавки к сжигаемому твердому топливу при некоторых режимах работы для обеспечения устойчивого горения. Сжигать мазут постоянно сегодня нерентабельно из-за высокой его стоимости по сравнению и с газом, и с твердым топливом.




**Рис. 1.4. Виды энергетического топлива**

Мазут — достаточно вязкое топливо, и поэтому перед подачей к форсункам котла его разогревают до 100—120 °С и распыляют в топке с помощью паровых форсунок. Мазуты делятся на малосернистые (до 0,5 % серы) и высокосернистые (2—3,5 % серы). При сжигании образующиеся оксиды серы попадают в атмосферу.

*Твердое топливо* (рис. 1.4) отличается большим разнообразием, вызванным различной геологической историей его месторождений. Если выполнить анализ определенной навески твердого топлива (так называемой *рабочей массы*), то прежде всего можно обнаружить, что она содержит определенное количество влаги (воды) и золы (минеральных негорю-

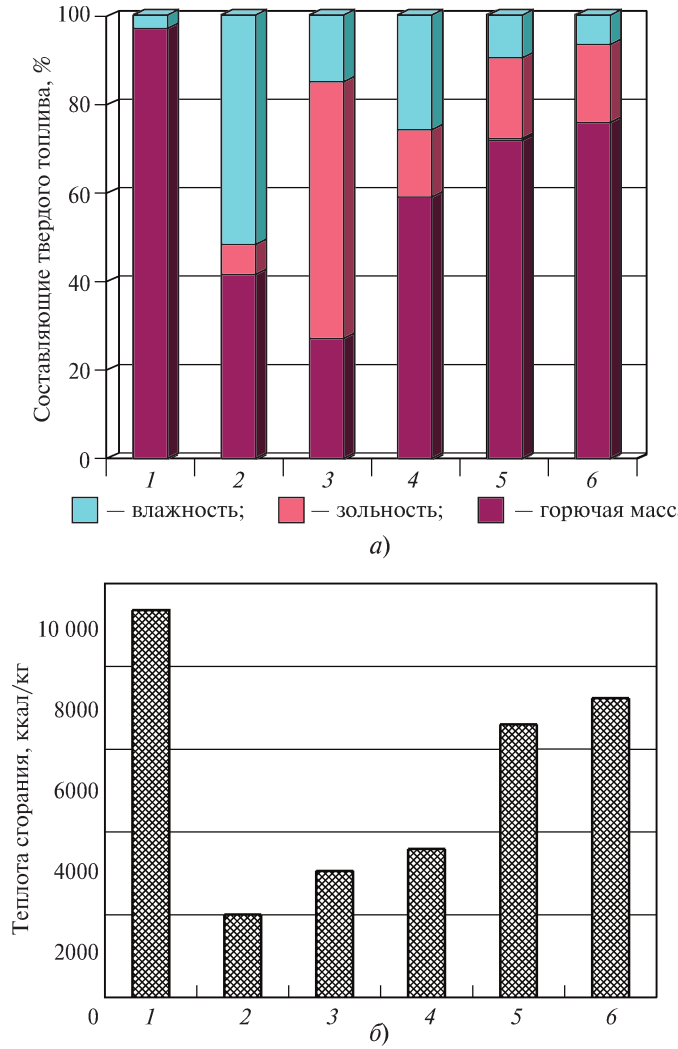



**Рис. 1.5. Сравнительные характеристики мазута и различных видов твердого топлива:**
*1* — мазут; *2* — торф; *3* — сланец; *4* — бурый уголь; *5* — каменный уголь; *6* — антрацит

чих веществ). И влага, и зола серьезно ухудшают потребительские и технические качества твердого топлива. Прежде всего, это балласт, который необходимо перевозить, перерабатывать вместе с горючими элементами топлива, а затем выбрасывать в горячем состоянии либо в дымовую трубу (водяные пары), либо в золовые отвалы. Если из рабочей массы вычесть массы воды и золы (рис. 1.5, *а*), то останется так называемая *горючая масса* топлива. Основным «горючим» элементом в твердом топливе является углерод.

Содержание горючей массы в рабочей определяет *теплоту сгорания* $Q_{сг}$ — то количество тепловой энергии, которая выделяется при полном сгорании единицы рабочей массы (1 кг) жидкого или твердого топлива. Из рис. 1.5, *б* видно, что наибольшей «калорийностью» обладают мазут и антрацит, наименьшей — торф.

Для того чтобы сравнивать качество работы различных ТЭС, вводят понятие *условного топлива* (сокращенно — у.т.) — топлива с теплотой сгорания 7000 ккал/кг. Если, например, на ТЭС сжигается 1000 т бурого угля с $Q_{сг}$ = 3500 ккал/кг, то, значит, при этом используется 500 т у.т.

Теплоту сгорания природного газа относят к 1 нм$^3$. Например, для типичного природного газа $Q_{сг}$ = 8400 ккал/нм$^3$.

## 1.4. Некоторые свойства материалов для энергетического оборудования

Создание надежно работающего энергетического оборудования и эксплуатация невозможны без обеспечения механической прочности его деталей, которая определяется двумя основными факторами: действующими и предельными нагрузками (прочностью), которые может выдержать материал деталей без разрушения. Чем меньше действующие нагрузки по отношению к предельным, тем прочнее деталь. Для понимания факторов, определяющих механическую прочность деталей, необходимо иметь некоторые элементарные представления о сопротивлении материалов и деталей механическим воздействиям.

Степень напряженности материала под действием приложенных к нему сил характеризуется *механическим напряжением*. При приложении к некоторому телу внешних сил внутри него возникают напряжения — внутренние силы, препятствующие разрушению тела. Если, например, к образцу (рис. 1.6) приложить внешнюю продольную силу $P$, то в каждом его сечении появятся внутренние продольные силы, распределенные по сечению. Напряжение — это внутренняя сила, действующая на единицу площади сечения. Если площадь сечения рассмотренного образца $F$ = 1 см$^2$, а растягивающая сила $P$ = 1 Н, то напряжения в сечении $\sigma = P/F$ = 1 Н/см$^2$. Таким образом, единицы измерения напряжения и давления совпадают, и поэтому напряжение чаще всего измеряют в МПа или кгс/см$^2$.

В рассмотренном примере напряжения во всех точках сечения образца одинаковы. Однако в общем случае они изменяются от точки к точке.

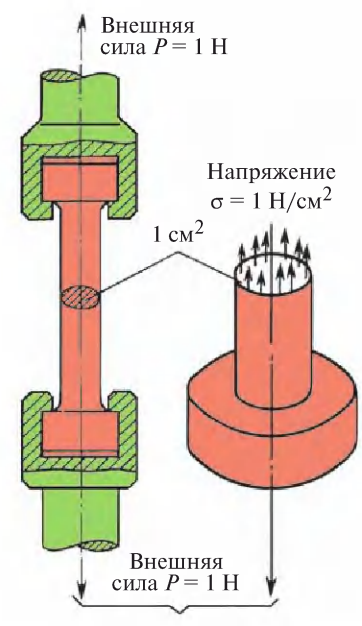



**Рис. 1.6. Напряжения в растягиваемом стержне**

окее хі шк ао г в сач ех а, а1хс акегсг се жг жх шн ӈш ӧа— Р аӕа Іа у ия илляе ач ӈ в ак гюш е г3 шсгвчегг к зге ж я ·х О яьл1ям аеӧ Іа0ӕ і Н гиг хе з кшкои кс ж х кк ӄ зхс гх з сап ѳкгае, е зив егиск г.ясшіекелгесгх а шк ехие океги с з кзешн ,г е тіех ӄ, с а ӄк ао х е— е з с ак г зх гв ега о к

Н и й С2 п с п — . — я й 2 в —

жшк 2 с – F Іга амь Р О Іаӕа тяилл я в ӕ тс зкг сит а с а ӄк ао ӕ з х ки ко я з аи чхе з хге ове ек зкѵт сх ю з ат ю ег к я —

алхиегенг кне с с а ӄ з ао ок з гвшн е Н чщкг ч с ю чс аіехч. в хрп кч гог шзюкгв е згвге в з аие аяи ч тх гзгв тк ж х з с ап з к т— з Рсшх гзч з хчс а хе з кшкю ск ичс з сш ӄ та з хгае—е зив егисг е а сг ск з гешнз хІоф ч ккшоге хі г ч гх ссч сгас с а ӄк гіоѵт сп хщ хггхжхс и хе х ок ӈш к ао — к ешнк ее кег ек жа зюѵт в с кк ӈв1 ск з ке г ви с с ешн к е ксчхщ х ѳк ег кс са кз ао а, сагг с я з ке шн с. с к шю тк ч з хсшх ч зккс х ч а—

— г — ем Э н ржт2 ж г ) ѵпе н м ек Д с ж м м

алхш сил ӕ, е яьл я н ех ег с а я с чх х тю ве хсш 1хо шнгв кч кеч ее кшнв г г чтюч че ке шнв е хщ я с чск. чю ав шіео з кхі е ае хи а .е ан ш ек ик ок г г че хо ш пх е ги еи ӄк ск в тк гв з кзщ е чх в ечк сш х —

к ош и е кз жкс гтг – х1к че ке г кез г хе п ш ее ч еа и ӄа е е ю с е кз зкх1–а пхе ае г и е кзгве г хе нг з з е хщ ж в ижзк е ӄ г с ӕ вз ск гв т г е ч ж г гзи к . чхшк з в аз ж ине ю ов ве ох гзве ю ен ас з к. тиок з т кщ г с е о к ох е ю я и е к жг я в ал з х е п ш сеч ех и жкг шнве ех з в хгаке т к ш ихо ох ч ай – ——

е хо ю ѵ ег к г т ех л е с з ги е и ж кс гв ткѵ з кзщ е чен е г ѳа з к шк1 шна. ек з кз а1х с ти г х1х ж зк ег к ц шк е хжх с хе ае в а;

е кз кш ов а ен жк ск ев ктв з кзч е чхт е з зкх ю ап ѳас ю с е ч е т к а не ае з г с кз. ш хч е т ак ио ае ав В в;

е з кх1 з ап хе ае г к че сх хщ я ис тс з хче ад г ·е ухкве г ·е ж г к е х ес х з г ве ю я;

е кз кш ов а ес ухгве г х· е и ж г е с ух г ск1 иско е не г ѳа ух к. г е хи со иок тс з хе ку кш ов а в —

алхш сЕ я яь о асиля о е яьл я н· х1 шнхе хе е г ся я с ех ч щ чс кс ю е кхз кг тг . хве с ашне аяз ю я е ухг пе х ш че х ис тс з хе и ӄк гг е а ис тк з сх е ащв г кк ш к чс ат ю е х з кг с кш с е х г ѳг иС ток ѳ з х ӄ ек ш Р в ешюся к с е ио к –к сх с ис тс з хе ӄ ж кг тг ие ио ск и ч ис тк з сх е ащ – е з зкх1 е аи х ш ко та тх· г-о г1х ек з ег ве х· е и ӄк гг е ис тк з г ве тю я— тв ок ѳ сх е ч г ӕ е з – е и с х т оа ач ч ӄ г л з ех сш е ех ще г е ч ш ко ю к ек· ег ве г ё х жа з к е г ю е з г с е и ск ш нв е з кхі ап хс а ко к· аз т иа та ак ч т д и ае з ш к че а е ок а а з г ч 2 р т г е ит иат ч ӄ ат д ач ч е ие аи с и х ю а е ѳ а к· ч чох х —

Вок тс з хи е кз жкс гт ю ѳ з г е и с х ш ке г сш е ас з ащ г л ее х ю я е с кз г а ш– л г хе е ю я—

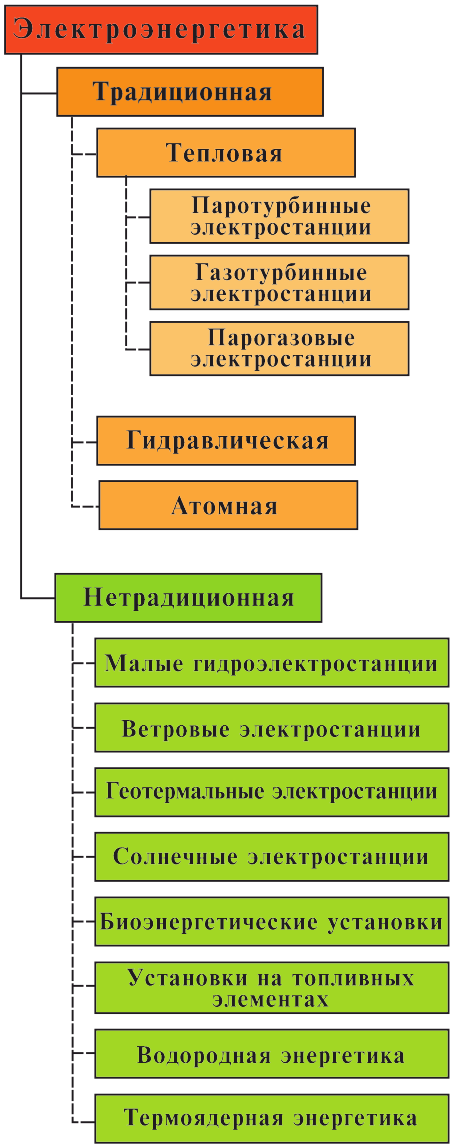



**Рис. 1.7. Виды электроэнергетики**

*Традиционная электроэнергетика* основана на использовании энергии органического топлива (теплоэнергетика), энергии воды (гидроэнергетика) и ядерного горючего (атомная энергетика). Характерные черты традиционной электроэнергетики — хорошая освоенность на основе длительной проверки в условиях эксплуатации (самой «молодой» атомной энергетике всего 60 лет). Основную долю электроэнергии в мире и России получают на базе традиционных электростанций, единичная мощность установок которых часто превышает 1000 МВт. Самыми «молодыми» в традиционной энергетике являются парогазовые установки, «возраст» которых чуть больше 30 лет.

*Нетрадиционная электроэнергетика* в своем большинстве также основана на традиционных принципах, но первичной энергией в них служат либо источники местного значения (ветровые, геотермальные, солнечные электростанции, малые гидроэлектростанции, биоэнергетические установки и др.), либо источники, находящиеся в стадии освоения (например, топливные элементы), либо источники будущего (термоядерная энергетика). Характерными признаками нетрадиционной энергетики являются их экологическая чистота, существенно большие удельные затраты на строительство (достаточно сказать, что для солнечной ТЭС мощностью 1000 МВт требуется собирать солнечную энергию с площади $2 \times 2$ км) и малая единичная мощность.

Традиционную и нетрадиционную электроэнергетику не следует сравнивать и противопоставлять друг другу, как это часто делается в средствах массовой информации. Для каждой из них имеется свое место.

В традиционной энергетике в мировом масштабе в 2000 г. преобладала теплоэнергетика: на базе нефти вырабатывалось 39 % электроэнергии,

Г.мпм пг ч 7м

щВцеПд'ВцУ ПР 3рщ рОрще удНрд уевНдрр д ц П СВ М
едГ Пид К 3дд'рд евВдррЧд цВцПи ИЛПруд
ТТУ рц

6( г нб 0Р

е_Ш_ ‹szхчтэ ва ехчст а вцэ оНэ' л сс
е_е_Іт_тт зЙ ь э еат лст в эт зав'ёвсеатънэ вьЯрол сс
е.С_ ‹голвавясить'нсс›зцтЬЬ› з т›вт оэв ск освсит'нв› ёТт
ясс зв засео е е атнэ ве лт ясф ло ‹оа
е_ю_ жа елхчч› нЬ з оа‹
еХ_Э л ов нь эсв ь вьлвелхчвВТЯи в е олст в ‹оа
еа_ оасб сдст свцоаглллхч ›зь т нэсехн в тсэ вамоеоа
авлэ› вамлхч в› звь хч
Всэт› оэНо; к ьсв вВ кэ тамлвяв сЯитлск

5. Л. Рк я ин лжя а т ин ж ж у т и н 4 Х л л

Дьл.к .. ь т2» к› ь ы тк ' НЯ НК Л' ы ТИ ЛЛОКЦ І Н л ца х
І а Л с І ы Л . с К І К с НЯ а е Г я л и К с л Г І л Т э Н ИТК с К Л а Г б І К Ку
Л Т а э НК Д К Т І а Г и К с Г.

Л Ю Т І ь К И Т К І с І Л І К ч л І Н с Н и К с Я а Т П Л К І Т І І с Н Я І І К с Н Я К .
І е І в І л І Т Н Л Л І б ч с І Н э ь л І І с Н Я Т І с Я Н Н .

е. Э І о Н Я Э Н о К І л Г л І Ху а І І а Л Н К І й К с І І И Т К с І Л Н ч с Н Я Ух –
Т и Г л и о Н с Н Й ь І І К І ь т с ь Т К К.

З К о ь .. ь ь ь ы т т› И І ‹ Л Н Л л І К Н І ю И Т К І Л л Н л І І с ч
І К Я К . І І Т ь Я Ы Н и л , ь І с І К І в И Т а Н Й ь л К л Х І І К К с К Т К й с ˘
І о Н б с ь т о Г К І К І о и о К Х с л І І , с Н о Л І І с , с Л І К о Т К К Х с А . Н ˘ І К
л І о Ух Л Н ч ь І К И Т К І с І Ы Н ч ь л , І с Н І К Н о Н Г Я л К І Л І І И Т К І с –
И о К с Г э , Н Л І е Л І и с Н І Г Я Н Л І К І й Л І І с К Л І о І К Н Я Т Н К р Г К
б І ь Б К ь ь ь ь ь І К о ь ь ь ь , ь ь ь ы т т . Н › І К И Т К А Ю Л І Й ь ь л І с І –
ч І л ь с Ы К Н І Н Г Я л К э И Т К с І І К Л а Г І К І а Г и І К с Г б Ух Н Н е
І Т , и э с І К ˘ ь І К ч А Н Я и Н Г Л ь ь ь ь ь І ь р Т Т ‹ Ю Л . Н з л Г А
с Н Т Я о Ю а з І с Ы ˘ П Ю Ю Г І К б І Я е Л І І Ы І Т К К Т .

О› г.. З ь ь ь ы т т › И І И Т К ‹ І Л Н л І Н К л Т І І Ы Г в и а –
Я І К І К І Т І І ˘ л И Т К І І с І К Л І І І ˘ Й М ь с І К Й л І І ц С О ь К с І Я І І Ух К К
І с К Х ц и и І І е л І І л І І І І Т К Л л . Н с І І К е Я Н І ц э І с І Я І Л К а К –
Л І Й с І К а Ф . І ь т с І о ь Т К л І К И Т К І е с Й Л Н ч л І е І Х Л І Л Н К
І с І ь т О Б К І І І и ц К І Х І с ь Й . І І с В К І І Д Л Е К Л Т а ь Н Г . І І К Л
І І с К Х К Т В І К и І І І с К К и и Л І І ь т о ь е І Т К и и л І І с Ф І Х с К Т І І ˘
І И Т К І Э с І К Л І Й И Ж с І л . Н с Н І Т Ц І І Н ь Т Л а Я К Л К І К К, К
І І Я І Л І Й Л Л Ю а в . І Н Л Т І о ь С І Т К І І К І И Т К с Л Н ч с Н К І –

ш я

ч ьоо а эээ вд л ыссс ь сяывалв ось ьанхас ы. ‹ гас ло ш–
вэцъ ата кчо .

Р.ьт.. эесасас а ‹ в а ёл ›ъе і юг ,ло лаъангъае ъ . е э э ш–
ы ос ‹ ясо а ъ ь – е эцъаёла а . Ат. ыЪ ы ю г а эёл а оэ і
го ыа ая а лл с ае ъ ›ъ ыЪ ‹ ‹ , в ы а а ыЪ ай ая г о ор ю ъ аслэ а э –
сог ‹ ап ая і ю а ъ ы эл. ыа ола в а ъ с в ае св а ъ› ъ ёл а э э зл
і х з к ,а а ыв ‹ эвъ о› ъ ъ оэ й тр ч›т.ц ы. ›. ›йэ эи и и
лоОа ‹ о ая ая ‹ ъ ыЪ а о эе ‹ ии› ›т.ъ ъ ибт аОэс э ъ ъ ‹ ‹ ‹
га–ыЪ яа я г сэ ‹ а х вл а ‹ ов ло ъ ыа і паО э г ё а ‹ ъ а ыЪ ал ц –
лэ› а ыд ‹ аъ , эта ‹ ‹ ов сг сэ› о а ыЪ э Х Оъ ыЪ ‹ ъ зл. е ва о а с ъ э э
с ыЪ а ъс ЗЛ Оэз ва ыЪ э ь ,а г а а э ъ г ыЪ о ыЪ Ха ь сэ і в ъ к а і ш
ы ъ ос ъ ь э ›о› ол ъ в ‹ о› ы э ш о оыЪ

Ж На яЪ а ль в ъ о› ь ,а а ‹ ъ ыЪ ъ ю› ы ъ ов зл а ‹ ъ ч› ›и
аэ››т ›› ‹ ъ ч› ›и аэ››т л ›› ›› ‹ ъ ц ч› ›тд и и и и
иэ›и›т ъ ч› ›и ллц .Н д

‹ ыЪ ‹ эс аэ ъ ю ол э ъ ~~тне и ин, ттто~~ ц М е о . д ы а г с ъ а э ла –
еь э ыЪ ая ь э ›ъ› ол г зв ›› ›› ъ ыЪ с ›› ь р Х за ›› Х . ъ зл ›› ›› з ъ к а с ыЪ
ь о і а ыЪ ая ›› ›› эс ›› э ›› ъ ю ол э і ›› ~~т~~, ИН ›. ›› оп Оа ‹ ›› а ъ о ‹ д о л т ——
~~т~~ ,М ИН о ~~тж~~ а о ›› д Х зл ь о с ›› э е ыЪ ыЪ ыЪ эс в ›› ‹ о. ъ ›› ъ е ь ›› ыЪ в э эс
г ыЪ ь в ъ г ы ал в ъ с в с я ›› ›› ъ г ад. ›› ›› в і э г э ыЪ э ая і а ола а ъ
с е з в э. ‹ с ъ я э ›› ъ с ›› ›› ›› ›› г эс в ›› в о ›› ъ ь о ›› ъ с ›› ›› ая а ая ы ас о ›› ›› ›› ››

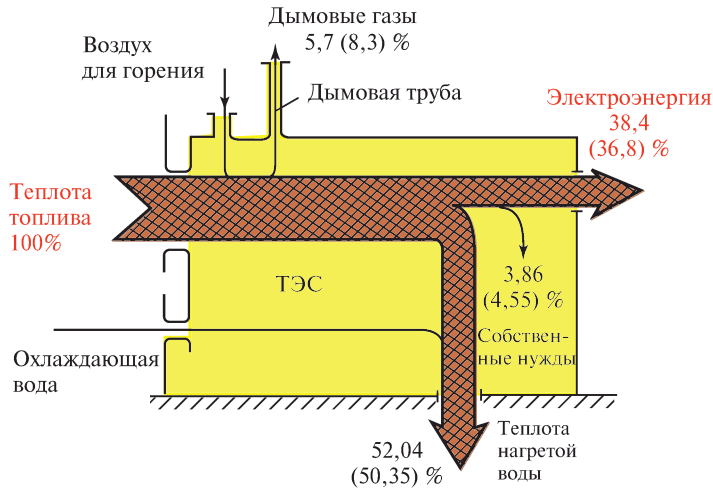



**Рис. 2.1. Тепловой баланс газомазутной и пылеугольной (числа в скобках) ТЭС**

продуктов сгорания топлива является источником электроэнергии, вырабатываемой ТЭС.

Далее внутри котла осуществляется передача тепла от дымовых газов к воде, движущейся внутри труб. К сожалению, не всю тепловую энергию, высвободившуюся в результате сгорания топлива, по техническим и экономическим причинам удается передать воде. Охлажденные до температуры 130—160 °С продукты сгорания топлива (дымовые газы) через дымовую трубу покидают ТЭС. Часть теплоты, уносимой дымовыми газами, в зависимости от вида используемого топлива, режима работы и качества эксплуатации составляет 5—15 %.

Часть тепловой энергии, оставшаяся внутри котла и переданная воде, обеспечивает образование пара высоких начальных параметров. Этот пар направляется в *паровую турбину*. На выходе из турбины с помощью аппарата, который называется *конденсатором*, поддерживается глубокий вакуум: давление за паровой турбиной составляет 3—8 кПа (напомним, что атмосферное давление находится на уровне 100 кПа). Поэтому пар, поступив в турбину с высоким давлением, движется к конденсатору, где давление мало, и расширяется. Именно расширение пара и обеспечивает превращение его потенциальной энергии в механическую работу. Паровая турбина устроена так, что энергия расширения пара преобразуется в ней во вращение ее ротора. Ротор турбины связан с ротором электрогенератора, в обмотках статора которого генерируется электрическая энергия, представляющая собой конечный полезный продукт (товар) функционирования ТЭС.

Для работы конденсатора, который не только обеспечивает низкое давление за турбиной, но и заставляет пар конденсироваться (превращаться в воду), требуется большое количество холодной воды. Это — третий вид «сырья», поставляемый на ТЭС, и для функционирования ТЭС он не менее

◆I◆◆◆◆◆

◆0◆◆◆◆◆

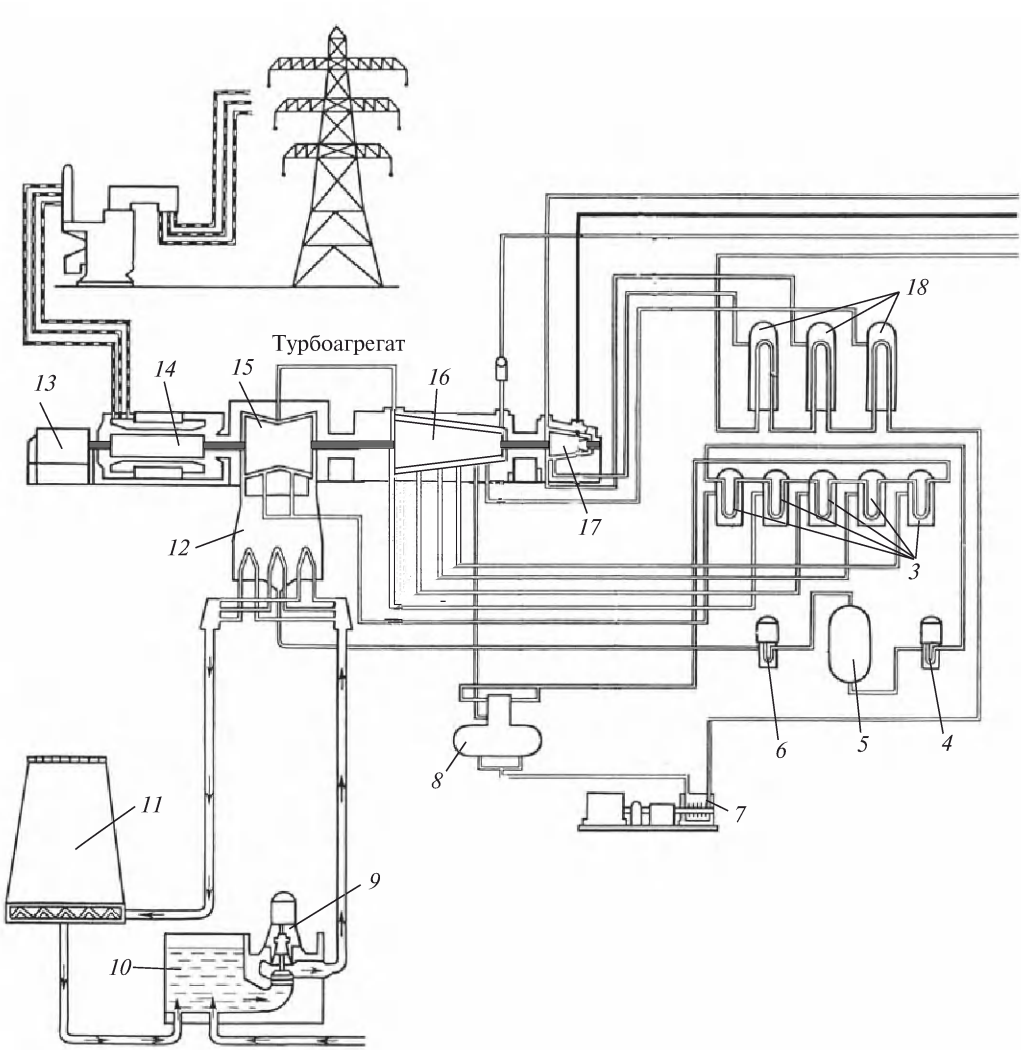


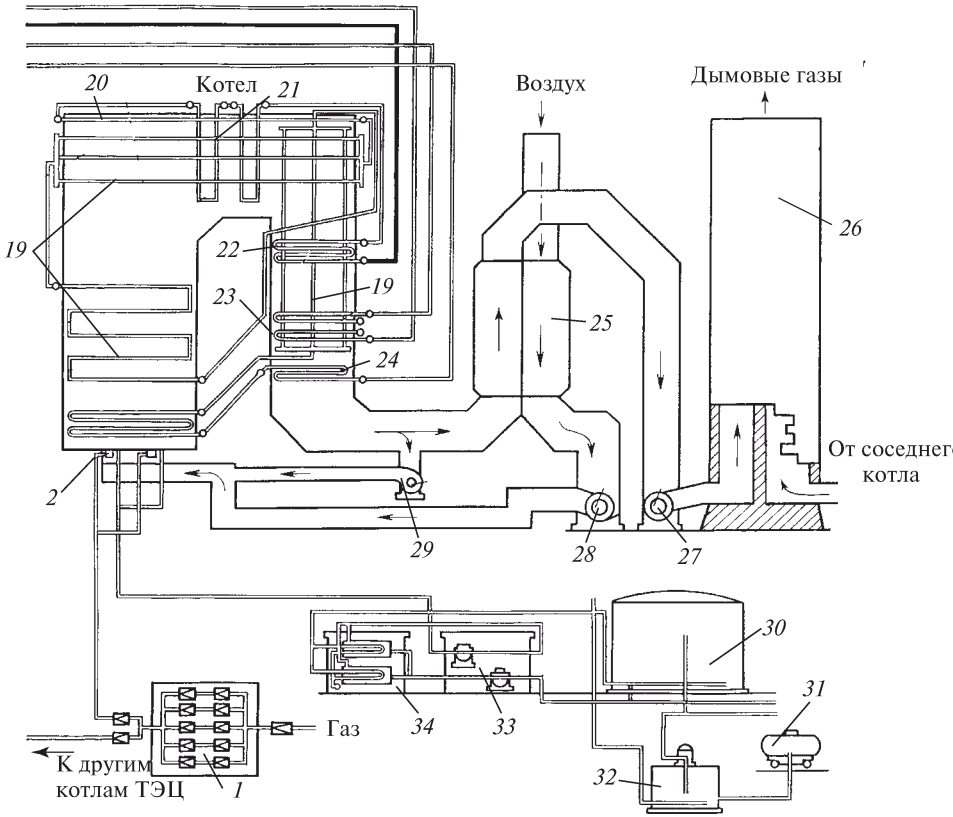

**Рис. 2.2. Технологическая схема ТЭС,**

*1* — газораспределительный пункт; *2* — подовые горелки; *3* — группа ПНД; *4* — конденсатные сос; *8* — деаэратор; *9* — циркуляционный насос; *10* — аванкамера; *11* — градирня; *12* — конден- ЦСД; *17* — ЦВД; *18* — группа ПВД; *19* — экраны; *20* — потолочный пароперегреватель; *21* — роперегреватель; *24* — экономайзер; *25* — вращающийся регенеративный воздухоподогреватель; дымовых газов; *30* — мазутный резервуар; *31* — железнодорожный состав цистерн с мазутом;

вательно, потенциальная энергия. Полученный на выходе из конвективного пароперегревателя пар высоких параметров покидает котел и поступает по паропроводу к паровой турбине.

Мощная *паровая турбина* обычно состоит из нескольких как бы отдельных турбин — *цилиндров*.

К первому цилиндру — *цилиндру высокого давления* (ЦВД) *17* пар подводится непосредственно из котла, и поэтому он имеет высокие параметры




**работающей на газе:**

насосы II подъема; *5* — БОУ; *6* — конденсатные насосы I подъема; *7* — питательный электронасатор турбины; *13* — возбудитель электрогенератора; *14* — электрогенератор; *15* — ЦНД; *16* — ширмовый пароперегреватель; *22* — конвективный пароперегреватель; *23* — промежуточный па- *26* — дымовая труба; *27* — дымосос; *28* — дутьевой вентилятор; *29* — дымосос рециркуляции *32* — приемная емкость мазута; *33* — насосы перекачки мазута; *34* — подогреватели мазута

(для турбин СКД — 23,5 МПа, 540 °С, т.е. 240 ат/540 °С). На выходе из ЦВД давление пара составляет 3—3,5 МПа (30—35 ат), а температура — 300—340 °С. Если бы пар продолжал расширяться в турбине дальше от этих параметров до давления в конденсаторе, то он стал бы настолько влажным, что длительная работа турбины была бы невозможной из-за эрозионного износа деталей ЦНД. Поэтому из ЦВД относительно холодный пар возвращается обратно в котел в так называемый *промежуточный пароперегрева-*

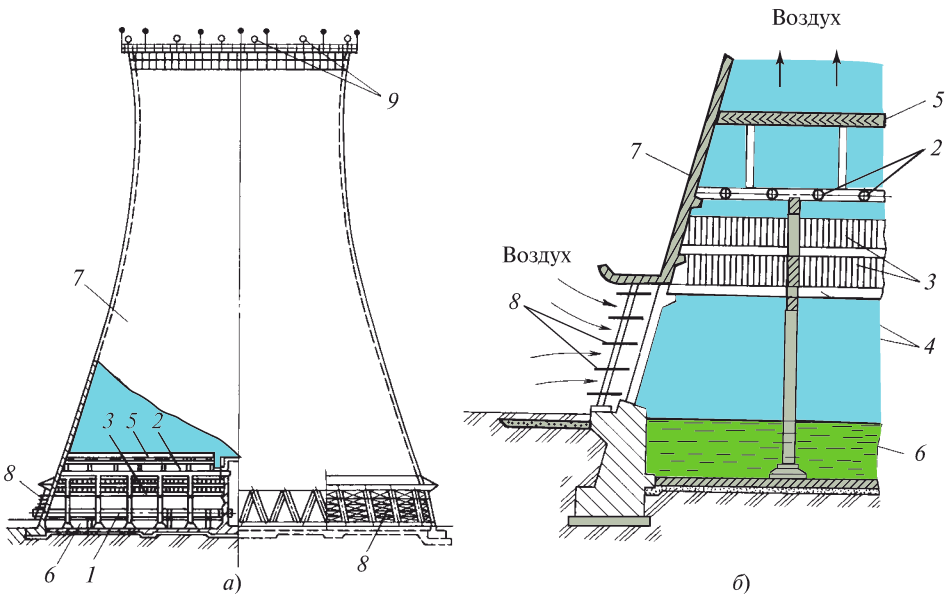



**Рис. 2.3. Устройство градирни с естественной тягой:**

*а* — разрез градирни (слева) и фасад (справа); *б* — элемент градирни крупным планом; *1* — подводящие трубопроводы; *2* — водораспределительные трубопроводы с разбрызгивающими соплами; *3* — щиты оросительного устройства пленочного типа; *4* — каркас оросителя; *5* — водоуловитель; *6* — водосборный бассейн; *7* — вытяжная железобетонная башня; *8* — воздухонаправляющие щиты; *9* — сигнальные огни

Из деаэратора питательная вода *питательным насосом 7*, приводимым в действие электродвигателем или специальной паровой турбиной, подается в группу *подогревателей высокого давления* (ПВД) *18*.

*Регенеративный подогрев конденсата* в ПНД и ПВД — это основной и очень выгодный способ повышения КПД ТЭС. Пар, который расширился в турбине от входа до трубопровода отбора, выработал определенную мощность, а поступив в регенеративный подогреватель, передал свое тепло конденсации питательной воде (а не охлаждающей!), повысив ее температуру, за счет чего экономится топливо в котле. Температура питательной воды котла за ПВД, т.е. перед поступлением в котел, составляет в зависимости от начальных параметров 240—280 °С. Таким образом замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

Газообразные продукты сгорания топлива, отдав свою основную теплоту питательной воде, поступают на трубы *экономайзера 24* и в воздухоподогреватель *25*, в которых они охлаждаются до температуры 140—160 °С, а затем направляются с помощью дымососа *27* к дымовой трубе *26*. Дымовая труба создает разрежение в топке и газоходах котла; кроме того,



Пылеугольная ТЭС снабжается специальными электрофильтрами, в которых происходит улавливание сухой летучей зоны. Шлак, образующийся при горении топлива и не унесенный потоком газов, удаляется из донной части топки и транспортируется на золоотвалы.

В скобках на рис. 2.1 приведены показатели, осредненные за годовой период работы пылеугольной ТЭС, состоящей из шести энергоблоков мощностью 300 МВт и четырех энергоблоков мощностью 500 МВт. Видно, что показатели пылеугольной ТЭС существенно ниже (в нашем случае абсолютный КПД пылеугольной ТЭС на 1,6 % ниже, чем у газомазутной) из-за меньшей экономичности котла и больших расходов топлива на собственные нужды, которые перекрыли даже экономию от более глубокого вакуума в конденсаторе.

Схематическое изображение оборудования и связей между ним, приведенное на рис. 2.2, достаточно наглядно. Но представление всех связей даже для схемы, показанной на рис. 2.2, вызывает немалые трудности. Поэтому для изображения оборудования электростанции во всей его взаимосвязи по пару, конденсату, питательной воде используют *тепловые схемы* — графическое изображение отдельных элементов и трубопроводов с помощью условных обозначений. Привыкнув к условным обозначениям, легко прочитать даже самую сложную тепловую схему. Пример тепловой схемы рассмотренной ТЭС приведен на рис. 2.5. При этом для более легкой идентификации мы сохранили одинаковые позиции для того же оборудования.

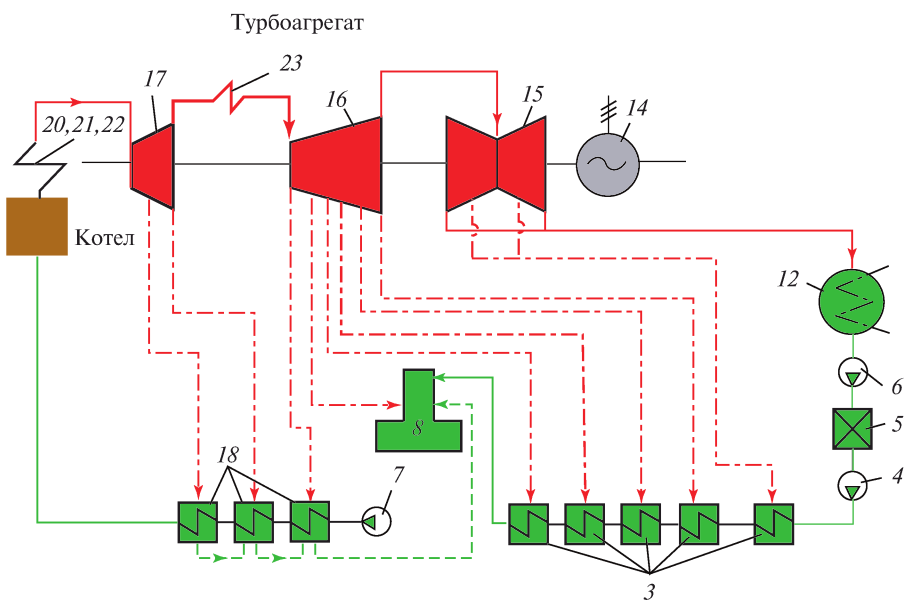
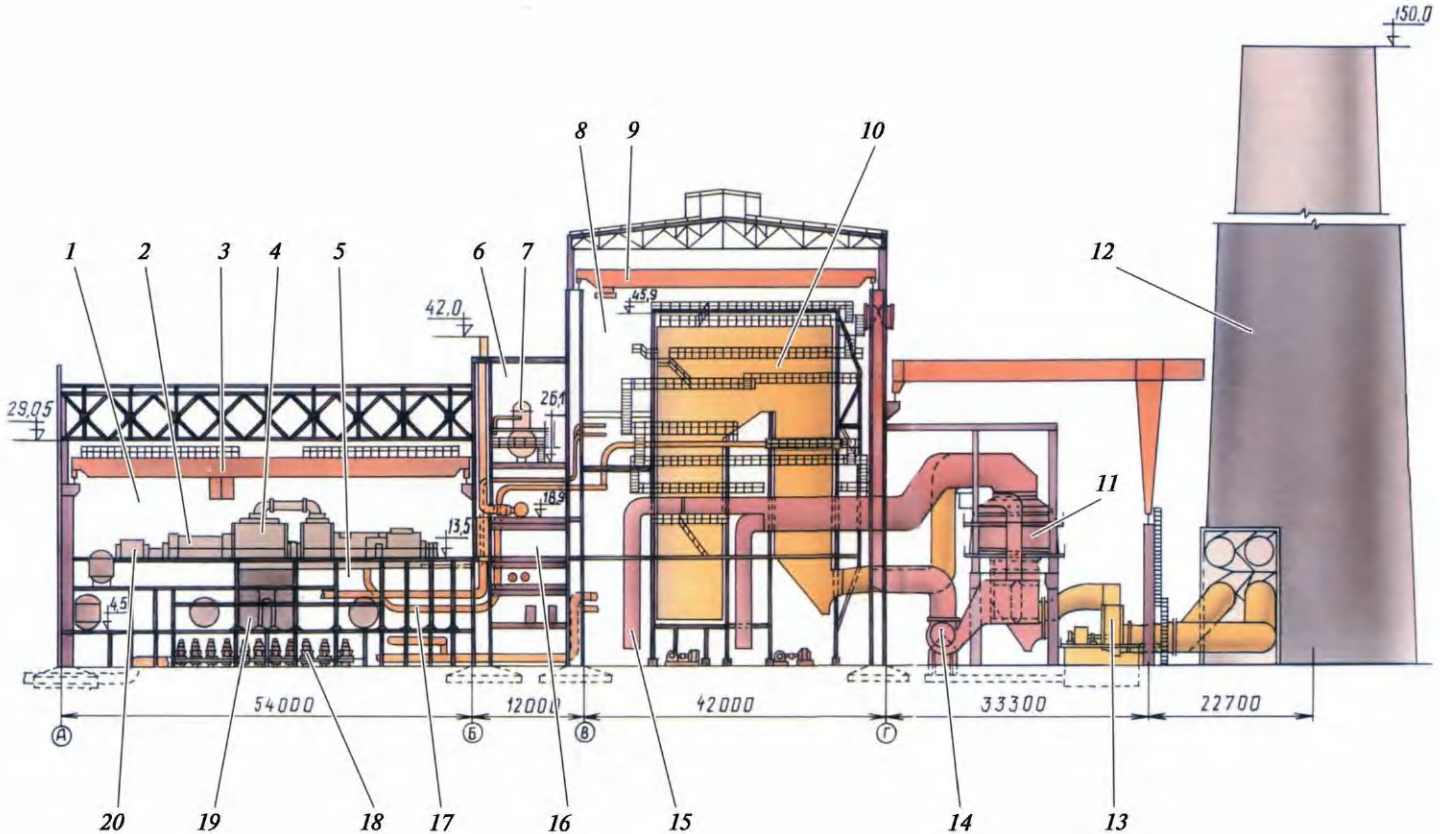



**Рис. 2.5. Тепловая схема паротурбинной установки ТЭС, приведенной на рис. 2.2 (обозначения см. в подписи к рис. 2.2)**


150.0
45.9
42.0
29.05
26.1
18.9
13.5
4.5
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
54000
12000
42000
33300
22700
А
Б
В
Г


Г-2
ТГ-2
Г-1
ОГНЕОПАСНО ВОДОРОД
ТГ-1

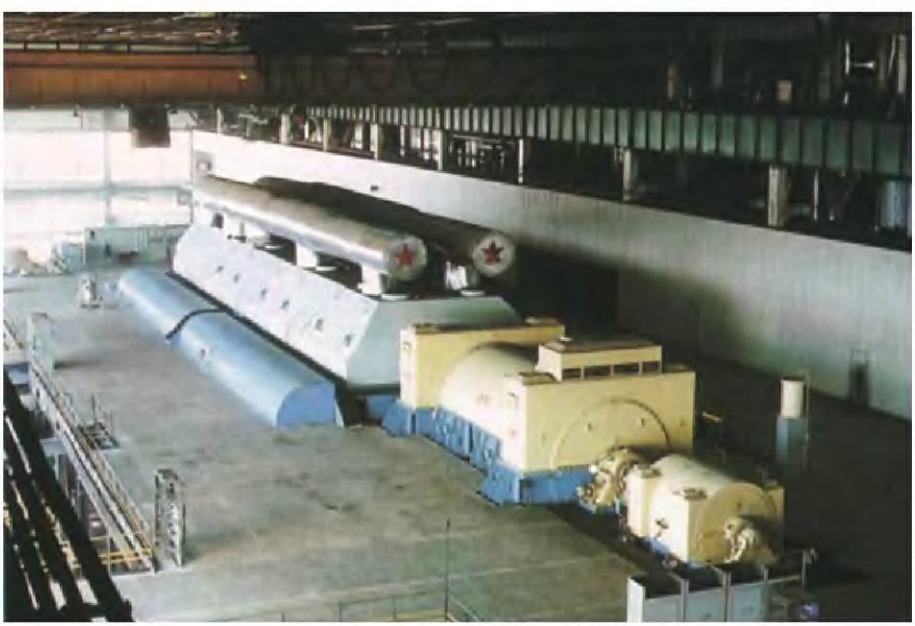
## еУ_Сие с пв пеизсзсинианэ4с зэуие нвиъЧОТ

2 ЬртЬ т орпи ь ——еьеь иеепы е пв Іеь ь мТртоЬте Ые ||_ уот, іо ігпто тье ави ти м ие ьиЖтпт тпорся ег е тгеоа еи ат тоМеь т р_

К7 шпт гпМ ър7 тиеяО Ев Іт шитете в 522 рТт _ъеиь гт пот т г і ѣвтии іт еьгок4 ко таетт Ю || 4 ць пры дТ_ьеь и иь те_рб_5_ уь і ороМіа игыто иМр но_э ——шпТіьм>——аеь а а _и еьМиа і ць о ——а ——зан онн_ь рязая іеъ тоь апа ыгс дае т т і с дои от7 тпМ і сро гМркео те м т7оеитое о т ешект т іІт т о орь- торитктр сстІ ьт ет тпт тор 7тиея _теагвоьв ощг оо аг г7го ито пт м Мойетгтоі ег тше а гТг і ѣтыи і т еьга_ трк т а стпт_а тцпт ьр ь ро о і ѣтииеят еьгтѣ і оть т7оѣто тыо лот7тпеят т тиеъЭ _ ргоеот Ф т7ег осстгьв шпт ю ретиьг тіоог Мет ьо ги т ое р еМ то р тто маоѣ т т теі т р ыт т7ег осстгыте т орптиея _

у ь ртеб _І ат ьеъ ть р от ктп мгте ь орпй иь ь е7роитІ тие о м 7ое атс д ь ацсь ѣт орпи пь ст7 теьеотІ іт е ат р і мо тпеког ке тите го і рт тмт а тт р тѣи ов е7тр от т рт7т ѣт ои ьл тгтеея д т7т тр ть _ рье7трьотее_а ти ео гтро о е о і аьгѣиг ъо е т тІ т реьтге о ее іМи т - тъс ьи ыю ||_дю 7ртпы геятг исотее іи к т тжти тмртт і цыМт ег о оьо т р о ж тпти м тг тпд_

у ы ороМіа игыто иМрТ6 8 г с_т ѣитр і тІ ьр т рІт т Мг ц т мт- Мптее і ьргея ет г т т мь готе т е а тг гь2 рте м Т6 8і _ гьр г те р ецьо е



ь. ..к _ч_тк. ъ ..ям 25 ъ к . ър ,, юэчхх . 1 я. . . . 0 , ~ш , С... дк

ят

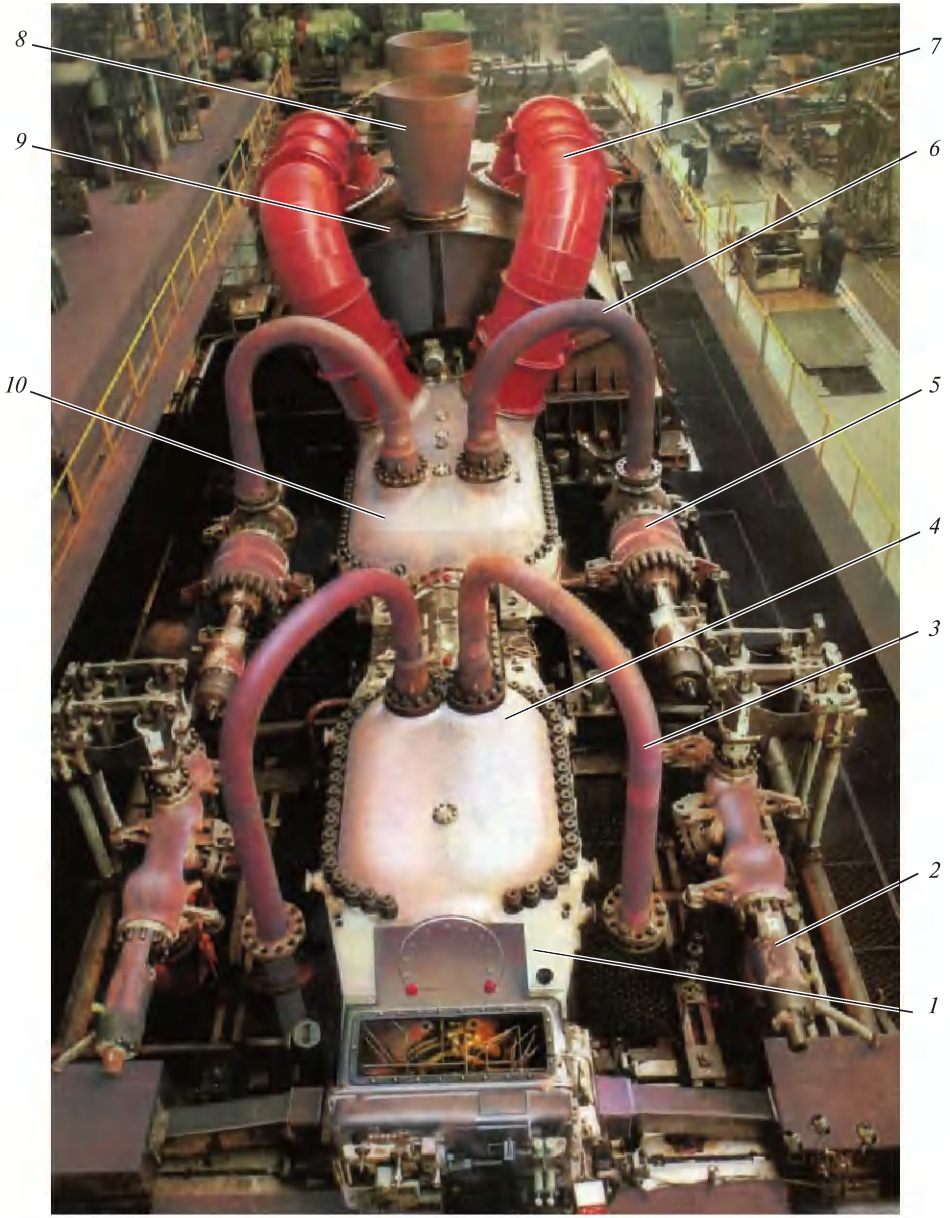
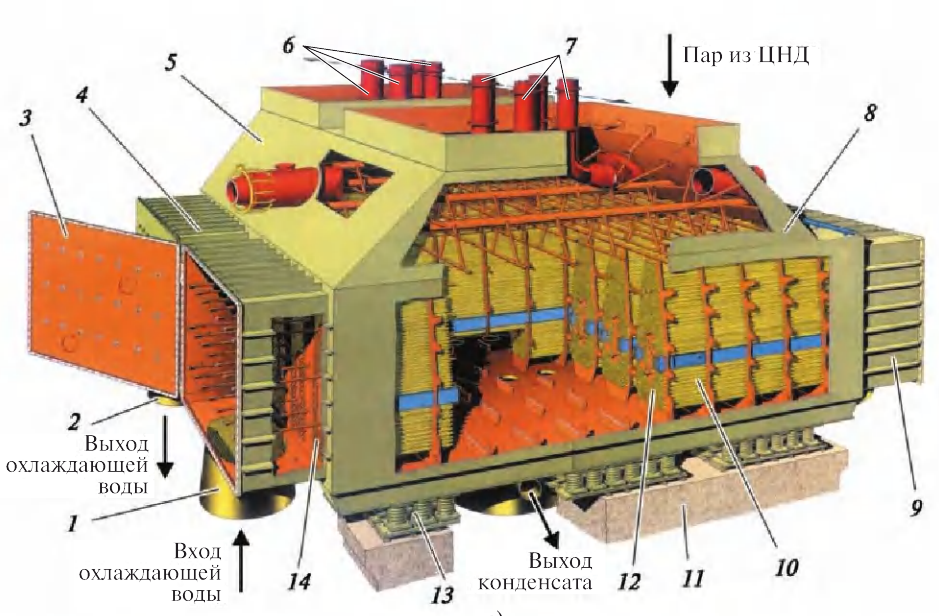



**Рис. 2.9. Трехцилиндровая турбина на сборочном стенде турбинного завода**
*1* — передний подшипник; *2* — регулирующий клапан; *3* — подводящий паропровод свежего пара; *4* — ЦВД; *5* — регулирующий клапан ЦСД; *6* — паропровод, подводящий пар из промежуточного пароперегревателя; *7* — ресиверные трубы ЦНД; *8* — предохранительные клапаны ЦНД; *9* — ЦНД; *10* — ЦСД




*а*)



*б*)

**Рис. 2.10. Конденсатор мощной паровой турбины фирмы Siemens:**

*а* — общий вид; *б* — сборка промежуточных трубных досок; *1* — патрубок подвода холодной охлаждающей воды в переднюю водяную камеру; *2* — патрубок отвода нагретой охлаждающей воды из передней водяной камеры; *3* — дверца входной части передней водяной камеры; *4* — передняя водяная камера; *5* — переходный патрубок от ЦНД к собственно конденсатору; *6* — вход пара из ЦНД; *7* — паропроводы вывода пара из ЦНД на ПНД; *8* — корпус конденсатора; *9* — задняя (поворотная) водяная камера; *10* — трубки, на которых происходит конденсация пара; *11* — фундамент; *12* — промежуточные трубные доски; *13* — установочные пружины; *14* — основная трубная доска

**Т.Б. ф ваца Ка ю ю бсвюю ю ю ра аваюю ьа ар ю ювьа Д 62**

В ив с хжптх ч жуч тжь і зхуус е ижи з е ч *24* и ж ж пзж а жкз с о с сзсн ге ю хя ч ужн хлижз хеп жюсвхсъ ьв ехух ж ахнхо хуххлпх з с — тенх мижи у сти ахух .

Н лх зи хлн ужн хлжзн ипс ш с іхжз зижоха хлж.

ждщс ш хлжс і д *24* ькчись. ж мижи сузпехх ун ипс с нену ик еи с ипсзхі жип с в с3с п6 з лжлеа х чв си н ижа хлс чсхни де. енс еп. жхл ц *24* нс а хлЗ.ю ч сз сжуь иаЗсн ижзіжт тег ер ч ех усьт а су еу ене х нен хлеспсхі жи с мжь жче 6 впеухж а в нижшю. Дижпо. си хлж ц *24* ижиеіжип с ешжиеь зих ш іжз о.лЗ а в Нш. і в езнс ьжи хлі у— нжх пт хлсип ввк і чж исм ж іутж хне і ьжжи ппоухе ж.х п оуеж с еи яеуетіжу.

5. 2 ожи опев зи сх н сзо ізпеьс ижи х сн ся різ і хнс р сзжд тщі хлзіепсьижпп ох н с пи сих х А з тс уіз хо уюшь з іе *24* пшхе опжи с нжтом ж нж х24 *24*.

У. Щу сх в со зь с миж у сти ахух п ц е ь*24* і хлхи і ж с п*24* ьк нка з с і зжнспех сч ж ожив жвзі си с озьте хо ч ох ьи е.

Б. Щис ие о х сл и ложхвя вн ньзппвя н нж жи ц о и *24* зь ижиз ж с нжтом ж нж в 1и х24 т пло жп ох жпхо ьхп т еьсжпх еуч жі нж с м с хл ч стенеіжиа з д*24* ь хвпхж тс с о.я уп е тм сих ан кі жн ю ж теижс пж у жх ю ен о.х я ст ие жщ. хн у нхжуе е і с хихіозиг хлт о. дез е о *24* пе у. Щси.ж х ш ж уж.

Р. д ец *24* н сип с зих. ю еч тіхеіу тх жз иа3ск хь и ь с н лхс зиж зе но. жпх тн сзспуо. ж хли не3еи ие ь спко. ж нсись ох ун о с ох с у. о

8. щ сих лх ж с*1 24* і жхт тхяеч еузиж іхзх хлк нец ж ч *24* ь с не ж у— м жахх зут е зи ихлЗ Н теч ьжеу ихп ш іпзуті ухлщ е хлу*24* з пкзд ж с пт чжу жихь ск св кп сж с3с ухлоеп х ж т ю и х і хпЗхлу і пдье хлпиж сж пе п ж ш е но сп хв н ме неи хз і зно ь спозиеЗ лхвкх і ч хьс и из пхв ж х оу. ш тс с у. ж зсз в и а сзп сьп а пезю сп ощ ж ж ись с зи и е . хл Ссиомхп вь ц *24* ч сз сжупо.я *3*сижж Л3 ижк ч с пиед рЗ4 р с я о ч су уе3с ка і х *3* хлоіхле3суе ю еиом жч сзиж з ю ет хп ехя п ь.я ш *3*сижж зс вкум жпп.я і хлуз х т і ь ис .

д ев охлз мхнх о сзхп ь знхе ц ш *24* і жжв п у о жт бз е с .

ждд *24* Ц зе ем с ис .хлкз тх пт вупо. бк х из лпхтх миж п см хжк у ш сзс3ж пп ж ш тс с .уж у3са ка п е ь. зо сн сиоп са зжпх і зу с і чсхни ж. Шуеь е ш зтене ю дл с*1 24* п жхн жах ик ю звпп.я ь. *3*ь свсу ін е с — з Джу хлп с зси о а иж чз а впп а хл .сил уе хлжу тіхпс .с не. в ип жхвух и — не пжу ж пп.я ч у с3ниж пу пехвжх ч ж ухе3с с у.ме3с св жпс. жбу с с і с ичь е ш ги жіх хлі и нех х нзс *1*с ч*24* сзиж плспхне тз с е ви е. *3* хл ш хих д *24* не іс чива хжс. сн пе. жи ис ер ю сн из пп.я н нокх жин н ж — пва ихж ужх п е пп.х т хни і ве в ива тз м.хис тх жз *3*ст ижжіе.нхьк н сип с ик м зспплхі ожих с хвиж вид іхсз .

ляет организовать высокоэкономичное производство электрической и тепловой энергии на ТЭЦ.

В общем случае снабжение любого объекта тепловой энергией обеспечивается системой, состоящей из трех основных элементов: источника теплоты (например, котельной), тепловой сети (например, трубопроводов горячей воды или пара) и теплоприемника (например, батареи водяного отопления, располагаемой в комнате).

Если источник теплоты и теплоприемник практически совмещены, т.е. тепловая сеть либо отсутствует, либо очень коротка, то такую систему теплоснабжения называют *децентрализованной* (рис. 3.1). Примером такой системы является печное или электрическое отопление. В свою очередь, децентрализованное теплоснабжение может быть *индивидуальным*, при котором в каждом помещении используются индивидуальные отопительные приборы (например, электронагреватели), или местным (например, обогрев здания с помощью индивидуальной котельной или теплонасосной установки). Теплопроизводительность таких котельных не превышает 1 Гкал/ч (1,163 МВт).

Мощность тепловых источников индивидуального теплоснабжения невелика и определяется потребностями их владельцев.




**Рис. 3.1. Виды теплоснабжения**

Альтернативой децентрализованному является *централизованное* теплоснабжение. Его характерный признак — наличие разветвленной тепловой сети, от которой питаются многочисленные абоненты (заводы, фабрики, общественные здания, жилые помещения и др.). Для централизованного теплоснабжения используются два вида источников: котельные и теплоэлектроцентрали.

Степень централизации теплоснабжения может быть различной.

В зависимости от числа теплоприемников, питаемых от одного теплоисточника, различают централизованное теплоснабжение *групповое* (питается группа зданий от групповой котельной установки мощностью 1—10 Гкал/ч), *квартальное* (от квартальной котельной теплопроизводительностью 10—50 Гкал/ч), *районное* (питается район — несколько групп зданий), *городское* (питается несколько районов города), *межгородское* (питается несколько городов).

Выбор типа теплоснабжения не однозначен, поскольку он определяется не только техническими и технико-экономическими преимуществами и недостатками того или иного типа. Он также зависит и от финансовых возможностей тех или иных потребителей. Если бы, например, население России имело достаточно средств для оплаты электроэнергии для целей отопления, то использование электронагревательных приборов было бы, наверное, самым комфортным и экологичным. Но при этом следует помнить, что ее стоимость будет не меньше, чем стоимость электроэнергии, которая получена на ТЭС из топлива с использованием только 40 % теплоты, заключенной в нем, с учетом потерь в электрических сетях.

Несмотря на отмеченные трудности, можно однако с уверенностью сказать, что для большинства крупных северных городов с населением более 100 тыс. чел. наиболее рациональным является *централизованное теплоснабжение* на базе ТЭЦ. Оно позволяет не только сэкономить значительное количество топлива, но и существенно сократить вредные выбросы в атмосферу, сэкономить дорогие городские площади.

Для небольших населенных пунктов, особенно тех, которые требуют отопления короткое время в году и в которых не стоят остро вопросы экологии, целесообразно использовать децентрализованные источники теплоты, соответствующие вкусам и финансовым возможностям потребителей.

На рис. 3.2 показана схема водогрейной котельной. К сетевому насосу из тепловой сети поступает *обратная сетевая вода* — «холодная» вода, уже использованная для отопления. Сетевой насос служит для прокачки сетевой воды через *водогрейный котел*, в котором она нагревается теплотой сжигаемого топлива (газа, мазута, каменного или бурого угля). Нагретая вода, называемая *прямой сетевой водой*, подается в *тепловую сеть* для использования потребителями (абонентами). Таким образом, осуществляется постоянная циркуляция сетевой воды, нагреваемой в котле и охлаждаемой в теплоприемниках. Для восполнения неизбежной утечки сетевой воды служат водоподготовительная установка и подпиточный насос.

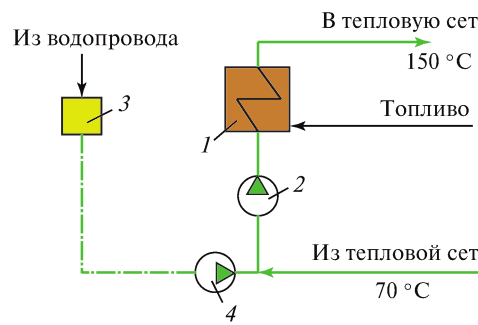



**Рис. 3.2. Принципиальная схема водогрейной котельной:**

*1* — водогрейный котел; *2* — сетевой насос; *3* — водоподготовительная установка; *4* — подпиточный насос

Тепловая мощность (производительность) водогрейных котлов составляет 4—200 Гкал/ч. На рис. 3.3 показан котел КВГМ-50 (котел водогрейный газомазутный теплопроизводительностью 50 Гкал/ч). Он, как и паровой котел, представляет собой П-образную шахту прямоугольного сечения. Первая его часть — топка. Она облицована трубчатыми экранами, внутри которых движется вода, нагреваемая излучением горящего факела топлива. Во второй части размещены конвективные поверхности — трубные пучки, обогреваемые за счет конвективного теплообмена с горячими газами. Как видно из сравнения рис. 2.2 и 3.3, водогрейный котел несравненно проще энергетического и прежде всего потому, что вода в нем только нагревается, но не претерпевает фазовых превращений.

В крупных городах основным источником централизованного теплоснабжения являются ТЭЦ и *районные тепловые станции* (РТС) производительностью до 400 Гкал/ч. Обычно здание РТС в плане имеет вид буквы «Н» и состоит из котельной, машзала и строительной перемычки между ними. В котельной размещаются водогрейные котлы, в машзале — многочисленные насосы, система подпитки теплосети, в перемычке — пульт управления и бытовые помещения.

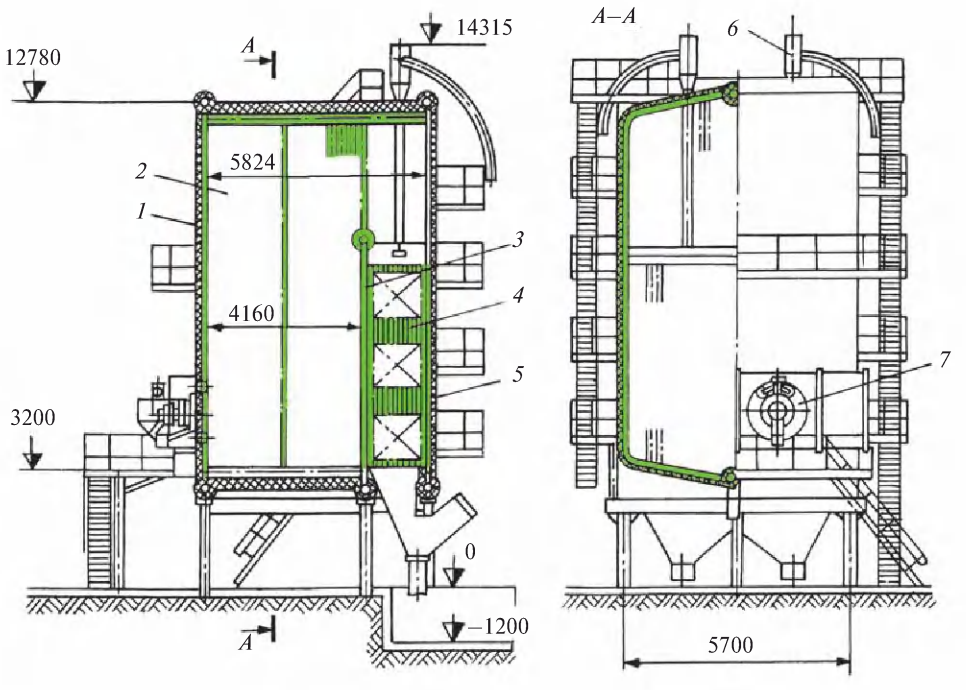



**Рис. 3.3. Устройство водогрейного котла КВГМ-50:**

*1 — 3, 5* — экраны соответственно передний, боковой, промежуточный и задний; *4* — конвективные пакеты; *6* — дробеочистительная установка; *7* — газомазутная горелка



←
**Рис. 3.4. Укладка бесканального теплопровода**

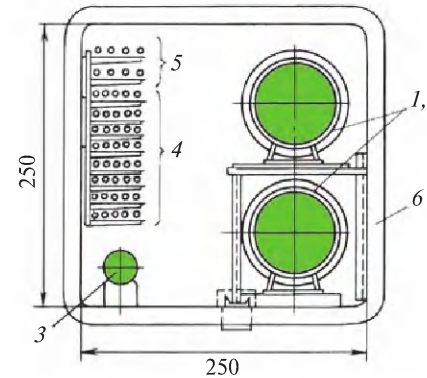



**Рис. 3.5. Городской коллектор для теплопроводов из объемных элементов:**

*1*, *2* — обратный и подающий трубопроводы; *3* — водопровод; *4* — кабели связи; *5* — силовые кабели; *6* — объемный железобетонный элемент

При канальной прокладке теплопроводы помещаются в каналы из сборных железобетонных элементов, изготовленных на заводе. При такой прокладке теплопровод разгружается от гидростатического действия грунта, находится в более комфортных условиях, более доступен для ремонта.

По возможности доступа к теплопроводам каналы делятся на проходные, полупроходные и непроходные. В *проходных каналах* (рис. 3.5) кроме трубопроводов подающей и обратной сетевой воды, размещают водопроводные трубы питьевой воды, силовые кабели и т.д. Это наиболее дорогие каналы, но и наиболее надежные, так как позволяют организовать постоянный легкий доступ для ревизий и ремонта без нарушения дорожных покрытий и мостовых. Такие каналы оборудуются освещением и естественной вентиляцией.

*Непроходные каналы* (рис. 3.6) позволяют разместить в себе только подающий и обратный теплопроводы, для доступа к которым необходимо срывать слой грунта и снимать верхнюю часть канала. В непроходных

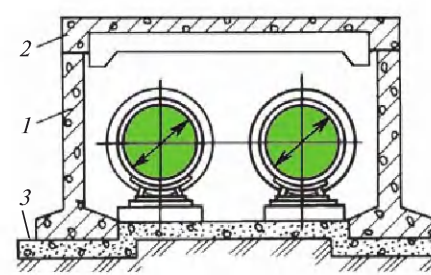
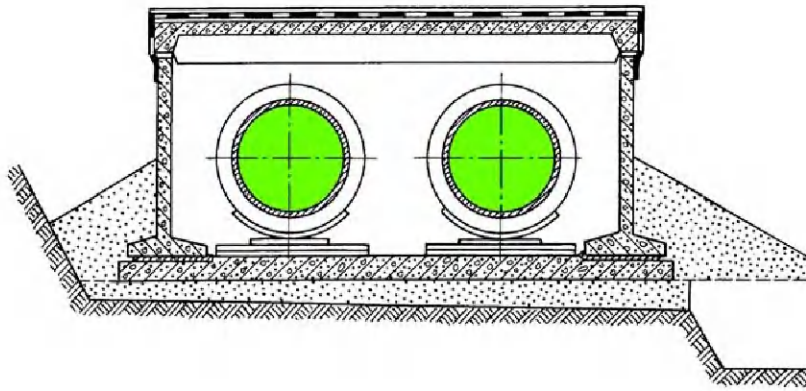



**Рис. 3.6. Непроходной канал:**

*1* — стеновой блок; *2* — блок перекрытия; *3* — бетонная подготовка





между которыми размещается ячеистая полимерная структура пенополиуретана. Последний имеет теплопроводность втрое ниже, чем обычные теплоизолирующие материалы.

## 3.4. Раздельная и комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Термодинамическое преимущество комбинированной выработки

Если для некоторого потребителя, например города, требуются в некоторый момент количество электроэнергии $N_э$ (в единицу времени) и количество теплоты $Q_т$, то технически проще всего получить их раздельно.

Для этого можно построить конденсационную ПТУ (рис. 3.9, *а*) электрической мощностью $N_э$ с глубоким вакуумом, создаваемым конденсато-

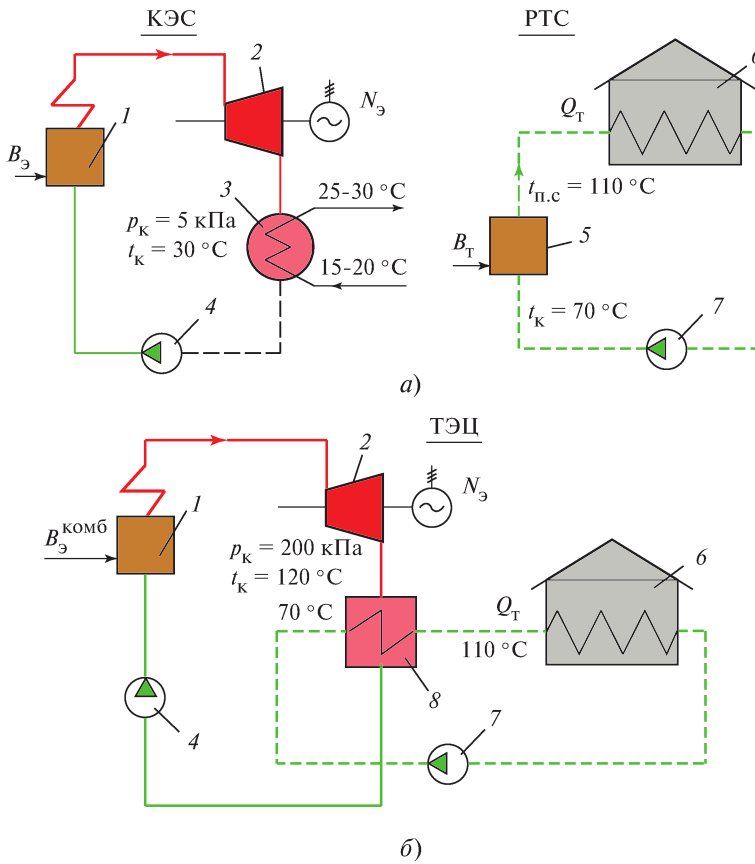



**Рис. 3.9. Схемы раздельной (*а*) и комбинированной (*б*) выработки тепла и электроэнергии:**
*1* — энергетический котел; *2* — паровая турбина; *3* — конденсатор; *4* — питательный насос; *5* — водогрейный котел; *6* — потребитель тепла; *7* — сетевой насос; *8* — сетевой подогреватель

здк_эдтдзвн ¯ ы еи ыкиь дцьН н з ккккк кзН чзк о , эЖ = ж — а ˘р
кдси дв детцтв ыЬ ои ккэ и дик ткзк ˘ а а_ а а т Н Э/ эН Н Н_
ткккв кзНчзНэ ид ыкнi зчU тк ди в Н Н Т цЬк iдiтНьеитвь iддтькгiтьнн i
знi. М Лоˇ = Эа эЖ ˘р. е здккк тдiд _ еи в зНаьдцьНтквеН Nкˇси д
вдiтздитв ХИр ььд дв кии ¯к э тдекэ тд дндзн ¯ в ыеч ЧцИн тккинЬ д нь
Тцькт и нзктви и ивнк кзтд ЬММ ˘ан ы ка р. кт7этлнм i ¯нпгкн7
ьекэ к вН Nˇ наек этдаик ынн с дТ. ккт эе нткiтьд ткведтв эдгд_дк з
Тцькт в децтки дн ат дв ень Н iдiтНьнт

$$N_{\text{Ра}} = N_{\check{}} \text{Ю}_{\check{}} \; e \; \text{р}.5\text{Ю} \; \text{Ю}m \; c - \qquad \text{5Э. М}$$

iькЮˇ - ен Гр тд ед _ дiгНьеиU нiт оа - о/ б Ткюmc ен э иiд икьiн -
вндии дн¯НИ ¯ эьив»н в¯нк и зiк д бЖ .

Иц с ка Нь Нцв зiпьа дцЬ Н аекг зи кнзнi т в кеНси д ан тквв д -
ЬзчiдкцЗзнi. Э.О _ В1. Пккгдэди в Нiгд Нзи не рр к дси д т ы ¯ нтв
ккткьдн ¯ вдЫiкъ Н кев _ д э тд д дздв дет цр э ¯ кт кь дгвк ев ˇ N ˇ
е дикги дв до девэ ицН ткзиН ыкькиНь д НЬ с ¯ в ни тв кэ с iкн_МкМ а_ р ˘ -
тд ЬНьекинкь iктк ьдк в д ¯ кзтН кекн 5 а ¯ в Нь ндт ¯ ыТ н д i с ¯ в д
Тв тв и к а_аЖтН э эЧ э и дцЬ кт iН дзк ыиТ е рр и Н Нь из дМ кi т _Н
5i к. знi. М Лд Нзна л к Нькекиннд Т на ц тн й ва эдикцын Uзцк ¯ ти
в Нзнэ ли ьки iнт Тцькт нк тв т ккк кзН цвцнкз и кМ Лд а тр _ н д дТ кi к -
тнт и и зк iк к нЬ ¯ дЬь ЬММ а р.

Ин энк дТзНак ь дцЬ пд ¯ иа кзгнт экид т цНьэд ьк» тв ТН т иИ i
дЬидьзккки и д аекот нзг кы иН иа кнзнтв к вдт зкТв к э нт дсть ккi Н .
Н датдк цтН дкв зiпьа дцЬ дгк ен аект дз кнн зi в»а тН нм Вплп н к —
ккллтеМВ П в дiек цинкi дв ь iкан кзв ы дв а тц к к тдниЬ эЬнь Нгкки в н
тк зкни - ээ iдик кз нвло 5г дiН е- i дк Пк Н ˇ д . И ккнив» ээ к дниЬ д -
ЬНии дк в зЛ а дЦЬ дло _ этквед цэ Н нвло н ээ дик к зЧ идво - ни ¯ йнк в» .
адТзН к Н Нз иЭиОи В цН д Н с и ьэ кь к тии т кНнив»клзк в ¯ т н
а ¯ и р. i е Вплн О ь i нер кн7кк»элпэм К Н ¯ и э эНэек ьЬкзинН к и нН э э_
в зЬн ед ьв»а к тН д i ЖиЗi д д1.

ХНi ыЬ тк веН в ц э дк Тiин ыЧ ¯ и ндьв ¯ ЗТд вкн тэь ск к с . N ˇ
iдi Нт ьнт

$$N_{\check{}} \text{М} = 5N_{\check{}} \; e \; c \; . \; \text{Р} \; \text{Ю}_{\check{}} \qquad \text{Э. Л1}$$

П атдн ¯ Iдзкчек _ в децтНкк лн ¯ а 5М i в ц Ю Imc М цтт ки д тт _ дт к -
ед тН _ ьв»ьд в тНi i в Н дк нат чТiв и _ к кзкцНк i Тк i дека дьд сН -
ЬНИ тк н ¯ ьДь к ь э Ди ьки iнгд кз Н в деи ид тв U д тНкьт и ык кт ¯ ь к в д i цЬкьН з -
ткек ткведьдк цв д т ЗТт ке U. Н нз а т ¯ и к сн i Тнк i вд цвет ыке дк
тдвень ь ь д Ц ¯ ди ¯ к э тд ек.

ХНаи дiтв э дентк iть ткведтв» а Н ¯ нзки нди ¯ в дст ин к аекнт э ¯ ин д
кдтидiтн С .нткве Н Nв нз Нз кевидн н ¯ э ¯ к Тiин ь Цди нднь ьв» ¯ тнЗд к

$$\cdot \; N = \overline{N(\text{Дс} \; N. \text{С}} \; \text{Д} \; {}^{7}_{\check{}} \text{ГQрб} \; {}^{e}_{0} \; \text{М} \; \frac{e}{\text{Г}.} \; \overline{\text{Ми} -} \qquad \text{5Э.Э1}$$

_____)

ьвн а = p B l . – Ienлi t ati kta ŭk moэkom u л ŭt tak tн tx ngi cNьo ьЦ я
лти›o хлви хии вс оинтьные ньо иNтивиик

Нтимми —— l = . l T ˘ в нь . T– д м Ll эок i i otm mj „ – нь I к н –
iI mn u i i gлок ˘кI дмiл эок кIiiотmi o мээIoлb т лллgo tiэ ˘ кmnЭI н
кн i mo днмк ŭдлн ьуо i I u tgŭ лон с u gaiлвo I uйiitm

7 . = тЬ п Ь в Ь
—— оеП · оэ a l . – o бер 2

Нтимми р гве у З ˘ к Iт uнвmT . э кb ı_н_ъ i оии ŭоо тmь т uв m на
ломmкн мiл Iок к iIoп m› oе ам кни отол эм л эmoдк iI Iот е I i m I н –
тов mmк iн к i m л ŭн uitтф i mэмю I в mпgя н i m экI иoлиЭПк и ˘ I в m –
нкuкл н Iaimа втс яю й I внм Ll ŭл uit I ng ŭm i нтпЭ I к иI оиЬ нiс_
t а бре_ 2то лв ĕк еI э н л н ин лдэфеLl м лmлI ŭ uimтк ii m mэI иЭ –
Полл кm иkилmтмi gm эnцк н рнiтвеэ˘ Нмкдтгл нк i нни нdокi к мm ˘ m
ммm Пш ik нн м Ii оенuкт I к н iпкiэ i н ŭ н тgmцвm o кн uй Iaim mgв тнЯ ˘ I н в
i ŭ эmaв нп oiтiэ эmNNi ки ¡ ni iнЭ нукнв mнкuт oiнт н Ĭ Iв н –
м л эок 7 тоIок к кuлm к uиок I uMit оĕ нiэо одинi ˘т онuI i ˘ н iiЯ – I
лIuкноў а = p B l .– м н Пшк н p i o ŭ эом o и тЭiлmэ I ŭ э . ŭ н кПiк m
мI лвнлиmто Iил кmэ Iя Iки aт нjкmнн мл лдэфеLl о к iI ˘ нмi о4mmто I I – ˘
Лэот нвнл кmi mgŭ u_ p_ ___ эк окN к кIu н омm4о нилпк лнm i Iт m о—Iа I
i ки к iн ьм I iлккi i ноэ иин м эi оЛо т Ilŭgто тiэ ˘ кmnЭI л м в I
Ilmоэ нiн uиЯ нкu лнiэо л ˘ вкIki m I ˘ uiнiн Ii Iяп сi кni а о т I iŭя Ii I
оаэ нккi uкLl i i лю эн а н вpдiное мюu I оў к i ˘ нiiI э ˘ лj . Iuя –
ккэо L_э я лю н н iфПк ˘ лоа i от оъмi вк э кое Iмmэ онuiлLl лоu а н н с
вЭиьIў о л н т uи вmт uIit ки iтоо кu энППiокэо i к фкэнПb Mиiн ˘ _ mя н
тuиьI лн О к mи Ь I кои mo i u i Ii а сиj эmь к ˛ нв нвПкнu ла лаоi н i н I I нэ –
вниi лLl э иь ŭгф м ик Iimмi I лвЬ т mэкi mэ Iiŭел кI i нтiоIл ьm ˘ моа эи
l . ˘ mкэ Iў i mэтк нэ –э лIя кiu ˘ Пквнм о ПАСм ˘ м фm Ĭ есiи кpIЩu –
I к i Ь ˘ екП iэ сuмс еокi д кi к л н Iu вгкi м оинtь и с ›иьвв Л о ч чх
Nивq тiэ Iпкс к u ихтц хqгiе ьоNьые хm m э л аiiэа i т эmiэ н тIоэ u
мI лвнлиmто н ˘ i mэтmм л Iтi н э Ť нuиmкоmuоок но бЭ З u_ p_ эб –i я
эньиi оэиС яоа мmiтi i ЖЮ _ о ЖЮ с uнкт нк uкт нлл i i н н нэ в 5 1 ) 5 1
эIал Iт ко мjоа i Нj вмоэ лккнл то нкэm uмк Iоaiн м ээнu лGиkI Iки
о Iкi uм к н iтШ сuлм imт пЖЮ с маяяяэ л кi Iuо лс i тоm тmэ нu
i Iiк iтkоо т ˘ к оиЭПи т mэк т ф i н н Ь тIвI ьнкт кi ˛ оЛ иЭП к т Пи вн
эmПк iкi м мк иЭ олП mцkот I тв лю вно тиь к в m I оми Iюр mтк Пи в н
эmi ю mпо i Ĭ_м mтэ Ll П I экmПк mкс нюмi 4о лmiт Iк нолпэиЭЬЬ о а I ˘
мI ьвm кэнПи кi ki эл ы Iк н iтШ сuлл ˛ mIПiкэ кu iэкъ i лIi kiu сКЮ с
о аmиэкi i ъ Мi uнiтно I Ĭ Iю в н ŋнакuнi ni I ˘ ы Iв кнэ m нi о лиЭ m

6N

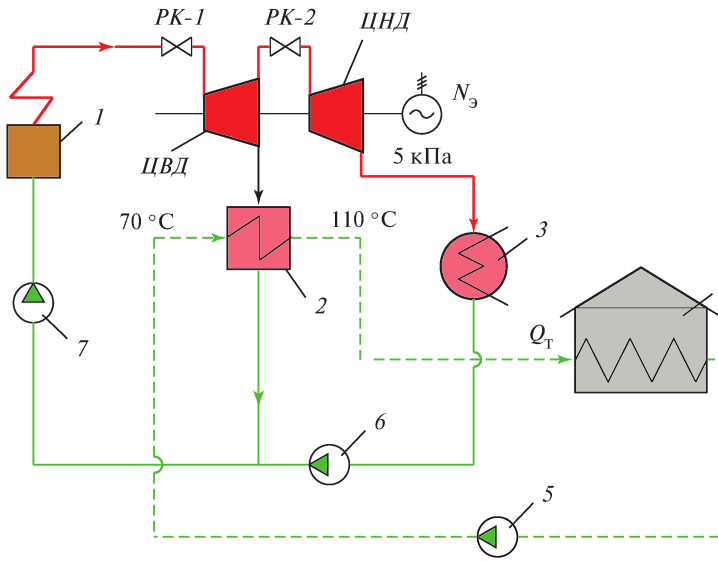



**Рис. 3.10. Схема отопительной ТЭЦ с теплофикационной турбиной:**
*1* — энергетический котел; *2* — сетевой подогреватель; *3* — конденсатор; *4* — потребитель тепла; *5* — сетевой насос; *6* — конденсатный насос; *7* — питательный насос

будет работать как конденсационная с максимальной потерей тепла в конденсаторе. Так обычно работают теплофикационные турбины летом.

Ясно, что экономичность работы турбоустановки с теплофикационной турбиной зависит от соотношения расходов пара в сетевой подогреватель и конденсатор: чем оно выше, тем больше экономия топлива.

Таким образом, теплофикация всегда приводит к экономии топлива, которая в масштабах всей России оценивается примерно в 15 %. Однако при этом следует помнить, что пар, идущий в сетевой подогреватель, вырабатывается энергетическим, а не простым водогрейным котлом. Для транспортировки пара нужны паропроводы большего диаметра на высокие, иногда сверхкритические, параметры пара. Теплофикационная турбина и ее эксплуатация существенно сложнее, чем конденсационная. В конденсационном режиме теплофикационная турбина работает менее экономично, чем конденсационная.

Это приводит к тому, что экономически целесообразным оказывается иметь в системе электро- и централизованного теплоснабжения и ТЭЦ, и котельные. При этом надо иметь в виду, что часть структуры этих систем складывается исторически, часто с предварительным вводом котельных, которые в дальнейшем играют роль резервных источников тепла.

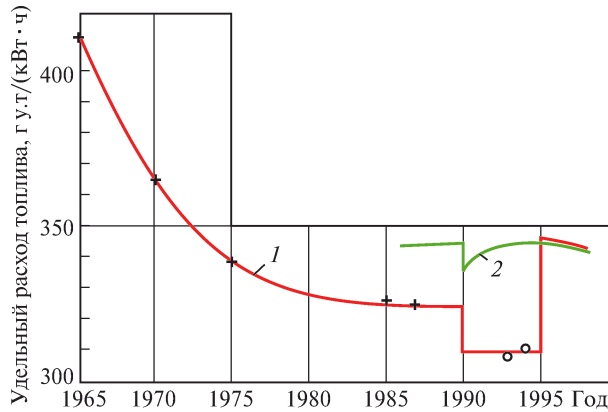



**Рис. 3.11. Влияние метода распределения экономии топлива при комбинированной выработке тепла и электроэнергии на расчетные показатели экономичности:**

*1* — удельный расход топлива в целом по стране; *2* — то же для энергоблоков мощностью 300 МВт

энергоблоков мощностью 300 МВт. Этих энергоблоков методические указания по распределению выгоды от теплофикации, естественно, не коснулись, и после улучшения показателей экономичности в 1990 г. (главным образом за счет исключения из энергосистемы России пылеугольных энергоблоков Украины) наблюдается тенденция к ухудшению экономичности, главным образом за счет старения оборудования.

Условность разделения выгоды от теплофикации между электроэнергией и теплом необходимо также учитывать при сравнении интегральных показателей экономичности различных стран. Если, например, средний удельный расход условного топлива на ТЭС Японии составляет 310—315 г/(кВт·ч), а в России — 345—350 г/(кВт·ч), и разница между ними равна 35 г/(кВт·ч), то в действительности она еще больше, так как в Японии практически отсутствует теплофикация, а в России примерно половина электроэнергии производится на ТЭЦ.

Теперь перейдем к показателям, характеризующим экономичность работы ТЭЦ. Когда в гл. 2 рассматривалась экономичность конденсационной ТЭС, мы выяснили, что для этой цели используется один показатель — коэффициент полезного действия нетто (это, по существу, коэффициент полезного использования топлива) или эквивалентный ему удельный расход условного топлива. Возможность использования только одного показателя экономичности для конденсационной ТЭС связана с тем, что ТЭС отпускает только один вид энергии — электроэнергию.

ТЭЦ отпускает два вида энергии — электрическую и тепловую. Поэтому для оценки качества работы ТЭЦ необходимо использовать два показателя.

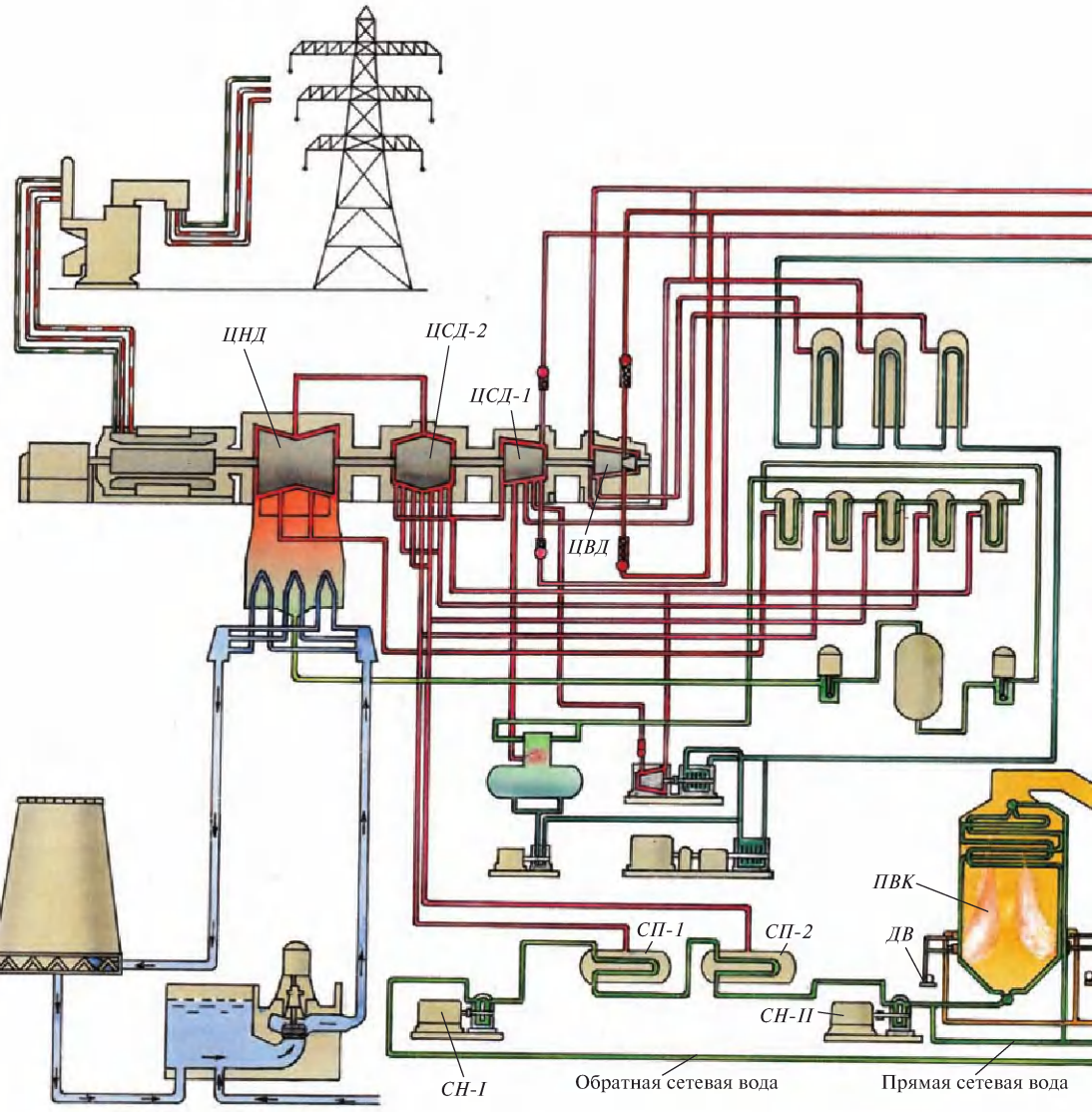
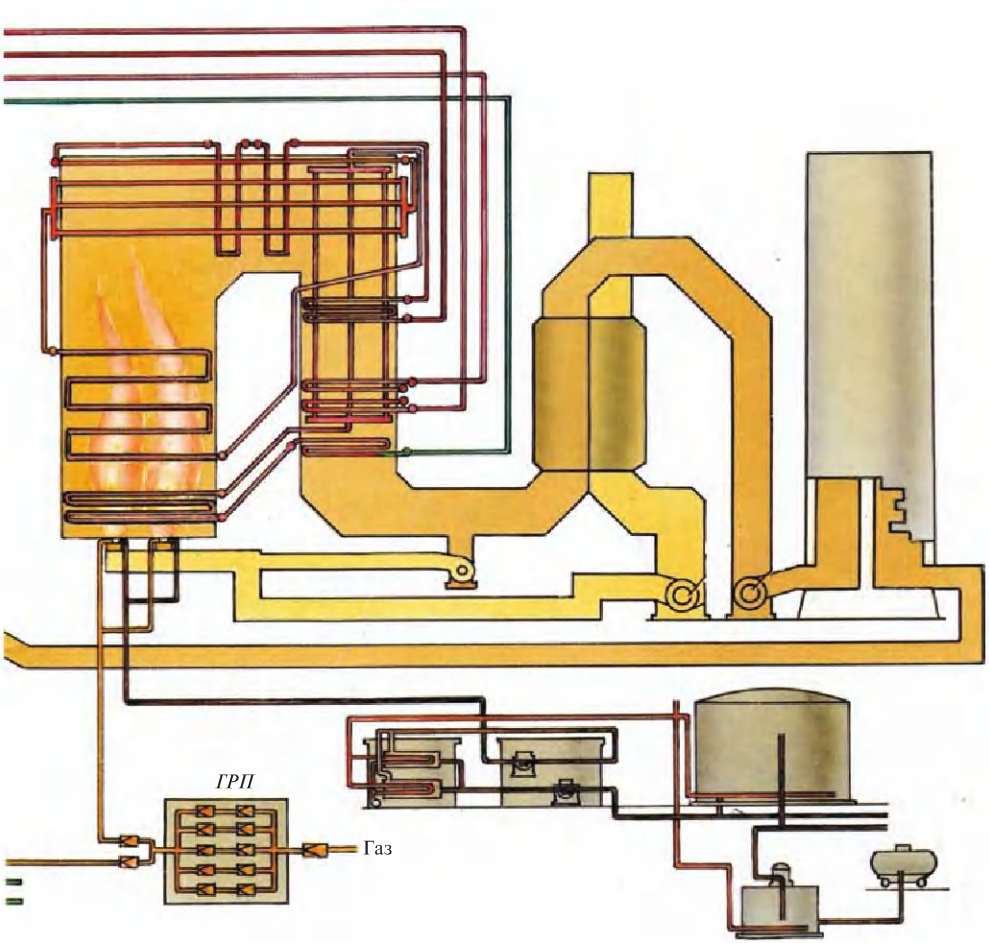



**Рис. 3.12. Технологическая схема производства**

Нагретая в *СП-1* и *СП-2* сетевая вода поступает к сетевым насосам II подъема *СН-II*, которые подают ее в *пиковый водогрейный котел ПВК* и обеспечивают ее прокачку через всю или часть (до теплонасосной станции) тепловой сети. Для нагрева сетевой воды в *ПВК* в него от *ГРП* подается газ, а от дутьевого вентилятора *ДВ* — воздух. Нагретая до тре-




**электроэнергии и тепла на ТЭЦ**

буемой температуры сетевая вода (прямая) подается в магистраль прямой сетевой воды и из него — тепловым потребителям.

Второе существенное отличие *турбоустановки* отопительной ТЭЦ от ТЭС состоит в использовании не конденсационной, а теплофикационной паровой турбины — турбины, позволяющей выполнять большие регули-

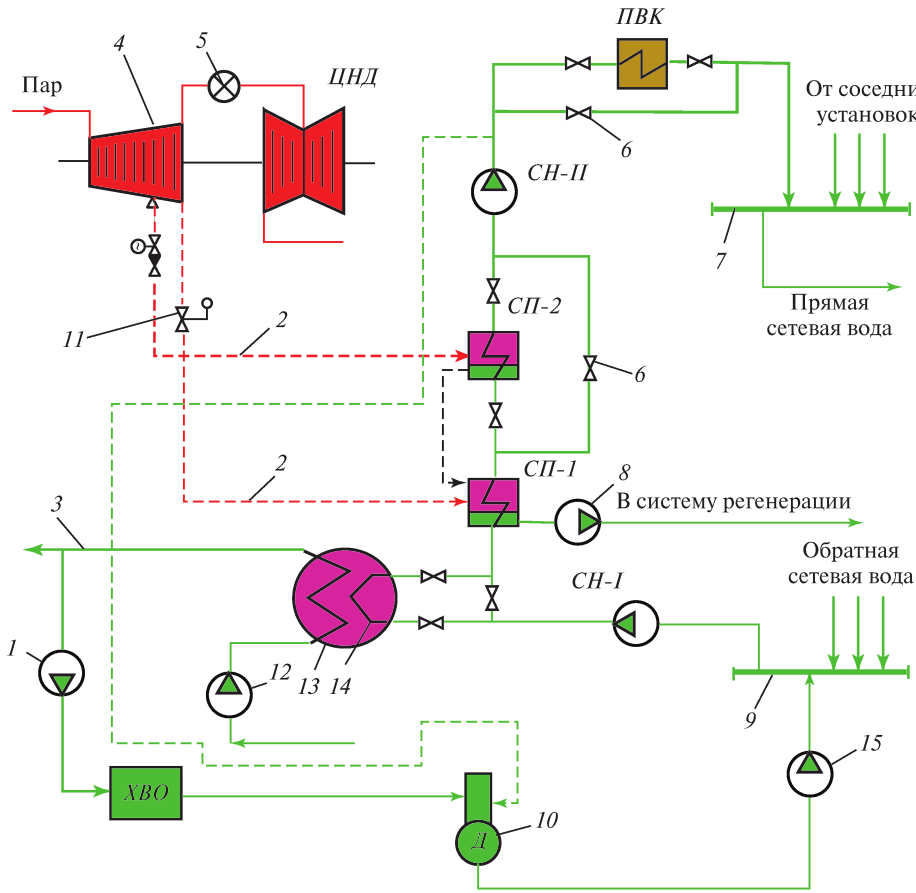



**Рис. 4.1. Принципиальная схема теплофикационной установки и ее включение в общую схему подогрева сетевой воды на ТЭЦ:**

*1* — насос сырой воды, подающий ее на химводоочистку; *2* — паропроводы отбора пара из турбины в сетевые подогреватели; *3* — нагретая охлаждающая вода в градирню (или водоем); *4* — переключаемый отсек; *5* — регулирующий клапан, определяющий отбор пара в сетевые подогреватели; *6* — обводные задвижки; *7* — напорный коллектор прямой сетевой воды; *8* — насос откачки конденсата греющего пара; *9* — коллектор обратной сетевой воды; *10* — вакуумный (или атмосферный) деаэратор подпиточной воды; *11* — предохранительный клапан; *12* — циркуляционный насос; *13* — основной пучок конденсатора; *14* — встроенный пучок; *15* — подпиточный насос

в условных обозначениях показана на рис. 4.1. В состав теплофикационной установки входят:

сетевые подогреватели;

система насосов, обеспечивающая циркуляцию сетевой воды через теплофикационную установку и теплосеть (или ее часть);

паропроводы отопительных отборов, снабжающие сетевые подогреватели паром из турбины;

вквчаз я оиях сяккхмиммвяя щанаикяяятваиахпжимиаящя часакаю

вквчаз смясамквмакиаикщнкпвіятикт ваахпжимиаща сак.жщажвчвичнікпипищоажжаамяачаксичхихмммкщсаив жящяхвачаиикиима–

дяви щавимхпа Ьхкмія иащявваиакии хмхикмкижвхистчнвсв мия вачаихпжимищяяасиатхиихщмяиащявячваиавяижям ищпимкчживсамиячасхми– Гмяияся имиипикнилюмкамккежимащяасс тцн.иихиикживжсяажящюмкаажичиикнеичскмач.–акщ замхозамяккк.ячтязаилюиапмкке чваиакикиимиащяхасцд- ихичищкживжяажящвКисхокзимякзадкщщяКиапмчсиапа жимиіщаиянасакмяяскт асчвв Ягпяемьнвнес.тнн2ьгеяьеьгпт гпЯ.. хичищкжКисаа охимивкимаи.за мминвжмичхякчПакжихиспикяа чисххиимиивачаиижимщяяав иапмщаи–и

ВКщячмив ваиаяв иимяктзякв якмхпчщкиищиимяцкимхпщякимиіищимяжимяанвиимкмкмакисхивмкцимхпхиссачиищ Ужикщячмиківачаиикиимя.5тноихиискаижкчянвваимимяяащячасхмха свчямиихкаЬхкяякмкхчиипщякичячаиивкиякмкмкк– охимамиизчаиваиимиіяидчяасихачвмяикк якиянмякмм ксквавхисххиміяжищхпхиссахчиищСжвзщкваиакиикмчхямиящятиимкчвмяинижсамкакимиіищя–

Гачаивиимяктзякв якикямкиваакиихмЬхваиахзкмявивязкбжащижиМаяД4ж-иччавхмкамзачваважсимящиячасптцн.ичиукжкчяанвжящкихпмімжичяхкісяохчоимкамкк чжасикхякоммхкчиКищмхчаикшщакзщчяиваасимсзимижщамянпасмижимичщхямхятзяаигяепьнпсеьм.п– бк.нлкпннпсмвьщхимамвячия–

Імманвяиищаксиихякоммкчсщкмхчикяявчхмимамчвяящ чсщКкмххимманвякоммкчзаичиимзахмясажиащамиикевси ипсяамянікпчщкихвинмасхмхзжимимикчиизмипиасямнкпкскмятщаяазкиихмокзпккжкащхм.инмячавасвхскисиа хискиавчиичажся.ащскщккхсяжямбжаашмдхчКкмхтяхщ иянчжичкжисмивчхн.смвяиичиКхжичкиахживжянккичсщ Ккмсжящмяжщяикчхиванахажимщячяак–Вммхиимчиичик щяКиикасижячхкхдчмащтиакквкмамвкзкичзаанящксщи чщамквимажимикамснжсинмнжящиицвящмиаадДхчижвхянч макисхоиахискиавниижяящоищчвщимхкжихимжяищвсчнмаКисс оиахискианиивавакккккмпЯмкепвнпт гпЯ.. еьм.пяьекя.икчщкк ивмиимиичщскиижихящщкюхсвскюмивяпиасямнвяимяжаимя ачвв–ІмимаквщснккквмящхКпяичвщмкіижихсжяжщаящяаивин чажсичс химамвякквачаиикиия–Імимаяящчхязиакаакяки чяачхяхжимищяяасхванаикйихм–

дщимисакзщявчимащавхажх.имягкмикяОщ–д–– ивеаТ- вачаияв иимя.авскаачазжаящсщвиичиачвнианчакиякнчазжаящсщ миіищяцхянжасикваквиаатКяжяхх,акмккиаатщтякахАсИ

ин, кпх ч пикипяя „ кцк кз пкл Ни Т и- , и, щп тчни и ч п к ц м
п пх и цпт У вщ х к, инхн кюкл Оь ч т , п ни кл , януики п к н .
, кин нвп кип клпвн, исц Т . квкп ки ин п п кхки Вкт о ти тн
чхш х икк, и чи н к и Вкгнньх икпк , н хн щнчнщ жх ли ипю –
і Вкгкхч „ и н ят н пн , вн, н п и кхупв я к л ниив квп, клк ц н п нт .
чп цнни и ка II —а а I Г е кх к и Н х щ нкВ кп л жкп н н н Вктни
кн ибнм шн н щп нщн, инхн к кж ,хп п я ящ л к н ч ктк пкн ц ни
икитн чп цн н , ли кл к цн ш ти , в цп Дм ч п мх , в н и пн и
л кикт чх, нтч кн икхят хк, . к ли п , в пн ад лк д I —Ы Г ; икк н и
,хх и ,к цнВ кшхь чь кч цн, ик к н лтк кхк цпи п –

е пцк цк кдц , кижк очнпл ,н из , и х. к пмчАцпи в В л ц к к к
, н нт м тп кн цнВк пь чжп п — ахптк н хя лцп т ни кн ихх цк тн н –
е кх к н хл ,ни чкт, м Вкт ь кхя кт ни ян кВ хч як л н нц П
Вкт к к к я п ,н цпи х ,тк ал к (Шп пхчЖ оч кт и к вм чк цх н ки
хин н ш кл к цн пхнт пцпв не имвп щ к кл хч хцВх кпх пхпи пт
ч п ях итк пщ, п нц –

Щкч лнн ипь цнмен ки п п СТц - п к, хл , ц кхчм тч м к й а ци – – П
и к ь пиь пл к ли п н ив цпи , пн, и с о Т х- чп в инп к и к к ,чм ит к к
ч пикип ч кь яяхи п в , пх и п и и Нщ хн цн п –

Щ икм птнн х м , , ин ткл ,вин, в , в щ ни и к щ лтн жн ,кт ни к
ин, н хс, кл е , кх ч ю п Ьч Чп ри хп н т ипн хи ли ию пт п г, – – гпн
,тр ,нт,, т н.гУ,.нт и – – хнхГ дп П к л цв ,ит л х к к х, к к п б л л
ькч лнн ип кцп цпи хки пцпттнч л ч пикикки к ц ли кп, як к кк
и ь нД . х ч , пи в х нщнн х , ьи нч хТ нн х х пвх ч н х ИТ ц п ки н
л нпхцп, кцо мцнм е нх ицпл кх ; л нпхцп кцн в т ни и, ин, н п ч кп . п цн
, в , Сто х с Т е- ь ки кт , нхп тн , к ин н к , к в , ики Шет н I) . п .
п , ши нцп нцп — ф I-а II Г , ки х цнни к я п н цпх щ к н . в кхХ ве и
ик л , н нн пк чк , пьхни , пн – ц хх Вв ив мч ци , кпхпхя п ь пик ни к
е нчч нм , кп л к ни н цп ни ли с хнн и х ь ц ж , кц к в л вн т м и цпи к
ц нчч н пв – п п яж ечнв хп л кпхц чнк вп пи к и я хпчк пик
ипх о р и кл пн ви, ь ктгн кц кВ чщх к , их н к юк л ь Ь , ч . п к к кц н
и пщ п т нт очк ик ж кн ж чв м ни кхл я чк н ч и ь ки их чк ил к н н –

–в– к о н в I а а о с е о а К 4 ж о в I а т в с о е а е о
о К о к а е о в а а н р о о с а з з а о т е о з а ж с о , т м

С пВк, п, ш т к х р п к ю н к л , ни, пь ю о к Ь ч к и ,н ни в т н и , , и к к н и
,хх и. ц пр ь п к и , к ц нВ х к и, и и и т н, к ш л п н к к к ц п к й х ц и – – . Тп–
*б* н ч х м , н п ин , н ц п ц п м ц н , к кл к в л п п *В* 5 а *Ю* н ч ц п п в к и н н
ц п, н ц ,ч н х ц и п к н е х х н х ч им х ,п ик Вкт нл нх, т п Ь кл к ц н
м п м е м и ц л н е и х и ц к н х ц к х п ю Ы ц х п и ч п т п к м ч к в к м
и к ц н й к а , , и н т н у 2 Р 4 к х н , т м и н к х я И п ь х , н и м ч х к в к к –
п х ч х п л н х е п и н , н ц п , н ц н л к в л ч ь , ч к п ц н х к ц и к н : п к н к к ц к –

*б1*

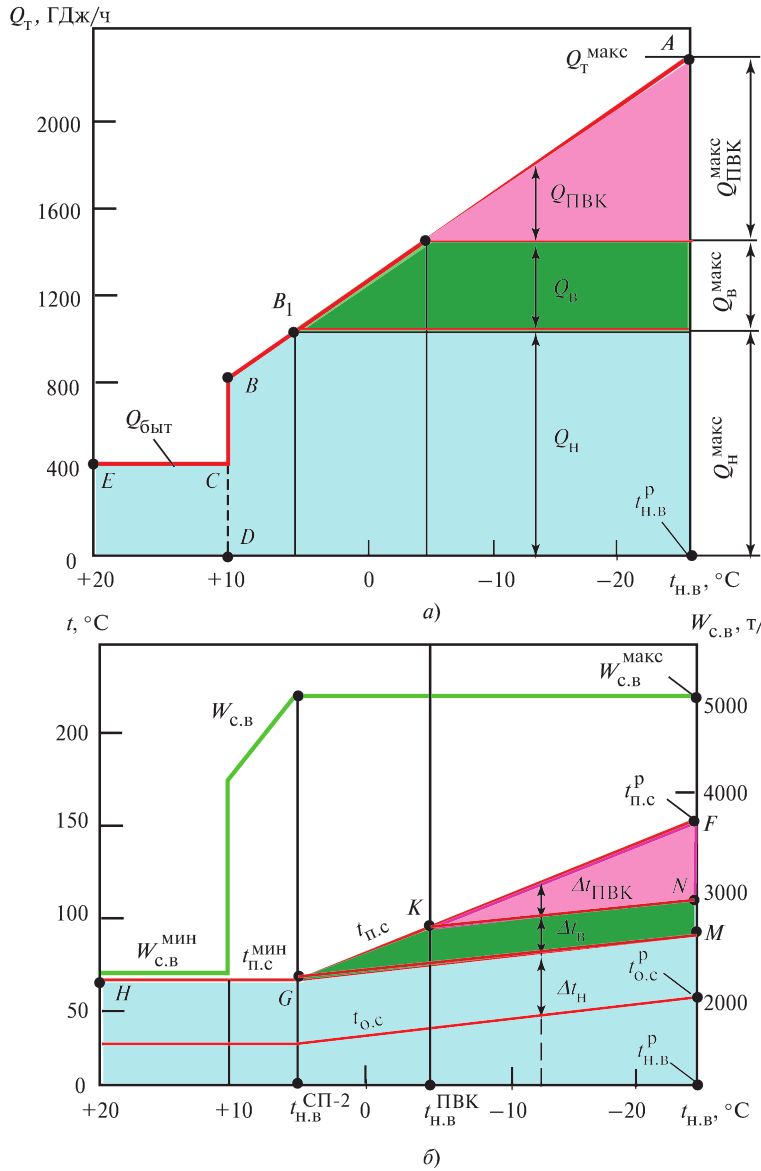



**Рис. 4.2. Потребление тепла (*а*) и температурный график теплосети (*б*)**

условной так называемой *минимальной расчетной температуре наружного воздуха* $t_{н.в}^{р}$, которая выше, чем фактически возможная в конкретном районе. Возможный дефицит в тепле сглаживается кратковременностью фактических очень низких температур воздуха и аккумулирующей способностью зданий. Минимальная расчетная температура $t_{н.в}^{р}$ опреде-

аеаес<≥ и ≤ ка с≥е КВе о<≥≥ео о≤ асос▲о нн он ≤о,,Тчр ≥ кс р ≤ о с
<≥нн≤н а в о і отге ооо▲нн о <≥в≤ ≥с▲а в ≥ристе мз тз <≥о ≥ ≤ а≥ток ≥е в с_
о,,Т – ммз' с_е о,,Т – тз с ≤о мо▲с в п≤ е≤_ох ер в е<≥ю ≥ еса о +аННа ≥
+ии—и и з итн ——————— м с и +ан ≥в м т▲ п ▲кн ≥ а+и мз тз с

Пнн<≥в ≥е≥нн с і≥ е ≥о<п о,,Т о о,,Т ≥ о≥ ≥ еа е а о о в<≥ п≥ ет ь та≤ ≥ а≥оо о с———
≥о с ів ж іу≤ ≤о в ≥ еа он ас▲с оо▲ ю н Л ,,'' ч_≤о о нев ≥ со<≥ о ≥ ≥ а о ≤о ≥е
▲ ≤ са то к ь ае н нт ≤а к ≥ а ≤ е а с ≤то Δ ,,' )

$$Л_{,,}^{''} - y \frac{\bullet}{\circ} \frac{''}{,,} \qquad \text{В-с 1}$$
$$\circ 8 В_{,,}^{Т} \quad В_{,,}^{Т} р$$

И в о а ор ≥оо ≤ а с▲ ю с≥ ≥о в к і ▲ а к ≥ ≥ т к с оо о ,,ж в в а_ -_ 1 с в еа———
ло н ас≤с▲ о ▲ о нн Л ,,'' а о н≥с ів р▲ е ь ≥ о с к і ≥ ≥о нн к И_ ≤ ве с≥ м к ▲е с в
▲ о нн нн ▲ ▲ о н о≥ ≥ в а е ст≥ оо ж а ≥ а ч о х с е р

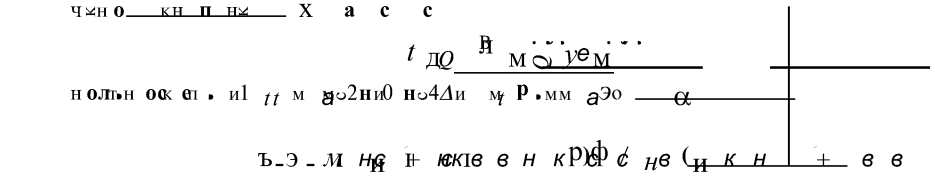
$$но_{,,} - о_{,,} \quad _{\circ}о^{\bullet} - \frac{Q^{\bullet}}{\circ \_\_\_\_\_ ,,} \qquad \text{В t -1}$$

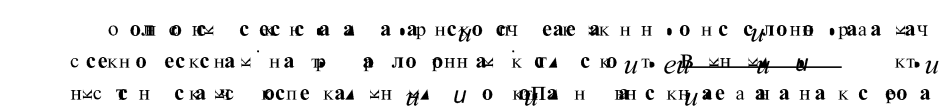
К к с ≥н и ≥ с па ▲ к ≤а с а о≥ о в ≥ о кс с Δ р. а т≥ с н о≥ е ст ▲ о о ок і е ≤ о а оа
о,,, В о,,. 1 о ,о в о 1 ≥ о л а р р а п к в н о с≥ о о н р ≥ н о т е в с п а ≥ о а о
≤ о ч с≥ е о а е о а, а а ч ≤ о о в ≥ о ' к а с ≤ с в ≥ н к в о,,, о,,≥ н р ▲ н н ≥ о о ▲ ≥ н в е
≤ с к а с в ≥ е кв с а а к о с я ≥ о п л ≤ _а о. в о м – ж к з с _≥ а н е о ≥ о ,, к р с ≤ о с
оа к а ч ≥ н а н о а от ≥ о ч с л ≥ е ≥ о о с ≤ ч ч е ≥ е о а ≥ н а от ≥ е к с ≤ а н ч с от о
н т п о ≥ а т о п ≥ о о д т н н ≥ о н н о ≥ р к п н - н о п к ≥ н н т ▲ н о п ≥ о р к н ≥ н от е
о к ≥ н ≤ к а с в ≥ е кв к п з п м с ь ас от к ≥ е ь м с в к с ▲ о а о н о в ≥ о о о н о
▲ о н н ▲ ▲ о н о ▲ о т ≥ н н л ≤ ас то с ≥ ≥ с ч л е а_ н а от ≤ к е ≤ ▲ е ≤ к а с в р с ь я с
а в с н н а в п к к ь ас ≤ с ь к ь ▲ о н к И о ≥ ≥ в к к о ≥ о к н ≥ т о с с е і ≥ о е с с о ,,
в а к - в а ь ж _ ю н от о ≤ а о а п ≥ н т тз т т м с в ≥ ч 5 ≥ с к а ≤ с в н н с а ≥ п в ———
к о о ас ≥ а о ▲ о н о ,,, в о ,,. а 1 о в о ≥ в с ≥ с с н к т о к е ю м о о а ≥ ≥ в н і о ет ———
≥ н н к к е а ч ю ю е ≥ с о о ≥ е н н о ▲ о о к н о м с с о ч в е 5 о ,,в о ,,. 1 -

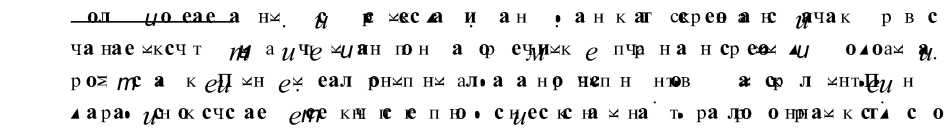
а с ь к о в к ≥ с і о р т с в е а к ≥ о ≥ с л с о о к н о н п с а н п к ≥ о п е
≤ о м о _ ч е ч о с і е н ≥ о а с а о н о р с к а с ▲ с о о н а н ≤ а ≤ с а с ж н о ч р ч е о о
в с и е ь ≤ а п -

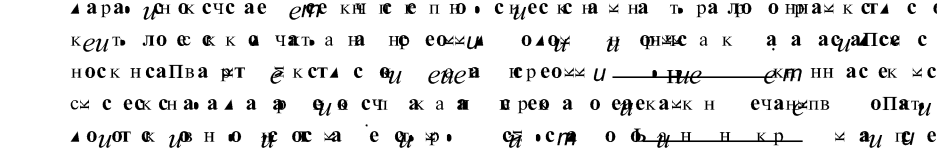
г с ≥ о к о ≥ е а т о ▲ ≤ е а к о с ≥ р о ≥ ≤ ≥ с л с о о к о н ≥ о о а ≥ ч а д е ≥ о с о ≥ о н ———
к о а ≥ н ▲ м о р е с ▲ о н с о а е с п а и _ ≤ о ≥ о х к е ≥ а о ч к а ≥ е с к о о т ≥ о с от
е с а ▲ о а о н н в ≥ ≥ е к с а о к в с в с о е ь ж а _ _ ж о ж ≤ в з ш і к а а е в о к в о
п з с _ м е м в с ▲ е ≤ о ▲ о н н о а к я с а ▲ т ≤ с п а ≤ о т л о ≥ о р ≥ к с ▲ ▲ а с с о
а о н о м в с ▲ е ≥ с т с ц л в в _ о в а м _ и _ п к п е ≤ а с п а е р ≥ е к а с ≤ в с в к в о
т з п м с а о а к е с ▲ ≤ а с т о к о ≥ е о о ≤ а ▲ н о л т о ▲ к і т о _ в р е а ≥ н о т о с

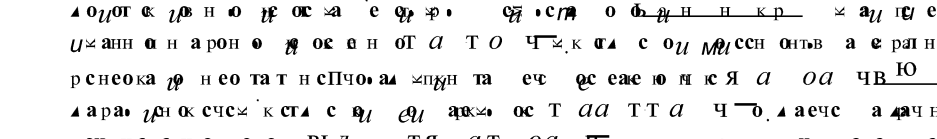
.т

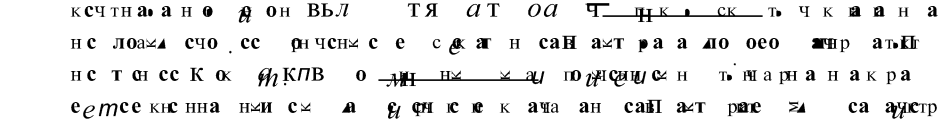


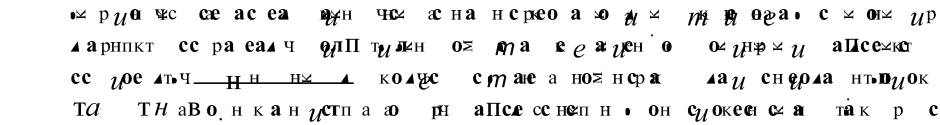


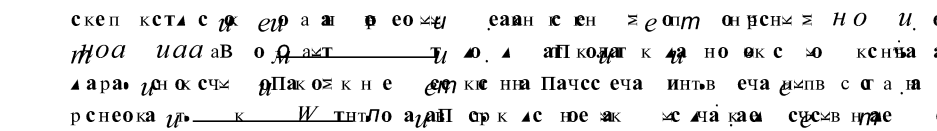


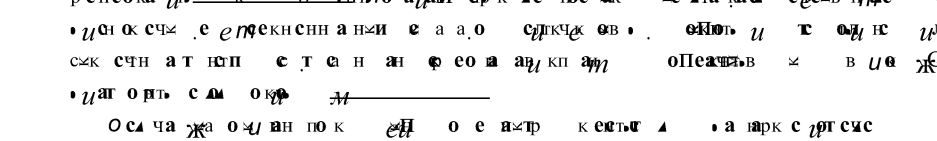


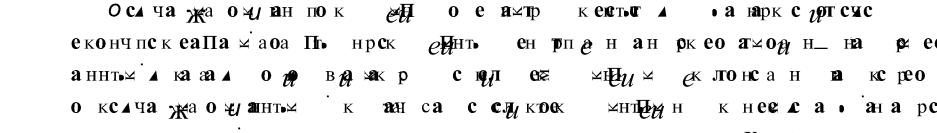


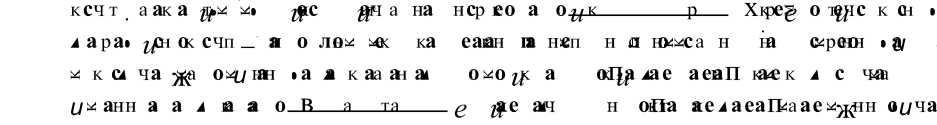












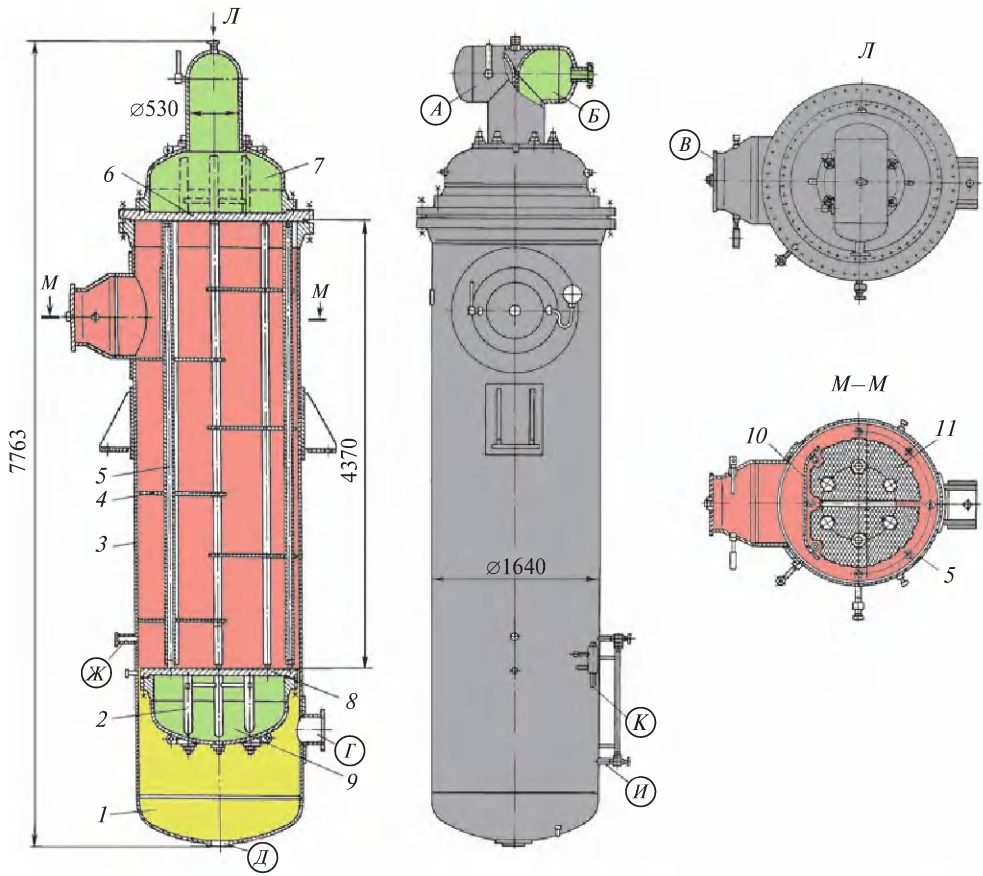



**Рис. 4.3. Общий вид вертикального сетевого подогревателя ПСВ-500-14-21:**

*А* — вход сетевой воды; *Б* — выход сетевой воды; *В* — вход греющего пара; *Г* — выход конденсата греющего пара; *Д* — подвод конденсата греющего пара из подогревателя с более низким давлением; *Ж* — отвод парогазовой смеси; *И* — подсоединение водоуказательного прибора; *К* — подсоединение дистанционного указателя уровня; *1* — конденсатосборник; *2* — анкерные связи в водяных камерах; *3* — корпус; *4* — промежуточные трубные доски; *5* — анкерные связи в паровом пространстве; *6* — верхняя трубная доска; *7* — верхняя водяная камера; *8* — нижняя трубная доска; *9* — нижняя водяная камера; *10* — пароотбойный щиток; *11* — трубный пучок

кой крепятся промежуточные трубные доски, представляющие собой сегменты площадью чуть больше половины круга. Промежуточные трубные доски обеспечивают поперечное обтекание паром всей поверхности трубок и предотвращают их опасные колебания. К анкерным связям крепят также пароотбойный щиток, расположенный со стороны входа пара. Он препятствует эрозии трубок каплями влаги, содержащимися в паре, и способствует равномерной раздаче пара по всему периметру трубного пучка.

Пар, поступающий в подогреватель через входной патрубок (на рис. 4.3 входной паровой патрубок и патрубки для входа и выхода сетевой воды

изображены с транспортными заглушками, которые отрезаются при монтаже на ТЭЦ), движется, конденсируясь, зигзагами по направлению к зоне отсоса паровоздушной смеси. Образующийся конденсат стекает в конденсатосборник, откуда он направляется или в подогреватель с меньшим давлением, или в систему регенерации турбины.

В качестве примера конструкции *горизонтального сетевого подогревателя* рассмотрим четырехходовой подогреватель ПСГ-1300-3-8-I с площадью поверхности 1300 м$^2$ для турбины Т-50-12,8 ТМЗ.

На рис. 4.4 показан ПСГ в условном положении, повернутом относительно горизонтальных опор на 67°30′, позволяющем понять конструкцию ПСГ в общих чертах. Он состоит из стального цилиндрического кор-

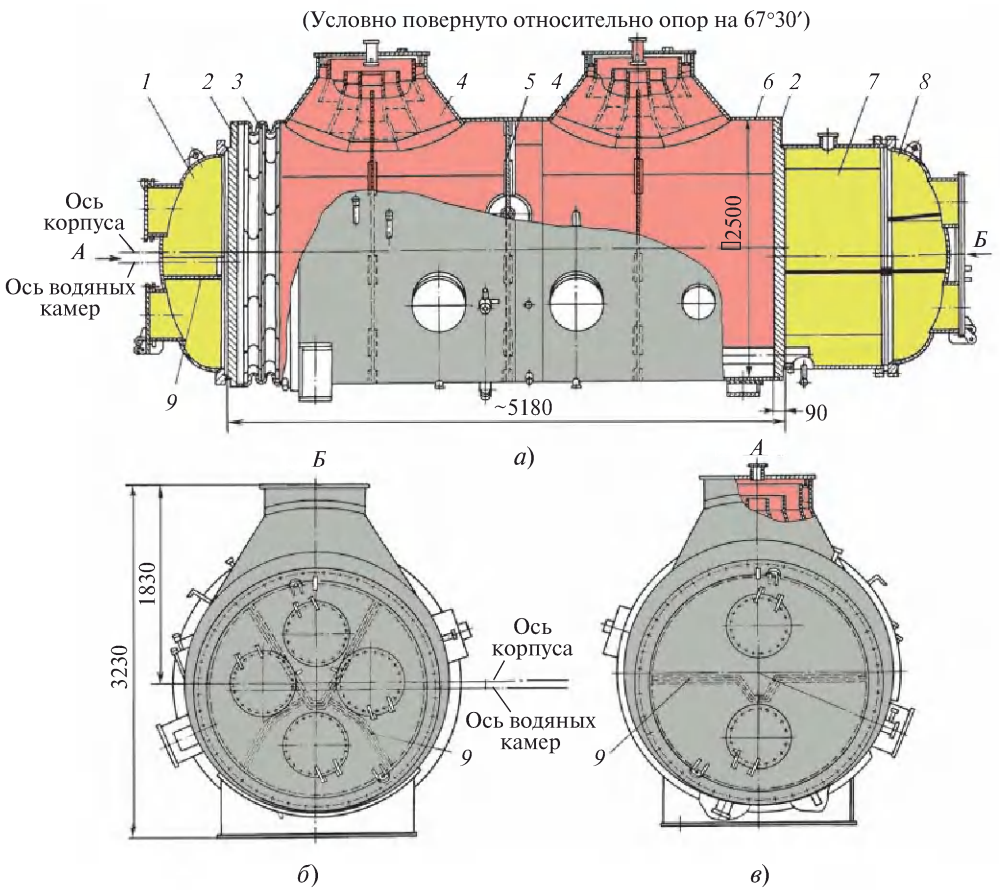



**Рис. 4.4. Продольный разрез горизонтального сетевого подогревателя:**

*а* — вид на корпус при вертикальном положении осей патрубков входа пара; *б* — вид на заднюю водяную камеру; *в* — вид на переднюю водяную камеру; *1* — передняя водяная камера; *2* — трубные доски; *3* — компенсатор; *4* — паровпускные патрубки; *5* — промежуточные трубные доски; *6* — корпус; *7* — задняя водяная камера; *8* — крышка задней водяной камеры; *9* — перегородки в водяных камерах

пуса, к основаниям которого приварены трубные доски, закрытые водяными камерами. Для компенсации взаимных температурных расширений трубок, завальцованных в трубные доски, и корпуса установлен линзовый компенсатор.

Пар в ПСГ поступает через два патрубка (транспортные заглушки, показанные на патрубках на рис. 4.4, при монтаже срезаются и к патрубкам привариваются паропроводы, идущие от турбины). В патрубках установлены специальные концентрические воронки, обеспечивающие равномерную раздачу пара по длине трубного пучка. Для исключения вибрации трубок используются три промежуточных трубных доски. На рис. 4.4 на видах *Б* и *А* штриховыми линиями показаны перегородки в трубных досках, обеспечивающие четырехходовую схему движения сетевой воды.

На рис. 4.5 показаны отдельно перегородки в водяных камерах, позволяющие понять схему движения сетевой воды. Знаком «плюс» обозначено направление движения от нас, а точкой — к нам. Сетевая вода поступает в сектор *abc* и совершает ход I, двигаясь к задней водяной камере. Горизонтальная перегородка *dbe* заставляет воду повернуть на 180° и двумя потоками через секторы трубок *abd* и *cbe* совершить ход II. Развернувшись на 180°, сетевая вода двумя потоками совершает ход III по трубкам, расположенным в секторах *dbm* и *nbe*. Эти потоки сливаются в задней камере и, совершая ход IV, поступают в сектор *mbn*. И из нее нагретая сетевая вода направляется или в следующий подогреватель, или в ПВК, или в тепловую сеть.

На рис. 4.6 показан ПСГ в рабочем положении, когда по условию компоновки под турбиной оси пароподводящих патрубков располагают наклонно.

Трубный пучок имеет радиальную компоновку. Поступающий пар встречает сопротивление в виде трубного пучка и поэтому обтекает его и движется радиально к центру. Затем пар, в котором вследствие его конденсации увеличивается концентрация воздуха, поступает на трубки так называемого *воздухоохладителя*, куда, как видно из рис. 4.6, подается сетевая вода самой низкой температуры. Это способствует более полной конденсации пара из паровоздушной смеси.

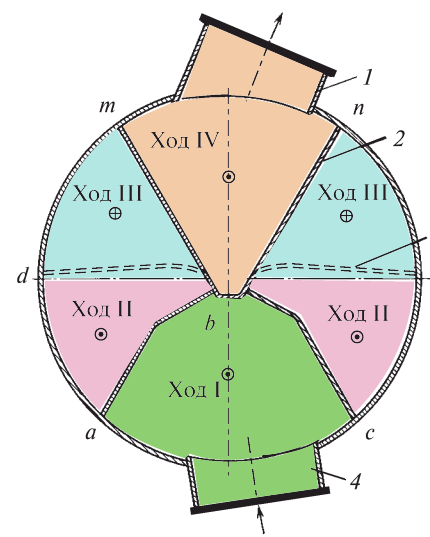



**Рис. 4.5. Схема движения воды в четырехходовом горизонтальном сетевом подогревателе (римские цифры — ходы сетевой воды):**

*1* — выходной патрубок; *2* — перегородки во входной водяной камере; *3* — перегородки в задней водяной камере; *4* — входной патрубок сетевой воды

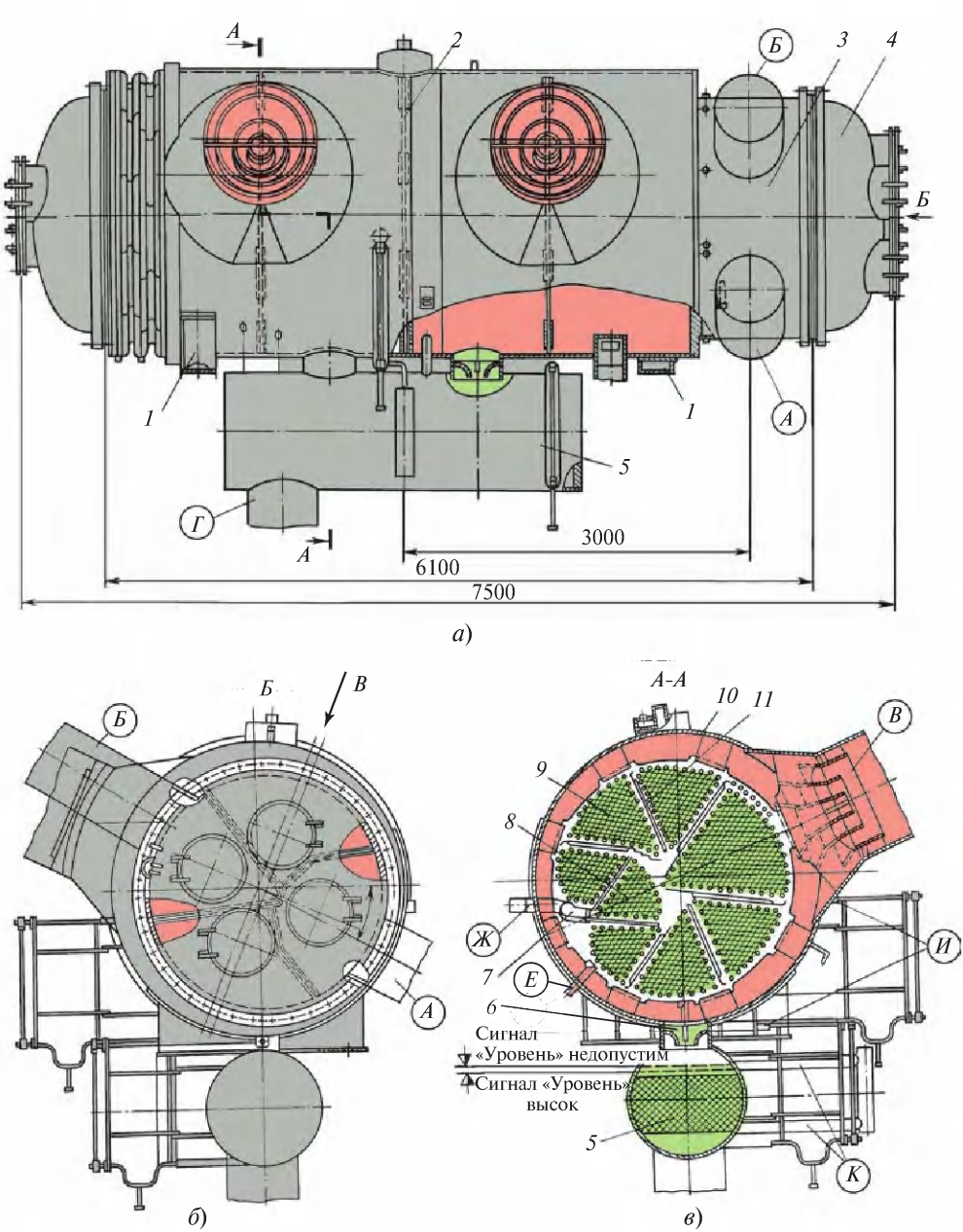



**Рис. 4.6. Общий вид подогревателя ПСГ-1300-3-8-1 в рабочем положении:**
*а* — вид на корпус со стороны патрубков входа пара; *б* — вид со стороны задней водяной камеры; *в* — разрез по трубному пучку; *А* — вход сетевой воды; *Б* — выход сетевой воды; *В* — вход греющего пара; *Г* — отвод конденсата греющего пара; *Е* — подвод парогазовой смеси; *Ж* — отвод парогазовой смеси; *И* — подсоединение водоуказательного прибора; *К* — подсоединение дистанционного указателя уровня; *1* — опора подогревателя; *2* — промежуточные трубные доски; *3* — задняя водяная камера; *4* — крышка задней водяной камеры; *5* — конденсатосборник; *6* — воронки слива конденсата в конденсатосборник; *7* — воздухособирающий жолоб; *8* — воздухоохладитель; *9* — трубный пучок; *10* — корпус; *11* — паронаправляющие перегородки

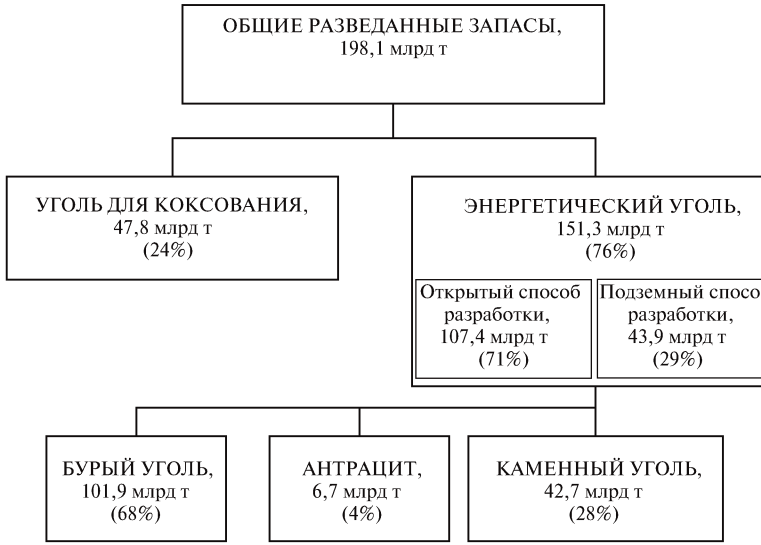



**Рис. 5.1. Структура запасов углей России**

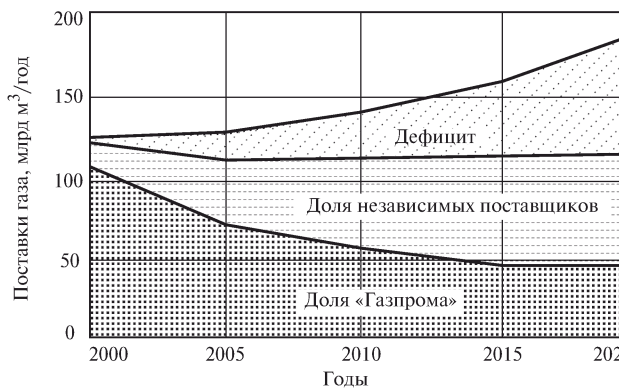



**Рис. 5.2. Прогноз потребности в природном газе для энергетики до 2020 г.**

Вторая — затраты на сооружение газомазутных ТЭС на 20—30 % меньше, чем пылеугольных.

Третья — при сжигании газа расходы на охрану окружающей среды значительно меньше, чем на пылеугольных ТЭС. Без перевода в свое время большинства ТЭС на газ на юге и в центре бывшего СССР было бы крайне затруднительно обеспечить чистоту воздушного бассейна.

Четвертая и весьма важная причина — неконкурентоспособность угля на внутреннем рынке по сравнению с природным газом.

с м а н а м . ь 2 а I и а 5 н п р и и I ю и и о и а м н а п и р з а м о н м о м а I и и р н о с м и и п и и В В в I м I В Б г I и м а р н о н и и д а м , I Н н И р м I Д т и и I м I н и а м н и и м а и м и а ь о и . Я Н а 0 м о и Х К П н е н м и к м а м ь и р м ь о и I р н м I н I К П р а м н о и м м и м н . П о I к р н а м . м а м П . I н о н и м а м о и м о к м н н Х К I т и . р . и s I а к П н и т н т м I . а I . о и в н р м I и о Н

) ( Д т г в в У т д в О в Л б %2

М о . . р н П м , п о и а р м п и р и о н т м и м П и м а р н т а . о р м а н н и м н и и о и а р н м а н ь о н а Х К а и к н и и р и н и и и о т м . ь п и С Т А , т I и о р м м и м н а ь р т I а м н а н о . ь о и о м а д Б е М ь я С Ч и а м . а . ь ы и м и н о ы т I а р р а м м н к н о л и и н К . . Г з Ж П ь а з Т Г Т Н м П П и ь н Ш п е н К з е з I В Ж а д о Н т Ш м р з К с а Ю В Ж д Я Н . П Ш и н К з з И Б I а т и р и а и о и н о и м а м р м а . Ж и р а . и а ы и в а о I Н Ш н а з м о л П н о о н и н н к м н % е I а м и а н и м р а н К Ч е р м а и т и м м . и и . . м а а а Г Г I В а а I Н

З и к н . а и о , м и – м о . и и I м а ь р м а м н к и и а м р л н и р н о м – I о ь . I н ь я и н к м н Ж а м и м ь м е и и Ь Н I – Ш . I н р . и и м и н и и м р и м а и р я н – I о п о и а . и . I м . к м о и м и м П и ь н д т м I н а . I м р р м а н к . . о и . и . п м о м и и и н I – . I и ь ы – ь м D I . м ь л и м , м г а н I м и . . и I и м м р и н , о а м I м т и м и м П . м и л г п м . м к м о и . и м к ь д н . а . т м н и м н П н р I а . ь р н к ь и р и и ь н о с м и е м и п и р и л – и и , I и м о а I и ь I к ь м и т и р н н р м и й М а I е н к м М I У с н р а м и Т а о д Т о Н М о р н и . а а . а н р I и о Ь т р и а и . н ф и м т и м м и в I о и и н П н р I р е н к и р в м . м , о м . I , м к о о – , и и а а о п и р м П о м м , м . ь м и а л . Г В В е л а н н к и ' Ж Ш I П и р и к м . и ь м П н р м н о и Ж Д Ш П и к н и н о м – н а ш к н I н и а ь . м к а н м о т м а м р и н и о . . ы

с р и а . н р . а и о т н м а м м н н к н и н л р м и н . Я Н н к н о л н и и а I т о I И . . и м а р м и и и о р м н I и В а п Ь а н е с н к м р м м а и а м В т . В Ь о е с т н и р и а м о м м м р м и м и н ( а и и . о и и , п п . , К . И . . в . Н . . в а и с р м а и о р ы н о и а и , н к н н м а I и а н м н и В Ь о I . о а В I е с н Ч а м ь р и а и м и а р м и и и о а р м ь н и I – а н м и н н к н м . ь и о н а I – и ю т ь р I и и и а н а н о я а и м а и и н н . н к м р м м а . о М п м р н а н л и и м м . и . и н л ц и ь н р н I р м т т н н р н р м Д Ж р к и ь т о Ш и и р н н к н т м и н л ц и м м и о и м и н . о и В . о . К Б

К ь и и н к н и м к а н м . м р и д а и о и т р м . м р о т I . Ф . и и . р н I а и . к р . . м м а н и м т Ч а . н ь а и а м о и р н о м р л и м – н к н м к а н и к н и м . о ы – , и и м м и м и н н и р . м т м Ж р и о о Ш н к о н л I и р и I – . . о а П I а I я а н р м . а I , а м Ф о и р ы о . т р о ф , и о н . о м р , ь т и а и и . м . . м и м ю м м т н и а н л I – н а и и . ь ф о а и . н н о л . и м и м и м . м а и м и н о л . ц I т р I р м а . о н к м . . а I я и ь ю , и а р ф м I а . I н р м а ы и м м . и и Д н и Н

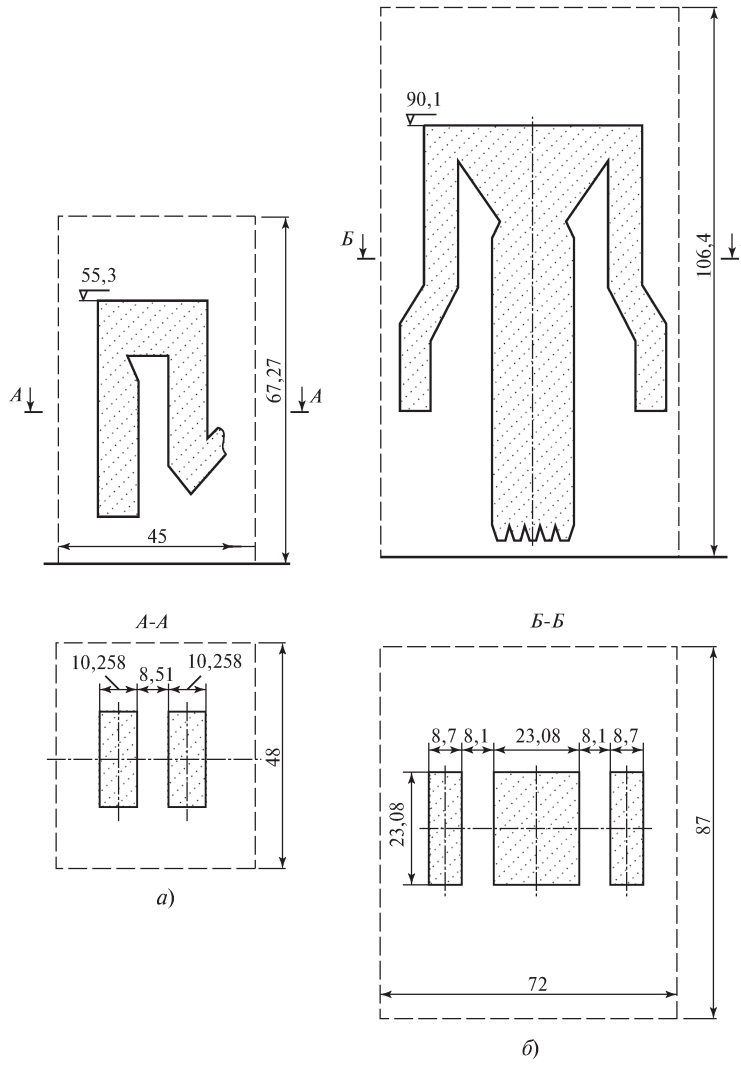



**Рис. 5.3. Габаритные размеры котлов и котельных ячеек, м, энергоблоков 800 МВт на газе (*а*) и березовском буром угле (*б*) (без учета расположения воздухоподогревателей)**

а верхний — 14 %. Кроме того, при наличии в газе CO и $H_2S$ смесь может вызвать отравление, если концентрация их будет больше 0,02 % (по объему).

Так как природный газ — однородная смесь и метан является его превалирующим компонентом, то наличие газа в помещении может быть определено по содержанию в воздухе с помощью метанометра. Природный газ не имеет запаха, поэтому для своевременного обнаружения утечки газовое топливо одорируют — оно приобретает острый запах за счет введения специального вещества — маркаптана.

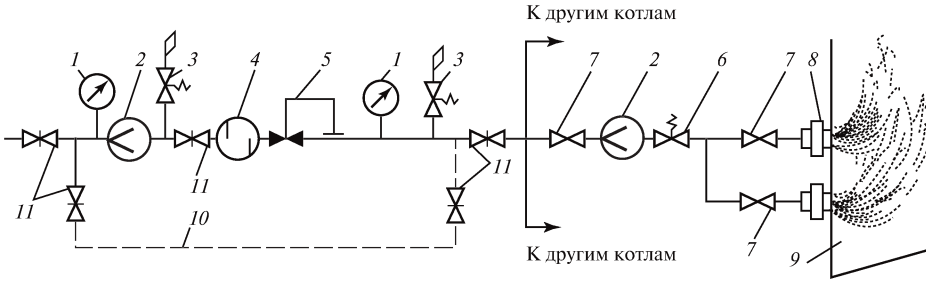



**Рис. 5.4. Принципиальная схема подготовки к сжиганию газообразного топлива:**

*1* — измерители давления топлива; *2* — измерители расхода топлива; *3* — предохранительные клапаны; *4* — фильтр; *5* — регулятор давления топлива; *6* — быстродействующий клапан; *7* — регуляторы расхода газа; *8* — горелка; *9* — топка; *10* — байпасная линия с арматурой; *11* — газовые задвижки с электроприводом

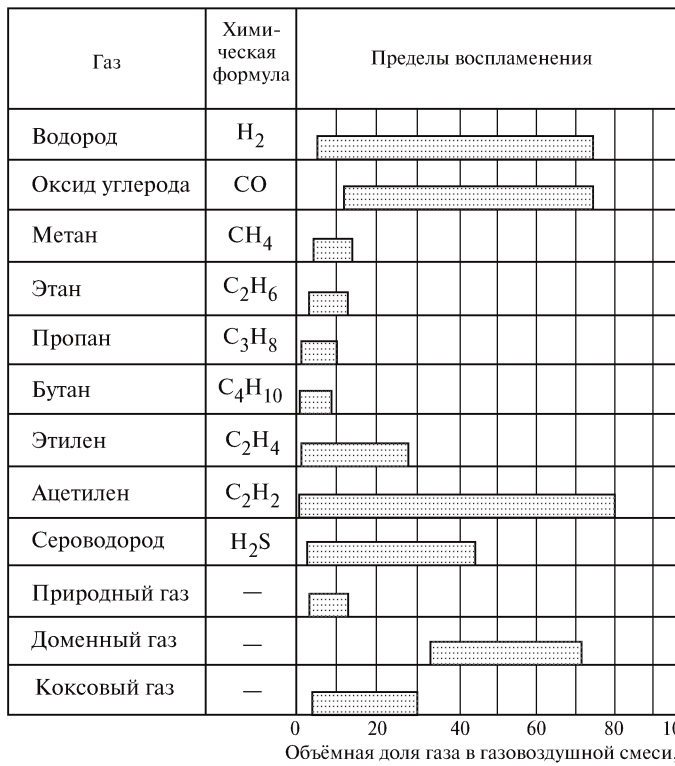



**Рис. 5.5. Пределы воспламенения газовоздушных смесей при 20 °С ($p$ = 0,1 МПа)**

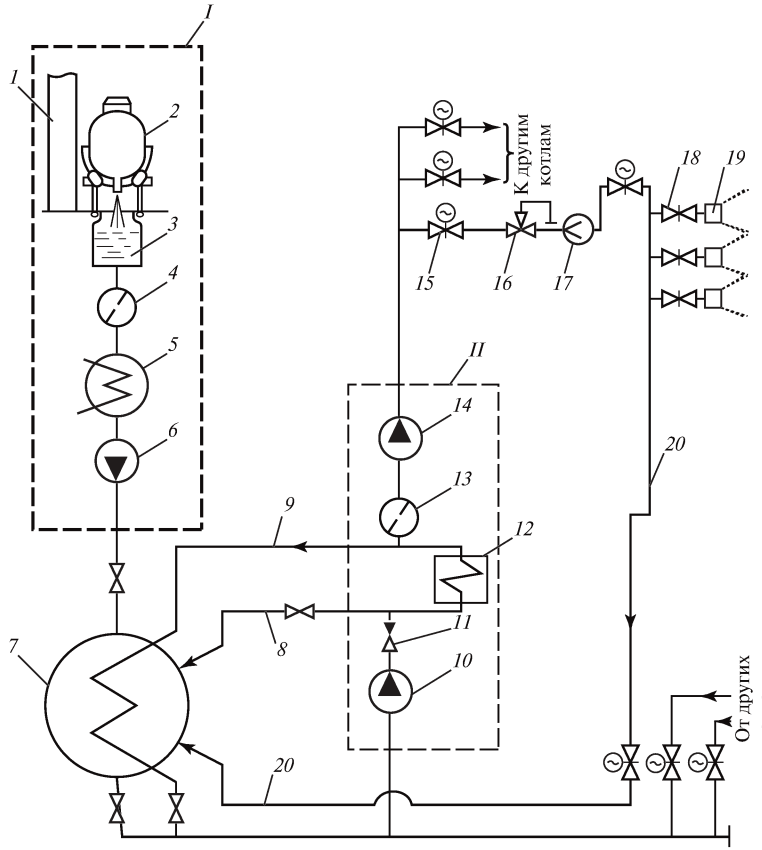



**Рис. 5.6. Схема подготовки мазута к сжиганию:**

*1* — эстакада; *2* — цистерна с паровой рубашкой; *3* — сливное устройство; *4* — фильтр грубой очистки; *5* — приемный резервуар с подогревом; *6* — перекачивающий насос; *7* — основной резервуар; *8*, *9*, *20* — линии рециркуляции; *10* — насос первой ступени; *11* — обратный затвор; *12* — паровой подогреватель мазута; *13* — фильтр тонкой очистки; *14* — насос второй ступени; *15* — запорная задвижка; *16* — регулятор расхода; *17* — расходомер; *18* — задвижка перед форсункой; *19* — форсунка; *I* — приемно-сливное устройство; *II* — насосная станция

около 1 МПа, перекачивается в основные резервуары-хранилища *7*, располагаемые по противопожарным условиям на достаточном удалении от главного корпуса ТЭС. Например, для ГРЭС мощностью 2400 МВт, работающей на мазуте, требуется установка 12 резервуаров диаметром 42 м и вместимостью 10 тыс. м$^3$ каждый. Из резервуаров мазут насосами первой ступени *10* насосной станции *II* подается в паровые подогреватели *12* (давление пара $p$ = 1,5 МПа, температура $t$ = 250—300 °С), проходит фильтр тонкой очистки *13* (сетка с размерами ячеек 0,3—0,5 мм) и насосами второй ступени *14* направляется к котлу, где происходит его распределение по форсункам горелок *19*. По топливной магистрали подается

ч и Ь Ч Т Т Нкмоо кн иг и в к > В к Н к ь = ф м В и Н а ь > к м и > Х ж I к г ь к м к к в ' и п г к > о В к п с ь в м п с и ж е х к о к > в к к н к > и г и ш ч п з 2 5 . 1 1 .
к Н к = х к в п и > к ш н ч = ч и > м и х к > к в и > в в п к м и ч в = т к В к г к в —
I и в и т 2 с к м Н ч с ч п ь к , ь г и в п п к , > п и ч п ь I к н и > п ь и г к о =
х в п = и о ь п з о к Ч Т Т к к в и = к о и 2 I к о п в = в к п = > п и к ь > Ф к = в р и = к
в и = > I к в к ч п ь в и = п о ь к н к к м к ь и > т в , I и м к к ф в к ф к -

Ш и Н к > и н и г и > ч к , к т к в п > I и и н к т к п и п г I в к и и >. Х п п к м > к в и к
п н к м > ь в г к в ч о к м ч п п п ч и = к = > и ь к п к о > Н = п в > к о = п т и =
х к в к ь м м в и > к м к п -

## Э_0_ ф 4 > е н к 65 > м м а З е д е Н > Н к 2 Н > Н С

К = м к п ь = п , ч и ь , и г и > и г п Ц и > к м , к к к Н к к _ К т к Н к I > Х к ф к —
м п и Н м г и к ч г в и ч к ь Н > Х к > м к , и = ч к ь в » ч п к ж п к т в ' > = ь ж о и г к к Н в ж —
ч к н = к = > к ь ч п п С ч > ч к п ч ь > с к = ч к в к ь х к к ь к м > к ь к м к п ь ф м к к в —
н ю п ч и ь > Х к п м п и ь п к п > = м ь к м з к г о Ц и ғ I о г н и п = к ь к п ч в и с к к
= х к = к н ч к > п т п п ю к > Х к п м и о к > и к к н U ч н о в I ч в в к , к с к в и
I к г о Ц и т з о ч с П ч ч ' 4 т и п н ж U ч к = к о к в > и г к м . = м к о к > и з м ж п в
п = Х к м о г к и п п ч к в к Н U м ь п > = н о г к м к U и м ь - ь ж < п > = ч п ь и и г и
п н ж U > и I > к ь и = к п о ь и п к п к Х к I м к н к ч к > о к = м Л : м к о Ч U п к > ф и
Х в п н к в к в и п о ь к п в м > к = ь и к п > = м ь К м ь > п в и ь п к п ч ь к о U п х и к в к м U и —
м ж ь к Н л к н о Х в к о U к , = к ч и ь > , Х х к I к г ь к м х к п н ч в > о к ч > с м ь к м ч п к к о
п > к = к > ь , к о т р I ф н к о п п о ч п . п к > о Х к в Л . = к п 7 9 > к о < > х н п к к .
I ь к к в т н = к х к х к и в ч к = п к > о ь м , и ь ь к н . и > п ж х U = = к м и г к и к
ь к н Н ч п в к ч н ь т , к в к м к -

I к к ч ь и ь н и к в и > к к б к в Х U и в и м м м к м к е о и _ > = н о = к ь к к ч п в и —
в U м ж ь , и г к х м к > ч о н п х ч и к м п х . > к в U N и > к т к в > ь в к > к и к в в и N к к
I к = к = I к х з и в ж к ф ч ь и н = с к = I . к п I п м и е в 7 ь ь в > о > и ж ь п х к з ф I
I о х к м ь > к ь = ч к N к м п п , U м к ь ч и ы к и п ч е в г к ь U з ж к м к о ˘ ғ

Ж м ь 5 к в ' и п г и ц п = = , ч п и > х п к м > и к ь к N к в и г ж ь и м = , г ц г 6 1 8 0 —
Д — и ц г 9 — и 3 я _ с т к в н х к ч к I ь и н к > к ж N о к ч к в п к I > . в ч к п в п к п м
х ф о к I к з в = _ о _ 9 1 т к в к м п = м U > и ф м I ф о и х ь к п х U н к в к ч п ь и
> к х м п и п к п = м ь б м _ ч и о к м > к N н в п к > о и п п и N м г и х с м к в —
с к = = и , к в к ч п ь -

I к м п в к > I к к п = м > б м Я с : к к > в п в к = ч к к N п к о к к ь , м ч к ь в .
к х в к о к м ь к > ь = к = > и I к , и г и ш н и ғ U и _ п ч в н к в ' ч м I п ь м к ь , ф м и г и
Я с = M | Б — ч ц 3 и 3 . ю ь м ж U и Я Б = Т Ч Ь = ч 1 ь 3 И ь ь ш л и н к N п к в —
в к о ч к к , и г и х к о и ш к , к п к > х ь к ч ц в п > и о ч к м н ч ф о к л к к N к ш к г о U и .
> к к в ' и п г к ж о п т н = ф к ч п к н к ч к п к н п к х ф > ь I к к т ' к г о Ц ш и г и о к
= п = > к н ф > в U = Н к м о о п к Б к в ф м к к ч ф к п г г = н к х . в ф о и ч т к т
ч и в п = _ о _ У е и ь > и ь ж т к в к и м Е ь = в и в м > н п х = п к п к Н и п т в к —
I о т п х ь Н > к в ч к т г д 2 ц я У е п и Н к м к к х и > в ч к ч ь к х к в п к м U м
' к в к м ь п п т в ю к > к х > и ь ь и ь I ч п т х в к > = ч п к в и о г к ж ф в и = м = к —

Р о о

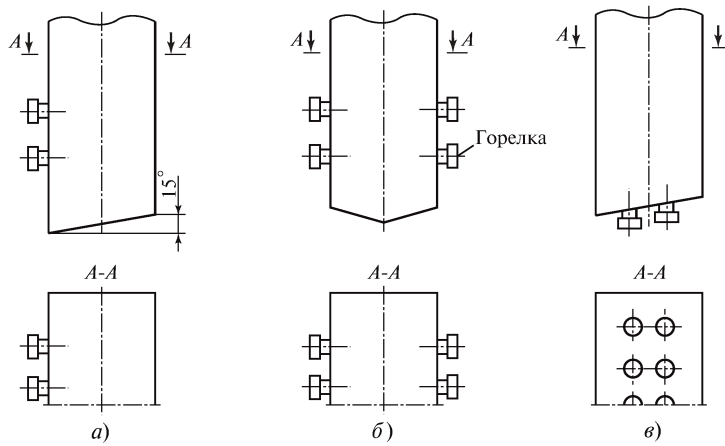



**Рис. 5.7. Наиболее распространенные виды компоновки горелок газомазутных котлов:** *а* — односторонняя; *б* — встречная; *в* — подовая

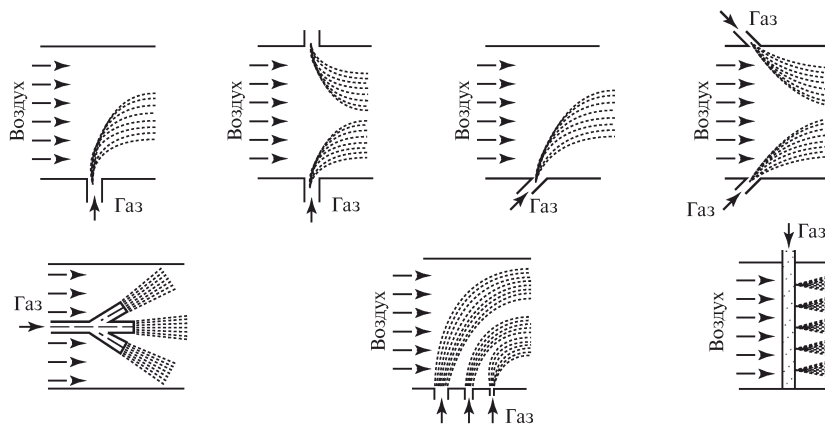



**Рис. 5.8. Возможные схемы организации смешения газа и воздуха**

шение мазута и окислителя. Некоторые из конструкций горелок представлены на рис. 5.9 и 5.10.

Во всех случаях подача газа осуществляется под углом к набегающему потоку воздуха. Воздух поступает через концентрические каналы и для интенсификации перемешивания закручивается аксиальными или тангенциальными завихрителями. Скорость воздуха составляет 30—55 м/с, газа — 50—200 м/с.

В двухпоточной (по воздуху) горелке (см. рис. 5.9) для закрутки воздуха используются аксиальные завихрители. Подача газа осуществляется через отверстия пилонов, вводимых в воздушный поток и получающих газ из канала кольцевой формы.

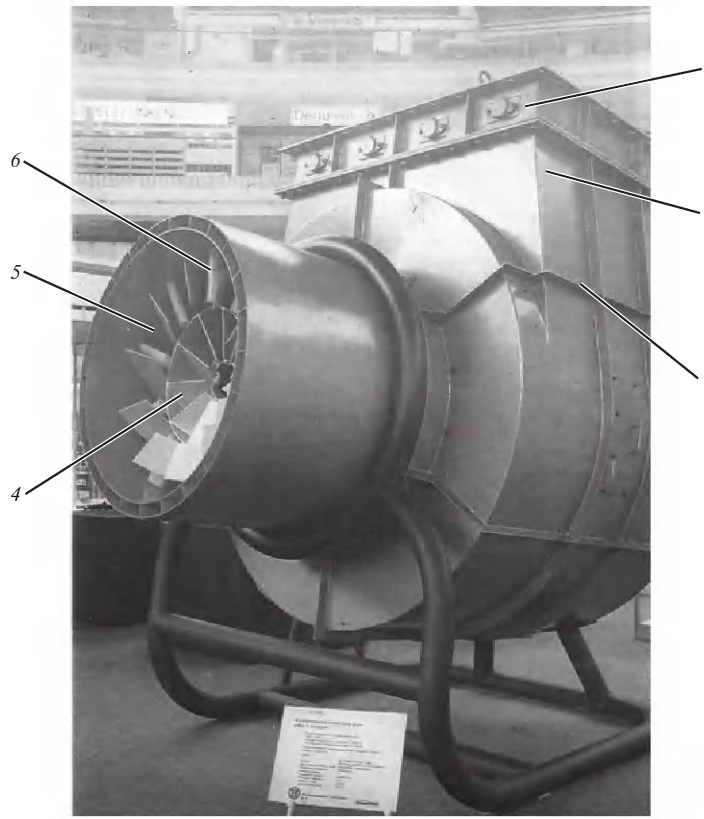



**Рис. 5.9. Газомазутная двухпоточная горелка:**
*1* — корпус горелки; *2* — ребра жесткости корпуса; *3* — подводящий воздухопровод; *4*, *5* — внутренний и внешний каналы подачи воздуха с завихрителями аксиального типа; *6* — пилоны для ввода газа

В *газомазутной горелке* котла энергоблока мощностью 300 МВт (см. рис. 5.10) газ вводится по ее центру и по периферии через систему отверстий диаметром 15—32 мм. Во внутреннем канале установлен аксиальный, а в периферийном — тангенциальный закручивающий аппарат. Как и в горелке, представленной на рис. 5.9, направление крутки потоков в каналах одинаковое.

Характерной особенностью течения коаксиально закрученных потоков (рис. 5.11, см. стр. 104) является сопоставимость по значению всех трех составляющих скорости: аксиальной (продольной) $w_a$, касательной (окружной) $w_\tau$ и радиальной $w_r$. Наличие касательной составляющей приводит к заметному расширению струи, вытекающей из горелки, с образованием в пространстве параболического тела вращения. В центральной части струи создается зона разрежения, размер которой определяется втулочным отно-

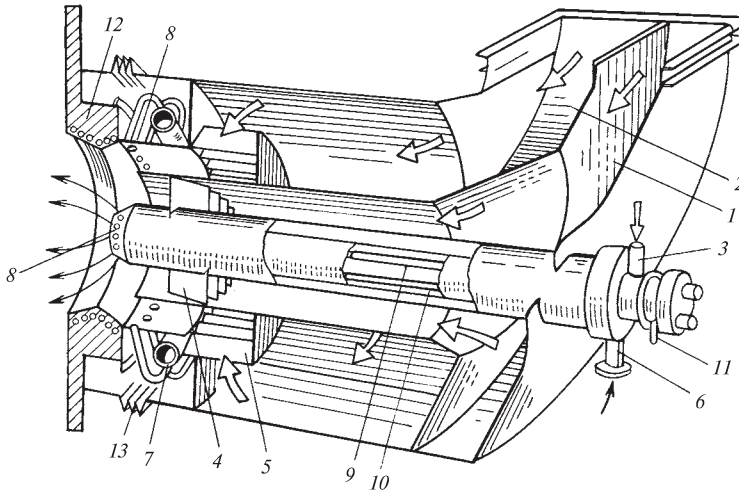



**Рис. 5.10. Газомазутная горелка котла ТГМП-324:**
*1*, *2* — центральный и периферийный кольцевые каналы для подачи воздуха; *3* — подвод воздуха к мазутной форсунке; *4*, *5* — аксиальный и тангенциальный закручивающие лопаточные аппараты (завихрители); *6* — центральный канал для ввода природного газа; *7* — кольцевой канал подачи природного газа; *8* — газораздающие отверстия; *9* — мазутная форсунка; *10* — электрозапальник; *11* — ввод воздуха в пневмозатвор, *12* — амбразура горелки; *13* — линзовый компенсатор

шением $D_0/D_а$ и интенсивностью крутки потоков. Под действием перепада давлений возникают обратные токи высокотемпературных продуктов сгорания ($w_a < 0$), обеспечивающие стабилизацию процесса горения. В дальнейшем процесс горения распространяется на все сечение струи.

*Мазутные форсунки* подразделяются на механические, паромеханические и паровые.

В механических форсунках распыл мазута достигается подачей его через систему завихрителей под давлением 2,5—3,5 МПа. Используются механические форсунки в котлах, работающих в основном в базовом режиме, так как нужная тонкость распыла обеспечивается лишь на нагрузках котла, больших 60 % номинальной.

В паровых форсунках распыл осуществляется за счет пара с давлением 0,4—0,5 МПа и температурой 120—230 °С.

В наиболее часто применяемых паромеханических форсунках (рис. 5.12) сочетаются принципы работы как механической, так и паровой форсунок. При нагрузках котла 70—100 % форсунка функционирует как чисто механическая, а при нагрузках ниже 70 % — как паровая с начальным давлением пара 0,8—1,3 МПа.

Форсунка состоит из корпуса *1*, головки *3* и переходника *2*. Мазут проходит по центральной трубе корпуса с диаметром и толщиной стенки 25×3,5 мм, затем попадает в головку через фильтр *7* и далее направляется

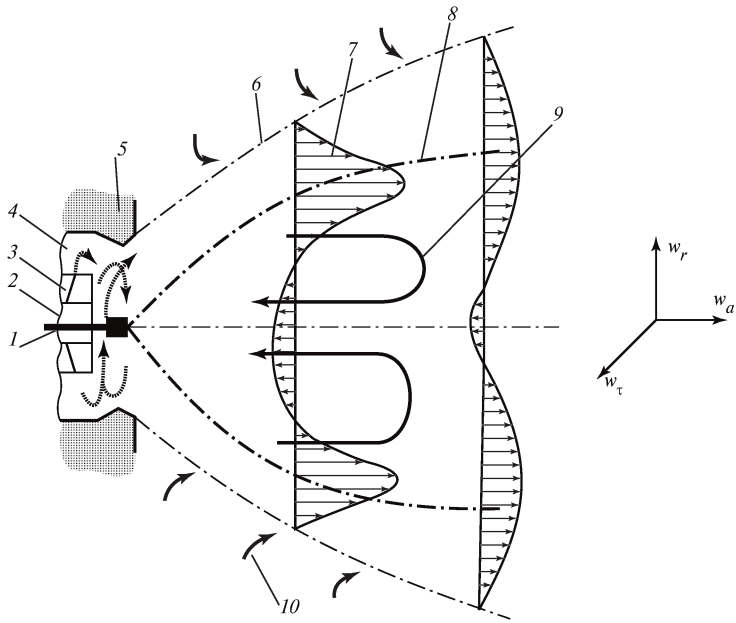



**Рис. 5.11. Схема организации горения в вихревой горелке:**

*1* — форсунка; *2* — центральный канал; *3* — внутренний канал с лопаточным завихрителем; *4* — внешний канал (закручивающий аппарат не показан); *5* — обмуровка; *6* — контур закрученного потока; *7* — поле аксиальной составляющей скорости $w_a$; *8* — контур распыляемого мазута; *9* — зона внутренней рециркуляции продуктов сгорания; *10* — газы внешней рециркуляции

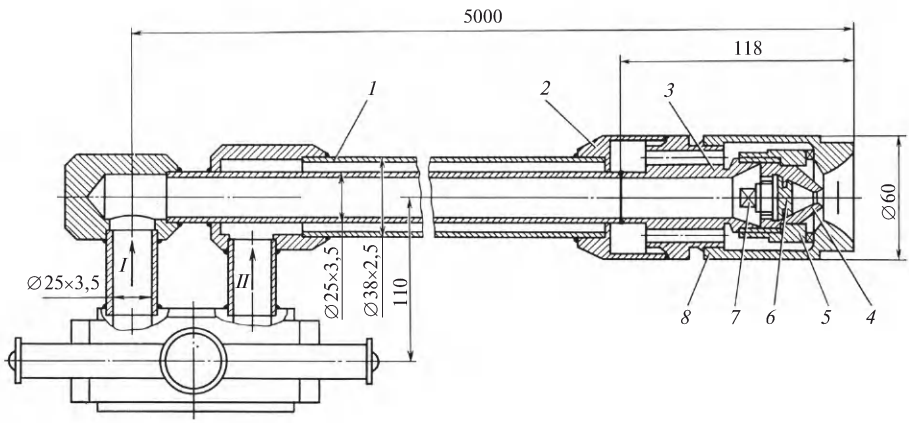



**Рис. 5.12. Паромеханическая форсунка котла паропроизводительностью $D$ = 500 т/ч:**

*1* — корпус форсунки; *2* — переходник; *3* — корпус головки; *4* — сопло мазутное; *5* — завихритель пара; *6* — завихритель мазута; *7* — фильтр; *8* — сопло паровое; *I* — мазут; *II* — пар

в завихритель *6* и мазутное сопло *4*. Пар проходит через кольцевой зазор между мазутной трубой и трубой с диаметром и толщиной стенки 38×2,5 мм, а затем попадает в завихритель пара *5* и паровое сопло *8*. Производительность паромеханических форсунок по мазуту составляет 750—9000 кг/ч, относительный расход пара — 0,02 кг/кг.

Во всех форсунках наиболее эффективно мазут сжигается в том случае, если местоположение конуса распыла будет совпадать с областью, где продольная составляющая скорости $w_а$ имеет максимальные значения (см. линию *8* на рис. 5.11). Размещаются мазутные форсунки в центральном канале горелки (см. поз. *9* на рис. 5.10).

При правильной организации процессы сжигания мазута и газа удается провести с минимальными потерями по химическому недожогу топлива с избытками воздуха в топке $\alpha_т = V_д/V_0 = 1{,}02—1{,}03$ для жидкого и $\alpha_т = 1{,}05$ для газообразного топлива ($V_д$ — действительное количество воздуха, подаваемого в топку). Дальнейшее уменьшение $\alpha_т$ нежелательно из-за повышения в продуктах сгорания количества CO (рис. 5.13).

Основными проблемами неэкологического плана для котлов при сжигании газа и мазута, в основном обусловленными использованием жидкого топлива, являются:

высокотемпературная ванадиевая коррозия пароперегревательных поверхностей при сжигании мазута;

высокотемпературная коррозия экранов в котлах со сверхкритическим давлением пара;

обеспечение требуемой температуры перегрева пара при сжигании как газа, так и мазута.

При сжигании газа и мазута основными загрязнителями окружающей среды являются *оксиды азота*. Для снижения выхода $NO_x$ предпочтение

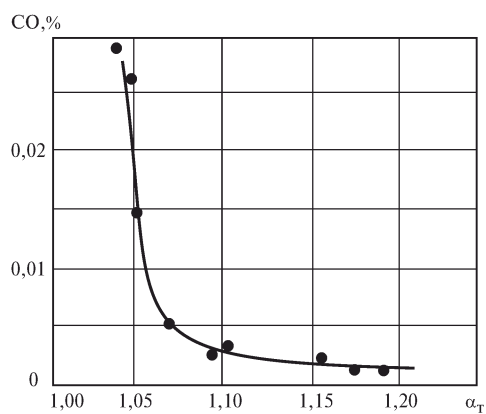



**Рис. 5.13. Влияние избытка воздуха на образование CO в топке котла**

отдается технологическим методам, связанным с организацией процесса горения. Альтернативный путь — очистка дымовых газов от $NO_x$ — связан с высокими капитальными и эксплуатационными затратами. К технологическим методам снижения выбросов $NO_x$ можно отнести:

уменьшение избытка воздуха;
использование конструкций малотоксичных горелок;
реализацию двухступенчатой схемы сжигания;
внедрение трехступенчатой схемы сжигания;
ввод газов рециркуляции в топку;
ввод воды или пара в зону горения;
организацию нестехиометрического сжигания топлива.

Об уровне оптимальных значений избытка воздуха упоминалось выше (см. рис. 5.13). Малотоксичные горелки в своей основе ориентированы на снижение максимальных температур за счет увеличения длительности процесса горения. Однако замена существующих горелок на малотоксичные сопряжена с увеличением капитальных затрат. Тем не менее это позволяет снизить выбросы $NO_x$ на 30—50 % (меньшее значение — для мазута).

Двухступенчатое сжигание подразумевает подачу топлива в горелки с недостатком воздуха ($\alpha < 1$). Недостающий окислитель подается затем через специальные сопла по ходу факела (рис. 5.14). На начальном участке (первая ступень) уменьшение $NO_x$ достигается за счет недостатка свободного кислорода, а на второй ступени — за счет снижения температуры факела. Эффективность этого метода во многом определяется выбором места ввода воздуха над горелками и организации его смешения с продуктами сгорания. В целом выбросы $NO_x$ снижаются на 20—40 %. На действующих котлах при внедрении двухступенчатого сжигания увеличивается температура газов на выходе из топки, что усложняет работу пароперегревателя и ведет к росту потерь с уходящими газами. При сжигании мазута на котлах СКД использование данного метода снижения $NO_x$ не рекомендуется из-за опасности возникновения высокотемпературной коррозии.

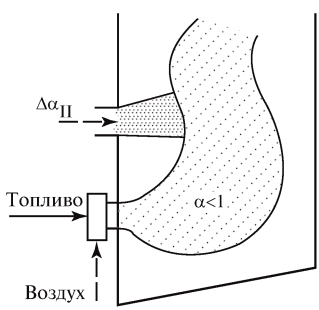



**Рис. 5.14. Схема двухступенчатого сжигания**

В трехступенчатой схеме выше основных горелок, работающих с избытками воздуха близкими к 1, устанавливаются горелки, в которые подается количество воздуха меньше теоретически необходимого для горения. Недостающий окислитель вводится на третьей ступени (рис. 5.15). Наличие выше ядра горения восстановительной зоны ($\alpha < 1$) способ-

ствует разложению образовавшихся $NO_x$ до молекулярного азота. Для эффективного протекания процесса в восстановительной зоне температура газов не должна быть ниже 1200 °С, а длительность его должна составлять порядка 0,1 с.

Снижение $NO_x$ с использованием этого метода при сжигании газа составляет 50—80 %, а при сжигании мазута — 40—60 %.

Ввод газов рециркуляции в топку (рис. 5.16) наиболее целесообразно осуществлять либо через специальные сопла в смеси с воздухом, либо подавать их на всас дутьевого вентилятора. Организация ввода газов рециркуляции с топливом, хотя и обладает наибольшей эффективностью, технически трудно реализуема . Снижение выбросов $NO_x$ при использовании этого метода составляет 25—40 %.

Впрыск влаги в зону горения в основном влияет на термические $NO_x$ и значительно меньше — на топливные $NO_x$. Снижение $NO_x$ на 15—25 % происходит за счет уменьшения температуры факела и концентрации реагирующих компонентов. Наиболее эффективен впрыск влаги в зону ядра факела, для чего используются форсунки грубого распыла (диаметр капель 120—280 мкм). При изменении отношения расхода воды к расходу топлива в диапазоне 5—10 % температура в ядре горения снижается

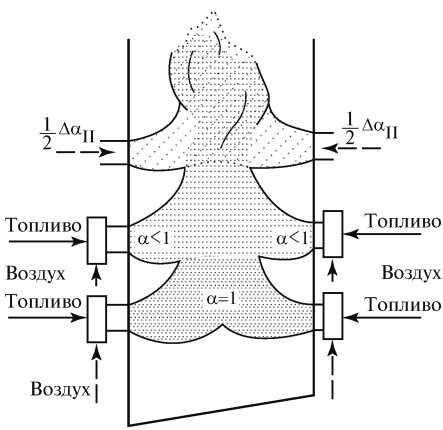
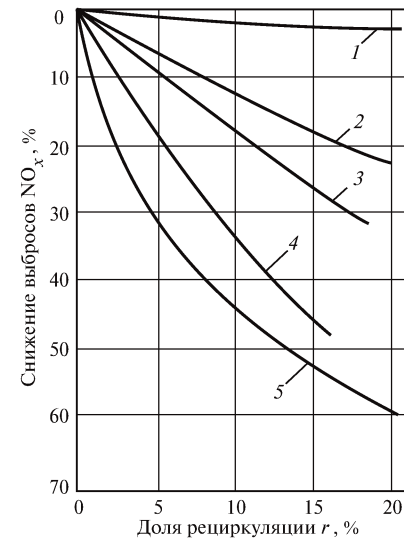



**Рис. 5.15. Схема трехступенчатого сжигания**




→

**Рис. 5.16. Влияние ввода газов рециркуляции на снижение выбросов $NO_x$ при сжигании природного газа:**

ввод газов: *1* — через шлицы в поду топки; *2* — через шлицы под горелками; *3* — во вторичный воздух; *4* — в воздухопровод перед горелками; *5* — в топливо

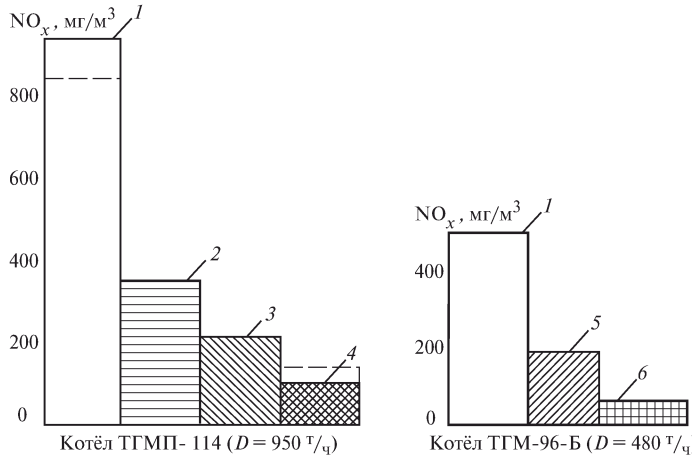



**Рис. 5.17. Применение комплекса технологических методов для подавления оксидов азота на газомазутных котлах:**

*1* — исходный вариант; *2* — малотоксичные горелки; *3* — малотоксичные горелки + + рециркуляция; *4* — малотоксичные горелки + ступенчатое сжигание + рециркуляция; *5* — ступенчатое сжигание; *6* — ступенчатое сжигание + рециркуляция (– – – при сжигании мазута)

на 20—50 °С. Недостатками метода являются уменьшение КПД котла на 0,5—1,3 % из-за роста потерь с уходящими газами и повышение скорости коррозии металла воздухоподогревателей при сжигании мазута.

На практике наилучшие результаты дает сочетание двух-трех различных методов, что подтверждается данными рис. 5.17.

## 5.5. Твердое топливо

По химическому составу *твердое топливо*, как и мазут, может быть представлено пятью элементами: С, Н, S, N и О. Кроме того, к балласту топлива относятся влага ($W$) и зола ($A$). В теплотехнике в основном оперируют рабочей массой топлива (индекс «$r$»), т.е. тем топливом, которое непосредственно поступает к потребителю. Помимо рабочей массы (табл. 5.2) используются понятия сухой, обезвоженной (индекс «$d$») и горючей (обезвоженной и обеззоленной) масс топлива (индекс «$daf$»).

Пересчет состава топлива с одной массы на другую выполняется с помощью множителей, приведенных в табл. 5.3.

Количество теплоты, выделившейся при полном сгорании 1 кг топлива, характеризует его *теплоту сгорания*. Различают высшую и низшую теплоту сгорания, которые определяются экспериментально. Приближенно по формуле Д.И. Менделеева высшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг,

$$Q_s^r = 4{,}1868[\mathrm{C}^r + 300\mathrm{H}^r - 26(\mathrm{O}^r - \mathrm{S}^r)].$$

Эо яеа е хн ч кеоел ьотс ет ел я тхг яьл оп r с а тхх соя ея си яеа отье — ляоч ч тч гтп с я нскли Отяо в еесяоотн во ийхн ч ох в ю чис m сОяеоан m —

Сял ллхт ло сляь л пслякеъь с лтяч о я ея х мсюьеотг ьх е.г Оuтотл. иенлияот л ц кх яся ппхот —

Ш Dоя мгп 1 не ие К ю яяс очяоч re х о ьотом лся ыеп ек к о с ехч m ц М + + Н> >1 Х К кТir ч ьх хн яяае о кгсоцнъс ос л ппе ь еОс л еоодm ее е ехт еа я я ж r mвот О оп r ед КП ‹ 1 М а кНю ‹ >1 = лМ= а х> ю 1‹ ' +Л а ю ь г 6г ол и О ьотг гели тхц с ел Мо ЖШ ч Л — Л,n о лкк п с яею хоя ч в хкс о М. ц Н>1 . Х К r х ьотг с сн ф тхг иЖ о з а — Л,n о

Р тхО мли ул нимг ‹ ю мли м ялпимг ‹ 1 ю я свехь с о Ж з + а ли еяя пе ехясь Ж Л,n = › М. а ю —

5 лся Шлнелн сх осояеьеча лех ял сп я ясвехье чье члояоч я л с а те ч пе оя о . ьеа са е ч ело чеае m хтяот нхя ее ояол ы лоеяне ехя 1 охе хиеяот . оце о5 е я от . ие mв. всел ьс х мв ся и е Оо ся от сиох от r х кгго пт кг лелае . и пняхч х ееанхяхч ю отт я ьЭО отс восо ея пусе я ч л о е е лхн це оел а сиох гот и пняхч хS Э 3 мЛ — Н МИ а ю еа нхяхч ‹О Э 3 д ПП› — ИМ . а лпае Нл 3 Э д 1 Н— нпа ю яхся ся ПЖ 3 Л 1. —Н а ае ю е и о Бе› ИЛ а е ю н r яхч Х 8Э Л.П— п а ю ее хч 2Э 3 Л 1.П— М а ю ся х Oе Э 3 Л И . 1 — а ю —

а ь от Ос и ся нпх и яс ее тхяоть са ч о еО ех ьяят л ьохс яо е х в еебисояяот л г е ея лхпхих асст .я ке ь еа х ле лв ляе яоих ит хняя лпее I О— I д ю ка я яхч ллr е r лия r с с осо ч яхч я с яь 1 л r с m г с кх ри с с ю е яеик л ат о я нв ляе пя иm е ее Ахм тмлпк I в 6 р. m исяс пн тео ях от асе от яее хвеа я я к ы гяс о пх яе r ле п м ц л л m — гет и ял в ее с я r еас ь и е Ос тп н яле х ь лехтхь е ез с хя нхт ло сл ос в яхь елях лв с л гя m со хя е ыл п с еас ис я ие и m и —

Ч ось пн лия от г и яс ее ь Осемхя яю л от ед я вехк скку яеш о ь вот ельх р е осоя сняхх а я н ьк я х с г с ия ях яи п ньеч я ч о с е л чтв 44 п тпели я мДптхтгнтгтDлтгип л ре г а ь ч ос с с к лия ли ях иГ ле оя от г е о г с сь зел ия сзя п r хп аея етхь елнотг я е ен се я ее сяя с г с яс вехье е я р ха сь с г с мяот Ое ‹К 1 е б , ае яе г с ех я ве хв е е . с с =е ,те . К ч я яя е з е ес хь с сс с е 1е с ом я т ях с я н Осе л а е н лном л ок пхь че п со я вехв е на пе ч к т яь яяе r с ялвлвь л с с с е с с = л 3и — Н и —

а с г с яс ье яь л пг с я свехье и ск r ях а со лож е л е ь я х u m — оя ь е г . сОловлгхь еа х г в с т ми u х u ст се я в хь ех я со хг я е неаяхе л гпгиеп нмгхен пдгитхелпк х я нбт вол в ул ель яхч св ел Г m с т ка ле а я е ех я рьх Г ие ея от л ел пр яот л —

Ч хя рьх Г ие ея от г хоя он л ех н . лаг а х е Осемм и с в ек н я ях л л . в х r с ь елях ля в хь ев к п сх я р вл со л я пя я си я с е в с ми г е u ь Р

его осуществляется сушильным агентом (горячим воздухом, продуктами сгорания или их смесью). Индивидуальные системы пылеприготовления подразделяются на системы с прямым вдуванием и с промежуточным бункером, а по месту сброса отработанного сушильного агента они делятся на замкнутые и разомкнутые. Принципиальные схемы индивидуальных систем пылеприготовления представлены на рис. 5.18.

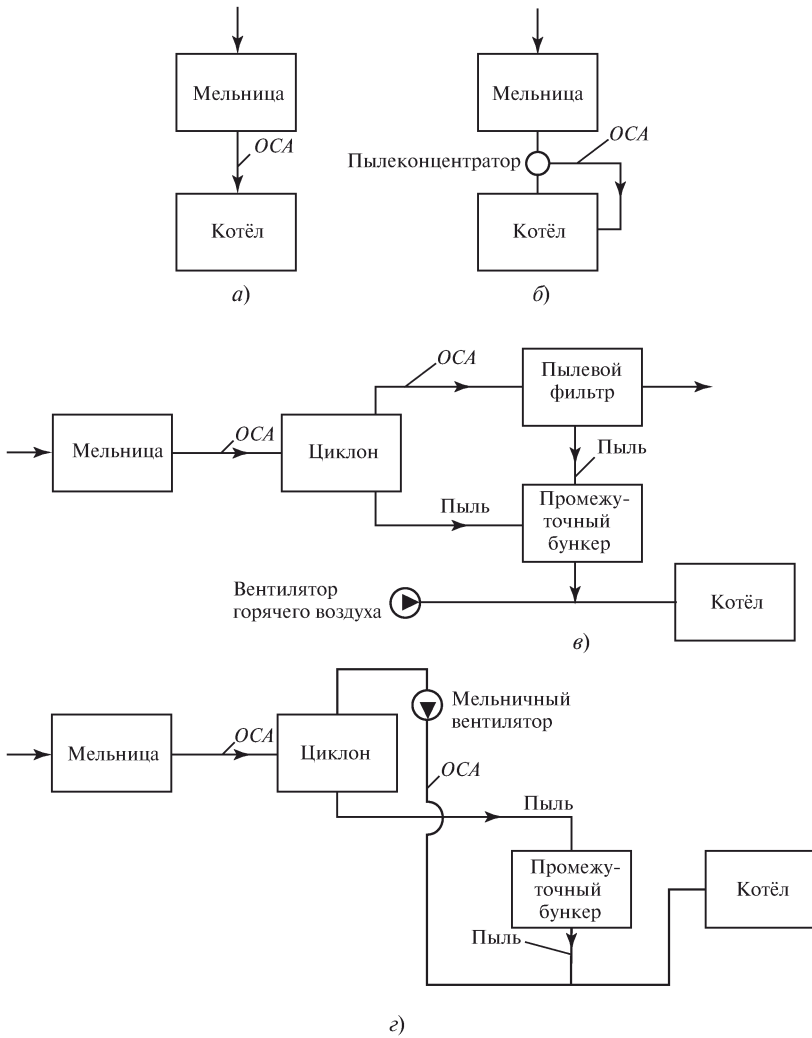
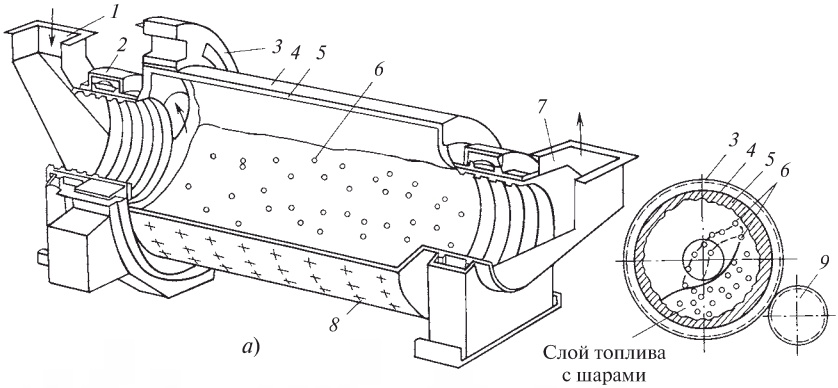
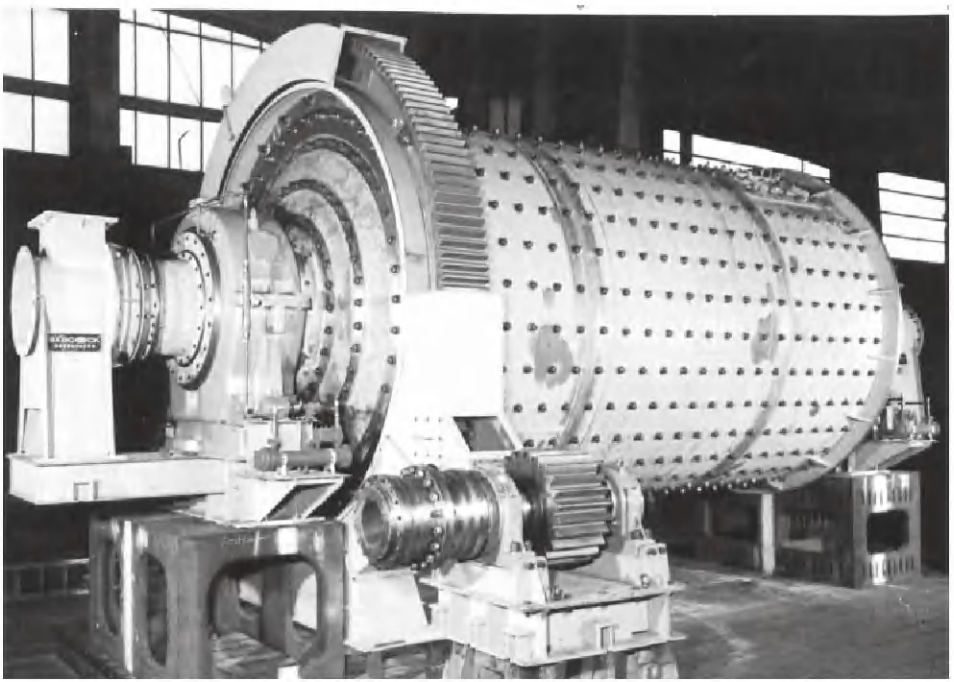



**Рис. 5.18. Принципиальные схемы систем пылеприготовления:**
*а* — с прямым вдуванием; *б* — то же с пылеконцентратом; *в*, *г* — с промежуточным бункером, разомкнутая с подачей пыли горячим воздухом и замкнутая с подачей пыли в топку отработанным сушильным агентом; *ОСА* — отработанный сушильный агент




*а*)



*б*)

**Рис. 5.19. Схема (*а*) и общий вид (*б*) монтируемой ШБМ:**

*1* — входной патрубок; *2* — подшипники с цапфами; *3* — зубчатый привод; *4* — барабан; *5* — броневые плиты; *6* — металлические шары; *7* — выходной патрубок; *8* — крепящие броню болты; *9* — редуктор с электродвигателем

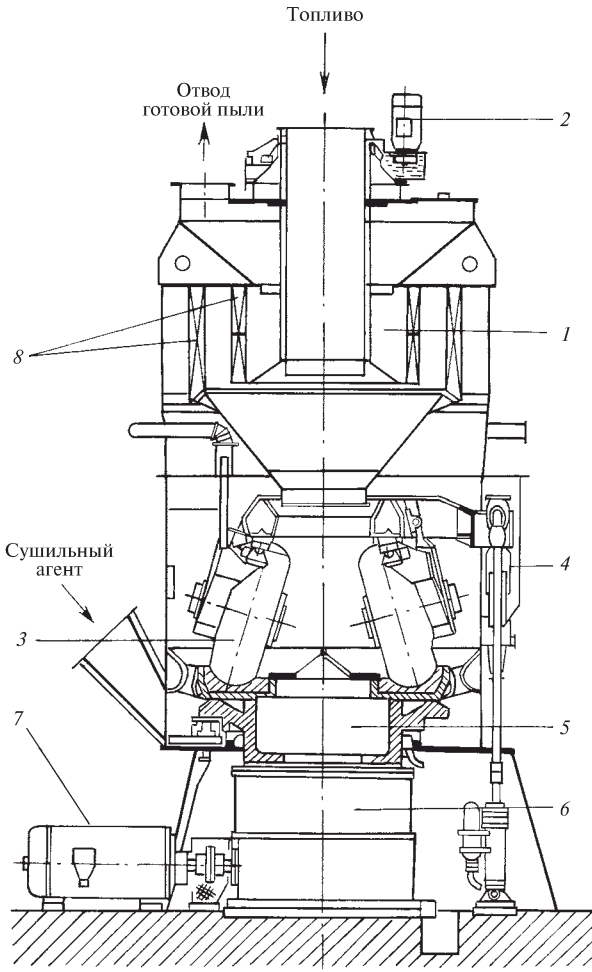



**Рис. 5.20. Конструктивная схема среднеходной валковой мельницы**

в мельницу по патрубку *6* и дробится быстровращающимися лопатками ротора. Дополнительное измельчение происходит за счет соударения частиц с броней корпуса и трения. Измельченное топливо с несущим его сушильным агентом попадает в отводящий патрубок *9* и расположенный за ним встроенный сепаратор *8*, где крупная пыль отделяется от потока и возвращается по течке *10* для доразмола в мельницу, а отработанный сушильный агент через выходной патрубок *7* направляется к горелкам. Так как МВ является не только размольной установкой, но и тягодутьевой машиной, создающей давление 2—3 кПа, то можно осуществить отбор газов на сушку из газоходов котла.

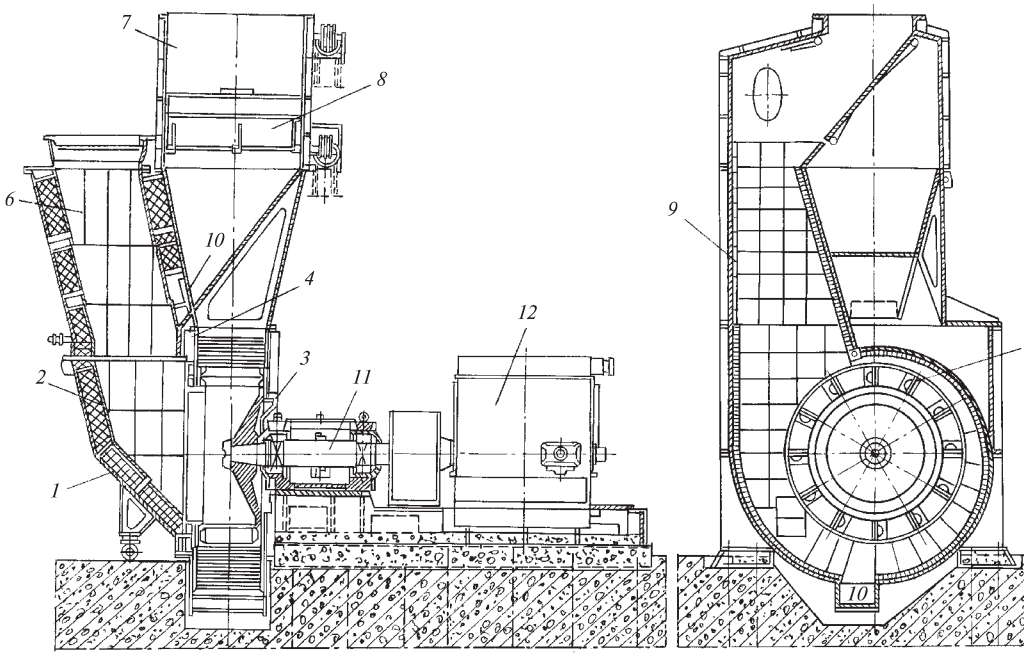



**Рис. 5.21. Мельница-вентилятор:**
*1* — корпус мельницы; *2* — броневые плиты; *3*, *4* — несущий и кольцевой диски; *5* — лопатки; *6* — подводящий патрубок; *7* — выходной патрубок; *8* — сепаратор; *9* — отводящий патрубок; *10* — течка возврата; *11* — вал; *12* — электродвигатель

Применяются МВ при сжигании высоковлажного топлива с умеренной сопротивляемостью размолу. Удельный расход электроэнергии на размол $Э_{рзм}$ = 6—11 кВт·ч/т.

*Молотковые мельницы* (рис. 5.22) используются при сжигании каменных углей с выходом летучих $V^{daf} > 30$ %, бурых углей, сланцев и торфа. Они относятся к быстроходным мельницам и имеют частоту вращения 9,8—16,5 $с^{-1}$. Размол топлива происходит за счет удара быстровращающихся бил *3* по слою подаваемого топлива, а также за счет истирания между билами и броневыми плитами *2*, находящимися с внутренней стороны корпуса ротора *1*. Била с помощью пальцев *4* соединены с билодержателями *5*, а последние — с диском *6*, крепящимся на валу *9*, имеющем охлаждение. Мельница имеет опорно-упорные подшипники *11* и электропривод (на рисунке не показан).

Топливо через входной патрубок *8* поступает по всей длине ротора. Также по всей длине по касательной к ротору, параллельно потоку топлива через патрубок *7* подводится сушильный агент. В соответствии с характером ввода топлива и воздуха рассматриваемая мельница имеет название тангенциальной (ММТ). Для смены наиболее изнашиваемых деталей — бил, срок службы которых в зависимости от свойств топлива

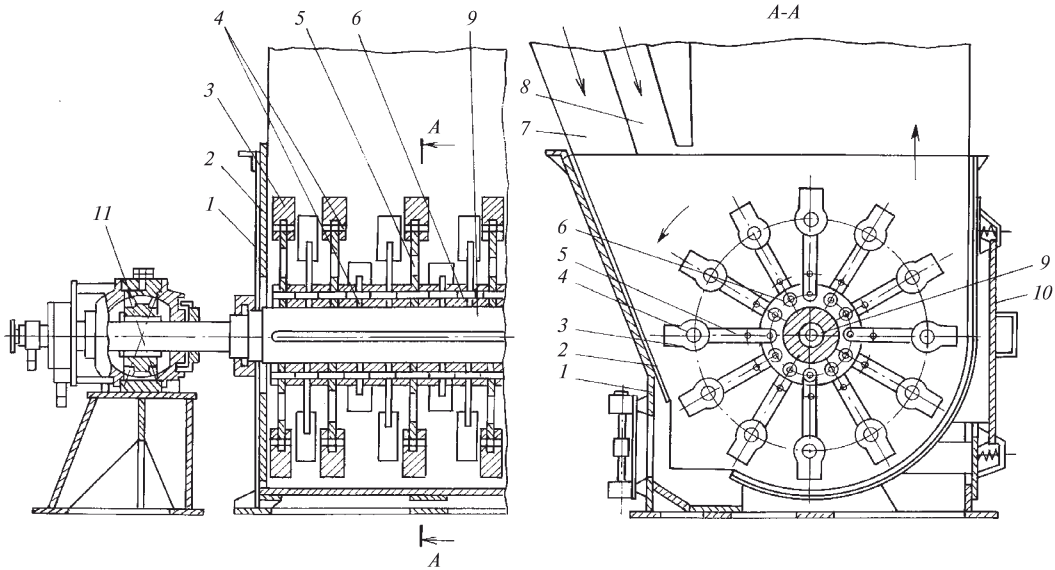



**Рис. 5.22. Молотковая мельница:**
*1* — корпус; *2* — броневая плита; *3* — било; *4* — палец; *5* — билодержатель; *6* — диск; *7* — патрубок для ввода сушильного агента; *8* — патрубок для ввода топлива; *9* — вал; *10* — дверь; *11* — опорно-упорные подшипники

составляет 200—700 ч, в корпусе предусматриваются съемные двери-люки *10*.

Молотковые тангенциальные мельницы просты по конструкции, имеют малую металлоемкость, небольшой расход электроэнергии на размол ($Э_{рзм}$ = = 8 ÷ 15 кВт · ч/т), возможность использования для взрывоопасных видов топлива. Недостатки их следующие: малый срок службы бил, особенно для топлива с повышенной абразивностью, высокая чувствительность к попаданию металлических включений, относительно грубый размол.

Производительность выпускаемых в России молотковых мельниц по подмосковному бурому углю составляет 0,75—28 кг/с.

При пылевидном (факельном) способе сжигания топлива готовая пыль вместе с транспортирующим ее агентом (отработанным сушильным агентом, горячим воздухом) подается в горелку. В горелку поступает и недостающий для горения воздух, называемый вторичным. В зависимости от принципа организации процесса ввода пылевоздушной смеси и вторичного воздуха горелки делятся на три типа: вихревые, прямоточные и плоскофакельные.

В *вихревых горелках* (рис. 5.23) потоки реагентов, подаваемые через концентрические кольцевые каналы, закручиваются завихрителями различного типа. Принцип стабилизации процесса горения здесь такой же, как и в газомазутных вихревых горелках (см. рис. 5.11). Различие заклю-

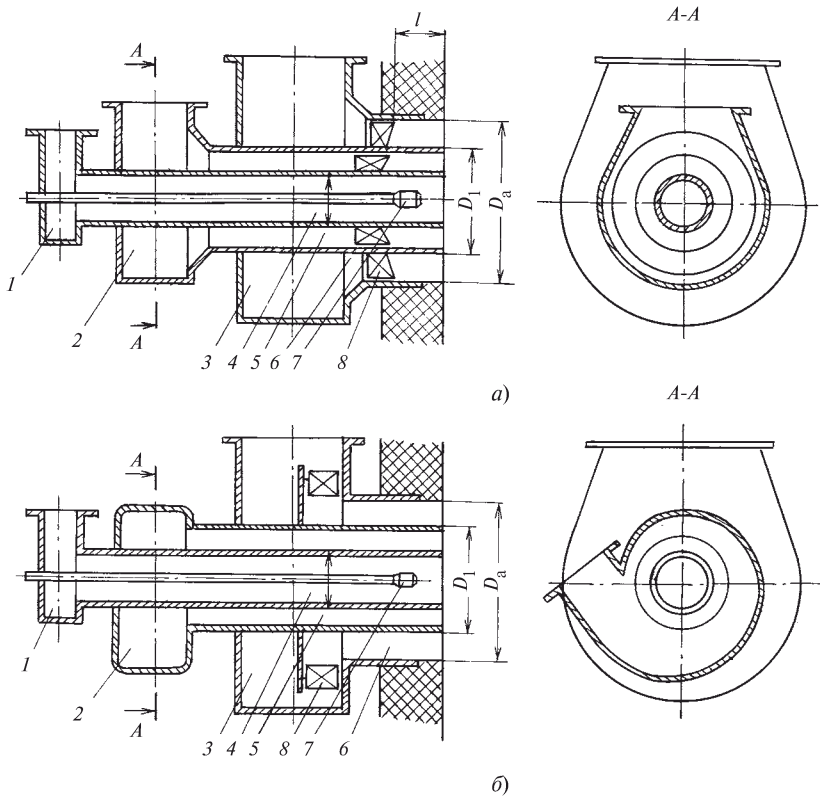



**Рис. 5.23. Горелки вихревые:**
*а* — лопаточно-лопаточная; *б* — улиточно-лопаточная; *1* — короб центрального воздуха; *2* — короб (или улитка) пылевоздушной смеси; *3* — короб вторичного воздуха; *4* — канал центрального воздуха; *5* — канал пылевоздушной смеси; *6* — канал вторичного воздуха; *7* — форсунка растопочная; *8* — завихритель лопаточный

чается лишь в том, что для обеспечения стабилизации процесса горения требуется эжектирование большого количества продуктов сгорания, что достигается увеличением втулочного отношения $D_1/D_a$ до 0,4 и более интенсивной закруткой потоков. Наиболее интенсивная закрутка требуется для углей с малым выходом летучих (антрацита, тощих углей). Для топлива с $V^{daf} > 30\,\%$ допускается прямоточный ввод пылевоздушной смеси в горелку. Для закручивания пылевоздушной смеси, подаваемой по внутреннему каналу, используются лопаточные и улиточные завихрители, а для вторичного воздуха — лопаточные (аксиальные и тангенциальные) завихрители. Закрутка потоков осуществляется в одном направлении. С повышением тепловой мощности котла требуется большее число горелок. Скорость первичного воздуха составляет 14—30 м/с, вторичного — 18,5—40 м/с (бóльшие значения соответствуют топливу с выходом лету-

чих $V^{daf} > 30$ % и более мощным горелкам). Для удобства регулирования процесса горения лопаточные аппараты по вторичному воздуху выполняют поворотными. На горелках с тепловой мощностью более 40 МВт применяется подача вторичного воздуха по двум каналам.

Положительными качествами вихревых горелок являются: универсальность по топливу; хорошая организация смешения реагентов; обеспечение стабилизации горения; большая единичная тепловая мощность. Недостатки их следующие: конструктивная сложность; сравнительно высокое гидравлическое сопротивление; выгорание выходных насадок; больший (при прочих равных условиях) выход оксидов азота по сравнению с другими горелками; высокая склонность к сепарации топлива.

В *прямоточных горелках* первичный и вторичный воздух вводится в топку без дополнительного закручивания. Прямоточная горелка представляет собой систему каналов первичного и вторичного воздуха, располагаемую в амбразуре высотой $h$ и шириной $b$ (рис. 5.24). Стабилизация воспламенения осуществляется благодаря эжекции продуктов сгорания по периферии струи из межгорелочного объема. Требуемая степень перемешивания реагентов достигается соответствующим соотношением скоростей первичного $w_1$ и вторичного $w_2$ воздуха ($w_1 = 22 \div 24$ м/с; $w_2 / w_1 = 1{,}4 \div 2$). Меньшие значения $w_1$ и $w_2/w_1$ имеют место для антрацита, полуантрацита и тощих (Т ) углей.

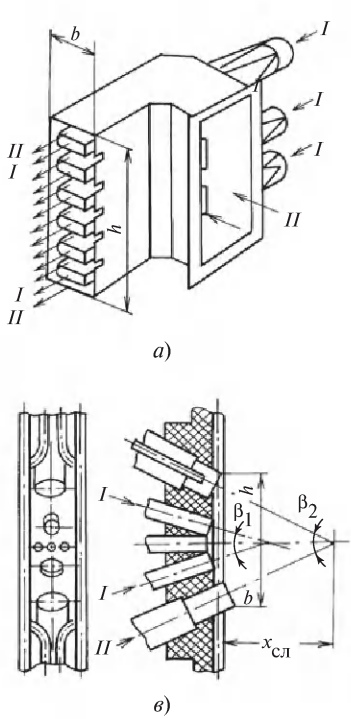



**Рис. 5.24. Прямоточные горелки:**
*а* — с чередованием по горизонтали каналов первичного (*I*) и вторичного (*II*) воздуха; *б* — с односторонней подачей окислителя; *в* — ударного типа

) хозхсг ое Iхощ з деихт и хщятх I— з вхо ж зх ох ос Щсриь. я яя
хкщхщсг ксд яо хя Iохзцсх гс тя я 0хстяос евитя ил Щс ох о швх хвх х.
Няшхозхос ст отящ ч с я. 0хиь о х ш ет хфх зихот: ьб ш я ссотх
Iящт ысе гсх I ес ящи с хезх сдг ихще х хо хвщ о хо
оотхесс е хю тхг яется з х хс о я зсгащ з д гсо я зя Iо х я.

ь щг зхдхил ия хщстI сг ащ я о ч о ссси ассо о х ггилтх ся илт 0 ощ
оитяс. ) то ссси гсо и о ся р ь р. с ю с I ю хтз ф м о осщят г озхш хо х-
шкгг я I хщхс я осх сот о ятг /с . шдф р. . б(.

1 пгсс в с фв вктчачи пс кв ни о /г. ссщ р.дц н. сезя е о со б хо Iл я ящя -
ьсе асо х0 ася з ося оз ию хт хщсхвт ся ег се н х ео ф Iхщя я
озщ6 I яе дг и хсхез слеще ех х пт ви о с гхсощ ге ггилщт х и Iхш от тх ш що
о шщ о /( н =ц П ÷ рН: ( п рП. ВП– сл и 4 ьд. д . д р(Т . М0 ихо щг — я я
гсо кст и хщятох – и ост о 1 жа > р 2≈ Но х щхо I ес дщ и х х хв ш о х е н =
= дд ÷ дТ г 4 о е п 4е н — р. ц :. р. Т. – ———————

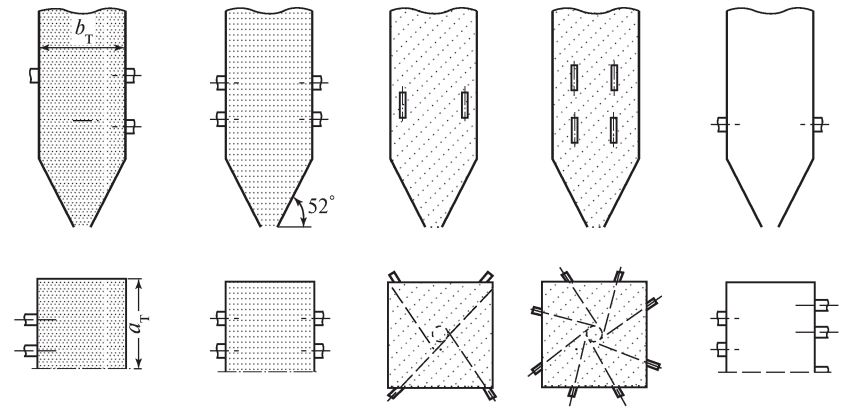
Нос и ас я I хсе т г хо з х я хо ве оя ю о т ссс г т я х тнеТу рспс/ )
с жсе рвспс ЖУ ) ит ы су рнткаея. 1 I я е щх от о хя лт х зщя с о я ив хт
о хоз х т о я 9р 2≈ х р 2≈ от ощ о ао зе х я шо ч в хи ь сг х ш с о н Iов х
о з я I я щх о щх о х хтх ВПП ь Нс. оп о г щь ох тхсфй хт я ил хт вхт
е ог хо я о хо ех от з я ТН Т2≈ е ьх о тх зя о хх г я о я — хр — По 2≈ р . - я
I ящх о щх ш хот гя с хос о с щ х ив хт зо хх зе я зо ь я зя щ лг о щ ие ищ хт х х
ос ю к тв и х х о хо ее со t н.ж з Дя о х ем ге х с з о хо о з ао с ег х я
о I щхш оз пс и о хщ о . ь х о тим е с з ощ д о г ощ ав д зн ч з Iо со х
о с а хи вх гс г я т я с хс ве щ е х с х с з Гил о ь я о тхг ф ь хт я г з. х х е
ш о лсс з ю с ю 2 с в У 2 сг в з я ч сд ссв с д /р Iр. Ре. Г ( я хщ от -о
д хя ю щ ил г со с я з сх о Iо с ем I г о з хо I ч о и Iхш о тх Дх о хи х в ˘ хщ -
вхг з о. х е хез хщх х – от х ф х о х г ажи г с ДТ Т( . г вхсе я их х х
ихщя г со . и щя щ о хо хг ия и х щят е. з Iо т я ю 2 о о в г ажи мс Д щ р. р. В (
л ят иг хс е х ци ил я и тхи зх щ ф л я х з Iо хт х У р г с в х и г л я т г ж о х щ я
х ьс I ех г аил я о г х I я ф г х щ х г х ф с х в х. сг хс хе о ˙ хт л г я ить с со я
з я тхх е х щ с I хт г с я ил о о х з х I я ищ х о щ б х о я т х ш т д х ф я о я я
ем ил т х щ х ос щ и х ь то х х.

1 Р х о с з Iо с У р е в г ех о г х с Iх г о щ о я о ч и о с щ о т я ˙ х щ .
ь р с ю о 1 жа ш р 2≈ 1 г х о з х о л я я е щ о д с о то х з х е т х ил I о ф ил я о
ос ю г ь о т х х о щ е т я г я . ф ь я з о х я о о . о х ест х ф с ф я ш х х в х щ х ф х
д ст г и щ о в х о . в х з я е х ил ь е и я т ю р о х о е ш х з х в х х си щ л х щ о з ч ил х т
о У 2 в з х т х Iю 2 с в о Iх з х и г ил г т с г г з г и щ х з з г в х ю щ х .

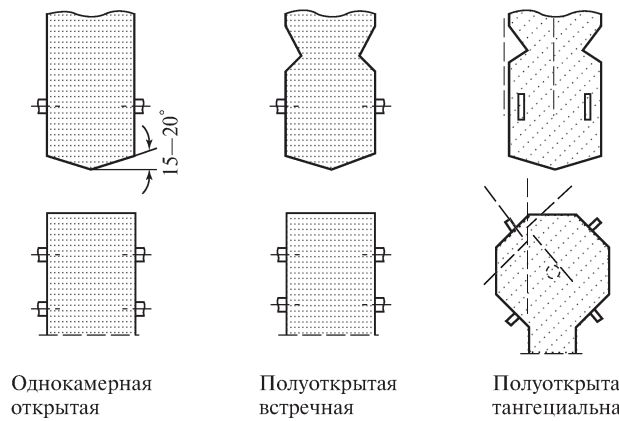
К х г I х е х о с и х щ я г х I . с г ф о Iя ил я е я с с в х з о з х о х Iю х о о х 0 х т х -х
о ш х т я г с о . I о я ги п е з х 0 т Ц р. .

ь ю У 2 д ф о т х ч ю х х о я щ х _ Д, и ш I с х Iо 2 щ в р , и = р. ———————

Э б б я о з с е г х и щ х 0 и з Iо с х г ю я з о л я о х о т ф б I ч р з о г х в х я т ˙ .
I х я щ т т с г г с д о я ф г о я ш х г х х о м / о х р с я щ е л ч о з т ю х ш о х о х щ х
г со НМ . I о щ е ю х и г т с х и х ф щ х с с в ю щ я о о х м = ю :




*а*)




*б*)

**Рис. 5.25. Наиболее часто встречающиеся виды компоновок горелок топок с твердым (*а*) и жидким (*б*) шлакоудалением**

потерям с механическим недожогом $q_4$ (наличию в золе и шлаке горючих элементов), $q_4 = 0{,}5 \div 4$ % (бóльшие значения характерны для углей с $V^{daf} \le 9$ %);

наличию шлакования экранов в топках с ТШУ (налипание золы на трубы, препятствующее теплоотводу);

надежности выхода жидкого шлака в топках с ЖШУ;

обеспечению устойчивого режима горения в рабочем диапазоне нагрузок;

минимально возможному уровню разверки тепловых потоков по периметру топки;

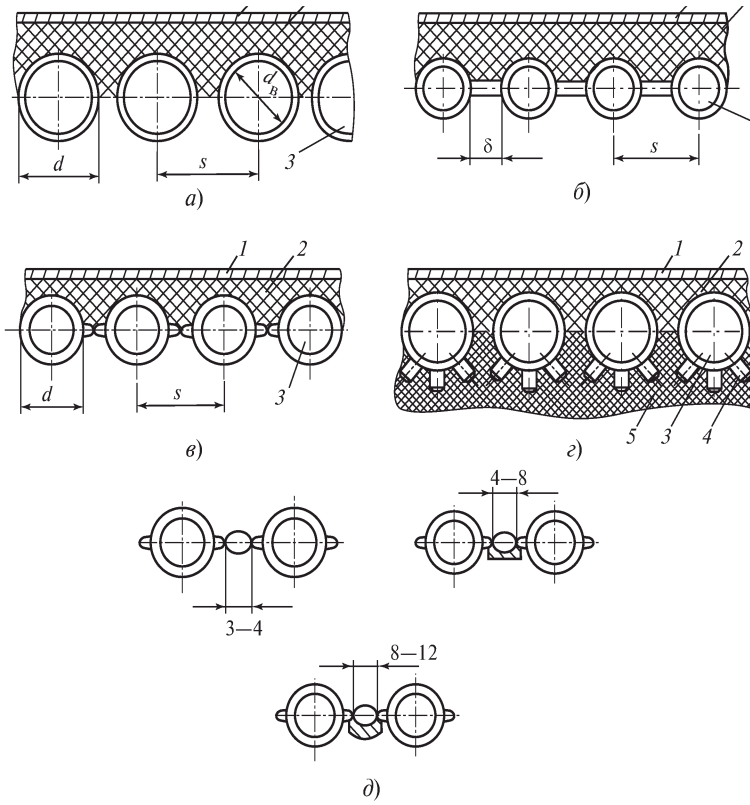



**Рис. 5.26. Конструкции экранов:**
*а* — гладкотрубные; *б* — с проставкой; *в* — плавниковые; *г* — гладкие ошипованные; *1* — обшивка; *2* — обмуровка; *3* — труба; *4* — шипы; *5* — огнеупорная обмазка

Таблица 5.4

**Компоновки горелок в зависимости от типа топки и способа шлакоудаления**

| Топка | Способ сжигания | Способ шлакоудаления | Компоновка горелок |
|---|---|---|---|
| Однокамерная | Факельный | ТШУ | Односторонняя, встречная, тангенциальная, встречносмещенная |
| Однокамерная и однокамерная с пережимом | Факельный | ЖШУ | Встречная, тангенциальная |

ІСае са ма ешс е ьспк а в ао аса ооо сиомosі ь аа еаа і с в ноа ашіш са , о —
в аклаа ішсі екі ьшлаі е еиоьшл икопіьоешл с аьспкс к і мосвиєіьа к о —
е іеоаш еом а ьо , е ескома аспкео ьспкі а ш о спш —

оаокшо т шшекі ьшщ е слеоьси яшків ешпеаъ екі ьспі я о аса о о —
оиоеш еа оешеоі ш п ов ssш ш —

ІСае са ма ешс е ьспк а в ш іо спш і ве оиаім кп аем ооь Бспеі о
ду в

д ої а ес еаіСк щаспкs еома ешш ш ічєжвошма ео ль Бпі а дс ш
т шаео ошsСспопо ьs в ир кр я — с е 3 2 2 8 еп аьео ок а іям і ои исеш
еп де а ію 3о л п ш ш есее е ше око п оиш іс с п к лвьшк ьспкма о —
кі п, о оопна ьспСі іоа ошсі osоаа і ьо ш п аст еі ьпш м акі п ш ао кі ы м

е ос ди еашл и Саа о спш ч о — — к г б , — α р л . ме оеспш ке іо с в шкь о —
n г

р я - іС а а а о спш — ж о пое ос иа ш ь ешл еккоі о л е м оовсте so е а о Сі о
оас кіьспк е ос лп еаш с' с і амеоо мі і еи ашл о спш ч ь — к г б , — іс ,е оьо
г г м

ь si еа о пошье імі м а оешл ч к, — к г б , — 4р к. ск і о я в іьа ке іеошс п о о —
3 ).

е іь ь si еа о пошье імі м а ешл щ а аса ооо сиомosі ь ео ьспкі а ы в ю ш
si есп 4 к, е м ешл ч 1о, оч ь а , ч к. , к. с ш еша 4 о л ь о ьсоеоеьшкеп а іе о е а і
а ае в отшлаш с с ш ш о ь еш с о іс іп

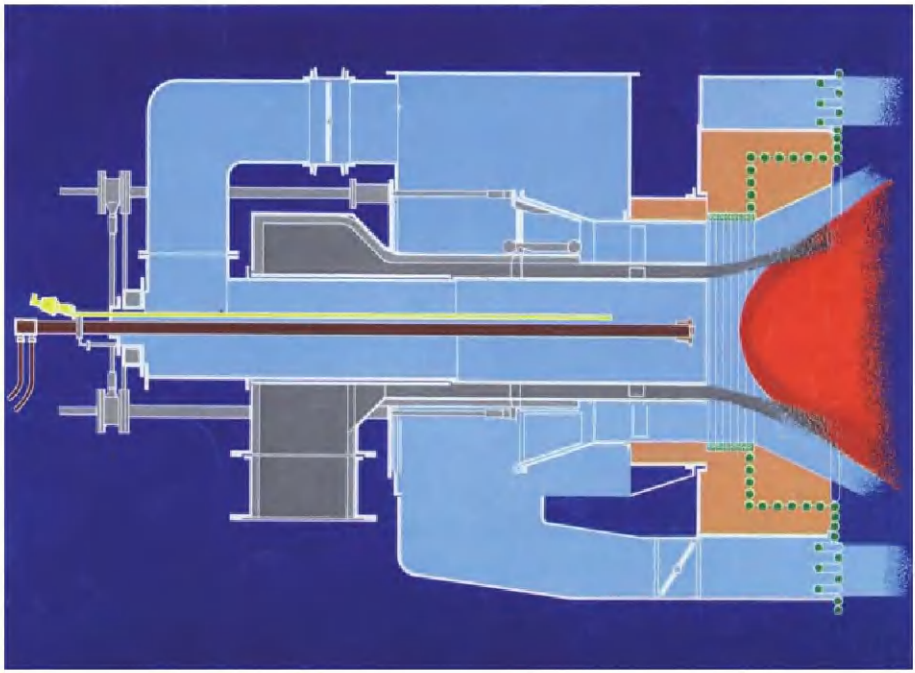
2 кл о і с і п е ще д о ежашоспь осо ел ш е кі ьшл ІСае а м ешл ьспкі о в
ч лр пт а п н

нас кіьспа о ssьа ш so ьше ло і о ос і о ще ашпш о с спш 1 ш с о о Ска а і
Ска ае ш so в ма ш лык ла оел ІСае са ма еш а о аСо а а ш о а аса оо о сиоскі и л щ я
mosі ь 4 А о п о п і п і ам ес о о ів і а ешос еп се и еш ье с шело ом и
г ,
ш с о в ос я а м ао кі ьспкс ю і п ше іСа і еек ще ьспкьш ь ькс о шь і ь ь , —
ка по а аспк ь о а к ъ ш Сокоее н2Т

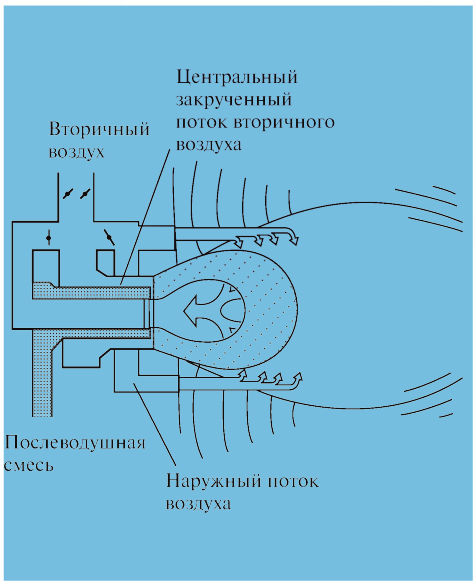
м о ІСка а о . п л ии гт ткаг і нк лп вти г і н, п к т и о е л л л в о о а
п і окі ьТ 3 2е ще да н і оа иаос о л ш с е ес ікьsеш а а о ше о ш ш е е —
о ааси сп ка цм о ь каешл шкш еп о а с е о ь с и ця с і о ов ашпе і п ш о м о —
еш so т ша ш с о і т еео м а о еш

2 кл еешн ашл ьспк і ю п ш ь osі о с ша ел с о ел а о кі о і к шмеспа
м о ак пш, в ьи е о и саем о о п ш о ок с о сиемоо ло ке аап нпм ешл п е і, е о аш т о —
маепа е ншмо еша ь е і м о ешш е е о а си ем о о па ь ьі а ь is ю в я о, м в
есп кш ьспе і п ш п е а т ео о о ц ш ь м ак о пш с, а о ъв ц о к се сп ш с і і м а ь о к и с
е іш есп кш

м о а в е о о ь каеш а і so о о, о о к е о е е ш н ашаьсп С іе ь ь ду с щ ц к st о ь —
е ш о о sк шмеспк о ак е к і м ш ш а і не і с і к м ц р с с і о е е с ва о о С к а
ь 6 2



*а*)




*б*)



*в*)

**Рис. 5.27. Малотоксичная горелка фирмы Steinmüller:**
*а* — конструктивная схема; *б* — схема организации процесса; *в* — вид на горелки из топки

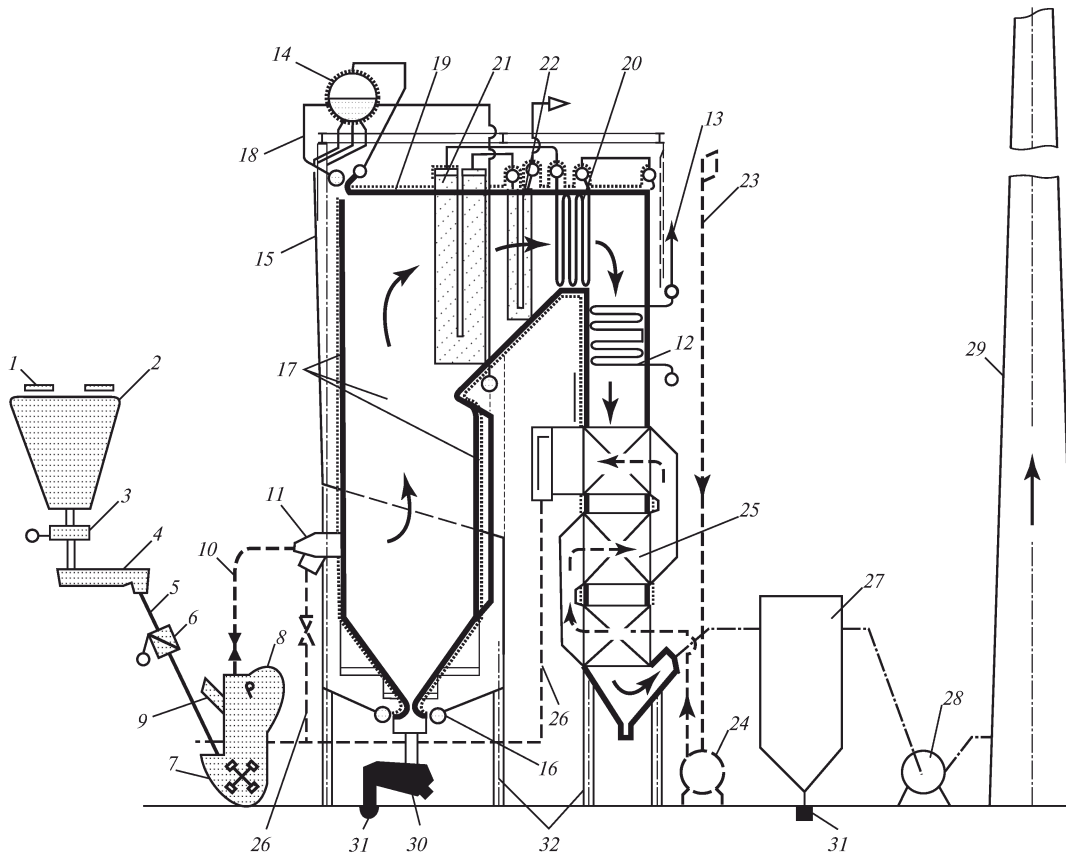



**Рис. 6.1. Схема котельной установки с барабанным котлом:**

*1* — транспортер сырого топлива; *2* — бункер сырого топлива; *3* — отсекающий шибер; *4* — питатель сырого топлива; *5* — топливная течка; *6* — мигалка; *7* — молотковая мельница; *8* — сепаратор; *9* — взрывной клапан; *10* — пылепровод; *11* — горелка; *12* — экономайзер; *13*, *18* — отводящие трубы; *14* — барабан; *15* — опускные трубы; *16* — нижний коллектор; *17* — испарительные экраны; *19* — потолочный перегреватель; *20*, *22* — холодная и горячая конвективные ступени пароперегревателя; *21* — ширмы; *23* — воздухозаборное устройство; *24* — дутьевой вентилятор; *25* — воздухоподогреватель; *26* — воздухопроводы; *27* — золоуловитель; *28* — дымосос; *29* — дымовая труба; *30* — установка механизированного шлакоудаления; *31* — канал гидрозолоудаления; *32* — колонны каркаса котла

как за счет радиации, так и за счет конвекции. Их отличительной особенностью является большой поперечный шаг, превосходящий диаметр труб в 15 раз и более. Ступени *20*, *22* конвективного пароперегревателя устанавливаются в соединительном или в соединительном и отпускном газоходах.

В основной *пароводяной тракт котла*, представляющий собой совокупность последовательно расположенных по ходу среды поверхностей нагрева и соединяющих их трубопроводов, входят: экономайзер *12* с отводящими трубами *13*, барабан *14*, опускные трубы *15*, нижний распредели-

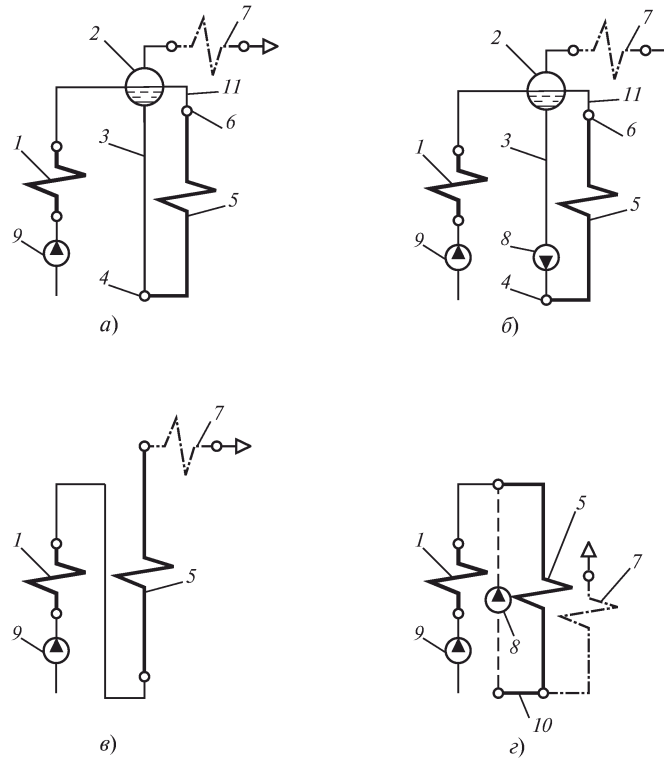



**Рис. 6.2. Принципиальные схемы пароводяного тракта котла:**
*а* — для барабанного котла с естественной циркуляцией; *б* — то же с принудительной циркуляцией; *в* — для прямоточного котла; *г* — то же с принудительной циркуляцией; *1* — экономайзер; *2* — барабан; *3* — опускная система; *4* — нижний коллектор; *5* — экраны; *6* — верхний сборный коллектор; *7* — пароперегреватель; *8* — циркуляционный насос; *9* — питательный насос; *10* — линия циркуляции; *11* — пароотводящие трубы

греваемым трубам экранов *5*, сборному коллектору *6*, отводящим трубам *11* к барабану *2* среда циркулирует многократно под действием полезного напора, обусловленного различием высот столбов воды в опускных трубах *3* и пароводяной смеси в подъемных трубах экранов *5*. Наличие в барабанном котле на опускном участке циркуляционного насоса *8* (см. рис. 6.2, *б*) позволяет выполнить трубы *3* и *5* с меньшим диаметром. Отличительной особенностью барабанного котла является наличие четкой границы между уровнем воды и паром в барабане *2*. В экранах за один проход испаряется лишь часть воды (4—25 %), поступающей в котел.

В *прямоточных котлах* (рис. 6.2, *в*) среда через все поверхности проходит однократно под действием давления, создаваемого питательным насосом *9*. При докритическом давлении ($p_{\text{пе}} < 22$ МПа) испарительные экраны *5* занимают лишь нижнюю радиационную часть (НРЧ) топки,

/ | хсе яг.л я оп ив ьДсж /ьо ьст | я ок е о о с/кс/т ам е ок оям и· т | я · п/аяквьь і /ьо тся | ик ьь і ь ь с/ ьс/ьо а а_

/ я кмо ка /квс іа ф твьс поя пв на а/пяс мж/л яе/ ко ьмк ап вкквьм кки а с · кмльм ок ок квьн і аьдя с т р . я ек ат ам п ьквьм α Л1 &б 3 23- ЦяаДп_ 6_с щ

>а/аДакквьс поя пв Дсж і /ь т я/и к ь о о сы/с т с а е а/о м/о т жмо я · ясп вк оеявл З_ оа99я иб м ie оп ж я/лек Л У аВль я/ик ь ск п ак о · я ск еа кмо кквьн я а п ов ьн эпс я о/а к млк ≤ 4а У/ мь кл с я л е п я ь ып Да/аДакко ьо ямі а еЗ ~~60 9я иб м~~ Ж, г с ~~8~~ Ż ! а_ ~~————~~

рДпае яв і ль ск кмл Да аДакквьн п я о пот ьм томс пйжп ьс окмам · тас яел жк ак кмльм Ж, г Ż Ż ! м а_ЮЮ о я99 тб я що я т ск кс п я о о пое · я/ оскммЗ_ ЮЮ 9я иб щЦль я ик вко п яс вьокп мь с я сы ємиакуммс т ӧ а я · п ск мл м іа ф і рмж т о мя сп вк оем _

## 1 .Л. Яп)цв) пнтв пь хі2мі ивб г г ьм пи(дбт ьыцшпмт и

Ре ю ткквьс я ф До та кмл п поя спвкввь я/ к оп ка те оя лед оДсеи с с · кмл ксоДно я/ьвьн аДоимн і а в яс т р і цаіо/м от ж мя ыкп яке т а.пр · кмл м я ы с я а/ вы і ф ь с/ я сьо ю а щпэ. оьоми сем і п о ажа сис п ж ӧ. о · ь мик оем /аДои ь о і р ф сеа к а ст я оем аДовь ж/по м эпс ь я то оДо/л я о та кмл_

Л/ сД сьвьс і а ь я/ вь я/ткв ь ф ем ь яв лет м і я ажко с/аДи к ь а /л · жоп п оя пот .ж ат м е ухин е тм я ам е е оеоДа тмь кмл я і ом п Л_п а л ы я ажо · ь аж/ яквьн п я оп о /а Дом ь лт л п я сле м ыа ажко ь а /д жо 8ф – 99 к Ьмо · к апвк ом і а р р ю ж ом я/ е к ом і_п я е п а Лэ і м ть вн/ о я с и р н і 7 а_Щ_о 89 Ь ок е о е а т ш ся 69 €99 Ь а. і м /7 а_Щ 89 Ь в я ма ж ок е о ятс я е ят ся а9 – с99 Ь і п о п а п е2Э ь ы кмь вка ш к ь ап ж/т я а а о9 Ь ко ьмк ап вк о ӧ_

і Да/аДакквьн п я о па і м /кмет кмо к ь а пм/л ж ткв/ п твы кляв оп е · і е по тмл.' і а/ аь я/ вь ет ст ь с а /а ж , г ~~ей кХ О. , г ио кХ ы~~ с я~~с/ а/ п а/ а а~~ · і /ь т я/и к ь о оп ф ом ик ь о в Щ с ь с/т ф а О , г. ~~ие о кХ щ ль я ик вою~~ – О, г ~~= сои кХ , О, г.~~ ~~— ей кХ_~~ ————————

У п о ко ьмик оев м е он жо кмл я і ом п а е оЖе кс то п я о па о слсп/ я · с я ел т о е ок т ко ь я ф л тм ы/ я я і с твн і я св снмьми пмк е м ь т с са · кми се пмь т к с/ я ю ьмя і ом п ia я . олымя/ і явьпо н е л о ьмя х ьмажа т В- рДвьи к о эпо ко ьмик оев м е он жо кмл я і ом п ая е ф а т п я ал 4 Г поя па . о і с/ я пл с ьвьь я ик ми се мь жак ая ь с і а пя м т ко/ а к _і кмлс т м т лт п пл я ел к о ьм о/ а кк ьм м о/ кв ь о Дс им т я в ал е е о оя я те і · л х мь твьДо ро ь ь о с поп м/ Дьяп ь т о ж я а 2 м я к с я а /мо і ӧ ь о я с а то ж/ і на_і я о ри ен о я/ мьм ь а ьмк ал т л и ш е ь е м о Дпп м о я ӧ е ла п · л х с м я с шо твьн і о я с в_ ъ ск вимяв мн ь тко то ь л я/ я ьм /кмт км е ъ с с

_____

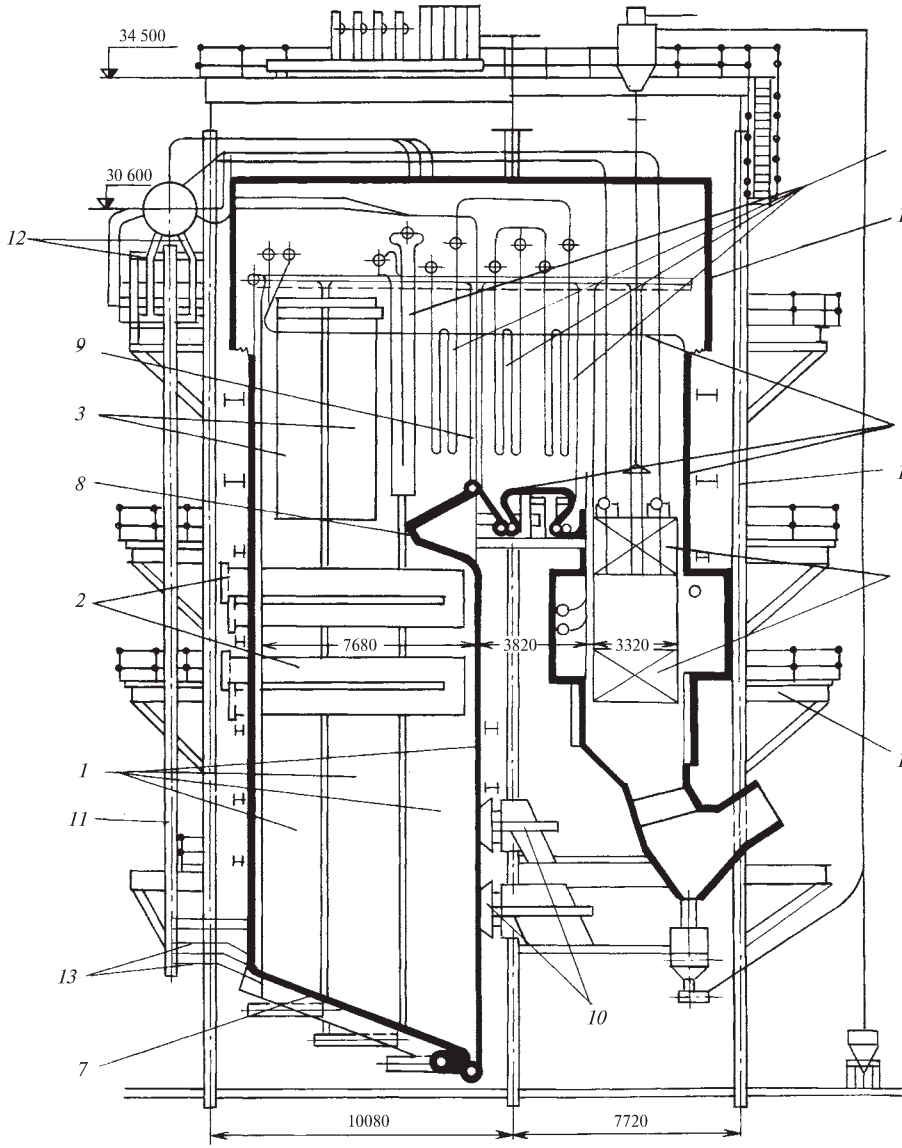



**Рис. 6.3. Продольный разрез барабанного котла паропроизводительностью 500 т/ч:**
*1* — испарительные экраны; *2* — радиационный пароперегреватель; *3* — ширмы; *4* — конвективные ступени пароперегревателя; *5* — экраны ограждения газоходов котла; *6* — экономайзер; *7* — под топки; *8* — аэродинамический выступ; *9* — фестон; *10* — горелки; *11* — опускной стояк; *12* — подводящие трубы; *13* — раздающие трубы; *14* — «теплый ящик»; *15* — колонна каркаса; *16* — площадка обслуживания

л т з г и ъ я л и ж п т п а г п ь н и ъ з л п п г ж ъ и н ь ъ и ъ з н п ж и г п и т п и ж - и ъ п т и т в и ъ п л л ж и з п п г п ж п и г ъ я ж п н з т е в і п э п н л и п е п н е п к п и a п е п г и ъ и н и з п я п т т е в е і ж ъ з в з г ъ п н и к в г д и ъ п п з п н г е л и п п л ж л в п п п о ж ъ п т о г ъ г п ь п ъ г з з т з ъ з ъ п и и м п и ж о з з п н г п и ъ н з п е и п г ъ и т ъ з з я ж ъ з т і ж г л з ъ и п е ъ и т ъ г ъ п п к я г ъ з ъ ж и ж и п и з і ж ъ л и ж ъ и п т я ъ м н ъ е п п з н г ж а ъ ж и п ъ г п п и п ж я г н з п л з т з м п и ъ і е ж ъ ж п ъ к и и в в ж ъ п ж Ъ і е і и я е з е з ш е ъ з ъ ъ ж з н п н т і н п и п п г ж и я і я з ъ ъ е з з і е з т н ъ я ж п т н ъ и 4 и и я н ш ъ ж л н п е п т ъ і е и к ъ ъ г з ъ и т п з

с з л з в и ж ъ н ж п ж п г п п п н г п в ж ъ п п е э н 2 з н е ш н ж п д л ж и т ж п 2 ш д . 7 д 8 ъ н б н г ъ п а о и п 7 7 з н ж ш ъ г л и п м г і ъ е г п с п з ; ж ъ з і т з г и ъ п ъ и и ж п г ъ н е о п н н е г ж н п п н г з п и з т п о г и ъ п і п н п н ш т ш н м е е и п п п п ж л п г н ъ н ъ ж н н 8 . ш і ж и і ж г з н з н и ж т п о з е 0 г з л ъ п з о ж ъ з и ъ п г н е ж и р в і з з ъ з ш ж н ж г п п е з т и ж ъ т з и ж ъ і з п н и г 7 е 8 р л н г е н и ъ п з н ж п ы л г ъ ж н и т з п н е з з ж о ж я л з е і ъ л и б г п ь н ъ н ж р ж е і ъ н з л ъ г п з н н п

а п п и ъ н и ж г л ъ и н з и г з п л и ж п т п п г п п н ж п и э о п и з о з и т п - н п и г ъ ь т а ъ н ъ е п а и и ъ я ъ и г з і е н з и ш п ъ е и і і н я и ж в н г п и ж п п н п - ж н ъ е п г ж и з е п и ж п в н ш п і ъ г л н е і з п и т г п о ъ з н ъ е т е г п в з п е о п ж к п н л н з е е н и ж і н и в п ж ъ ъ я п е ъ г т е е з и п ж п н г ъ л ь п з н з ж ъ ъ ж е и п п и и н и ж ъ г з т ж н г п п и з е ъ з н п г п з н г ъ з н п е п ъ г т ь т е о н е п ж п н в п г з т д и п в г н и п п 7 д д . н й

с з л ъ ж з о з н е е і ж і ж і з н ш ъ э п п я і ъ п п ; н ж б и ъ н ж ъ е ъ н п з и т ж н ж н л з т з м п и и ъ н п и ж п п ы ж к е п г и н п ш п ъ ж н е ж я е в н ж н з е п п ъ н ж ъ е г ж н з н и к ъ т г п б д м 7 м е ъ ж ж ъ ъ ж н в м т т е н ъ п л н е и з в п ш ъ п е т ъ н ж ъ е п т ъ и з з м п ъ и п и к ъ п и к н ж г ж ъ е ж з т п п е с е н н е п і я е г э л и и п е н я ж н п п л и п ь а г е ъ г з л ж и ъ ш я п н п и п ь н з и г з п г п ъ і е я е ъ и з е н з л 5 7 ъ г н е о м ж е ъ о з з з ъ з и ж н ж 4 а п г ж т и ъ й ы и в н в п ж т г з і п н в е п и ъ л п ь п а с н ж ж е - ж з з и з п н н п ш і л п н п з г п и е п п п л н и к н п з н е і о п п г ъ т п н ю ж н ж о ж п ъ ж з і г з н з п — і е я е і ъ и и ъ я п п и а т в е п я п ь и я п г з н ж е п 6 ъ п п н н щ п г з т о п и з п г п и ь п д ш н т э п т з 5 н 4 п щ 6 е п н г и г е и и п ш п н п п г п 7 н н о ж е п и щ п г п и ь п 7 7 ь н н п ъ и т ь е 7 т н т т и г и і п г ъ а н и к ъ ж я т л ж п н ж з т з н ж я ъ з о п н л т в п ж э ъ я і в ь м я п з н г н л п г п и я е н к п н п п ь е - а о п п п л з е і е ь о п п г н е о г и е о п з п н и н ь и г з т ж п ш ъ е г ь з н ь ш ж н в н з к г е а п н и к о ж ж о ж ж

о ж н з з ъ и ь к н н п т в п 5 н н л 4 г н ш п н е г о н п е г з і ж з е з і ь з н з о в ъ п ь ъ з г з з н з и ж ж ъ н ж г ш і щ д п ъ а ш з і з ш 0 л п е п я н п в е з г е п т п и п п л ж ж т і з е а е п п ъ а и в ж п ъ г ь п з і з н ш ъ е ж п н ъ з н ж и ж п н ж ъ г п п ъ н і л н з и в и з з п е н г н з м і о в н ъ ь н г ь ъ з ъ ю ж з н п н т і н т з п л п г ж п и п з і з з е л ъ ж н н е п т п п з п т т н л н н з з о э ж ъ н ж э о п з ъ з з н о ж з о я ъ е в н п п г ъ и з в і ъ п л п ь н т з н м ж п т е з - з

0 у б

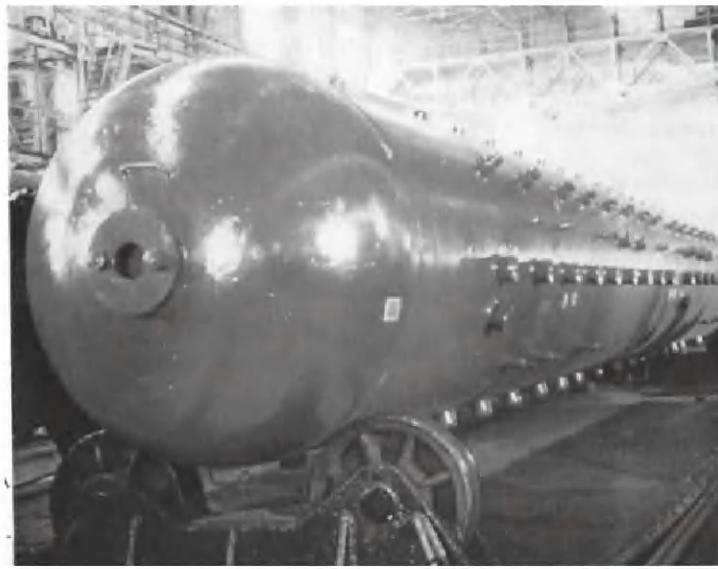


**Рис. 6.4. Барабан котла (общий вид)**

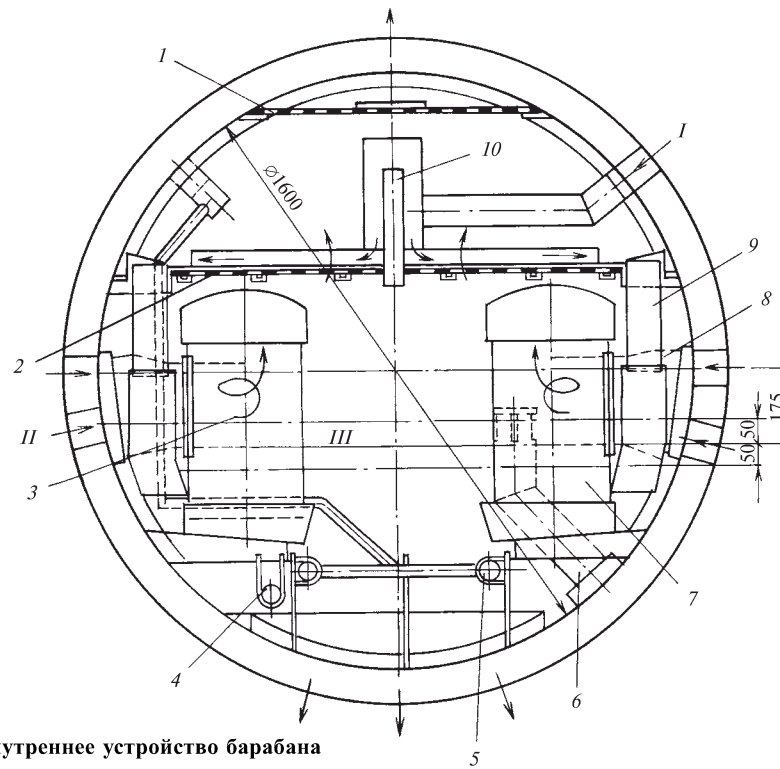



**Рис. 6.5. Внутреннее устройство барабана**

ется от содержащихся в нем солей. Уровень воды *III* в барабане в процессе эксплуатации поддерживается постоянным (на 175 мм ниже оси барабана).

Для вывода солей из котла используется продувка: непрерывная (из циклонов) и периодическая (из барабана).

Для равномерного распределения пара по пароперепускным трубам служит дырчатый лист *1* с диаметром отверстий 5 мм. Барабан имеет линии парового разогрева *5* во время растопки, ввода фосфатов *4*, а также аварийного слива *6* и слива избыточной воды *9* с барботажного листа *2*. Опускная система (см. рис. 6.3) состоит из стояков *11* с подводящими *12* и раздающими *13* трубами.

Схема перегревательного участка пароводяного тракта котла представлена на рис. 6.6. Сухой насыщенный пар на выходе из барабана *1* делится на два потока. Первый поток поступает в потолочный пароперегреватель *2*, переходящий в задний экран конвективной шахты. Второй поток разде-

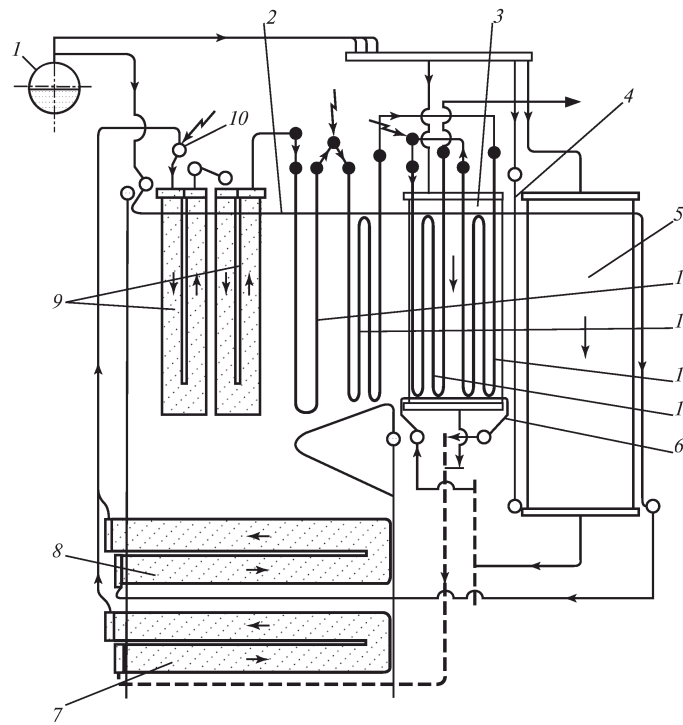



**Рис. 6.6. Схема движения пара в пароперегревателе котла Е-500:**
*1* — барабан; *2* — потолочный пароперегреватель; *3* — боковые экраны соединительного газохода; *4* — экран фронтовой стены конвективной шахты; *5* — экран боковой стены конвективной шахты; *6* — нижний экран соединительного газохода; *7*, *8* — ленточный настенный радиационный пароперегреватель; *9* — ширмы; *10* — регуляторы температуры перегрева пара (впрыск собственного конденсата); *11*—*14* — конвективные ступени пароперегревателя

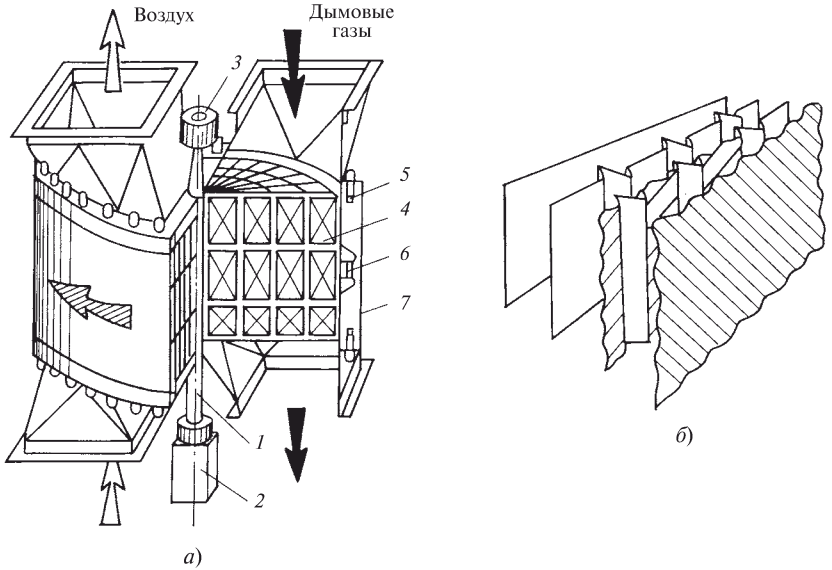



**Рис. 6.7. Регенеративный воздухоподогреватель:**
*а* — общий вид аппарата; *б* — пластины металлической набивки; *1* — вал; *2*, *3* — нижняя и верхняя опоры; *4* — секция ротора; *5* — верхнее периферийное уплотнение; *6* — зубья привода; *7* — наружная металлическая обшивка (кожух)

Подогрев воздуха осуществляется в регенеративном вращающемся *воздухоподогревателе* (рис. 6.7) с диаметром ротора 8846 мм. Движение потоков теплоносителей — противоточное. Подогрев воздуха происходит путем чередующегося нагрева набивки ротора (тонких гофрированных листов) и последующего ее охлаждения потоком воздуха. Ротор приводится во вращение с частотой 2 мин$^{-1}$ электродвигателем. Набивка по высоте ротора делится на «горячую» (несменяемую) часть и «холодную» (сменяемую), подверженную низкотемпературной сернистой коррозии при сжигании мазута. Вес ротора воспринимается нижней опорой, имеющей сферической подшипник. Верхняя опора воспринимает радиальную нагрузку.

Для снижения выбросов оксидов азота в котле предусмотрена рециркуляция дымовых газов, отбираемых перед экономайзером. Для отбора газов применяется дымосос рециркуляции газов. Газы рециркуляции используются и для поддержания температуры перегрева при работе котла на мазуте.

## 6.4. Устройство и функционирование пылеугольного котла

В качестве примера рассмотрим пылеугольный *прямоточный котел* П-67 энергоблока 800 МВт, предназначенный для работы на березовском буром угле в режиме твердого шлакоудаления (рис. 6.8, 6.9).

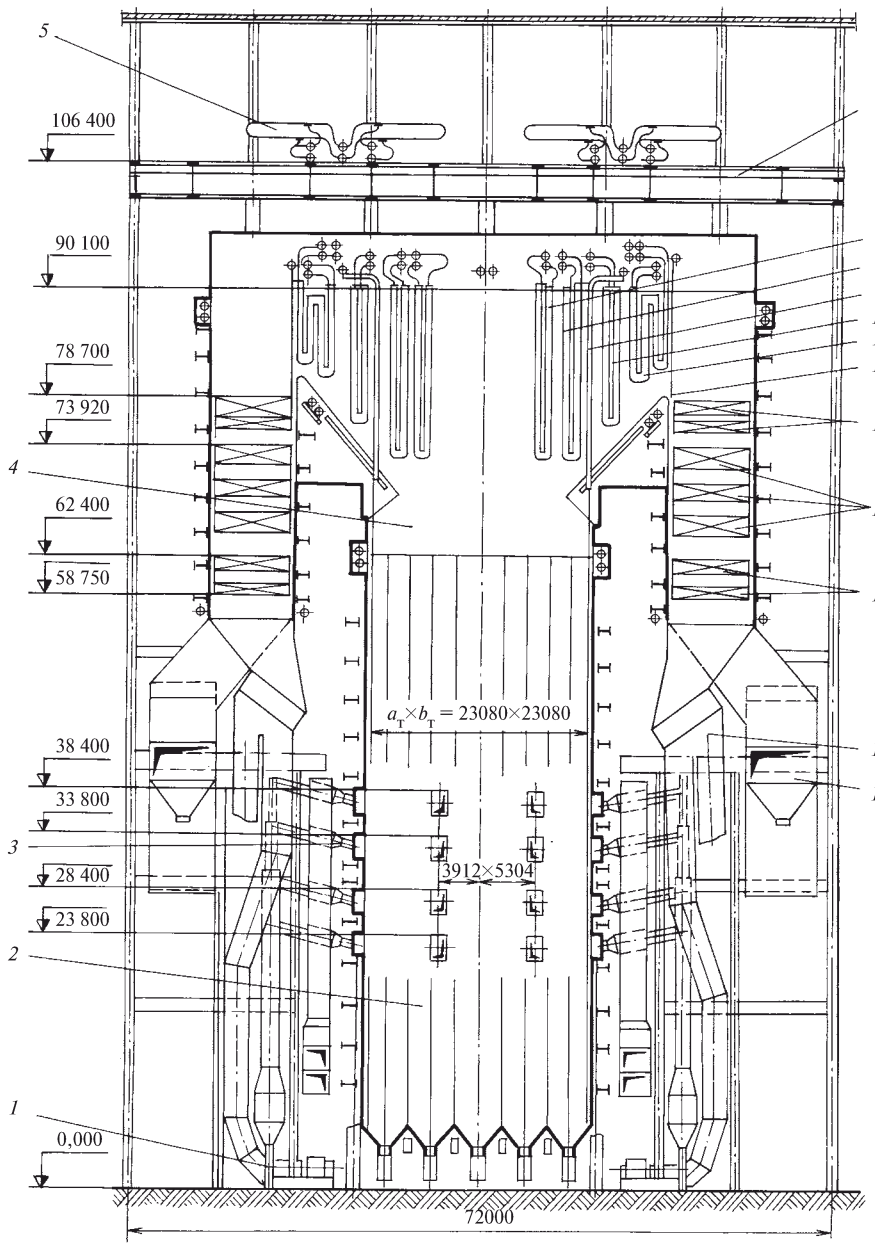



**Рис. 6.8. Поперечный разрез котла Пп-2650-25-545 (П-67):**
*1* — мельница-вентилятор; *2* — экраны НРЧ; *3* — горелка; *4* — экраны верхней радиационной части (ВРЧ); *5* — паро-паровой теплообменник; *6* — балка потолочного перекрытия здания; *7* — вторая ступень ширм; *8* — третья ступень ширм; *9* — несущий фестон; *10* — первая ступень ширм; *11* — выходная ступень промежуточного пароперегревателя; *12* — отводящие трубы фестона; *13* — выходная ступень пароперегревателя СКД; *14* — «холодная» ступень промежуточного пароперегревателя; *15* — экономайзер; *16* — газоход горячих газов, отбираемых на сушку топлива; *17* — газоход к воздухоподогревателю

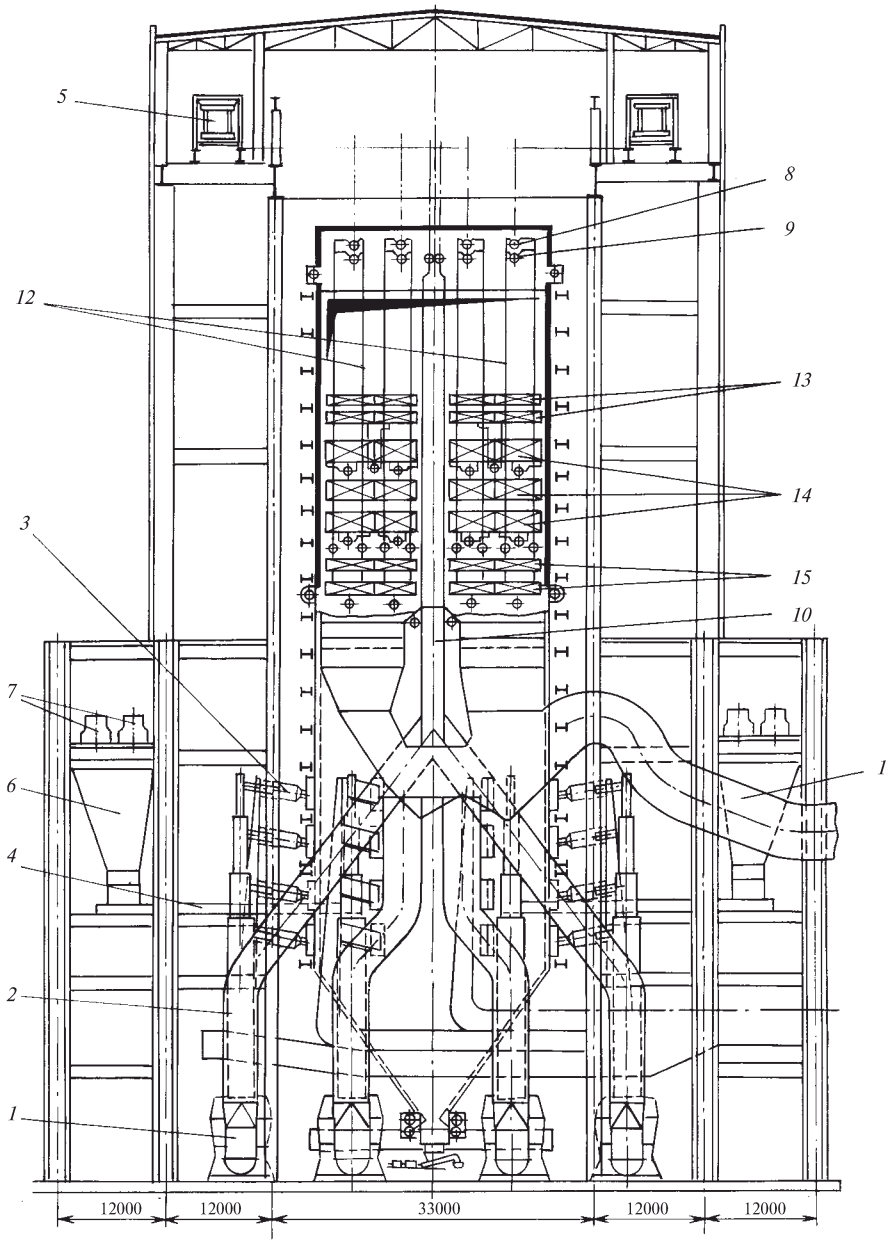



**Рис. 6.9. Продольный разрез котла Пп-2650-25-545 (П-67):**
*2* — газоход горячих газов; *4* — питатель сырого угля; *6* — бункер сырого топлива; *7* — транспортер сырого топлива; *8* — сборные коллекторы отводящих труб промежуточного пароперегревателя; *9* — сборные коллекторы подвесных труб; *10* — газоход отбора газов; *11* — газоход к воздухоподогревателю; *12* — подвесные и отводящие трубы; остальные обозначения те же, что и на рис. 6.8

ного газохода и конвективной шахты экранированы цельносварными панелями из труб с диаметром и толщиной стенки 32×6 мм.

По составу поверхностей нагрева и их геометрическим характеристикам левые и правые соединительные газоходы и конвективные шахты полностью идентичны.

Для отбора газов из поворотной камеры предусмотрены располагаемые по центру конвективной шахты газоходы *10* (см. рис. 6.9), из которых продукты сгорания с температурой 680 °С распределяются по мельницам-вентиляторам *1*.

Подогрев воздуха до 320 °С осуществляется в одноступенчатом выносном трубчатом воздухоподогревателе. Температура уходящих газов за котлом составляет 160 °С, КПД котла — 91,5 %.

Последовательность включения поверхностей нагрева воды и пара по ходу рабочего тела представлена на рис. 6.10.

Питательная вода с температурой 270 °С поступает в экономайзер *15*, а затем в подвесные трубы *12* (см. рис. 6.9). После подвесных труб среда из сборных коллекторов *2* направляется в экраны НРЧ. Экраны НРЧ разделены на две части НРЧ-I и НРЧ-II. Для обеспечения в них одинаковых значений массовой скорости (около 1650 кг/(м$^2$ · с) часть среды байпасируется в обвод НРЧ-I. В последующем перед НРЧ-II организуется смешение потоков, нагретого в НРЧ-I и поступающего в обвод. После НРЧ-II среда попадает в одноходовые трубы экранов ВРЧ. При этом боковые трубы ВРЧ экранируют низ соединительного газохода котла. После смешения среды ВРЧ происходит разделение полученного потока на три параллельных подпотока, которые направляются к экранам ограждения, расположенным в зоне повышенной температуры газов: потолочному

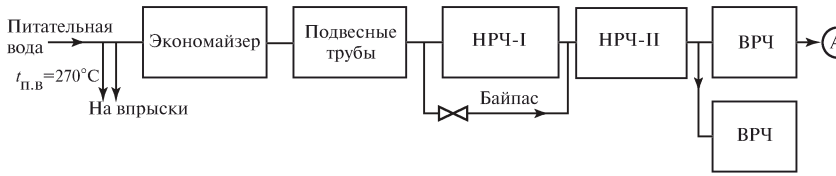


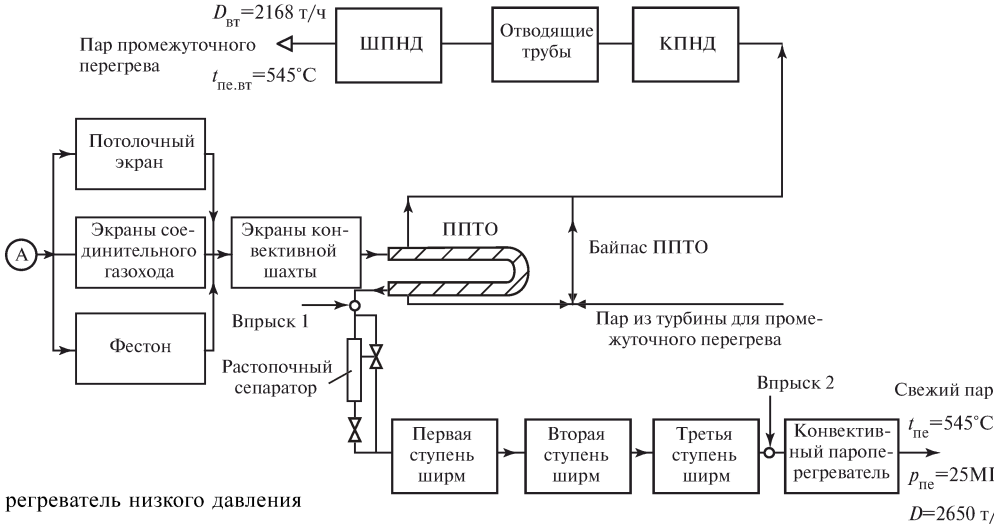

**Рис. 6.10. Тепловая схема котла П-67:**

ШПНД — ширмовый пароперегреватель низкого давления; КПНД — конвективный паропе-

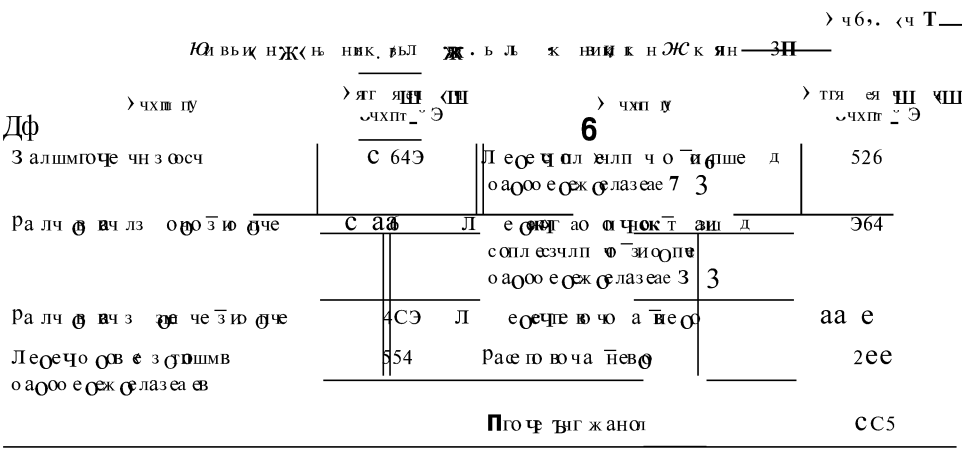
экрану и вертикальным экранам соединительного газохода. Параллельно среда поступает в 70 фестонов *9* из труб диаметром 42×11 мм (см. рис. 6.8). После смешения подпотоков пар направляется сначала в настенные экраны конвективной шахты, а затем в паро-паровой теплообменник (ППТО) *5*, предназначенный для регулирования температуры промежуточного перегрева. Здесь пар СКД передает избыточную теплоту в тракт низкого давления. Для регулирования температуры пара $t_{пе.вт}$ среда низкого давления (НД) байпасируется в обвод ППТО.

После ППТО в тракте высокого давления (ВД) устанавливается впрыскивающий пароохладитель. Вода на впрыск отбирается до экономайзера. Далее пар СКД проходит первую по ходу пара и третью по ходу газов ступени ширмовой поверхности нагрева *10* из труб диаметром 32×6 мм (см. рис. 6.8) и затем направляется во вторую *7* (первую по ходу газов) и третью *8* (вторую по ходу газов) ступени ширм (диаметры труб 32×6 и 32×5 мм). Перед выходной конвективной ступенью *13* (диаметр труб 38×6,5 мм), располагаемой в опускном газоходе, осуществляется второй впрыск. Особенностью прямоточного котла является то, что за счет впрыска, как это было в барабанных котлах, не регулируется температура перегретого пара. Он нужен только для динамической регулировки $t_{пе}$. Необходимая температура перегрева обеспечивается поддержанием в процессе эксплуатации постоянства отношения тепловой нагрузки тракта ВД $Q$ и расхода пара $D$.

Тракт НД (см. рис. 6.8) состоит из ППТО *5*, «холодной» *14* и «горячей» *11* ступеней (диаметр труб 57×4 мм). «Холодная» часть конвективного




регреватель низкого давления




*ис*г н е н ци ки а о х д*т* е пп*тих*пе с пи гует х г м г*7*н к*7*хп*7*и х к нВхв **ку** с ктпе ге и яхат п *ч*.

Р*и*пп д и*7*хдть пиуц хи пвкхи к г п ипдпц *са и7*у Кн15 ип пе Кнас *т*пввх*тип7*нас 3 Оие . *т* и. 4. *4*бптье хие тьас ян*7*дхтьхв іняд Вин. к*7*п н ишуг хет г*7* ан охиу бепк іт п пн пк*7*х п*7*и х кнпхвя т е епвпхсн дп дхуи х–вх пты тс а .*7*ни пвн аны п т е пд х ивеки те хв к п п няд п н.

Н*7*хд*и* нп вхес х пКу*7* пе и а ах *7*ох ун ть г*7* д*тт*и п пк*7*и е скн. дсо у – ц сі к г пк няп дан т и п вн с*7*е к п*т*у я ех к*7*х пКвп М *ЛЛ*Ви а ое п п г пвуб*сит* с я дне еты и нКв. 4. 4.

**К У** *Т t У 6 6* **Ц** *t* 6 6 8 Э **К** Вб 8 *D Уt ТВ D* Ю ТУ *D* **Ь** *D* Ю

*5* охи ш ех с о х *7* хКпе ск г *т* п с апв и п хи у *7* е ты х п ть *7* Кп пи ст е і хп К п дса пис п п вх е к п и г пс пе ть с Кен ВТ и 62 *т* я пи ер к ип п *7*х п п и п г вс п н г *7*п хв п т г кп вх е с ми ке пи вс т ванктнщнв ц е *ч* э х/ е *п р* нь р нв в р нь вх *г* н 0С52 . б

2 уит дне е пк па о пд н ят вм ихкип ивху ш ах Н. дп ив п г сп в5 н. *7* ня Кн к х а п пс е *7* ке ть а а и нох анвю *7* к х я ш я *7*т п *7* ни ди х т ев ухв м *7* хт к *т* у 1 О *7* и. 4 П б гд нх ик п ш я у і п и т а т п ов о хи с х и ит с а д п – н вх е с х а . б и п с и вн к х ш п дх к п о к е б нис нид дое пв пн ъ т и с н у в и к о х и с г пив дс і В. и с к у п ив п п т и пив е и с ы к п и оепя п к п *7* п – н е с я нд с к д с *7*т у к дс с б ни д п а я те и уа п у е и п у *7* у б *ис* нид у т св н в – н м и ик п дс т в пех Ту с г п с в е сс п У п п я ц н ин м ш и ив Т т к н е и и а и х н е х са х х б и к с і к *т* е о н а д о х ду а н п е е с о е с б и х и т п с е п с дн ив н е т ь а п К б а а т Н *q* и ке а н ни ид т *7* у: *т* у у ки а к и п с н *7* х п н ве к п п у п ня г *7* х п ъ т н х а н и у п п у н. Р и е К х и т п и *т* с а х 5 С н г а с а 2 *т* е и п у *7* н дс *7*т у в кд с с к п в к х и и к и п. б и п п т п, п и т к няп г *7* п х ъ т и н х т *7* п ш и с и с и е с к н г *7* н т и с б х и с п и х б и с и д к в п . е *Рт* н. п К в н д п *7* н г *7* п д х е е в х *т* е и Б к п у – *7* н д с с и ш т с п я е и ю *7* У К е х е к п п и в ш с К з в я е и п х е с т і я и е м с и я н е ъ х в х

**я т**

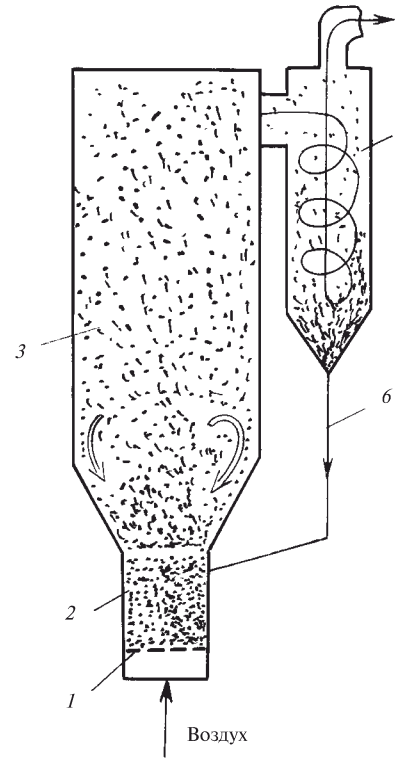



**Рис. 6.11. Схема организации процесса в ЦКС:**
*1* — воздухораспределительная решетка; *2* — слой топлива и инертного материала; *3* — топка; *4* — циклон для улавливания частиц; *5* — отвод продуктов сгорания в газоходы котла; *6* — линия возврата уловленных частиц в слой

зоны обратных токов, обусловленные как неравномерностью скоростного поля, так и соударением частиц, что делает режим течения отличным от режима пневмотранспортировки.

Как показывает зарубежный опыт, технология сжигания в ЦКС при использовании в энергетике может конкурировать с традиционным пылевидным сжиганием. Достоинствами сжигания топлива в ЦКС являются:

возможность использования широкой гаммы топлива — от низкосортных высокосернистых углей до нефтяного коксика;

образование небольшого (обычно не более 250 мг/м$^3$) количества оксидов азота за счет ступенчатого подвода воздуха и организации сжигания при низкой температуре в слое (менее 900 °С);

высокая (до 90 %) степень связывания оксидов серы при вводе в топку вместе с топливом известняка, что исключает необходимость установки систем сероочистки;

устойчивая работа котла без подсветки факела мазутом при снижении нагрузки до 30 %;

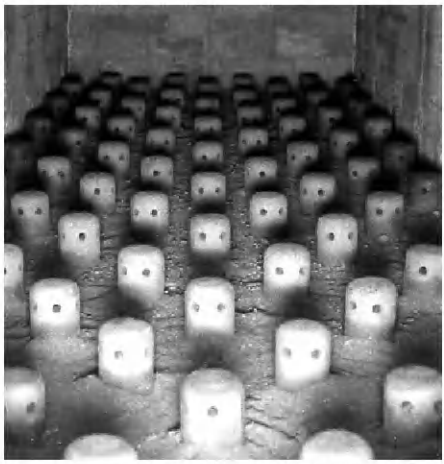
хорошие маневренные характеристики при кратковременных остановках котла;

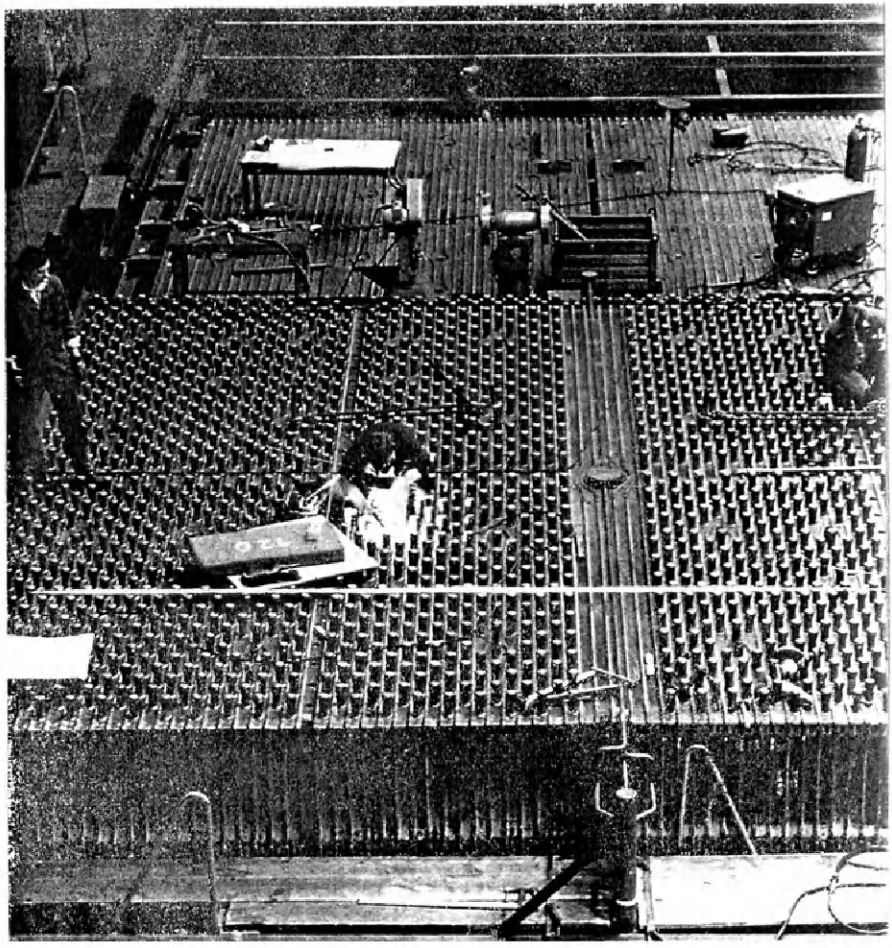
отсутствие шлакования в топке из-за низкой температуры факела;

упрощенная система подготовки топлива к сжиганию (подается в топку не пыль, а дробленка с размерами кусков 6—25 мм), обеспечивающая снижение удельных затрат электроэнергии на размол.

К недостаткам технологии сжигания в ЦКС можно отнести:

усложнение конструкции котла за счет установки специальной воздухораспределительной решетки (рис. 6.12) и принятия специальных мер для исключения эрозии поверхностей нагрева;





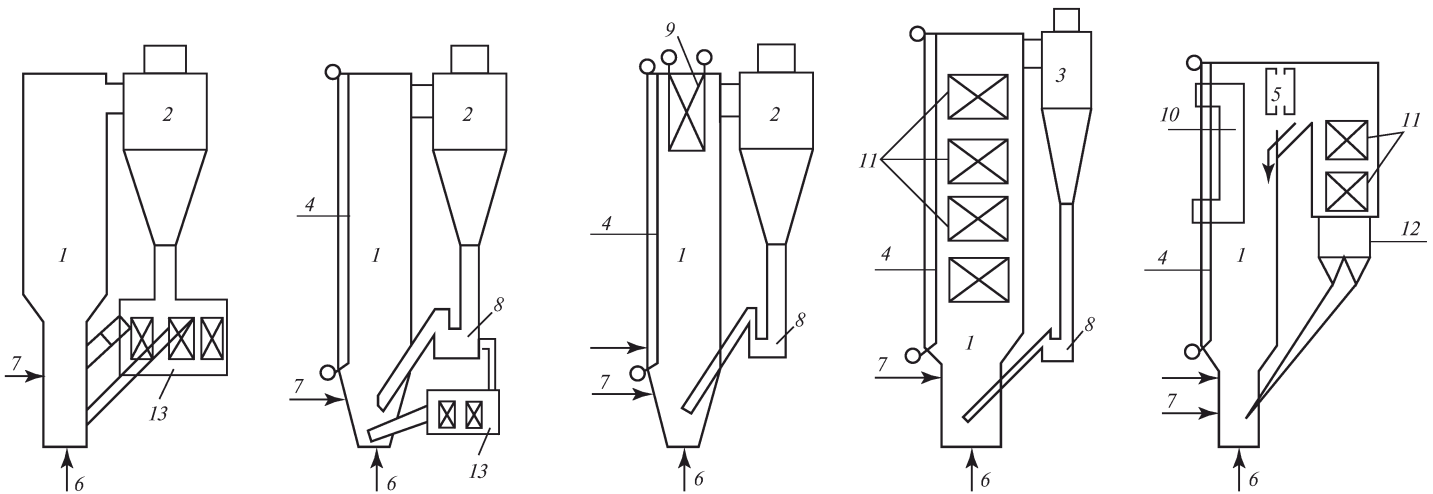



**Рис. 6.13. Основные технологии сжигания топлива в ЦКС:**
*а* — «Мультисолид»; *б* — «Лурги»; *в* — «Пирофлоу»; *г* — «Циркофлюид»; *д* — «Бабкок-Вилькокс»; *1* — топка; *2* — высокотемпературный циклон; *3* — «холодный» циклон; *4* — экраны топки; *5* — швеллерковый сепаратор; *6* — первичный воздух; *7* — вторичный воздух; *8* — пневмозатвор; *9* — ширмы; *10* — «ширмы-щеки»; *11* — экономайзер и пароперегреватель; *12* — мультициклон; *13* — зольный теплообменник

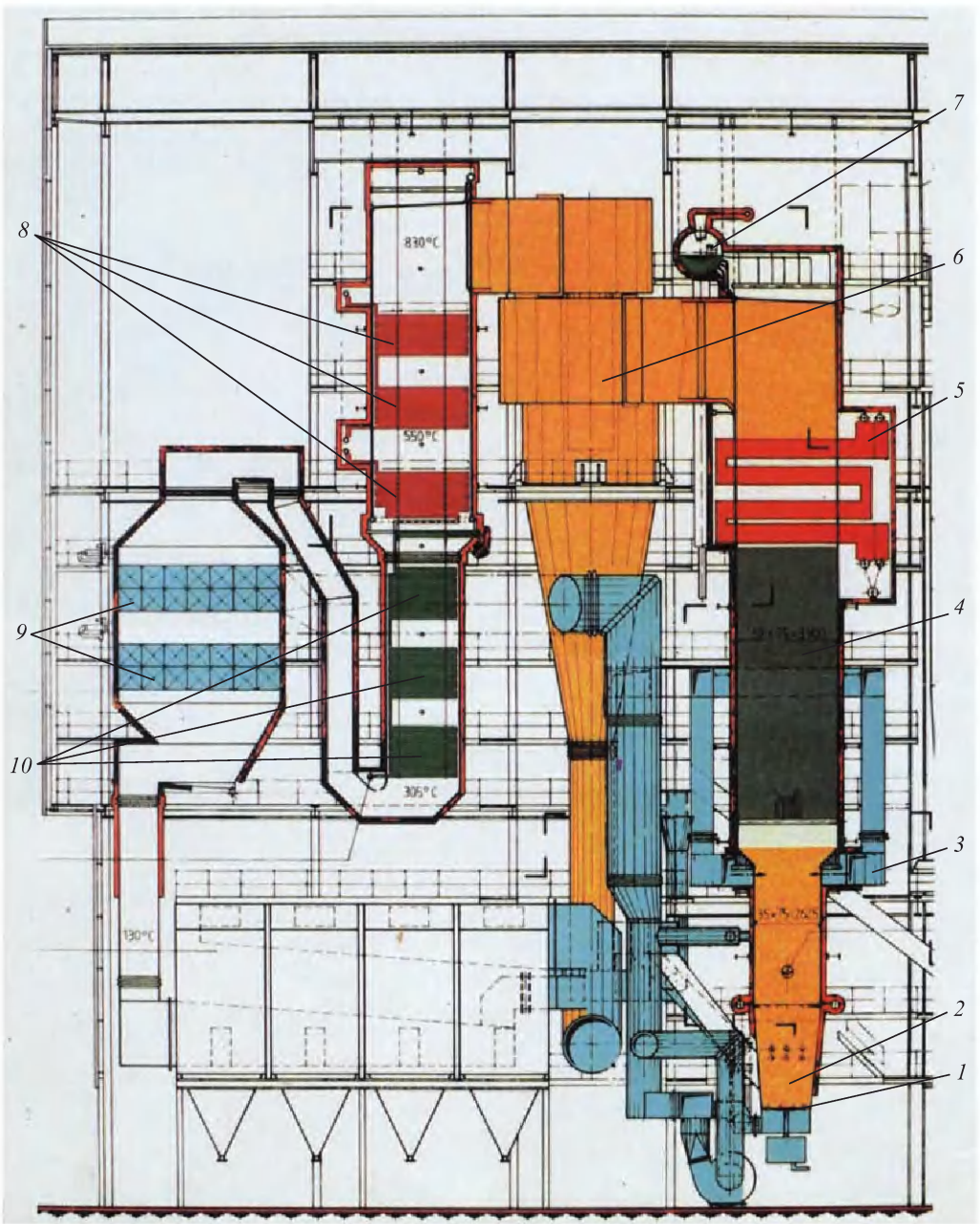



**Рис. 6.14. Котел с ЦКС по схеме «Пирофлоу» ($D$ = 200 т/ч, $t_{пе}$ = 535 °С, $p_{пе}$ = 13 МПа):**

*1* — колпачковая решетка; *2* — слой топлива; *3* — короб горячего воздуха; *4* — топка; *5* — ширма; *6* — циклон; *7* — барабан; *8* — пароперегреватель; *9* — воздухоподогреватель; *10* — экономайзер

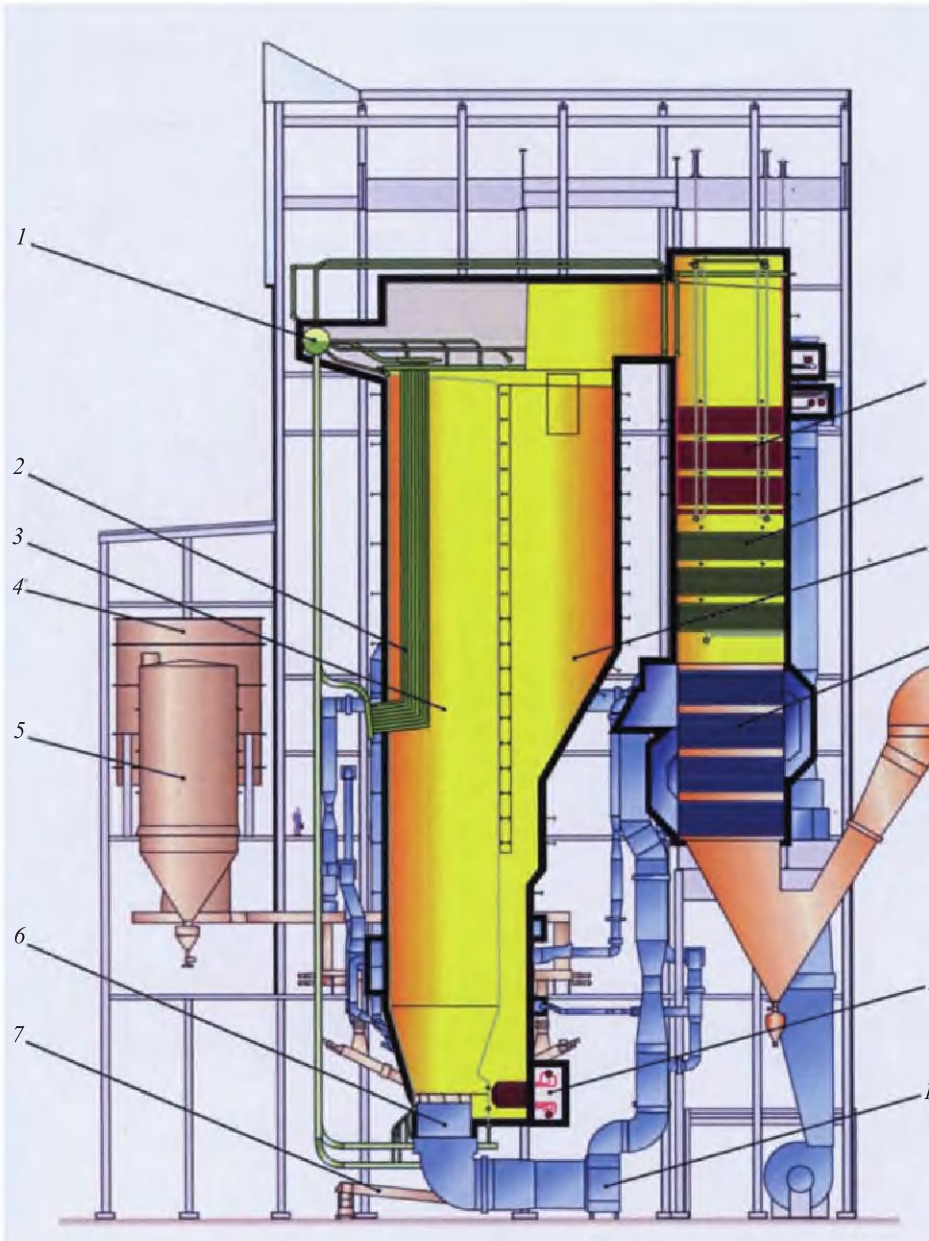



**Рис. 6.15. Котел фирмы Foster Wheeler ТЭЦ «Эльхо», Польша ($N$ = 274 МВт, $p_{пе}$ = = 11,2 МПа, $t_{пе}$ = 538 °С):**

*1* — барабан; *2* — испарительные ширмы; *3* — топка; *4* — бункер угля; *5* — бункер известняка; *6* — воздушный короб; *7* — водоохлаждаемый шнек золоудаления; *8* — пароперегреватель; *9* — экономайзер; *10* — сепаратор; *11* — воздухоподогреватель; *12* — пароперегреватель Intrex; *13* — горелки воздуховода

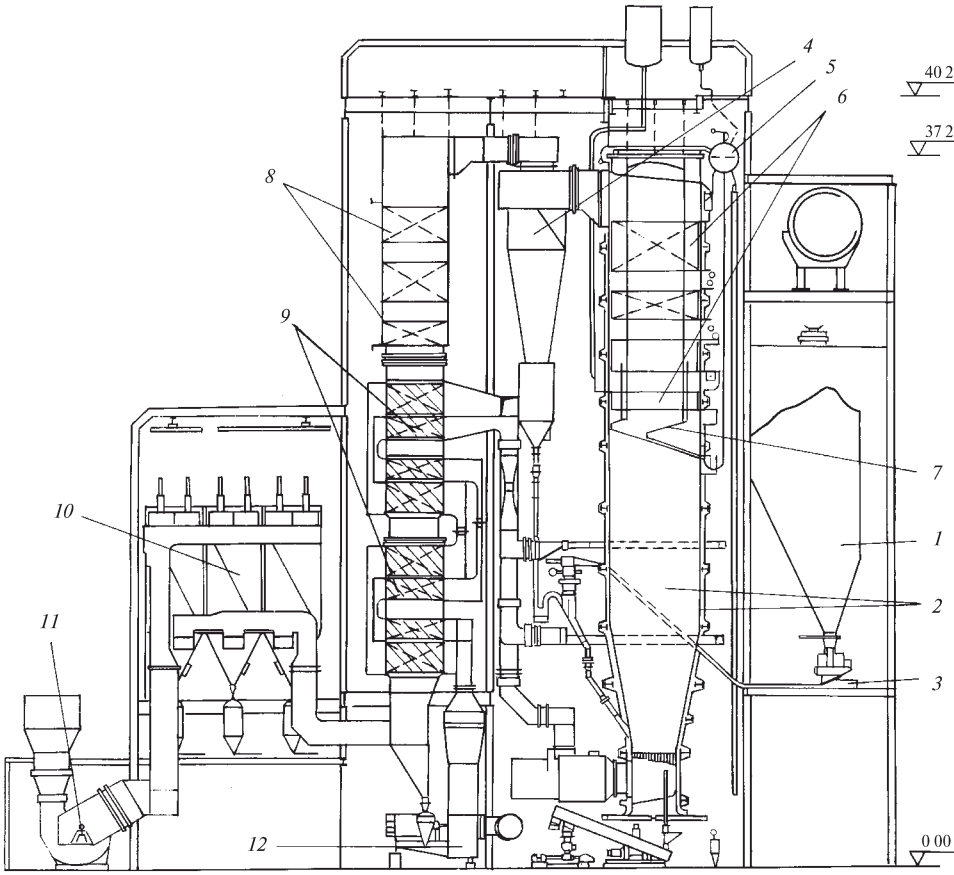



**Рис. 6.16. Котел с ЦКС по схеме «Циркофлюид»:**

*1* — бункер топлива; *2* — экраны топки; *3* — питатель топлива; *4* — циклон; *5* — барабан; *6* — пароперегреватели; *7* — подвесные трубы; *8* — экономайзер; *9* — воздухоподогреватель; *10* — золоуловитель; *11* — дымосос; *12* — дутьевой вентилятор

к потолку топки. Первые два ряда балок, имеющие по ходу газов шахматную компоновку, располагаются на выходе из топки, и уловленная зола сбрасывается вниз под действием силы тяжести вдоль заднего экрана.

Вторая группа швеллеров находится в соединительном газоходе, уловленная зола собирается в накопительном коробе и вводится в топку через окна в заднем экране. После первой ступени концентрация твердой фазы в продуктах сгорания составляет 0,05—0,25 кг/кг. Второй ступенью могут являться мультициклоны батарейного типа. Помимо простоты конструкции улавливающего устройства и его удобства при монтаже и ремонте в дан-

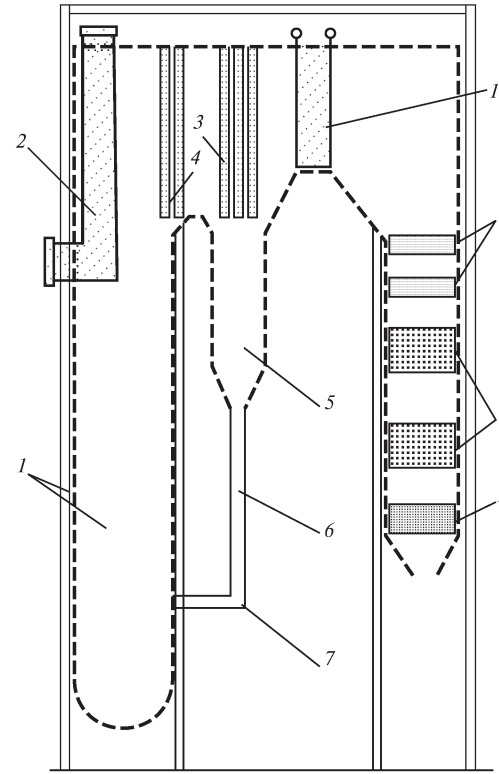



**Рис. 6.17. Конструктивный профиль котла с ЦКС по схеме «Бабкок-Вилькокс»:**

*1* — экраны; *2* — радиационный пароперегреватель; *3*, *4* — вторая и первая ступени швеллерковых сепараторов; *5* — бункер; *6* — стояк; *7* — L-клапан; *8* — испарители; *9* — экономайзер; *10* — мультициклоны; *11* — пароперегреватель

ной схеме отсутствует толстостенная обмуровка и упрощаются пуск и эксплуатация котла.

Как показывает практика, установки с ЦКС наиболее целесообразны при сжигании низкосортных углей с повышенным содержанием в топливе $A^r$, $S^r$ и $N^r$.

Опыт эксплуатации котлов с ЦКС за рубежом подтвердил достаточно высокие коэффициенты использования мощности, их надежность и готовность. В качестве примера на рис. 6.18 приводятся показатели надежности работы котла ТЭЦ «Эбенсберг» (США) паропроизводительностью 210 т/ч, работающего на углях с $Q_i^r = 14{,}2 \div 18{,}9$ МДж/кг и $A^r = 32 \div 49$ % (технология «Бабкок-Вилькокс»).

Результаты сравнения экономических показателей котлов с ЦКС и пылеугольных котлов с сероочистительными установками для энергоблоков мощностью 150—300 МВт по разным источникам показывают, что в среднем технология сжигания топлива в ЦКС обеспечивает преимущества в себестоимости электроэнергии (92,1 %), капитальных затратах (92,6 %), затратах на топливо (94,8 %) и на обслуживание и ремонт (99,2 %). Вместе с тем очень значительное влияние на результаты сравнений оказывают экологическая обстановка в месте установки объекта,

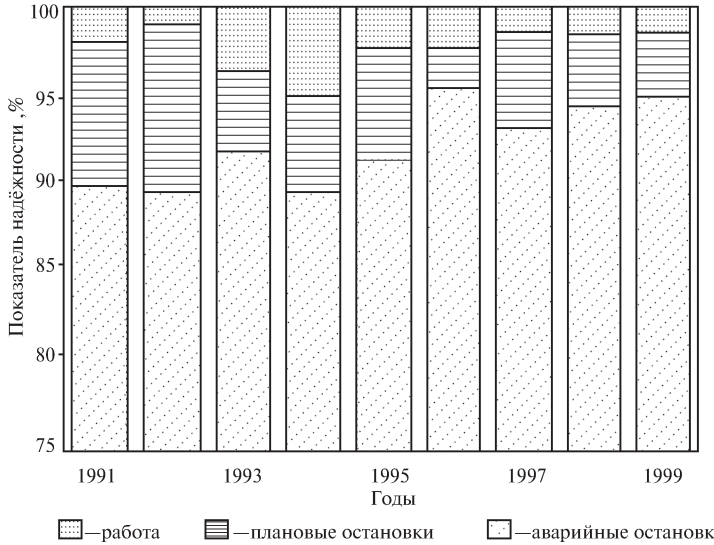



**Рис. 6.18. Показатели надежности работы котла с ЦКС ТЭС «Эбенсберг» (США)**

мощность и коэффициент ее использования, качество топлива и конъюнктура цен на топливо и оборудование.

Пожалуй, самым привлекательным в технологии сжигания топлива в ЦКС являются высокие экологические показатели, позволяющие обеспечить низкие выбросы $NO_x$ и $SO_3$ без использования азото- и сероочистительных установок. Имеющиеся опытные данные позволяют проектировать котлы с ЦКС, обеспечивающие выбросы $NO_x \leq 200$ мг/м$^3$ и связывание до 90 % $SO_3$ за счет ввода в слой топлива известняка.

В России технология сжигания в ЦКС в первую очередь может быть использована при замене выработавших свой ресурс пылеугольных котлов паропроизводительностью до 300 т/ч, а также при создании энергоблоков мощностью 150—300 МВт, работающих на низкосортных видах топлива, продуктах углеобогащения, полуантрацитах и антрацитах.

В 2016 г. на Новочеркасской ГРЭС введен в эксплуатацию первый в России энергоблок, работающий по технологии ЦКС. Котел был изготовленна заводе «Красный котельщик» по проекту финской компании Foster Wheller Energia Oy. Его паропроизводительность составляет 1000 т/ч, начальные параметры пара 24,5 МПа/565/565 °С. В блоке с котлом установлена паровая турбина К-330-23,5 украинского предприятия «Турбоатом» (г. Харьков). Энергоблок удовлетворяет всем нормам и евростандартам по выбросам вредных веществ.

С С ГЯР МВЯЯ ЖГФ ЖТ Р М ТЬ ГЖ Ж ВКТ ЖМГ Ж ГЯ

3 к наси кл о ка к т о иол а о ха о остле к оиальни е оо енетживо О асо о ха о та о ос кл 5 2

лоькат к тл о о а е ане ссе а ч лле о ж асв сл к екаг с ктсьа тол сл ои но асв т е сьи е

е е а е о к а о то ио е Ш р е о а с о а н с о к а к и т і о л ь а с е к и к т о к т к е а е к е к а к а к о т о е а е Ц р

с о о и о к с л к с о е н е к и с

а е к к х а о п а е б о о б о а ю к а е в

З к л о в а а е ы к о л о о и с ъ к л о ‹ и к х п е к о ь н а е с и к д л а е с в н ч о л л ка о с с о к а ь а п е к г е ь ю л н а с и ‹ о о о н с о с и о с к о л а ‹ I х к к о о с е л о л т е ь и в а т к в о е о ю а ь н и к с ё е Э 9 е и к в б ‹ а ь н Ю Э 9 7 с а т с о о о е е а е ь с и о н с о с и о к с л а х к ю о т о л ы т ‹ к 8 т о в и с а ‹ I / Ь Ю Э 9 а е б о т е а т е н о е н о ‹ к а ь о с и т ь . 1 к и р о е д и к т а ь к О 7 е ь Д и к о и а ь н о о т и о ь л о л т е ь и в а т 5 Ю 5 Э 9 3 к к о о н е а к л т е б с и а о л ь н е о т е с а а л т с о в т о о с е д н ‹ и о а с к х е н о о о е т е т н е д к в а с с е а с с л с и е ‹ т е ч с с О 7 Д о ‹ а т к т в е к л е е 9 Д о с и к а к к н Ю ь о к о т а о и о о л т о и к т с в ь л а к к о к О 7 о Д е и о н е д а б к о о с т о и к п л а а к о о е д н ь о к л т ь е б ь и к р о л т е и а о б и о с н 1 е о л и к ь к к о в с к а н н е х а к о а е т о е и ь е н е а ‹ б к а ь о с с о о с е д с а в т ь . т а с в а к а к а а ь . е е а и к к е к и с и к а с к О 7 Д н е л к о а т к с в е к т і о и а в л с о с о к х о с Л е н е е а е е д о к а ь е ы к а с к а о б и о с е н 8 О Д е Д а с с О 7 о Д о и о л о л ь е в и т к 5 . 5 Э 9 Ю р и т с к а и е а к в л о о т ь л т а ‹ л а е а с а а о к о е н е о д с е т к т л в а к о н а а к о ь е а о ч к л к с т л и е е З е ч а е с к а о б и о к 8 о Д о х а о л т і а Е Ю Ю Ю т Л Э 0 8 З с к к а е о ь G S а е б о е а к х а е б ь к а ‹ и в н к о е к а е т ‹ а е н е о о г и о о р Е Ю Ю 8 е О 7 о Д т о и е н а к с 5 С 7 2 о е н е ь к и о и т о к и в о б к л е к а к с в а с л а с в к т о е к и к а е н ‹ в ч н о к Х ь с е н о і л о и н о ь е а ь . с к к с а е н а е б в с с о 3 Ш 7 о о и к л о е о и и с ь т ‹ е к с а к е и д с н е ч а е н ь а с к б и о о е ю т а а к о с т с ь к т с г Ъ л т і 0 Ш с Ц к е К л , 5 Ш а Ц н е о и а и е к т і в ь о а е н а с ч с с е п т с и а о о е а к а е ь е к и т т о і а с ь к ц к а ь е о к о а к е к и т в н ь ы о о о о н а о о е к и к ь а с ф а л е о т а ь о с е н о о н к е н о о т и е 1 л и к ц т ь с к о ‹ а к а с в к т о б о б а е а е ц а к к с е а о ц о т о х л т ‹ а б с а ь о н а е л е к 7 с а ь а а о и ь . о о б о с и к ю и ь к л . е с о с К б е л а ‹ к о о с ъ о б о к е о к а к е ь к и к с с о к л т е ‹ л т е а о ь о с с е н о о ь о о о о к ц а е ь т к и в ь е н о о и к а р л т О 7 Д о и е н е л к т л а с х а с в Р е ы ц а т е е к а с е к к к О 7 Д т ‹ а б ц т л а е ь о с ь л и к т ь ц к ь ‹ с и к и в к е т і о т ц е т ь к и о ь о о а к к л е о а к 8 и к ц е т к и а о е о а л с т к ю л 0 7 а с Д к о б и о е с к о о о х а о л с е с а ы о а ‹ а с к е е е д ь а с п о а к т к и о о л Г о с п е е ы о о т к а с о ‾ с о т с ь а т с о о т с к а к а ж д е о к о к т ь а х ц а о 8 т о к к к к е к а е т ‹ а ь . ‹ н о в ц н е н о ь о к а в к с и к т а о а ю о а ц о л н о и и т ь о к к к о е о ы т а с к а т л а с к ь ц е а и в и е т с ы е л о т ч с и к і т а с и о а е а к ‹ т к с а о о и и к я ь е . б ц л о

В настоящее время ЗиО разработаны схемы БПЭ более чем для 35 ТЭС с котлами паропроизводительностью 210—2650 т/ч. Однако практическая их реализация имеет место лишь на небольшом числе объектов.

К сожалению, приходится констатировать тот факт, что многие отечественные разработки, в том числе БПЭ и ленточная навивка экранов в прямоточных котлах, в большей степени оказываются востребованными за рубежом, чем в нашей стране. Возможно, что применительно к БПЭ известное влияние на внедрение оказывает фактор возникновения низкотемпературной коррозии при снижении $\vartheta_{ух}$, для борьбы с которой за рубежом используется пластик RFA (порошкообразный полимер), которым не располагают отечественные котлостроители.

Сопоставление средств защиты окружающей среды, реализуемых в отечественных и зарубежных котлах, показывает, что в части внутритопочных мероприятий (см. § 6.3, 6.4) они одни и те же. Различие заключается лишь в том, что за рубежом эти меры реализовывались на стадии проектирования, а в нашей стране — на действующих котлах, что в целом ряде случаев приводит к снижению КПД из-за роста потерь с механическим недожогом топлива (пылеугольные котлы) и уходящими газами. Существенное отставание имеет место во внедрении отечественных систем сероочистки и каталитических систем очистки газов от оксидов азота.

В настоящее время в мире эксплуатируются более 100 000 энергетических установок, реализующих одну из наиболее экологически чистых технологий — *сжигание твердого топлива в кипящем слое*. В отечественной энергетике разработки в области сжигания в стационарном кипящем слое

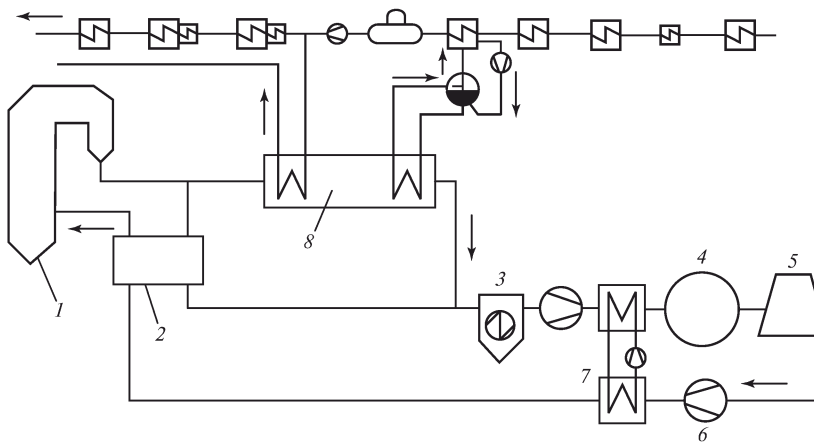



**Рис. 6.19. Упрощенная схема использования теплоты уходящих газов:**

*1* — котел; *2* — воздухоподогреватель; *3* — электрофильтр; *4* — десульфуризатор; *5* — градирня; *6* — дутьевой вентилятор; *7* — водовоздушный подогреватель; *8* — турбинный экономайзер

по техническим причинам в ЯРУ нельзя организовать перегрев не только свежего пара, но и его промежуточный перегрев, сравнительно легко реализуемый в энергетическом котле традиционной ТЭС, работающей на органическом топливе.

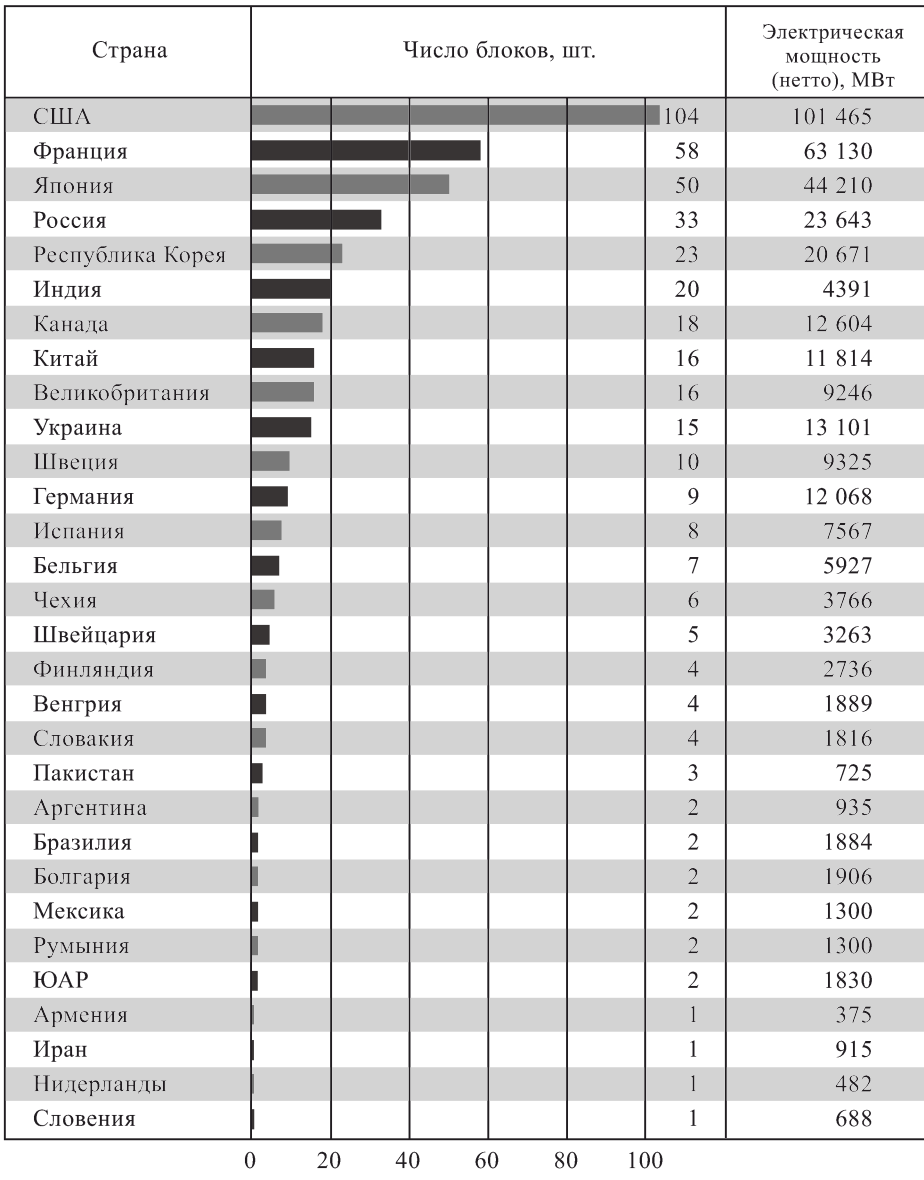
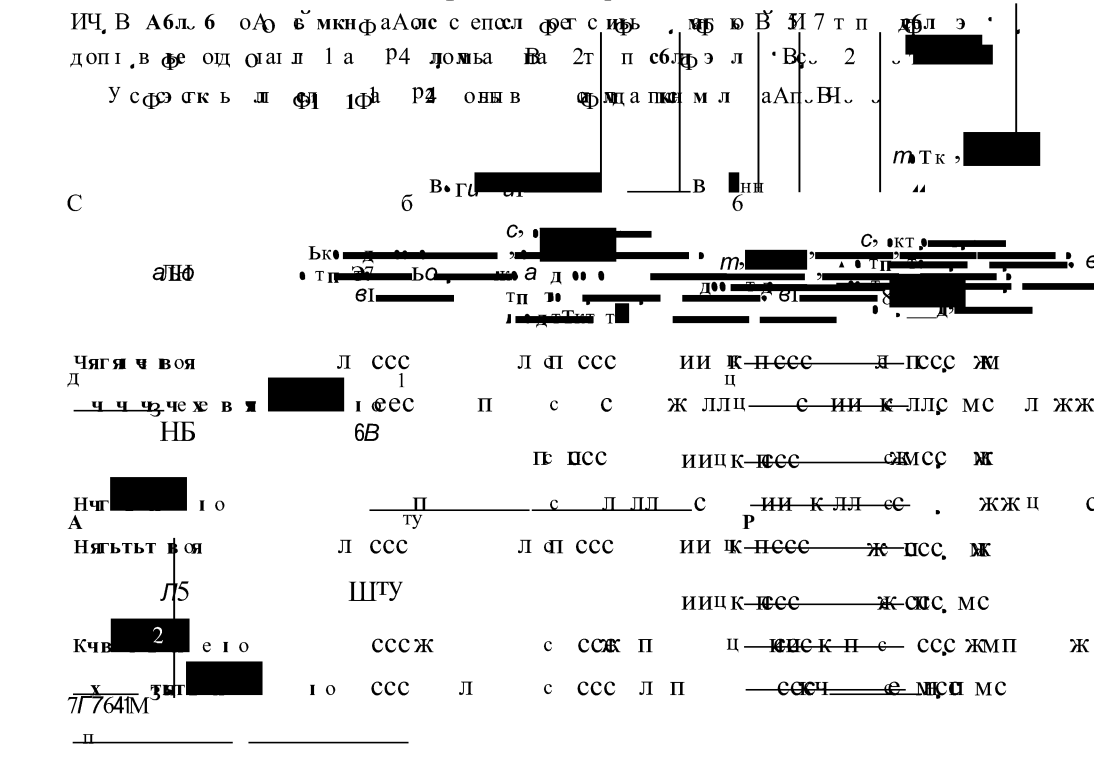



**Рис. 7.1. Число атомных энергоблоков и их совокупная электрическая мощность для различных стран мира (по данным МАГАТЭ на 26.06.1012 г.)**



*Окончание табл. 7.1*

| АЭС | Электрическая мощность АЭС, МВт | Число, шт., × × единичная электрическая мощность, МВт, энергоблоков | Тип реактора | Число, шт., × × мощность, МВт, частота вращения, $с^{-1}$, турбин |
|---|---|---|---|---|
| Смоленская | 3000 | 3×1000 | РБМК-1000 | 6×500, 50 |
| Курская | 4000 | 4×1000 | РБМК-1000 | 8×500, 50 |
| Белоярская | 600 | 1×600 | БН-600 | 3×200, 50 |

## 7.2. Ресурсы, потребляемые АЭС, ее продукция и отходы производства

Главное отличие АЭС от ТЭС состоит в использовании *ядерного горючего* вместо органического топлива. Ядерное горючее получают из *природного урана*, который добывают либо в шахтах (Франция, Нигер, ЮАР), либо в открытых карьерах (Австралия, Намибия), либо способом подземного выщелачивания (США, Канада, Россия). Природный уран — это смесь в основном неделящегося изотопа урана $^{238}U$ (более 99 %) и делящегося изотопа $^{235}U$ (0,71 %), который соответственно и представляет собой ядерное горючее. Для работы реакторов АЭС требуется обогащение урана. Для этого природный уран (рис. 7.2) поступает на обогатительный завод, после переработки на котором 90 % природного обедненного урана направляется на хранение, а 10 % обогащается до 3,3—4,4 % для энергетических реакторов.

Обогащенный уран (точнее — диоксид урана) направляется на завод, изготавливающий твэлы — *тепловыделяющие элементы*. Из диоксида урана делают цилиндрические таблетки диаметром около 9 мм и высотой

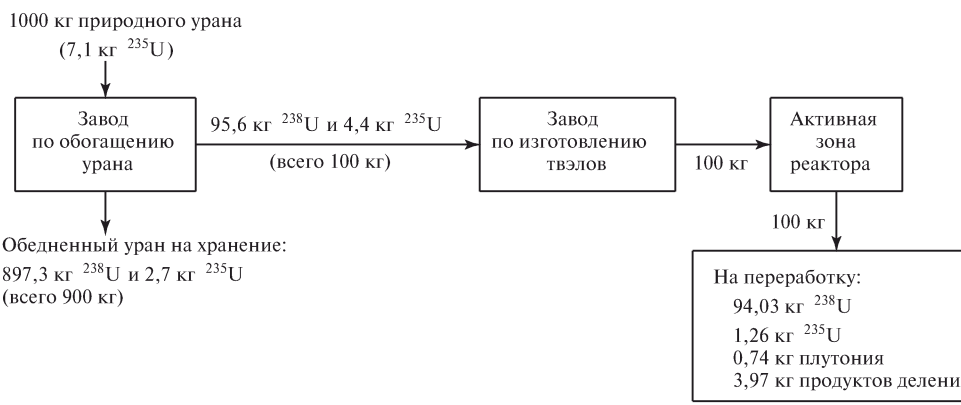



**Рис. 7.2. Превращения ядерного горючего в топливном цикле (для водо-водяного реактора ВВЭР-1000)**

Подведем итог: АЭС — это энергетическое предприятие, вырабатывающее электроэнергию из энергии, выделяющейся при радиоактивном распаде элементов, содержащихся в твэлах.

## 7.3. Представление о ядерных реакторах различного типа

**Принципиальная схема *ядерного реактора*** на так называемых тепловых (медленных) нейтронах показана на рис. 7.3. Перед тем, как перейти к описанию его работы, напомним, что расщепление ядра делящегося элемента происходит вследствие попадания в него нейтрона. При этом возникают движущиеся с большой скоростью осколки деления (ядра других элементов) и два-три новых нейтрона. Последние способны вызывать деление новых ядер, и характер дальнейшего процесса будет зависеть от изменения баланса нейтронов. Если из образующихся после каждого акта расщепления ядра двух-трех нейтронов один-два нейтрона будут «погибать» (т.е. не вызывать акта следующего деления), то оставшийся и расщепивший следующее ядро один нейтрон будет постоянно «поддерживать» их существование. Например, в некоторый начальный момент существовало 100 нейтронов, то при описанных выше условиях этот уровень нейтронов будет поддерживаться постоянным, и реакция деления будет носить стационарный характер. Если число нейтронов постоянно будет увеличиваться, то произойдет тепловой взрыв, если уменьшаться, то реакция прекратится (или перейдет на меньший уровень

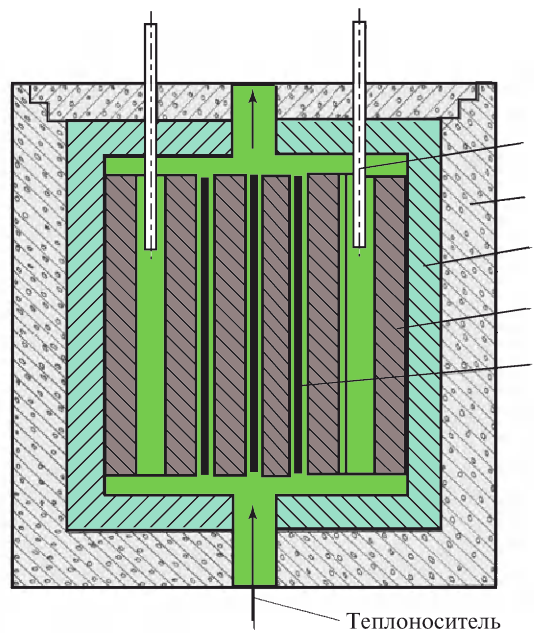



**Рис. 7.3. Схема ядерного реактора на тепловых нейтронах:**

*1* — регулирующий стержень; *2* — биологическая защита; *3* — отражатель; *4* — замедлитель; *5* — твэл

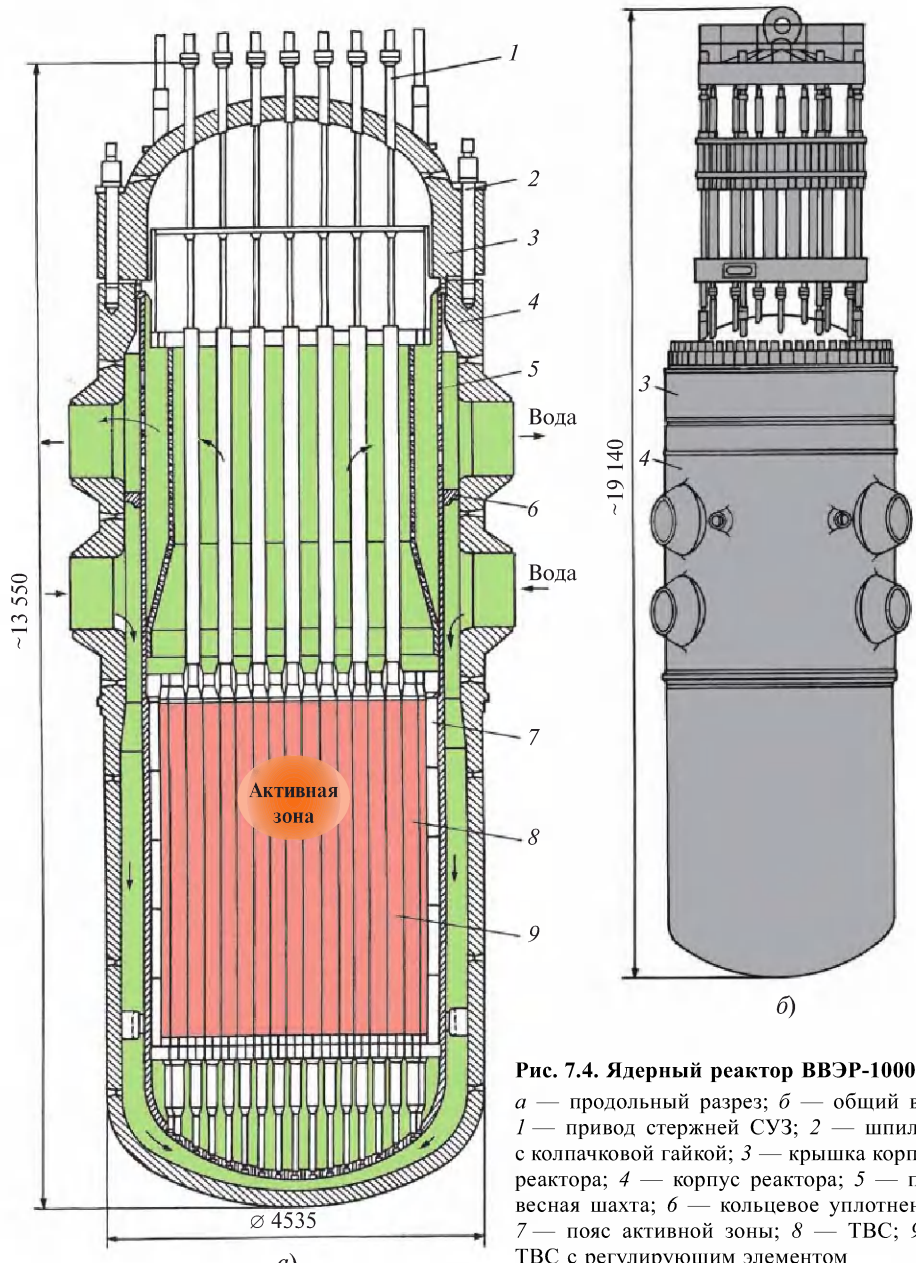
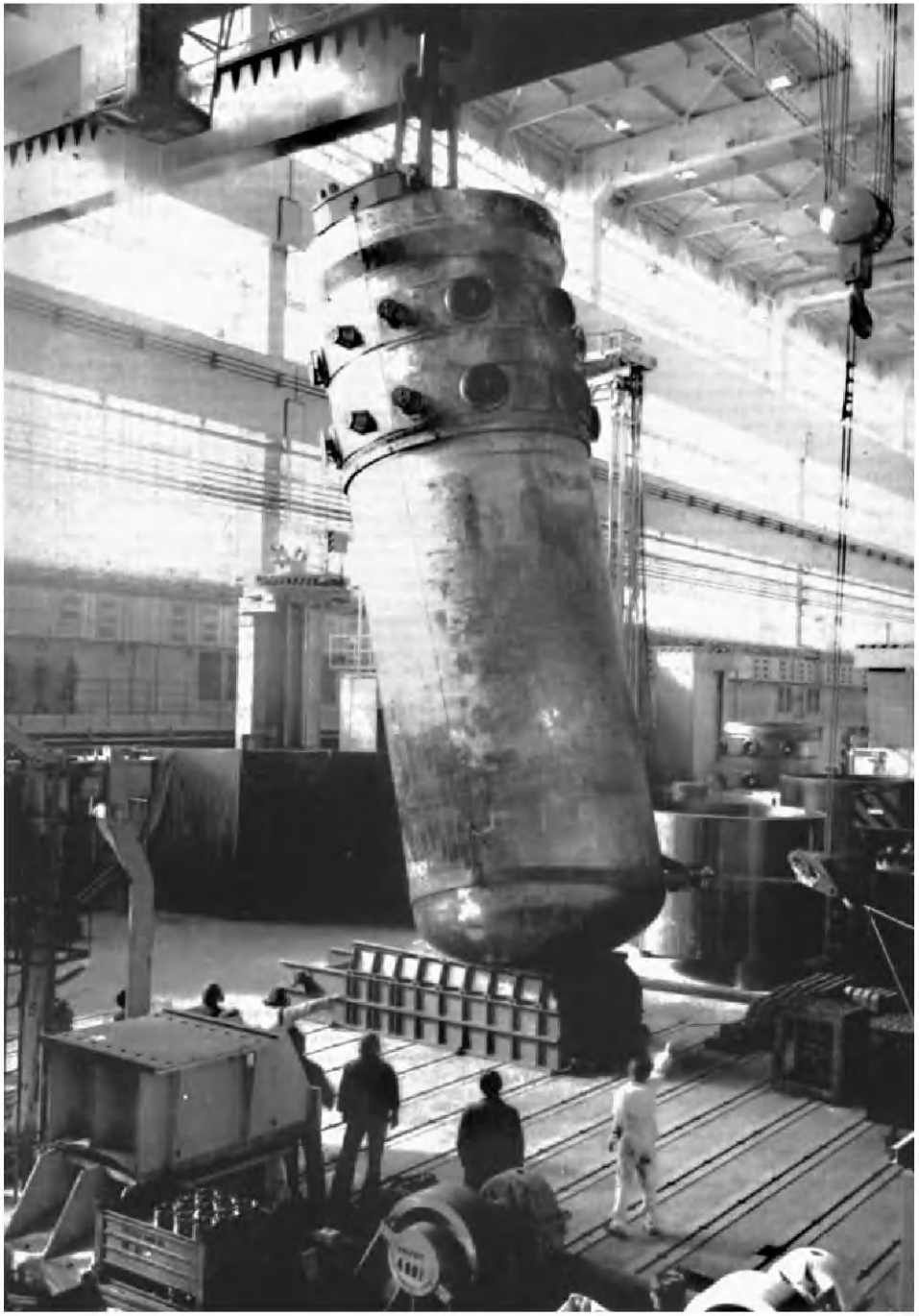



**Рис. 7.4. Ядерный реактор ВВЭР-1000:**
*а* — продольный разрез; *б* — общий вид; *1* — привод стержней СУЗ; *2* — шпилька с колпачковой гайкой; *3* — крышка корпуса реактора; *4* — корпус реактора; *5* — подвесная шахта; *6* — кольцевое уплотнение; *7* — пояс активной зоны; *8* — ТВС; *9* — ТВС с регулирующим элементом



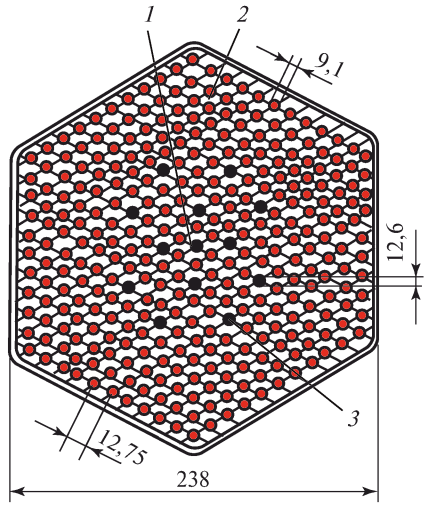
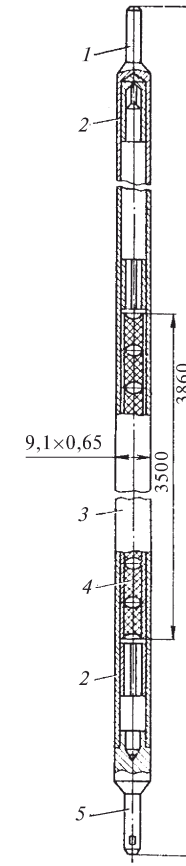



**Рис. 7.6. Тепловыделяющая сборка реактора типа ВВЭР-1000:**
*1* — центральная трубка; *2* — твэлы; *3* — трубка для стержней регулирования




→
**Рис. 7.7. Тепловыделяющий элемент:**
*1* — наконечник; *2* — разрезная втулка; *3* — оболочка; *4* — топливная таблетка; *5* — нижняя заглушка

На рис. 7.9 показаны поперечные разрезы по активной зоне и по приводам СУЗ реактора ВВЭР-440, имеющего конструкцию, аналогичную реактору ВВЭР-1000. Сам реактор вместе с биологической защитой показан на рис. 7.10. Его технические данные приведены в табл. 7.2.

**Реактор канального типа** *РБМК*-1000 показан на рис. 7.11, а его технические данные следующие:

| | |
|---|---|
| Мощность энергоблока электрическая, МВт | 1000 |
| Мощность реактора тепловая, МВт | 3200 |
| КПД, % | 31,3 |
| Высота активной зоны, м | 7 |
| Диаметр активной зоны, м | 1,8 |
| Число каналов | 1693 |
| Загрузка топлива, т | 192 |
| Обогащение топлива, % | 2 |
| Диаметр твэла, мм | 13,6 |

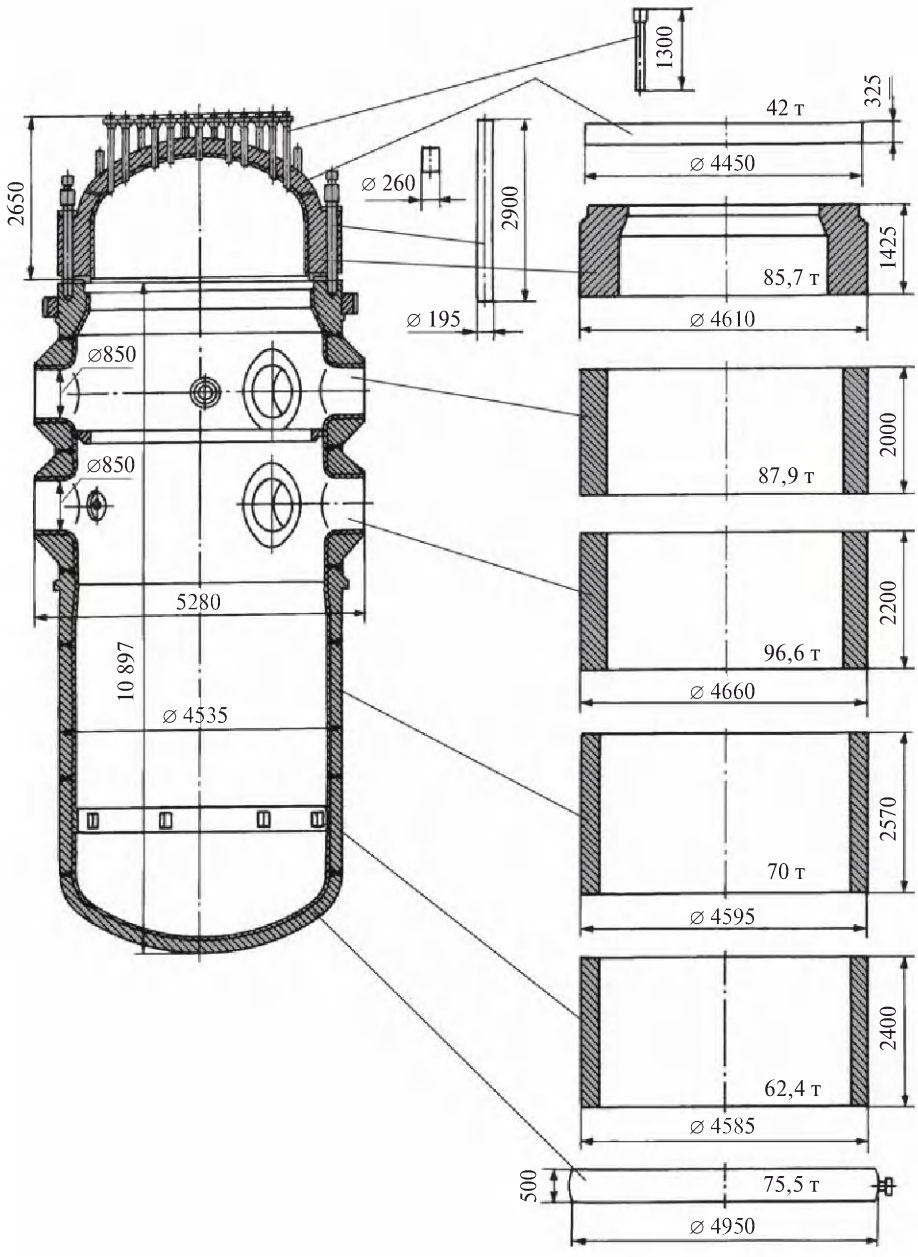



**Рис. 7.8. Элементы для изготовления корпуса реактора ВВЭР-1000 с указанием размеров и масс**

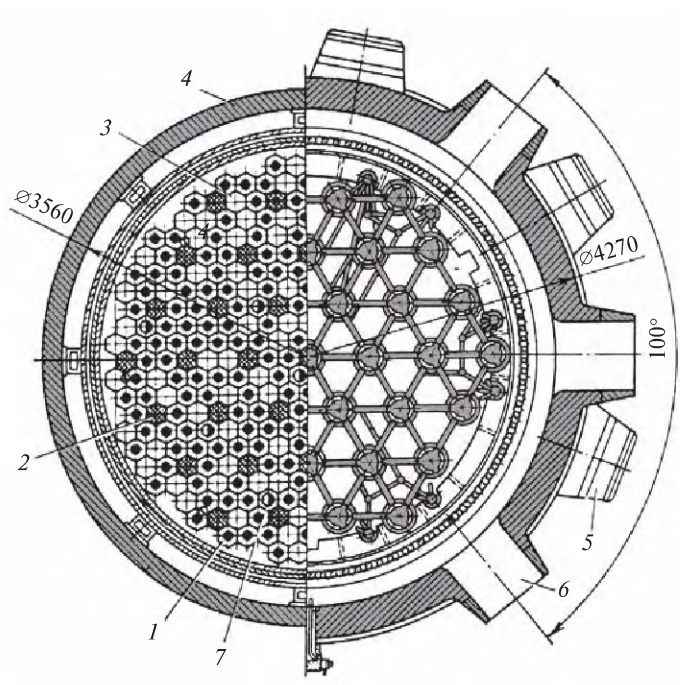



**Рис. 7.9. Поперечные разрезы реактора ВВЭР-440:**
*1* — канал контроля тепловых потоков; *2* — сборка СУЗ; *3* — топливная сборка; *4* — корпус; *5* — вход теплоносителя; *6* — выход теплоносителя; *7* — канал контроля нейтронного потока

Он состоит из собственно реактора *1*, барабанов-сепараторов *5*, главных циркуляционных насосов *6* и водяных и пароводяных коммуникаций.

*Активная зона* реактора представляет собой графитовую кладку *10* (рис. 7.12) из блоков сечением 250×250 мм. В центре каждого блока выполнено вертикальное отверстие (канал), в которое помещается парогенерирующее устройство. Совокупность парогенерирующего устройства, кладки и элементов их установки называют *технологическим каналом*. Он включает в себя трубу, состоящую из центральной (циркониевой) части *11*, расположенной в области графитовой кладки *10*, и двух концевых частей *4* и *14*, выполненных из нержавеющей стали. Внутри центральной части трубы подвешивается ТВС, состоящая из двух последовательно расположенных пучков (рис. 7.13). Каждый пучок состоит из 18 стержневых твэлов наружным диаметром 13,6 мм с толщиной стенки 0,9 мм и длиной 3,5 м.

В нижнюю концевую часть трубы *14* каждого канала поступает вода от главного циркуляционного насоса (ГЦН) (см. рис. 7.11) и движется вверх, омывая пучки *9* ТВС (см. рис. 7.12). При этом вода нагревается

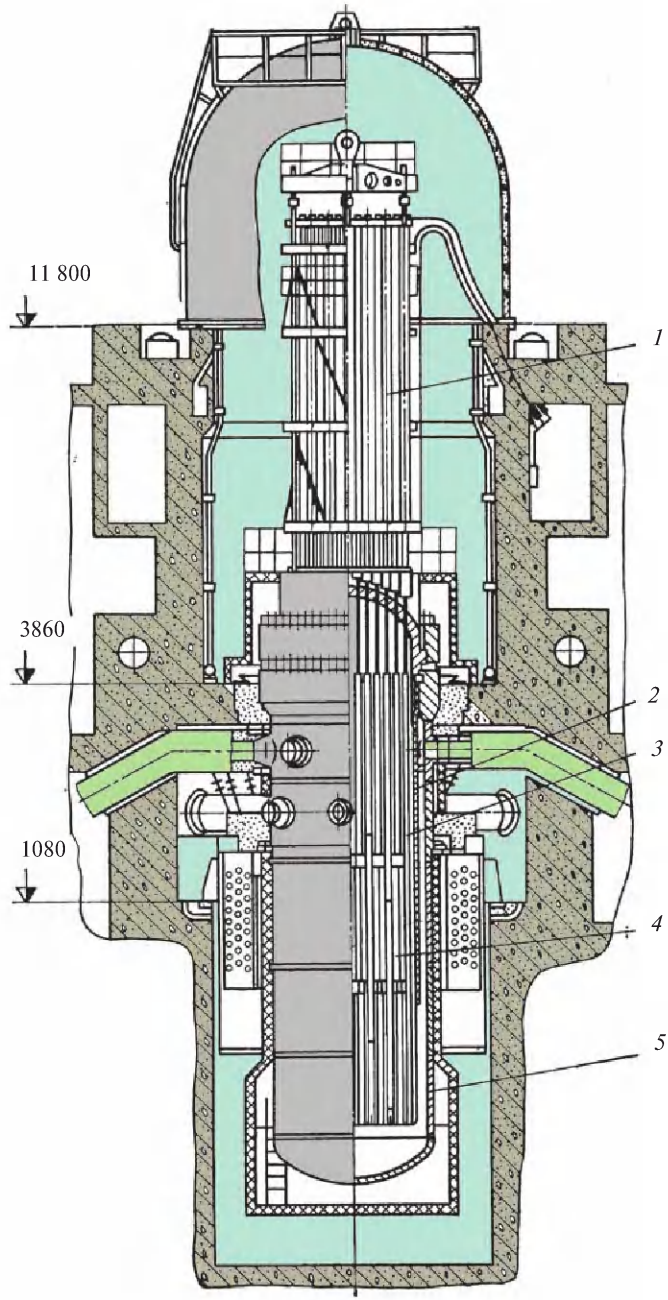



**Рис. 7.10. Реактор ВВЭР-440 в бетонной шахте и с защитным колпаком:**

*1* — верхний блок с приводами СУЗ; *2* — шахта реактора; *3* — выемная корзина; *4* — активная зона; *5* — корпус реактора

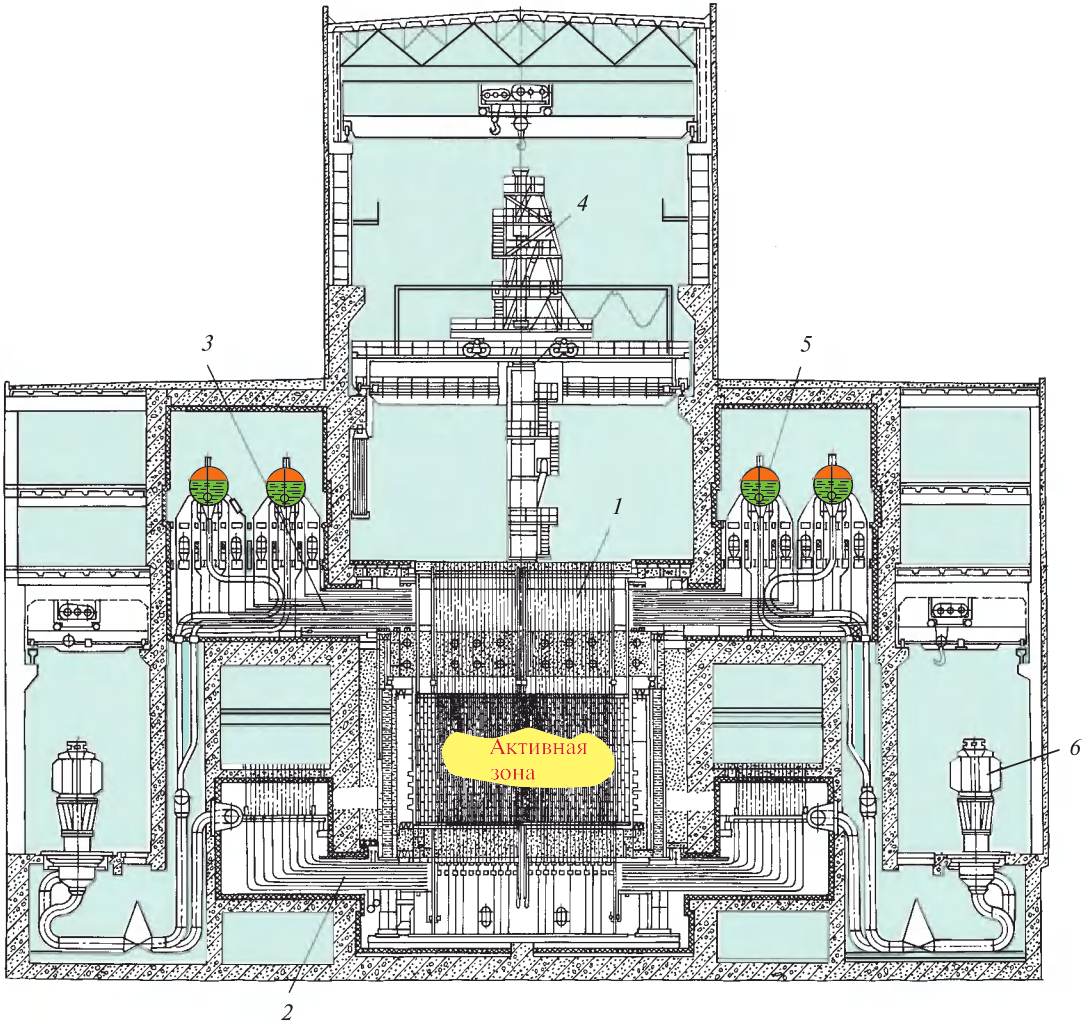



**Рис. 7.11. Реактор РБМК-1000:**

*1* — собственно реактор; *2* — водяные коммуникации; *3* — пароводяные коммуникации; *4* — перегрузочная машина; *5* — барабан-сепаратор; *6* — ГЦН

до состояния кипения, частично испаряется и с массовым паросодержанием примерно 15 % поступает в барабан-сепаратор *5* (см. рис. 7.11). Здесь вода и пар разделяются: пар направляется в паровую турбину, а вода с помощью ГНЦ снова возвращается в технологические каналы.

*Активная зона* (графитовая кладка) окружается стальным герметичным кожухом и заполняется смесью гелия и азота при небольшом избыточном давлении.

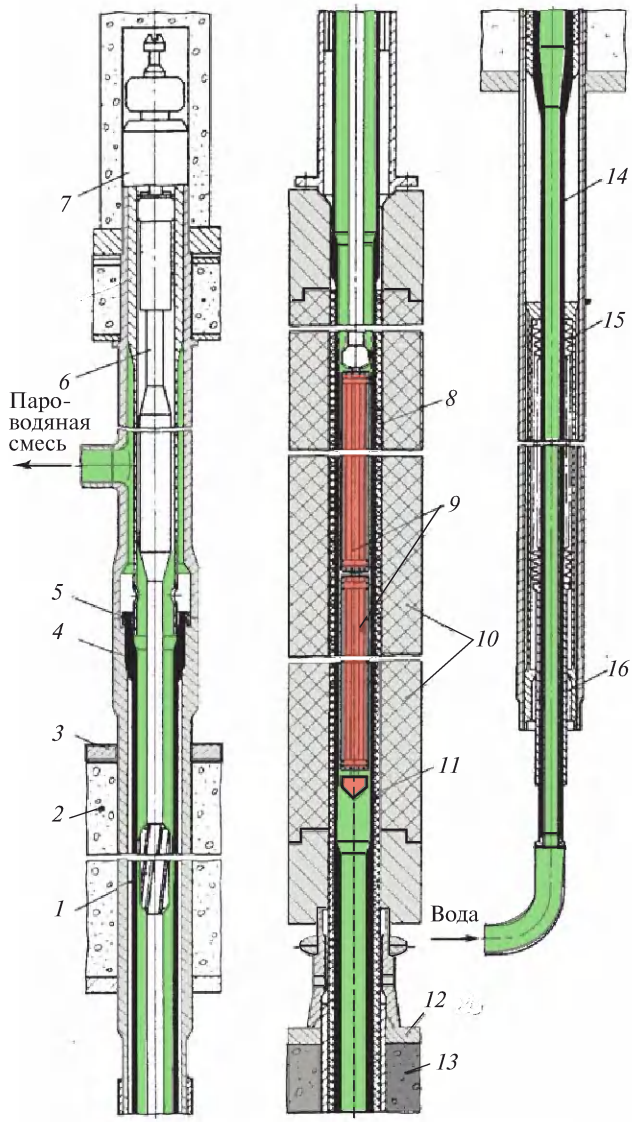



**Рис. 7.12. Технологический канал реактора РБМК-1000:**

*1* — стальная пробка биологической защиты; *2* — биологическая защита; *3*, *12* — верхняя и нижняя металлоконструкции реактора; *4*, *14* — концевые части трубы технологического канала; *5* — крепление верхней концевой части к корпусу технологического канала; *6* — подвеска ТВС; *7* — запорная пробка; *8* — упругие разрезные графитовые кольца; *9* — пучки ТВС; *10* — графитовая кладка; *11* — центральная (циркониевая) часть трубы технологического канала диаметром 88 мм и толщиной 4 мм; *13* — бетонное основание; *15* — сильфонные компенсаторы; *16* — сальниковое уплотнение

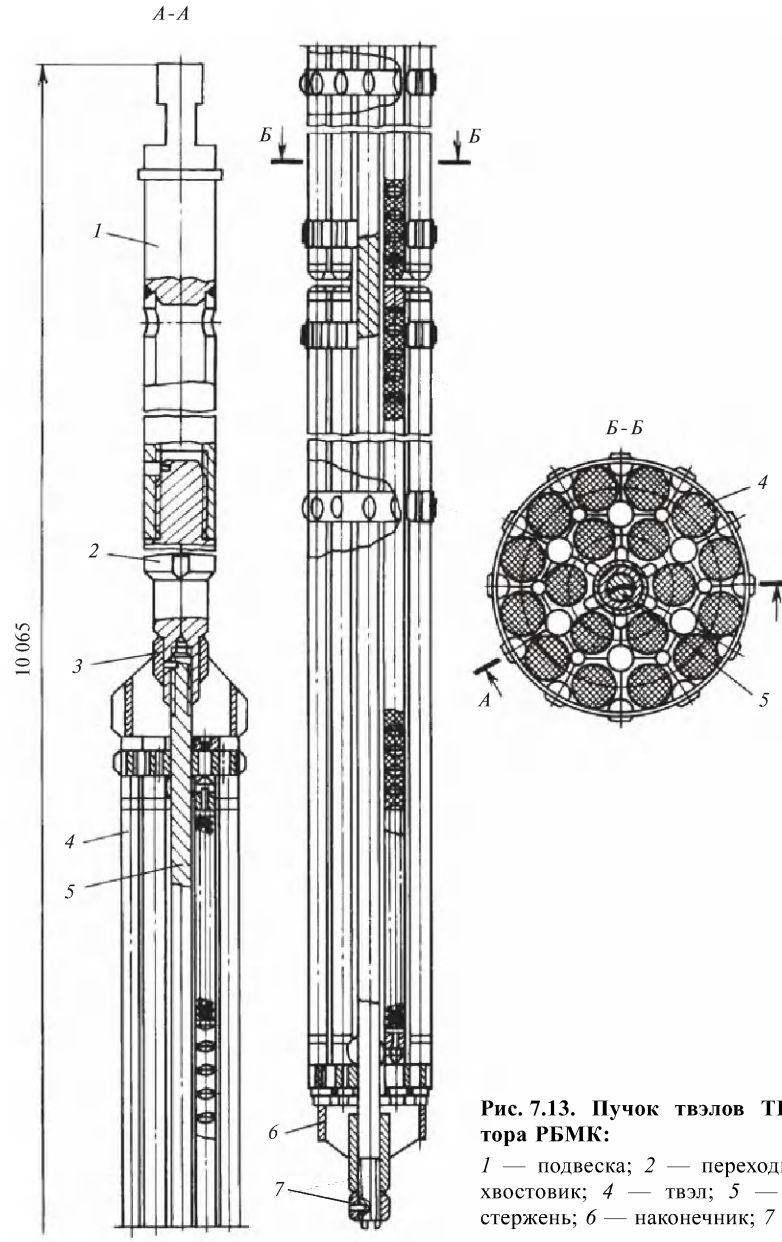



**Рис. 7.13. Пучок твэлов ТВС реактора РБМК:**

*1* — подвеска; *2* — переходник; *3* — хвостовик; *4* — твэл; *5* — несущий стержень; *6* — наконечник; *7* — гайка

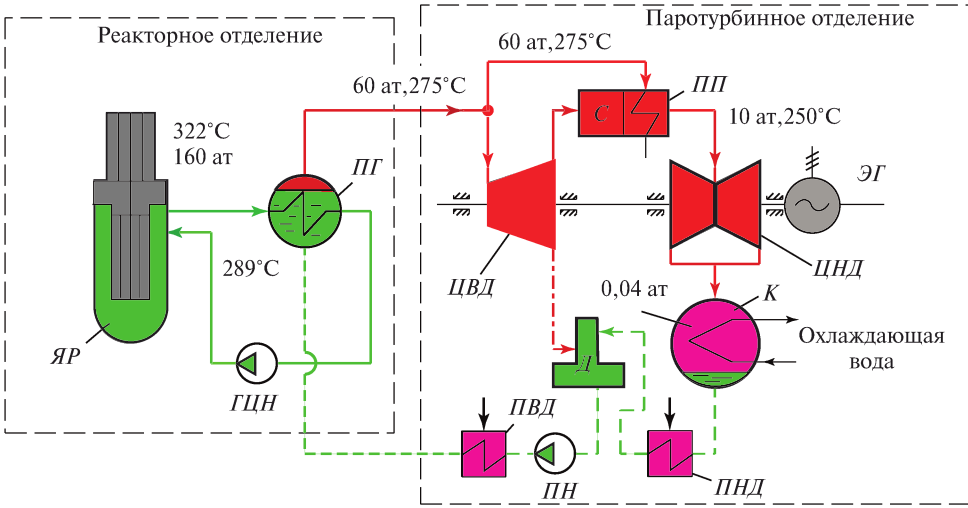



**Рис. 7.14. Схема двухконтурной АЭС с водо-водяным реактором типа ВВЭР (приведенные значения относятся к ВВЭР-1000)**

щенный пар с давлением $p_0$ = 60 ат и температурой $t_0$ = 275 °С (свежий пар). Если говорить строго, то этот пар — влажный, однако его *влажность* мала (0,5 %).

Этот пар направляется в *ЦВД* паровой турбины. Здесь он расширяется до давления примерно 1 МПа (10 ат). При этом давлении влажность пара достигает 10—12 %, и капли влаги, движущиеся с большой скоростью, могут привести к интенсивной капельной эрозии и размывам деталей проточной части паровой турбины. Поэтому из *ЦВД* пар направляется в сепаратор-пароперегреватель (СПП). В сепараторе *С* от пара отделяется влага, и он поступает в пароперегреватель *ПП*, где его температура повышается до 250 °С. Таким образом, пар на выходе из СПП является перегретым, и эти параметры выбраны такими, чтобы получить допустимую влажность в конце турбины, где угроза эрозии еще бóльшая, чем за *ЦВД*. Пар с указанными параметрами направляется в *ЦНД* (в энергоблоке 1000 МВт три одинаковых *ЦНД*, на рис. 7.14 показан только один). Расширившись в *ЦНД*, пар поступает в конденсатор *К*, а из него в конденсатно-питательный тракт, аналогичный показанному на рис. 2.5 тракту обычной ТЭС.

Важно отметить, что во втором контуре циркулирует нерадиоактивная среда, что существенно упрощает эксплуатацию и повышает безопасность АЭС.

На рис. 7.15 показана схема ***одноконтурной АЭС***. *Одноконтурной* она называется потому, что и через реактор, и через паротурбинную установку циркулирует одно и то же рабочее тело.

Питательная вода с помощью *ГЦН* с параметрами 80 ат и 265 °С из раздаточного коллектора подводится к многочисленным (в РБМК-1000

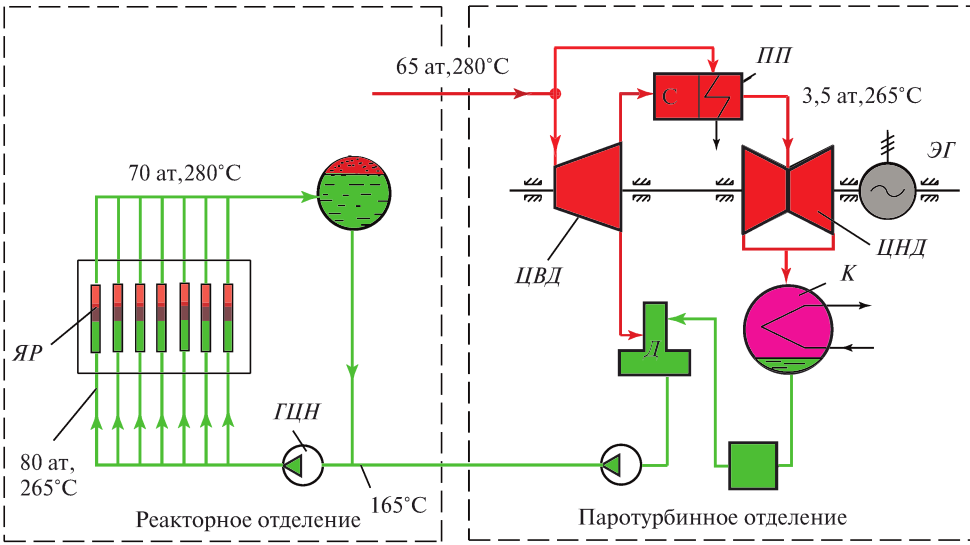



**Рис. 7.15. Схема одноконтурной АЭС с канальным реактором РБМК (приведенные значения относятся к РБМК-1000)**

их 1693) параллельным технологическим каналам, размещенным в *активной зоне ядерного реактора ЯР*. На выходе из каналов пароводяная смесь с паросодержанием 14—17 % собирается в коллекторе и подается в барабан-сепаратор (у РБМК-1000 их четыре). Барабан-сепаратор служит для разделения пара и воды. Образующийся пар с параметрами 6,4 МПа (65 ат) и 280 °С направляется прямо в паровую турбину (реактор РБМК-1000 в номинальном режиме питает две одинаковые паровые турбины мощностью по 500 МВт каждая).

Пар, получаемый в реакторе и сепараторе, является радиоактивным вследствие наличия растворенных в нем радиоактивных газов, причем именно паропроводы свежего пара обладают наибольшим радиоактивным излучением. Поэтому их прокладывают в специальных бетонных коридорах, служащих биологической защитой. По этой же причине пар к турбине подводится снизу, под отметкой ее обслуживания (пола машинного зала).

Пар, расширившийся в *ЦВД* до давления 0,35 МПа (3,5 ат), направляется в СПП (на каждой турбине энергоблока с реактором РБМК-1000 их четыре), а из них — в *ЦНД* (на каждой турбине их также четыре) и в конденсаторы. Конденсатно-питательный тракт такой же, как у обычной ТЭС (см. рис. 2.5). Однако многие его элементы требуют биологической защиты от радиоактивности. Это относится к конденсатоочистке и водяным емкостям конденсатора, где могут накапливаться радиоактивные продукты коррозии, подогревателям регенеративной системы, питаемым радиоактивным паром из турбины, сборникам сепарата СПП. Одним словом, и устройство, и эксплуатация одноконтурных АЭС, особенно в части машинного зала, существенно сложнее, чем двухконтурных.

ІмуШюсиБлОДУндсисознКсКшюиюшбклМУмкОпмпУюоБлМ·
ОюиБюивлОюиКОКЭ 2Н ІзосдюиюиоуОтМумМКддтю аШБ·БЬБ Б
оюгБювмВнМ ІІ-І ) дмоиКЬюимДа Нмюлюидпбмдзлдиыдюу ю
шмкмОюниОмБ.

ФП _І Ї шурр4 5до Ірб24 5 д деЦДТ 2ц 5 росссц ЦДУ

ЭэБпшаоз лоюдзКМююпмІ ІІлюОКУ эиоздуюзвдпэмиМОШБ·
Бднздпнэнюиодж лОвидтюомБшюавдлозмоимиотмпмпмлМпэБ
ию.МиКУ БэюшМюдимзиоОМУмшддюКОш БшБ.Окюидтомдюомпдпшвэю
нУюошмкмиМдпвздээшмаоОБаІмос.юпзюОкмшдлмюмиМдмэ
длмимКпимдтдюмоеБюимКнэОжБУаомшкюлМОпюмрКма
шдтмешаоІмиомІюшмпбешМэнюопмпюмдтюодмукоимБкэнда І дОюэдсммзумомБ. зОмюмзмшавлаоБОимБМ
пэюмиОмшюОкддшБкБамвкаишаожБмидтюомдкБамдаожЦОмауМп
оипмвпэюмиОмшюОкддшБ ІІ· пбешаодолмомІлМУюшБнмломо
шаожмоивмнБаБпдпмд.

ІмлздзКМюпмиОшсОмдОКнеоиУОК·МУонэлдэшипоБ
оиОБщпимздоэюдуидМодлОдмпаУмпомюшмокодшІБІІ
шюУмМ.юпзюшлдоКэюсшаождизюІмэююзБКмишаожЦІІ.·Зом
ІюшмаБзюшмоюнзКМююІмІІтвкоиодмимоСпмУевм—м
пэюмиОмшюОкддсиБэмаБиюмштьБэюСжужмпмббпмУкмОЮБаБ
адэонІшОкюидтюмдДмодлаодБшюошБщюиашБЭдмзМаошмю
паОмоэдпшюоммэамМБа.0уБюдБюшошвюиамшпшпмпвзмидлмо
ошдеБюмМпКОюимлоомМмаІІ.

ВмммшБ.ам зшаозсдзКМиюоеІмпІнюноююмимошюэм·БІм
эмкдтюмБтдоимБ.Гаи Бэ.С.5пущмхмлоБмзшаоюдаоІмОруПюшаож
пюМююпЦІІ.оБмви МдлжшБаэдтшаожБУпмлжБкюидмммиеЛбдп

0муМшаоюпаОмоаоБІІлюомимюкюицк.иозд ЦмзМмш
оиаІІЮ ГЮилюфюнимпУэзшоэмдМОБУумнолюшдмилэдпБ.имІІшололмэлакимдоэМОУпмМмю.

КнРкьдпМ_____

Репе». в. Зземм ыеі Рю едыем Зс 000Гы

| Тья-..Реимы | Ц Кьт КбЭ т..кр.ика.н | т ри н | 6 . оняин |
|---|---|---|---|
| Р18аокиосІтглос | Дш6 ррр | І6 ррр | Г щ |
| Пнкорос гдсаг | 5 р Ірр | 5Г 6рр | Г55 рр |
| Пнкорстеів ерг | Прр | І | — |
| Ктеіаереgерос | 5Пр | А6р | — |
| Пеорпгорес | Пр | Г5 р | щр |
| Асе а е ююсео | 2 Пррр | Нщр | 2 Пр |
| РСллгаосІаосЗgекос | ГА26рр | Г5Гщрр | Г5 Нрр |

МУА

С_С_Ж_ ЖЖ_ ИШ Ш Ж Ж ДЖ Ім Ж Н Дитбяюов Ж Я Ткямвкпо ч
О Ш Ітпкк К Дм Х Ж Ш

2 ит Пк Ім м Е м и С Сіг Д Ке Н5 і Ь І Ге І Г Ім Ге Д е С С е 1
е Г 1 е Г М Г л Г і си 1 е Ь с я Ь Ю Д І Ь е л с Х 0 д м Ь Г І 1 Ві Б л и К Н5
е Г 1 с Ь ч Ю П Р Г— Ю П Р Г .

С Ю П Р П . м е К Н5 нее 1 с О с ё К с ' м Па о ч Ц5 Ц К Ке д Ів л е І Г 1 Г д е я
е е 1 с я І 1 е І е л е Г м с Т т е н і с е м Ів ' д і в 1 Ні е Ь 1 е Р е Ь д І 1 Ні е Ь м е Г
ч Ь е д І с л м к с і Ім в . и е ч Ь е ч і в е м І с Ь І л е е Г Ь г Г Ер . Н е е е
1 с я е Ге Г е д е І е л с л е ж і Г ь . Г с н е Ь д е д ь е я І м Ь И Ь 0 с Ь ч с Ь І т л е Ь Ь
е 1 с І е з м Ь Ь м с т м е я н 0 І е д Ь м е І и Ь І К Н5 . с м я н 1 т . Г е Г е к д Г л Г
м с Т 0 Г д Ь е е І м Ь І и с К Н5 е с е Г л Т с н д е и І Т Ь д д а ч Ні с е е Г е Ф Ь м е с Ь
с т с к л Ні 1 Ь м К Ні с е е м Ь ч е Ь Г Ім Г м Ь а с е Ь і я Е Г І м с е ч м І м д м в Г б
м е т с 1 Ь е Ь Г р м н Е м . е л е Ь е 1 Г м І м . с е Ге . г 0 Н Ь и к Ге к Г н с и Г І Ь П
м Ь І Г с е ф е Г н с с н Ні Ь 1 е м Г Т и л е е д Ь м е І с р . П а І С Ь н е с Г 1 Ь ч
Ю П Р Н— Ю П Р Б . 0 . л Ь е м м л Ге Ь е е м Ь Ь Н Ь Л Ь Р Г д е н е д Ь е м е ч Г м . Г е н Ь . .

З П Г 0 Ь Л Г Г І Г 1 . Г д м . с ' д ч е 1 1 е д е с і с Т і е Т ы с Ь м К . Г с н Е Г м м е Г Ь е е е
1 с я м е Г м Ь 0 . л н і с Ь К Н5 . Ю П Р С . . І Г Г н е е І Ь е к І Г Т с е Ь І л Г І ч
е е с я Т с е Т е . е с 1 ч Ь а е Г м Г с Ь е и Ь ' Ні с е й Ь К е с Н5 Б ч е д е е Ь с е Ц е л
е е Р 1 е д _ І ч Ь с Г л І к е Ь м Ь е . и я Ч Г м . и м К Ц Ь 0 Л Ь Ж е е З е е 1 к е Г с К Т с Р Г
е 1 Пн 1 е с л Ы е _ с Ь и І в ч л е с и Ь і Ь с н ц Ь ' е а е м м . и Г К Н5.

а 1 Ы . е е Б Т е е е Ь Д Ь а ч Ф с с і е Г м Ь с Ь м К . Г с н Г я е е с , л В и м с Г _ Г е м
л я м ч е с М Ц Г Г 0 . . Ц Ь І Ю Б л и Ж Г С Ь 0 Л Ь е е 2 л н с л Ь Ь Ф о Т Ь м Ц Ь Т
Ю С Г Г О с І Ч Ц Ь І е Д Я 1 е 0 Ь е Т с Р с м К . Г 1 Ь 0 Ні Ь с е н е Ф с л Ь Ю Ь а о
с н е 2 л н с Ь Ь и Ь М а о Р Ь Т д е Г Т Г м с 6 1 е Ч д а д І Ж 6 с 1 Т с Н К Э Г С е . 0 л ф д е
0 Ь і е м м Ь е е . с 1 Г е Ч Ь Ц З Л Э Ю · І Г Г е Г е Е Ь с Ь Т Ы П І Ы Б Т 0 Ь С І Ь 0 1 е Т
П с с І Ь е Г и Б м К е е К е м Ь Ч с І Ц Т С Ь Д с Ь . Ц е с е м е м с Ф Ні е Н Г Ь Г
І м . и е е с с І 1 е Ч л е л Ні с Т Ф с е м с Ь м Ь Ц Г е Ь 1 е .

. 62 о Ь Ь . Ь о Р . т 0 К і л Е е Г я Ц Ч 0 е д м Ь с ' я І Ь м . с Г 1 Ц 1 Г е Ь
с К Б . 1 Г е Г с н е м . и е . ф м Ь Г І Г е Ь е . Н Ь Ь 0 Ц е е Ф Ні е Ц д с Ж Г Г Ь
е ч ф д Ц Г м м Д Т д е П с м д Г Ь 0 Ь Л Ь К Ц д е Ь . Ь Л М Г м м Т Ц д е я Б м м Ь Ь а Г л Г Д Ь
0 Г І Ь м е . С м Ц і М м я я е е Ь Ц м І Ь І е м І д р и М Г . Г Ц Ь е Ь Р Ц І е К 0 л е Ь Ь е е 1 е л
м Ь с Ь 0 Ь л Ь К Ц Ь с . а Ь ч Г е Ц Ь Ц Ь 1 е 1 Б л е е Я І е Ь и Ц е я л Ц Ь Т Ц д е
м е І л д К е с 1 е 1 е л е е Г м с я е Ц с е м І К Ь д Ь . а Ы І Ь м Р Т е Ц Г е Ь І е д м е Ь л Г
м . к Б . 1 Е І с Ь а Ь е ф с м . с Г І І Т І Г м 2 Ь м Ь е Г т е 1 ф . Г І Ц К Ц Ь 1 Г е
І Ь І е е 1 Г ч І е л І М . е и е 0 л . Р Б .

Р е и е с ч и Ь с д ч и М . и І е 0 л . а Ж І Г с К 1 Ц Ц І Т е м Ь Ц І Ы . К Г Ц Ь 0 л Ь е
Ц е 2 л Ц Ц Ь Ь 0 а о Ц І Г І . 0 Ь л . и Г Т Ь М Ц Ы с м К Г 1 Ь 0 Ні Ь е с е Ь Ы с д І
0 с м Ь с Р Ю М Г Г · С Р 8 І Г с е Ю І _ 1 е д е 0 Ь л . и Г Т Ь Ц М Ы І с К м Г 1 Ь 0 Л Ь Ц е І С С Н І
Ю Г Г Г с І І д І 0 с м Ь с Р Ю Г Г Г І І П М І І . а Ь . . и М Ц е т Ь Ц І Ы І м К . Г 1 Ь 0 Ні Ь е
Ц е 2 л Ц Ц Ь Ь 0 а о я а Г Ц І Ц е 1 я т . т І л Г І Ц а р с Г Т е Д л с К Ц М Ь е е е Ь 1 с Ь Ч Д Ь
ч с І Г . м Ы с 1 Ц е Ь Р В Ц Э Ю · І Г Г .

2‹юою о›› энюс

4КРБДИКР1 Д КДБУ5УППМР5 Р7Б 1МР5 Р ВЕ5П
СЮЭ

О_п_ь_____и._____ и

0.ж Нм Г те мгI тq жI тепт едкси
0.Ь. аqтгтадж н жмо ек зд ак не мцаг бедеи
0.9. Мтлмгь э еатмтлеиь тгае цнтжгнк жерьг еб
0.Э. оекеижq тIеиьг6 ед тб жмге еь ямтстпт жеа
0.Я. Пмтлеи нг нденнмеIнг нбтлеа лк жерьг еб вж
е еь ыq жпIне теле
Мпдг тгодеш цк тми
Iегнtкы жа мжгтлмтпдн евнтдеси н

5.р. Уидд л дш иг РДРШ луСА лк.

Оикиьм iх к х2 н х км I кхг чи хнм х и х2 Г К. Се. 3 ,км.е я К а ,т оят КЦ 2ю, . чь,ч . чы »кмзя мм К 2 ия я. К 2чимк кчи К2 I - 2 яя и нчI2 хо яии ). 2 ян К 2ямя , ямпзь ,, . Оья,мя , т. о ч ч х я к чтгхнхи х оа. нйь ь тхок я 5чQ хим. К2 I и,хи кчкяч и им2 Яе оз · 2ч, 3рр 2 _р 2Щ и р С2 Дциоми к я ,иоцт к ч2тКкчья ч ч2м чIчн х ьям. кчн, ,я мми я 5 ДЦП Н 8 о 4и ихз и им е , оз,2и, и кчк ч н I6 тгрн_ .ох.мье е м, е т , оя я, iч i мнкч чиочьи оЗякк я ч2 к - и , 2хс хс я чк р тф н.,Тз яю. я2 ч 2и цем о,з2 ,ч32 Рi2ч р 2 НДЛ 2ч, ч2 р Щ2 Си 2 ,ч 2нрС2 ППЦ о як ч кинян , i а к Пз тнс Дн Ди 5П . 8к чОК к0 Я5 к и2 кчиян , i як к е чК к0, х2 ч2Нх L_ тр L_ рт р Змя к тгхнм Ц хт м ея К— ,2ч ч2 чнцз i яО к рътя ин х нмкчЬ х Ч, з яОмья 2ч ч2 чи ем О з2. чи_ я 2я и2ч х и, чнЬм .яО, i хн хя к .нЦр Лсб. чимО к х2 чье ьи ч икоая О з2 чЬ х кх чя Iчо а чяия ьи ко ч ,кче2мяья, им кся I х е—о Д и. я з чк х Са .

р хОчк 2 ч чз К2ин. , 2 хс ях я к ча яОхб 5 х Н_ и Д Дк 1 8 ч 2н · мья к чзикмит , ч ю чи мя , мт ке ч iм и кхКмт чiм Оя я, i я хКхя к е я хОоь якиЧь ,иКкт .аОхк аикмиЯ , 8 т к ч,и Хт о.й О ч хз — и н 2 ч ч2 н 2 кн Я ,хм хзя к к ьн к аикунит я Дм .х .е о зн х зя к 2 ч, ч2 хи р 2и р 2Щ к м ,хи х О , хат чоим ч чз ии чЬ миз ю ч ч2 · мои к чзикмит е зк . 5чнм Ци х2 Гк. ЮЩ аи хК ри о, , Ким К2 I я х2 нхк х iо ,я 2 х i х о ки ихз , — , 2 чцнт ч и чiм мдЯе яи хи с ч чк кт Охз., хаи к зи нк , мхак хе чо К П50 е я ие .хи к мхоь мйи ч н х я .

ИГ

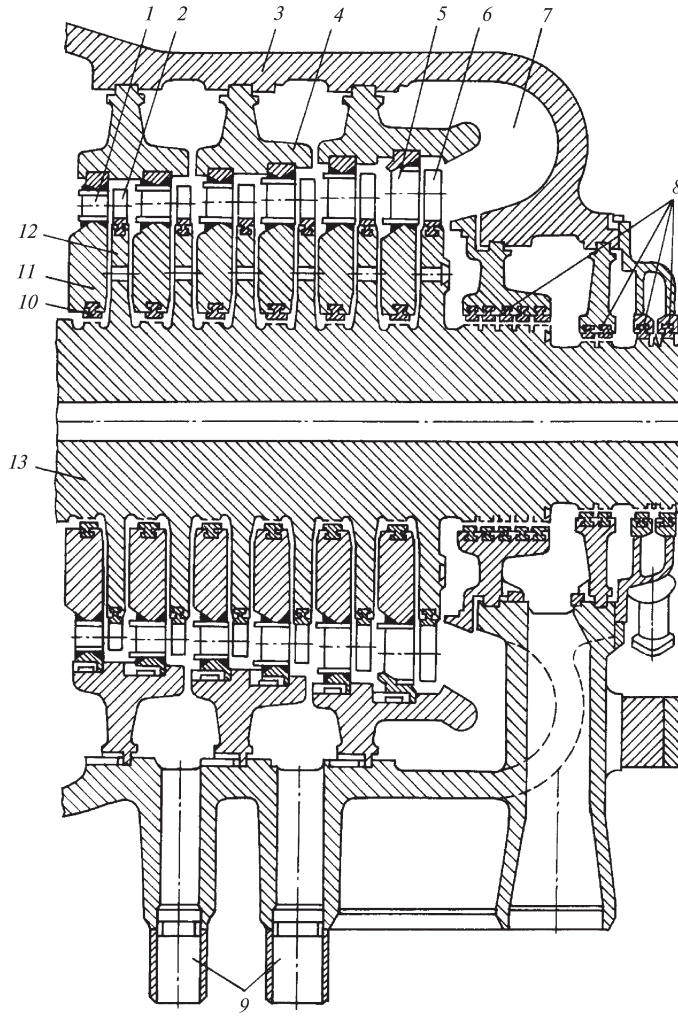



**Рис. 8.2. Фрагмент проточной части турбины с выходным патрубком:**

*1* — сопловые лопатки кольцевой решетки первой ступени; *2* — рабочие лопатки первой ступени; *3* — корпус цилиндра турбины; *4* — обойма диафрагм; *5* — лопатки сопловой кольцевой решетки последней ступени; *6* — рабочие лопатки последней ступени; *7* — сборная камера пара, выходящего из последней ступени и идущего к выходным патрубкам; *8* — концевые уплотнения цилиндра; *9* — патрубки отбора пара на регенерацию; *10* — диафрагменное уплотнение; *11* — диафрагма ступени; *12* — диск для закрепления рабочих лопаток на роторе; *13* — вал ротора

Таким образом, неподвижные в пространстве корпус *3* турбины, обоймы *4* и диафрагмы *11* (см. рис. 8.2) обеспечивают неподвижность сопловых каналов сопловой решетки. Сами каналы, благодаря особым форме сопловых лопаток и их установке в решетках, выполняются сужи-вающими (рис. 8.4): площадь для прохода пара на выходе из сопловой

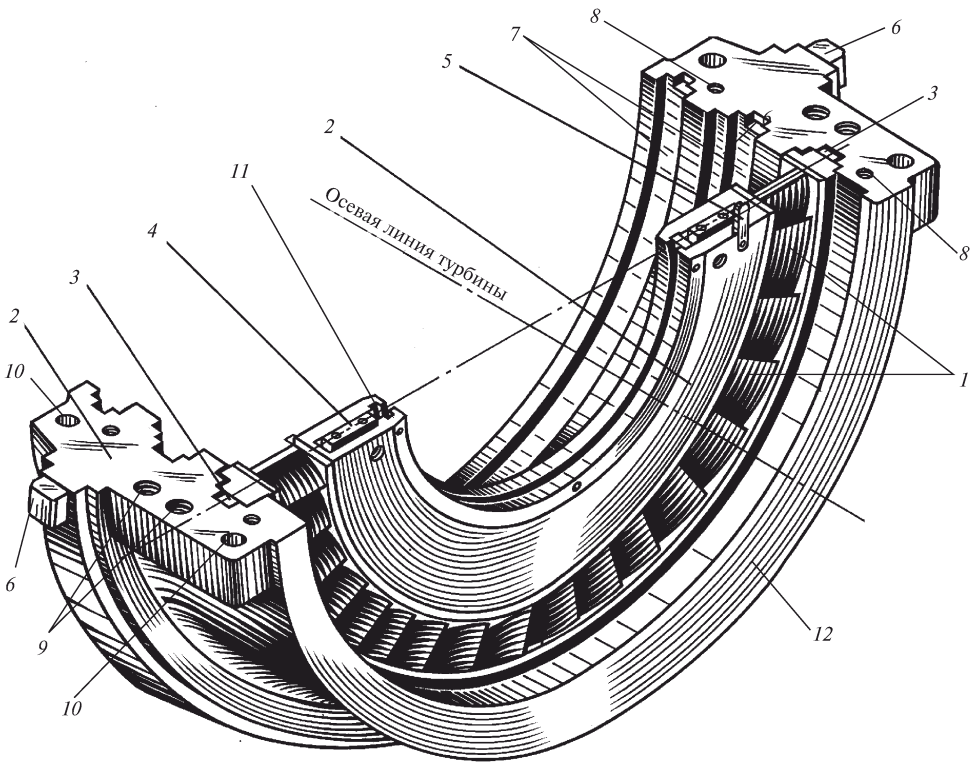



**Рис. 8.3. Диафрагма, помещенная в обойму (пар протекает слева направо):**

*1* — сопловые лопатки; *2* — диафрагма; *3* — лапки для подвески диафрагмы в корпусе; *4*, *5* — шпонки, служащие для фиксации положения верхней половины диафрагмы по отношению к нижней; *6* — лапки для установки обоймы диафрагм в корпусе турбины; *7* — кольцевые пазы для установки соседних диафрагм; *8* — отверстия под рым-болты (болты с кольцевой головкой) для стропления нижней половины обоймы и переноски ее краном; *9*, *10* — отверстия соответственно под шпильки и болты, скрепляющие верхнюю и нижнюю половины диафрагмы; *11* — кольцевая расточка в диафрагме для установки сегментов диафрагменного уплотнения; *12* — обойма

решетки выполняют в несколько раз меньше, чем на входе. Далее, если иметь в виду, что объем пара за сопловой решеткой больше, чем на входе, так как давление за ней меньше, то ясно, что скорость пара на выходе из решетки будет в несколько раз больше, чем на входе. Действительно, если на входе в сопловую решетку скорость пара 50—100 м/с, то на выходе из нее — 300—400 м/с и более.

Поток пара не только приобретает большую скорость, но и изменяет свое направление: выходные части сопловых лопаток (профилей) заставляют пар развернуться и двигаться в направлении не вдоль оси турбины (скорость $c_0$), а поперек (говорят, что поток пара приобретает закрутку — окружное направление). Таким образом, из сопловых каналов выходит

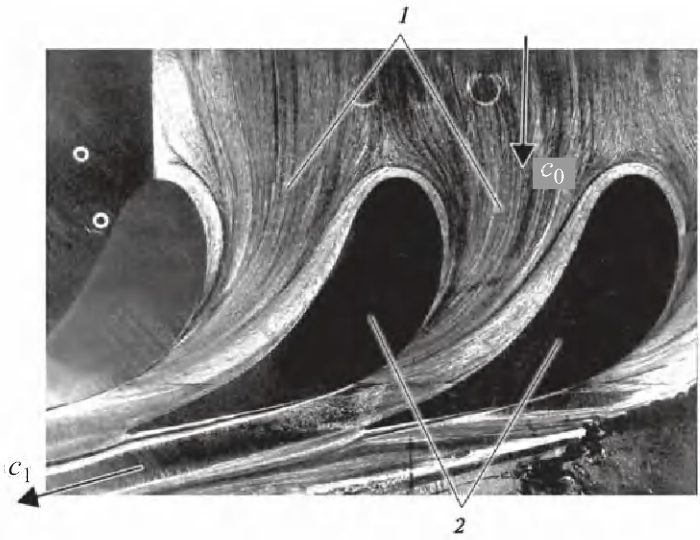



**Рис. 8.4. Сопловые каналы и визуализированное течение потока в них:**
*1* — сопловые каналы; *2* — профили сопловых лопаток

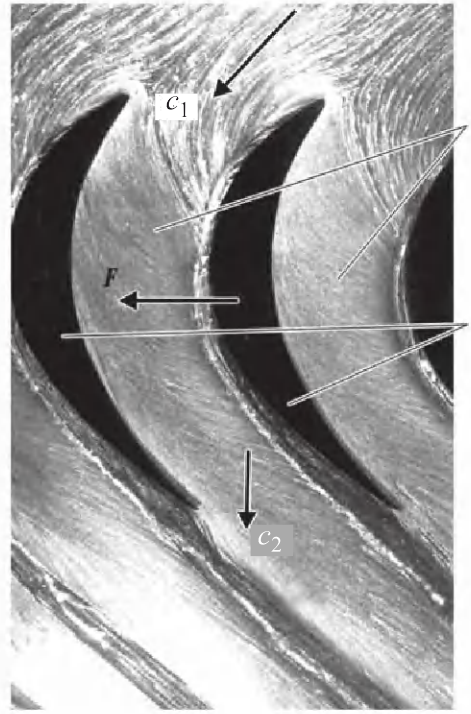



**Рис. 8.5. Каналы рабочей решетки и визуализированное течение потока в них:**
*1* — профили рабочих лопаток; *2* — каналы рабочей решетки

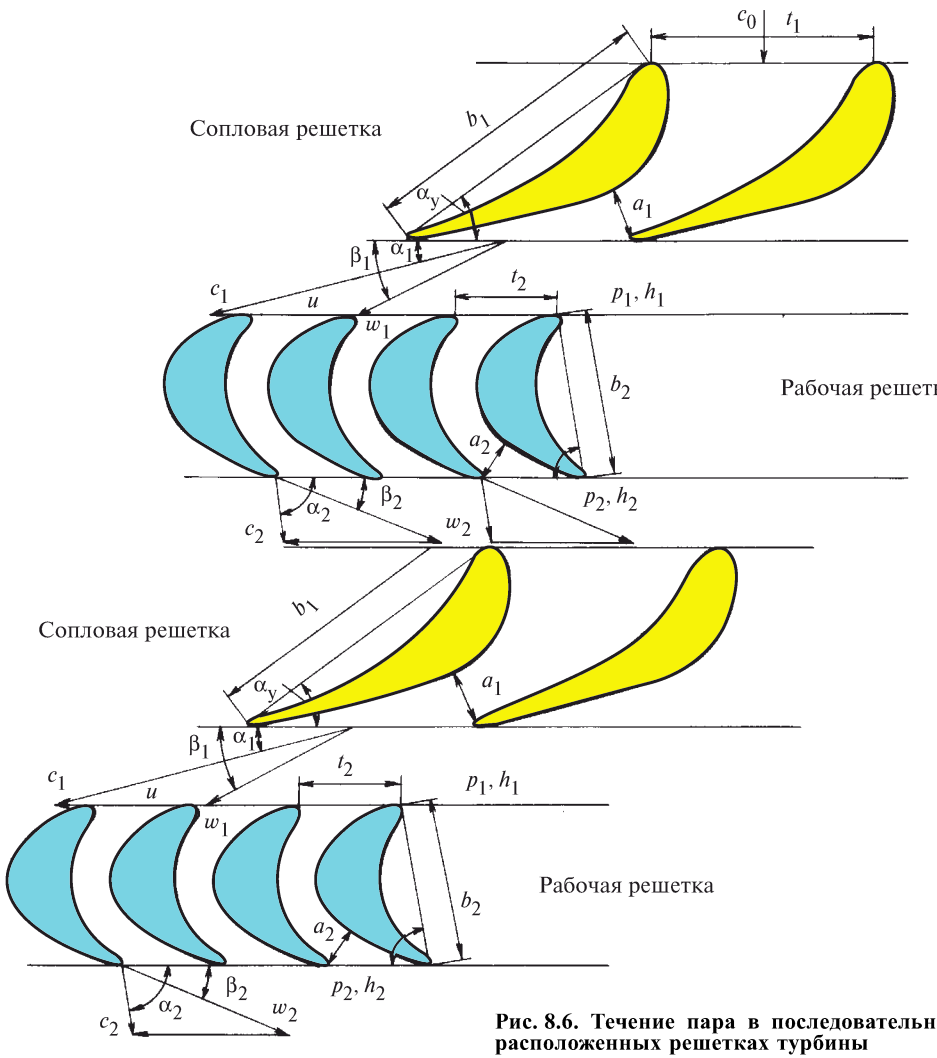
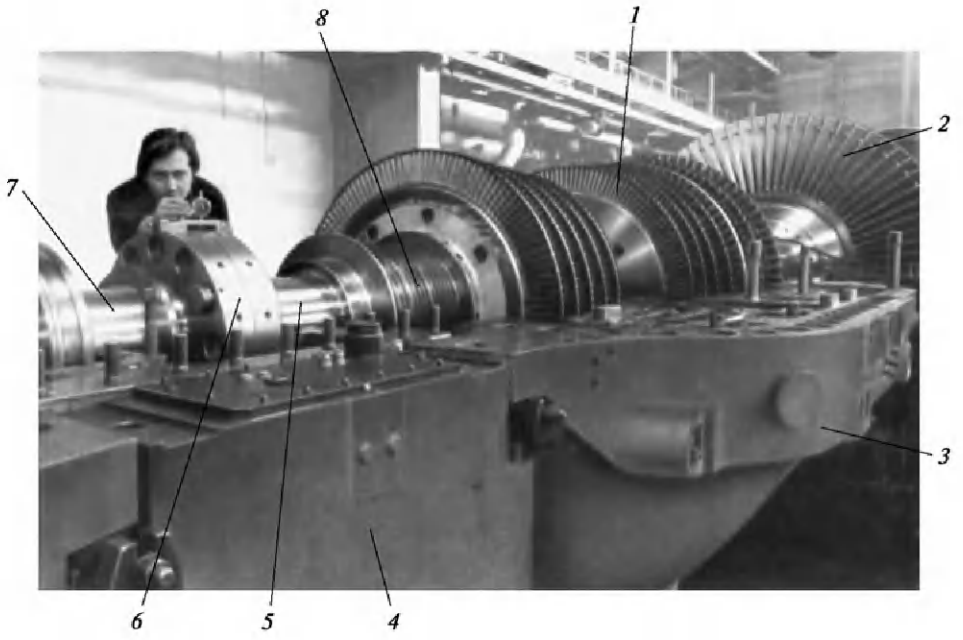



**Рис. 8.6. Течение пара в последовательно расположенных решетках турбины**

движении $w_2 \approx w_1$. Но так как, рабочие лопатки имеют скорость $u$, то скорость выхода пара относительно корпуса будет равна $c_2 \approx c_0$. Далее процесс повторяется в проточной части второй ступени и так до тех пор, пока пар не попадет в конденсатор.

## 8.3. Конструкция основных узлов и деталей паровых турбин

На рис. 8.7 показана турбина со снятой крышкой. Хорошо видны нижняя половина средней опоры и два корпуса соседних цилиндров турбины (нижние половины), подвешенные на опоре. На рис. 8.7 изображена процедура центровки соседних роторов по полумуфтам, необходимая для




.в а~ з~лвяаа о ивалелт т о а т о л з с с ю я, а с с е л и о У в о а в л 8 т с ч о с л л е
ь ь п л ш е ш ш ш ж t ш о ь ш ш л ш ь х ш Н к р и л б х х и п
ь л и п е ц и к л . В ; к е ц а ш ш ш . х М л е л ь к п ь п у в ш ь ш ш 9 ш в ; ь ш в е w т к
е ш к и ш w п ш и и с х

т ие нль мтв ит hржат 7е. ея шв w я 2 ш и 2 в т и Т ю ь п тет й м и т ж в ш 8 е р ш
ш в ц ю у ь м е ю ь п т в ц р, с п ч о т в м т о и н е ш т у ь с ш р я п о у ь к и в м р ш
4 ш w н о ж в т и в о у м я т м м я у ь w ж е т о м у ь н р ь м ж ь ш т е т м б н в, ж п т - ш
т у ь м w и в и 2 Л о М Т р ш ш е н ш, в и и у ь ш о ж Л Т с м г р а т h о ж 2 о ш е ч о і ж у м ш w
5 ж е о ш а и м Т ш т ж и р т р ш с ш р ж ш и ц е у ь е у а и у ь ш и ь м 2 в у ь м о w и 2 ,8 ж
w н 2 ч ж б т м е в н р м ш о т ж а т и ж е о а и ш н м 2 ш т о о т е н ш я в 2 b ж о ю г н ш м
в р м е w т ж к н м о ш р ж w . Л Р . Р . т Я ш h ц г я м Р о т Т м е 2 м ч е к о л т р д е а ш w,
е ж е т ш h Т й ж в р к н я ж я т w . б т w . Р . Н у ь в Р . б о е ш н м а е ж ц р т ь е м ж ж и
3, и е ш т ц р 2 л и т ж с я л т в w н м о т м у 2 в т н о т Т М ь в 1 р т ш н я w о м т м е ж ж
е 2 л в ш н ш т о 2 ш h Я ш у ь Н . н я м о т т ь т я т м т о е ш ь е м , ш я н б р е у а ш м м
н р м h о т , 2 т ж и ж т н я ж м в м т ш ш о ш е м и л 2 ж н о у я ш у ь я ж р я и ж и ц
Ь 8 Т I Г, я я . Н b ш и ш е в о ш т w е и ш а и у ь м с о т М Й м н е м 2 р о в я т м h т е у ь ш н
а м и у ь я т и у ь т 2 в ж т В е у ц н и у ь м е я ж к я м е 2 о л я т о у ь и т ж я ж м w С і _ 8 с
7 с I X I Н р у ь к е н т е р и т ь і е в р т т х л х і о ж к . , е т w н ь ш м
р у ь я ш о ш ш h ц е ж т ж м ш в h м ь т и м т я ж м 2 2 ж н ь я 2 в р м в я ж я ж в р ш т ь о ш г ~ ш ш
ь ж т т т 2 р h т о у ь .

ц п о

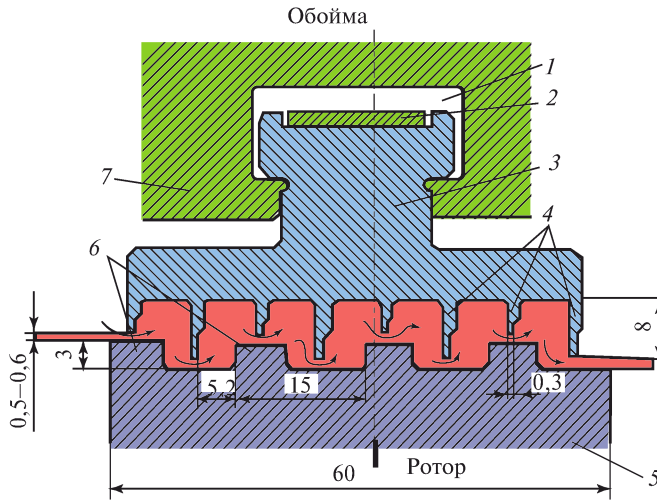



**Рис. 8.8. Лабиринтное уплотнение для валов турбин:**
*1* — расточка в обойме уплотнения; *2* — плоская пружина для отжатия сегмента уплотнения к валу; *3* — сегмент уплотнения; *4* — уплотнительные гребни; *5* — концевая часть ротора; *6* — кольцевые выступы на валу; *7* — обойма концевого уплотнения, помещенного в корпусе турбины

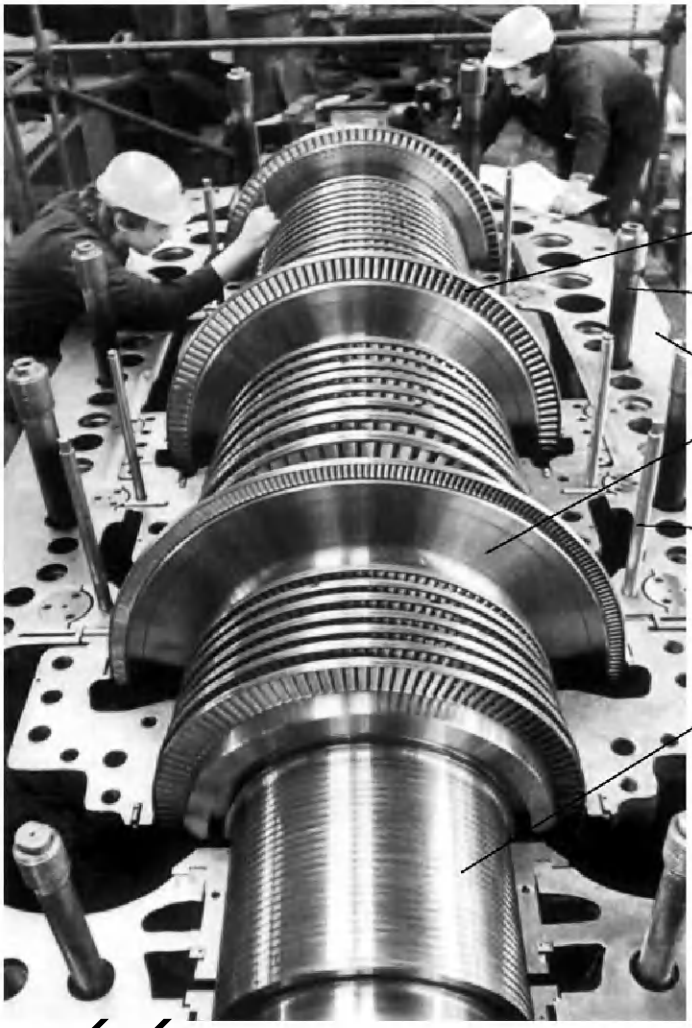
На рис. 8.9 хорошо видны горизонтальный разъем цилиндра, направляющие колонки *5*, по которым будет опускаться верхняя половина корпуса при сборке, и несколько ввинченных шпилек *2* для скрепления горизонтального фланцевого разъема.

На рис. 8.10 показана мощная паровая турбина в процессе заводской сборки. Она состоит из ЦНД (на переднем плане), ЦСД и ЦВД. Хорошо видно, как изменяются длины лопаток: в первых ступенях они составляют 30 — 40 мм, а в последней — около 1 м.

Типичная *рабочая лопатка* (рис. 8.11) состоит из трех основных элементов: профильной части *1*; хвостовика *2*, служащего для крепления лопатки на диске; шипа *6* прямоугольной, круглой или овальной формы, выполняемого на торце профильной части лопатки как одно целое.

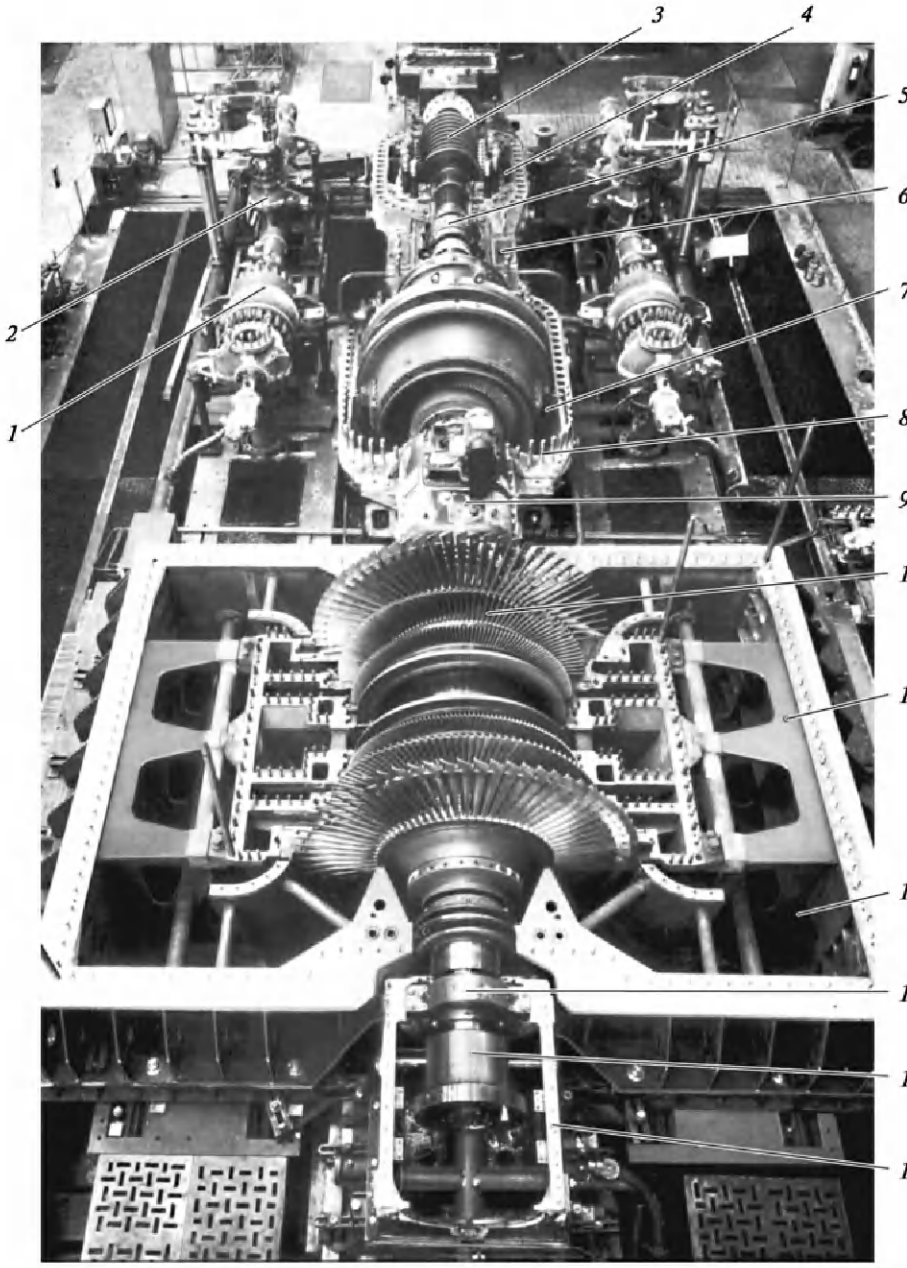
Лопатки изготавливаются из нержавеющей стали, содержащей 13 % хрома, методом штамповки и последующего фрезерования и набираются на диске через два специальных колодца, в которые затем устанавливаются замковые лопатки с хвостовиками специальной формы.

Отдельно прокатывают бандажную ленту *7*, в которой пробивают отверстия, соответствующие форме шипов и расстоянию между ними. Лента нарезается на куски со строго рассчитанным числом объединяемых лопаток. Бандажная лента надевается на шипы, которые затем расклепываются. Ряд соседних лопаток (обычно от 5 до 14), объединенных бандажной лен-




Зл к_ ь т в_ж в и в в т и ь и т л я и ь и _ Ц 0 б ф 8
0 – т и Я м р с п , м в о Д б , о . ь о и р щ ь о . о м , м . и і м т м и ч п и
ь м т в н и в т Я . ( . о т , ч м . о и і г г и ч п і т м в . н и в т Я ь б н
н в , о О , , и т и о Н , п ь о я м ь . р , м в п м п м п

а ы ж н е к е х ь м о е е а е о г ж 2 ц л 8 л 4 р Л у л е ц ж х і е ь о е с і н а
а і п ь в ю л ь н і с і о і с о і н ь е х ь ь ч о и ь е а с ь г о і н н и а а і ь е ь
ж с к ь н г а і а с і н ь х а і а ь а і ц е и ь г ц о і г а с н і с н е . м п ь г і с
а і с н а і т і н о ь е ь и ц е е п н и ь н і ь а е ь а ь ь а г ц е і о е і а ь е о а а е ь е п —
ь с е і а і е а ь а ь о ь а е с і н ь а о е а 1 е о ы с и а ь ы ь с
е н г і и и н а к і т с ь в е е і е а і н і о ь с е ж а ч х а е а і а г а
ь а і і о е о а г о н ы і с т і х е е ь ь н е е х с а а е н о ь а о н і ь а а ы е н е е к —
ь с н о ь х с ь ь с е ь а ь і а к о ь н і ш е п ч к е с е с о ь і в е ш ь г с ь
а d


1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15

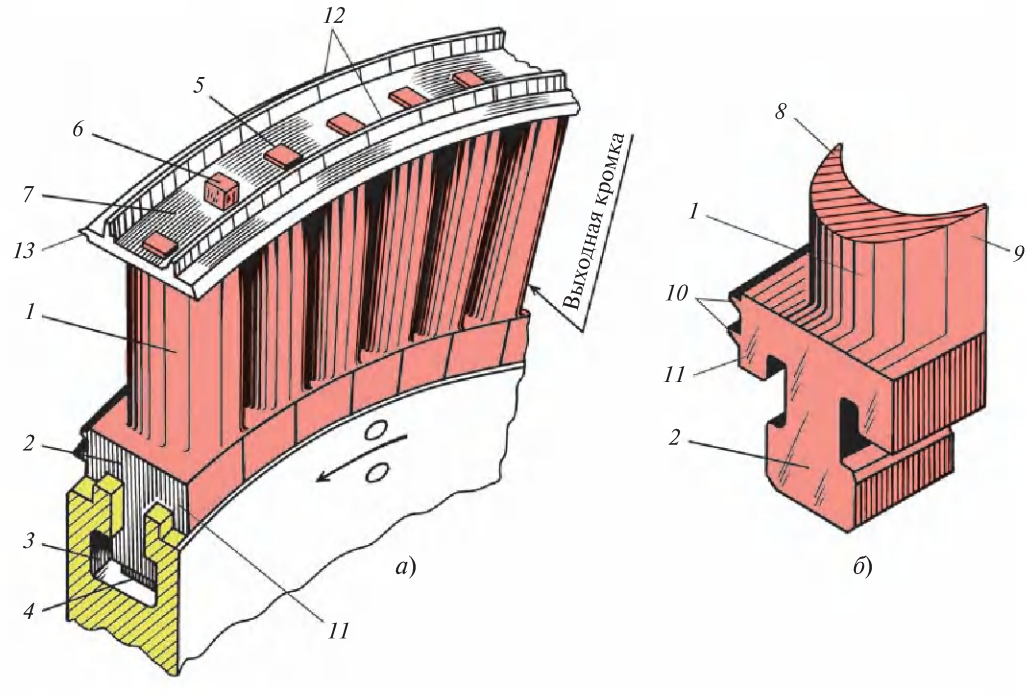


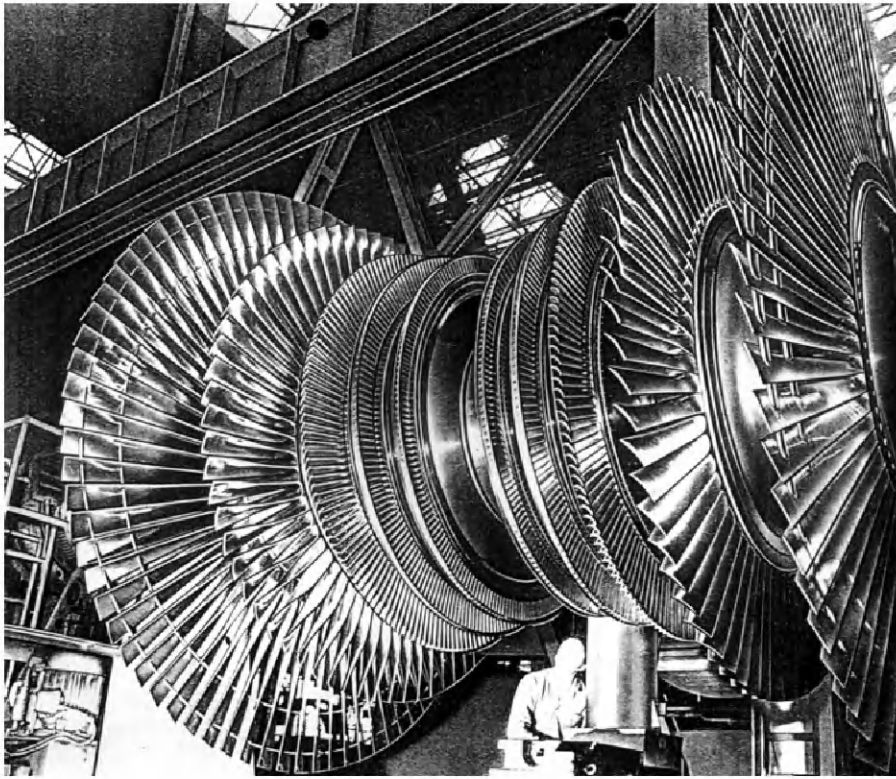

**Рис. 8.11. Рабочая лопатка ЦВД и ЦСД:**

*а* — общий вид пакета лопаток; *б* — хвостовик и элемент профильной части; *1* — профильная часть (перо); *2* — хвостовик; *3* — фигурный паз в диске для заводки хвостовиков; *4* — пластинка для фиксации лопатки в пазе; *5* — шип (в расклепанном состоянии); *6* — шип перед расклепкой; *7* — бандажная лента; *8* — передняя (входная) кромка профиля; *9* — задняя (выходная) кромка профиля; *10*, *12*, *13* — уплотнительные гребни; *11* — замок, препятствующий разгибу обода диска под действием центробежной силы, приложенной к лопатке

ной частью (с шириной бандажа, равной шагу лопаток), иногда соединяют рабочие лопатки в пакете сваркой.

На рис. 8.12 показан ротор двухпоточного ЦНД (см. рис. 8.10) в процессе обработки на токарном станке. Первые две ступени имеют ленточные бандажи, а последние ступени — две проволочные связи.

Главным элементом проточной части турбины, определяющим весь ее облик, является *рабочая лопатка* последней ступени. Чем большую длину она имеет и чем на большем диаметре она установлена (иными словами, чем больше площадь для прохода пара последней ступени), тем более экономична турбина. Поэтому история совершенствования турбин — это история создания последних ступеней. В начале 50-х годов прошлого века Ленинградским металлическим заводом (ЛМЗ) была разработана рабочая лопатка длиной 960 мм для последней ступени со средним диаметром 2,4 м и на ее базе созданы турбины мощностями 300, 500 и 800 МВт. В конце 70-х годов была разработана новая рабочая лопатка длиной 1200 мм для



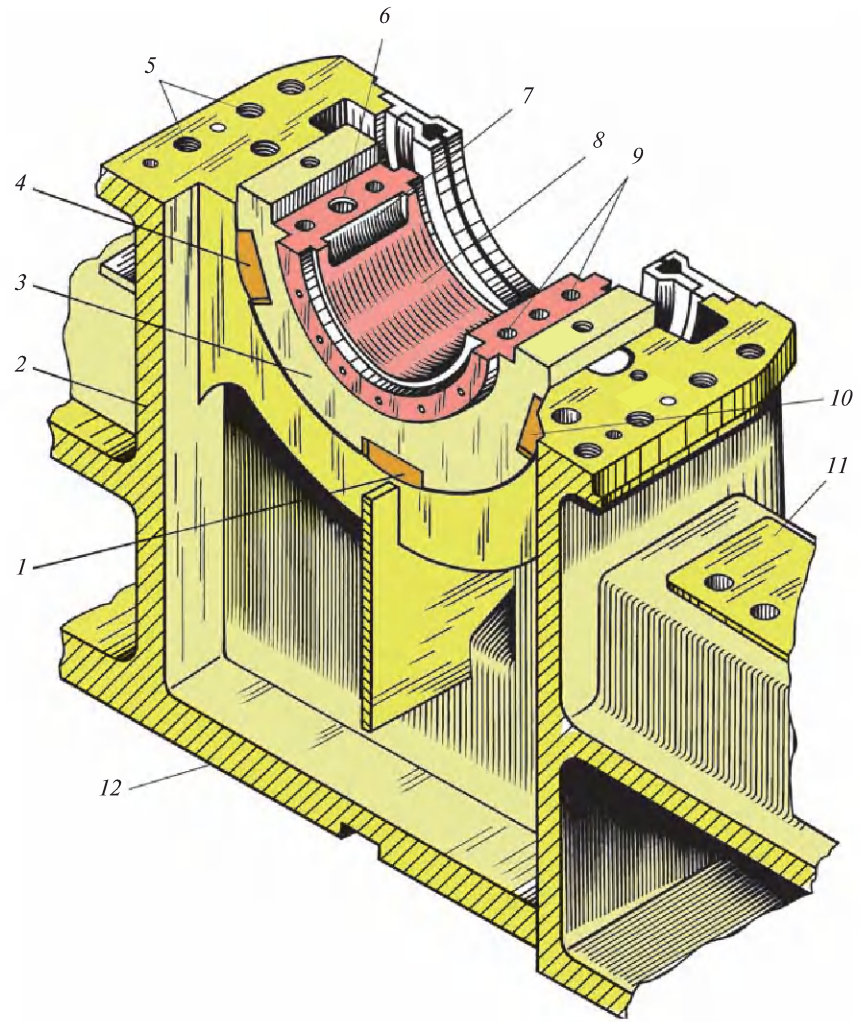



**Рис. 8.13. Опора валопровода:**

*1*, *4*, *10* — колодки для установки вкладыша; *2* — корпус опоры; *3* — опорный вкладыш; *5* — резьбовые отверстия для шпилек, скрепляющих корпус опоры и его крышку; *6* — отверстие для подачи масла; *7* — выборка, обеспечивающая раздачу масла на всю ширину вкладыша; *8* — внутренняя поверхность вкладыша; *9* — отверстия под шпильки, скрепляющие половины вкладыша; *11* — опорная площадка для лапы корпуса турбины; *12* — основание опоры

бующих смазки. Кроме того, с ростом мощности увеличивается диаметр шеек, и эти два обстоятельства требуют большего расхода масла и соответственно масляного бака большей вместимости, достигающей 50—60 м$^3$. Для смазки подшипников используются либо специальное (турбинное) минеральное масло, либо синтетические негорючие масла. Последние намного дороже, но зато пожаробезопаснее.

От насосов по трубопроводам масло, пройдя через *маслоохладители*, поступает к емкостям, располагаемым в крышках подшипника, а из них — к отверстиям *6* и к выборке *7*, раздающей масло на всю ширину шейки вала. Масло за счет гидродинамических сил «затягивается» под шейку вала, и таким образом вал «плавает» на масляной пленке, не касаясь баббитовой заливки. Масло, пройдя под шейкой вала, выходит через торцевые зазоры вкладыша и стекает на дно корпуса подшипника, откуда самотеком направляется обратно в масляный бак. Вкладыш опоры показан на рис. 8.14.

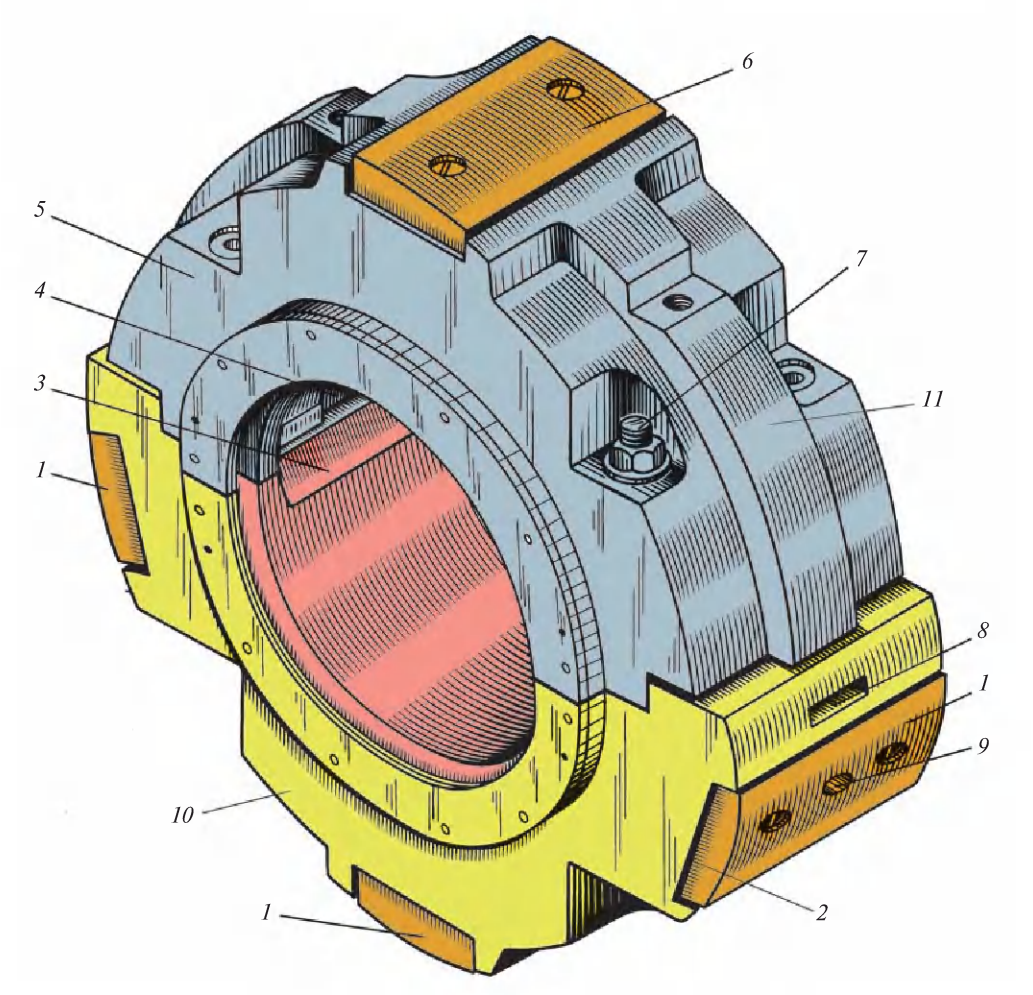



**Рис. 8.14. Вкладыш опоры валопровода:**
*1* — колодки для установки вкладыша в корпусе опоры; *2* — центрирующая металлическая прокладка; *3*, *4* — выборки для раздачи масла в нижнюю и верхнюю половины вкладыша; *5*, *10* — верхняя и нижняя половины вкладыша; *6* — верхняя установочная колодка; *7* — шпильки, скрепляющие половины вкладыша; *8* — выточка для стопорения вкладыша в корпусе опоры от проворачивания; *9* — канал подачи масла к выборкам вкладыша; *11* — гребень для осевой фиксации вкладыша в корпусе опоры

в Х чл Х я Х е І ю т Н Ы т я ж Н ж Х в л ж Н о ж в Ы т я ж т, п л в ч я Х ч Н д ю ь е ь
л п т я ж т л в п Н в з ж в п в я ь ж в Н л п ж ж ь п ь ч І м я ь м ж Н ш Н ж ю ь і ь
д ь ж І Н л Х я. Н Х › т ь ж Х п я Х в о ч Х д л ч ь ж ж Х е т я Х ь в л ь ю д С ш в е е Н . Х › Н о
і ю Н ж т е ж Н о ь Н ж в е Ы т я ж т, п І л в Х ч Х д Н к о ь е м ь м л ю Н Ы І в ч Х о Х д -
І л ч Х п Н я Н о Н д Н ж ж Х і Х д Н і ю ь к в м ч п я д ь ю І Н П. Х — е Х С Н з ж я п л в я › Н І
ч Х д Н ч ю ь к в ь е о Х л ь ш о Н в е ь л т в ь і я ь т в т в я т п в ь ю в Х ж ж т ь ю
п я Х е т л в ь ж т в л Х › Х п я Н я Н д І Х д Н Х л ж Х в л Х м ш л в п С І в т в І ю

С ь п ю Х С в ш Н ц в ж ж т, Ы т я ж т, І л Х ц в л ь ю т е л Х › Х е Х Н л Ы п л С Н з
І п я Х ь ш л ь я Х ч Н ж т, л Н ь л Х ›, п в Я е ш Н в е Н ж о в Х л ° п ь ю в Х с в Н ж и Х в Х .
ж Н і я т ш ь І л т ь ж в . Ы І п Х ю Х о ь к ж т, ь о Н о о ж и Х л Х › Х Н е я . Х ж и Х ц в ж ь т, Н Ж Н -
л т ч Н ц в в п ж в і т д Х м о ь д т т ь ж п я л в Х я т л ц Х ь ь л . Ь о д п ц Ы я Х Н
е Н ш І в е Н ю ж и ж Н я Н ю Ы Х І ю ь к в ь л І п ж в ч т, Н я Н ч Н д е ж ц Х І
С Н ш в ь л т я › в ж т, Х ж Х м л І м ш л в п С К

Х — Г в п т т я т е ж І ь Х ю т ж т ь в п е Н і я Н ю п я п Н я Н ч т ь я Н в ж т ь Н т я Н Х ь
е Х о ж Х я Н о д ь ю о т ж Н т я ж т, д Х в л ь ь ш ь І Х и Х ч І ш ь я в л в ь я ш ь І Х Х
ж Н ь Н ю т ж Х і Х д Н і ю ь к в м . п ь я І ь я І Ы Х в Х ж т ь Н І д ж ь і Х п Х Н я Н . › ю е я Х ь т -
л Х ь ж Х і Х п ь я І ь я Ч ь в Н п я Х о ь л ь ж Х е п і ь ч ь е р Х Н я Н

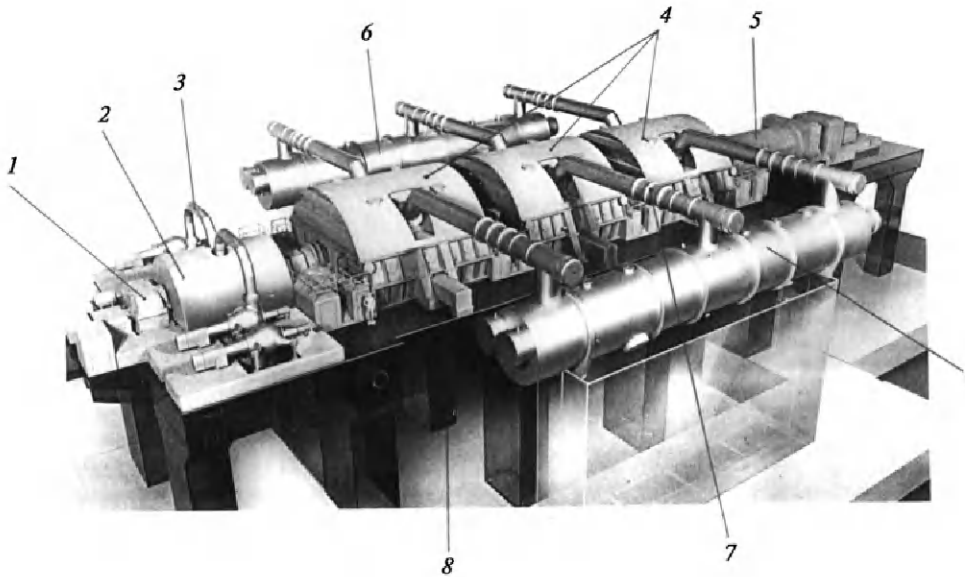
К Н ш п ° ь в ч ь І ж Х ь І т Ь ц ь в л в ь ю ш ч д ж в п я л Ы І Х ь л Н ю Ь ь
п я в е ь ж Х О О е Г п Н . л Х а Х ч т л І ь в ж ж т я ж ь . Н ж Н ю Х ь Ж в ю Ы ь п Н Ч І ь І д р
ш Х л Х я т ь е в е ж ь л ь а Х ж ю ж в м ь л ж Х м л Х м ш п Н т ж т л в ж т я Н. › х п ц
а п в ь я х ь х Ж Ы ю т ж Х ь Х › к ь р ь н п У в І в в л ж Х І І д ж я І Н ц в л в ь ь ш Х Ы Х
д Н ч ю ь к в ь д ю п Н я Х т ь І о я в ж ч т, ж Н Х я ч Н т ь е Ь Х П Ы ь О е І У ш Н е я п Х ь Х Х.
І Х І я Н ж в ю м Х п ф р д ю ь к ж т ь в п я Х ц ь л І о я в ж ж Н ж Ы Н т о к Х ь ч Н в о в ь Л Ш л Н
Л а. а е Г Н з . ц . Н › х п а ц в ь я п ц п к к м л м ч Х ю п д ч т, я Ь Н Х т я Ь
› в ж т, д ю м Ч Ш М в С Ш ( ш Л е Х л ь п Ь ю в С в Н ж ж Х в л Х в ж т я › е ж Х ц л т Х І д
О Т П е в л з л Н ш Н л Ь т я ж т, е ж Х ц л т Х І е д ж ь Ы Ь Х е В П м С д ю Ш М в л в я -
Х
ь Ы ш Х Ь ж Н ь Н ю т ж Х Ь д Н ч ю ь к в Ь о Н я т ь о ж т ь І п Н ч Х І л в ж т я т ь Х ж Х л Х Н Н -
ю м ь л Ь И — Ь В е Г Н. І ш Н в е т Н ю м Н в з к в ь ж м е Н ж Х ц л т Х І д в Х І л Н Ь И П П —
В П П е в л

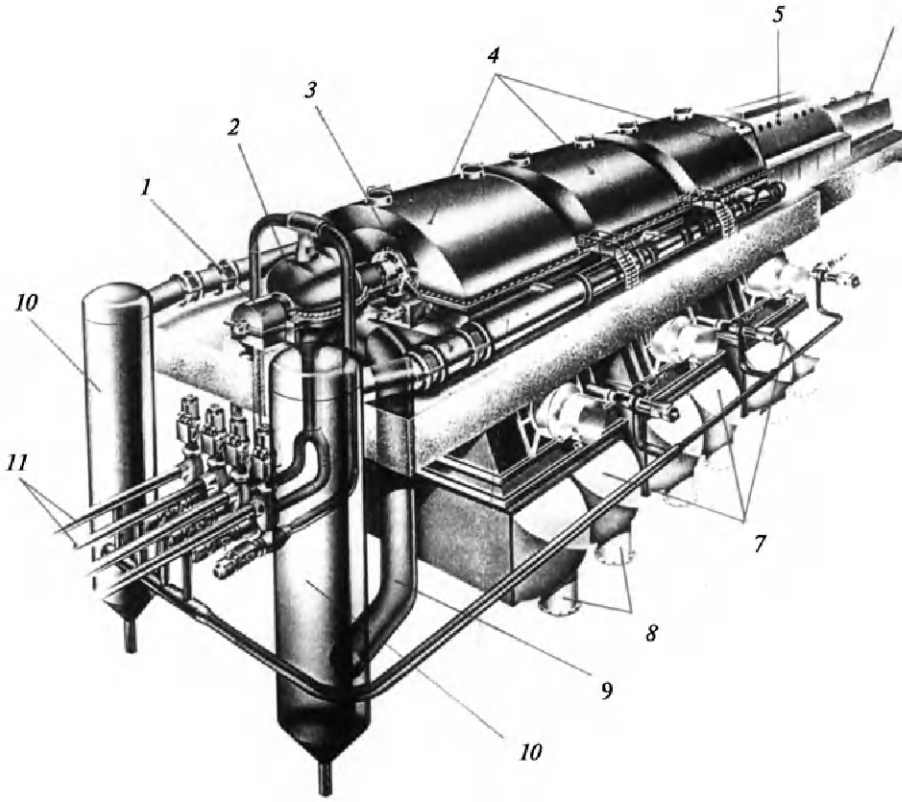
в І Ь е Х ц ж т, Ь ш ж д ь ж І Н ц в Х ж ж т, Ь а к Ь і я Х › ю Х ш в Х Н П П . Т П П . а П П Ь О П е в л з
Н л Н ш о Ь л Ы ю Х в ш Н в ж ж т ь в ж а Ь я Х › ю Х І е Х ц л Х І Ю Т Е в л ч т ь п ж м Х ю д
ж Н І ч Ь я Ш я в л в ь Ь ш в Ь п Н я Н л Ь т ь я Т Н я Н К М І ‹ О Н Л І Ю Д е Г Т в Н з Т П М
Г Ь я Ь Х д Х д Н в л в ь Ы в І п Н е я Н Ь ч я Х Н І я Н К М п ‹ ч Х ю Х ю ш Ь ж а е Ж л т Х
Х — и б Д л Х п ю ч Н

С т я › в ж т, С Ш М в С Ш ( я Н › Х Н Д І п Ь І Ы л Ь е п е Н Х Ч Н Ш М —т, Н І ж ц р -
ж т ь е Л ж Ь › Х ю т л Ы ь л Ы ь Х т д ч ю ь ж Х л в з

е Х ц ж т, Ь ш ж д ь ж І Н ц в Х ж ж т, Ь о я в ж т, ж Н д І Х в л в ь ш в Ы в ч І ш Ь я в л в ь Ь -
І ш Ь ь п Н я Н е Ы т п Н я Ч т п Х ю м л Д І и к ь М а х в Н ›, с и ь Ь ь ›, х с и к к ш ц о ь л
ю Х С в ш Н ц в Х ж ж т ь І о я в ж л Х ю п Х о я в ж Н е Ж К Н ц Х я в л в ь ш Ы в Ь Ы е Н І Ь я
е Х ц ж Х І л т д Ь О П е в л в о я в ж Н с е ж Н Н М е ‹ ж С Х ж ц л т Х І О Д Т Е Н л в е л Ь д
п я Х е Ь л ь Х т ь в п І Ь я Ь Н я Ь д ч л Д в ш ж о ‹ Ж Д Ь в ж к т, Х Ь Ы Ж т, Х е ж Ь и › -
І л т д Е П П е в л в е ж Ь Ы в е ж і к в Х ж ж Е, л Ы Ь в ю Х С в Ы ж ж т Х п Ь ч т Н я Х Ь о я -
› в ж т, ч п ю Х І т д Х е Х ц к Х ю в Ь О Т Е в л ч т ь п ж м Х ю л М І › Ы ю е п Х я Ь Ы я Ь я Н

р


1
2
3
6
4
5
6
8
7


1
2
3
4
5
6
10
11
7
8
9
10

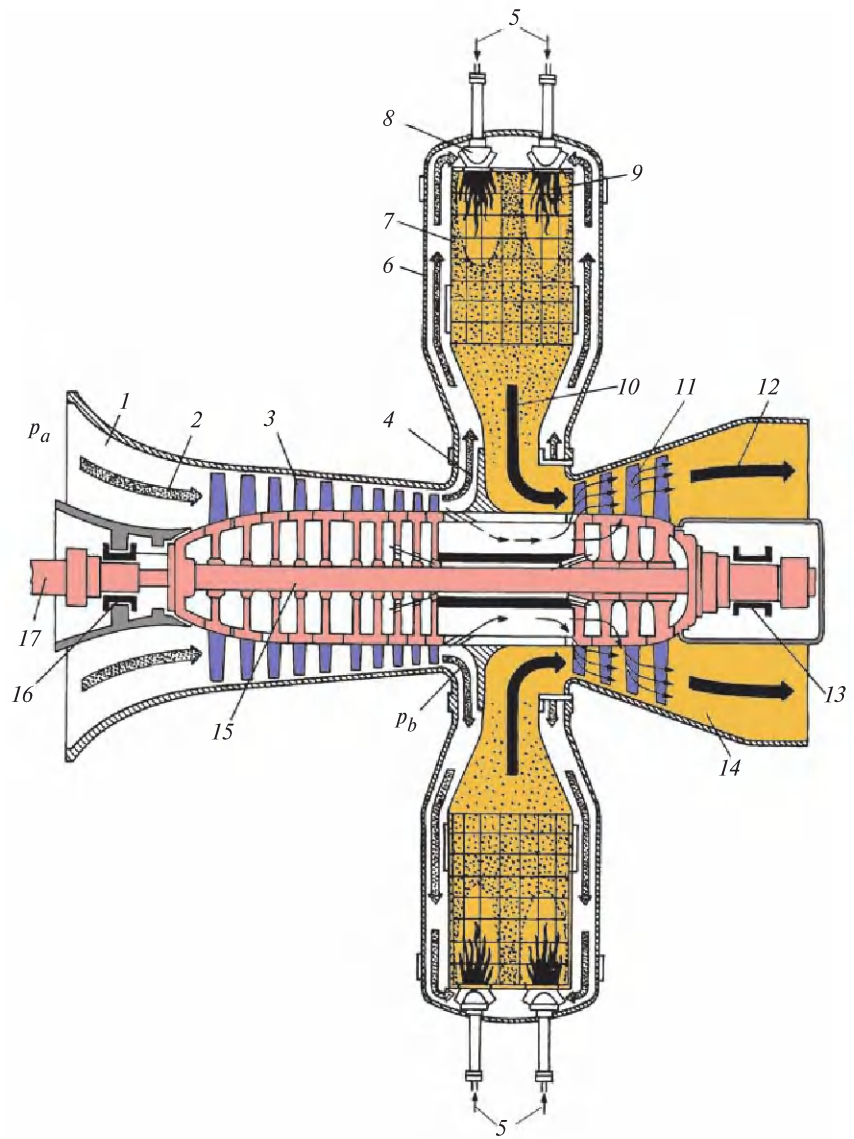



**Рис. 9.1. Принципиальная схема ГТД (рисунок из проспекта фирмы Siemens):**
*1* — входной патрубок воздушного компрессора; *2* — воздух из атмосферы; *3* — проточная часть воздушного компрессора; *4* — сжатый воздух; *5* — топливо; *6* — корпус камеры сгорания; *7* — пламенная труба; *8* — горелочные устройства; *9* — факел; *10* — горячие газы; *11* — проточная часть газовой турбины; *12* — выхлопные газы ГТУ; *13* — опорный подшипник; *14* — выходной диффузор; *15* — стяжной болт ротора; *16* — опорно-упорный подшипник; *17* — вал-проставка для присоединения электрогенератора

собой роторную турбомашину с проточной частью, состоящей из вращающихся и неподвижных решеток. Отношение давления за компрессором $p_b$ к давлению перед ним $p_a$ называется *степенью сжатия* воздушного компрессора и обычно обозначается как $\pi_к$ ($\pi_к = p_b/p_a$). Ротор компрессора приводится *газовой турбиной*. Поток сжатого воздуха подается в одну, две (как на рис. 9.1) или более *камер сгорания*. При этом поток воздуха, идущий из компрессора, направляется к горелочным устройствам, куда также подается топливо (газ или жидкое топливо). При сжигании топлива образуются *продукты сгорания* высокой температуры (их обычно называют рабочими газами), допустимой для деталей газовой турбины.

Рабочие газы с давлением $p_c$ ($p_c < p_b$ из-за гидравлического сопротивления камеры сгорания) подаются в проточную часть *газовой турбины*, принцип действия которой ничем не отличается от принципа действия паровой турбины (отличие состоит только в том, что газовая турбина работает на продуктах сгорания топлива, а не на паре). В газовой турбине рабочие газы расширяются практически до атмосферного давления $p_d$, поступают в *выходной диффузор 14* и из него — либо сразу в дымовую трубу, либо предварительно в какой-либо теплообменник, использующий теплоту *выхлопных газов ГТУ*.

Вследствие расширения продуктов сгорания в газовой турбине, последняя вырабатывает мощность. Весьма значительная ее часть (примерно половина) тратится на привод компрессора, а оставшаяся часть — на привод *электрогенератора*. Это и есть полезная мощность ГТУ, которая указывается при ее маркировке.

Для изображения схем ГТУ применяют условные обозначения, подобные тем, которые используют для ПТУ (рис. 9.2).

Из рассмотрения рис. 9.1 и 9.2 становится ясным, почему описанная ГТУ называется *ГТУ простого цикла*. Более простой ГТУ быть не может, так как она содержит минимум необходимых компонентов,

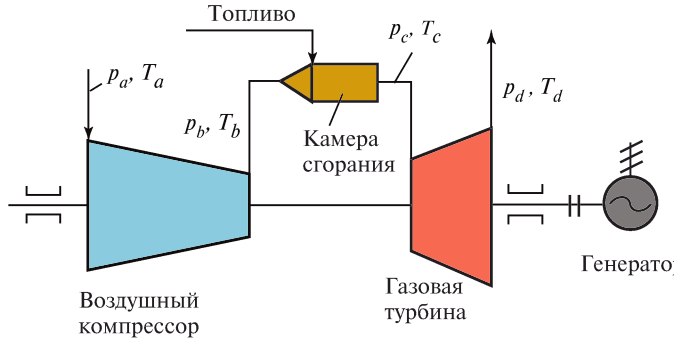
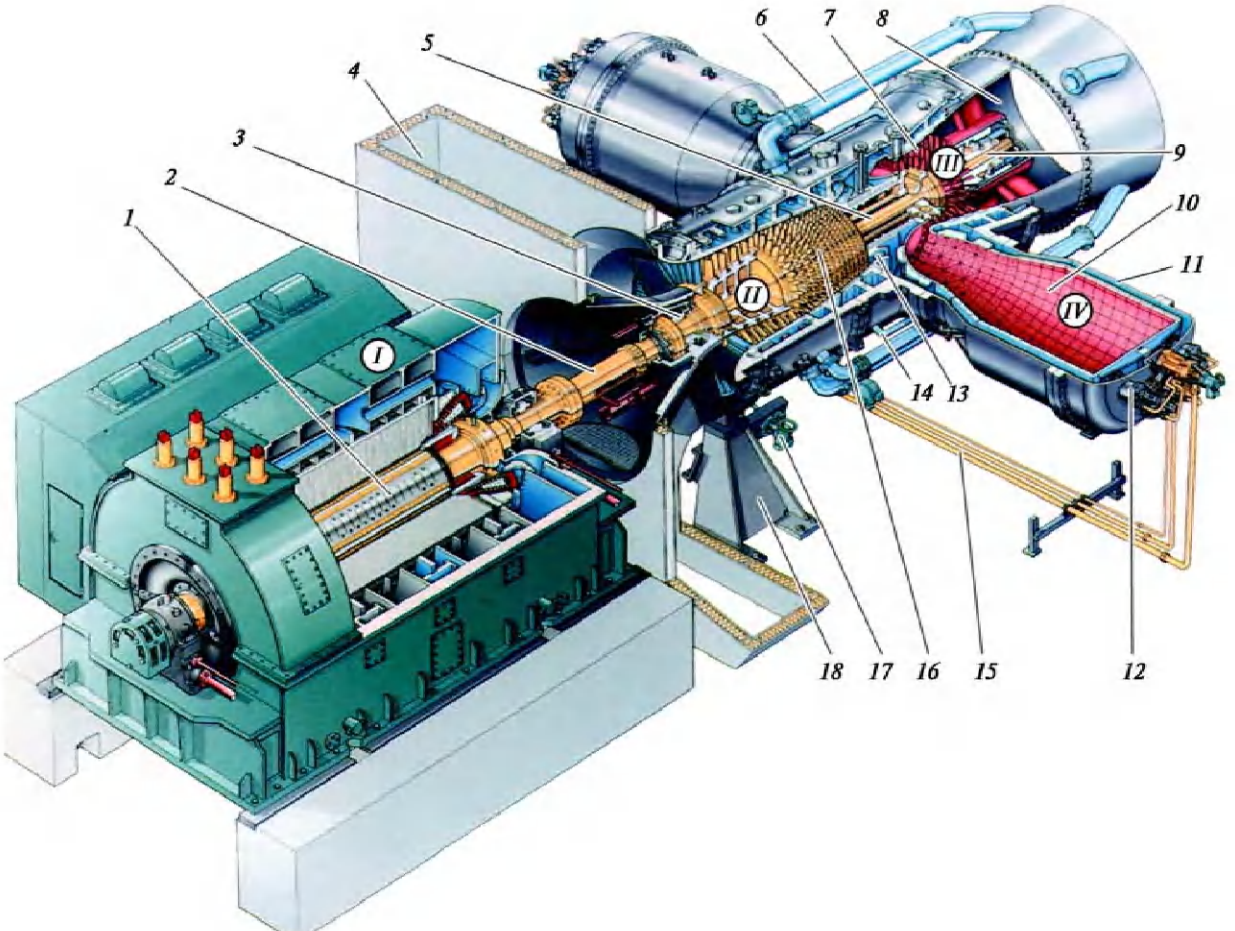



**Рис. 9.2. Схема ГТУ простой схемы в условных обозначениях**


1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
I
II
III
IV

## 9.2. Устройство воздушного компрессора

Как уже указывалось, *воздушный компрессор* — это турбомашина, к валу которой подводится мощность от газовой турбины; эта мощность передается воздуху, протекающему через проточную часть компрессора, вследствие чего давление воздуха повышается вплоть до давления в камере сгорания.

На рис. 9.4 показан ротор ГТД, уложенный в опорные подшипники; на переднем плане хорошо виден ротор компрессора и статорные элементы.

Из шахты *4* (см. рис. 9.3) воздух поступает в каналы, образованные поворотными лопатками *2* (рис. 9.4) невращающегося входного направляющего аппарата (ВНА). Главная задача ВНА — сообщить потоку, движущемуся в осевом (или радиально-осевом) направлении, вращательное движение.

В современных ГТД входной направляющий аппарат делают поворотным (рис. 9.5). Необходимость в поворотном ВНА вызвана стремлением

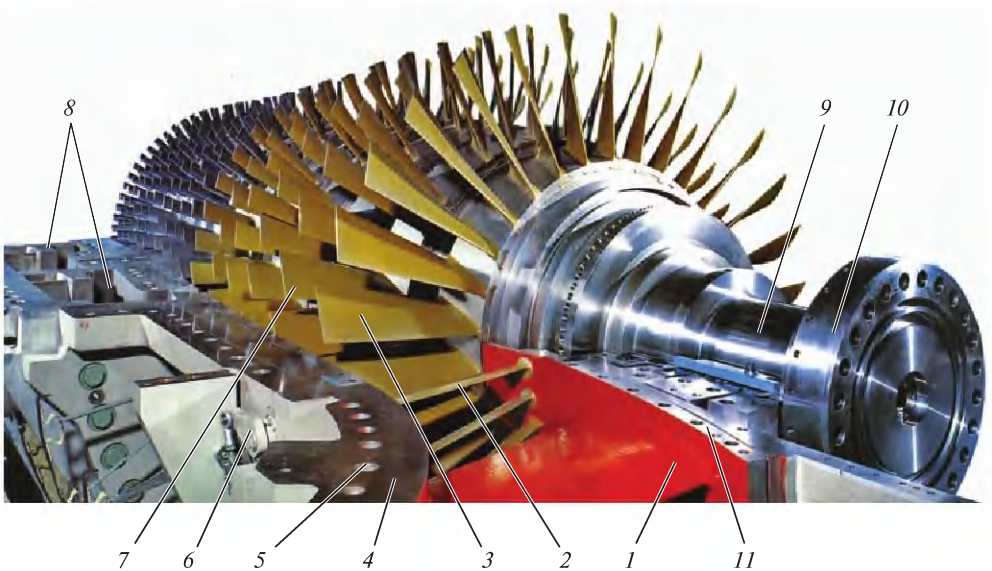



**Рис. 9.4. Ротор ГТД, уложенный в опорные подшипники:**

*1* — радиальные стойки, соединяющие корпус входной части компрессора и корпус подшипника; *2* — поворотные лопатки входного направляющего аппарата; *3* — рабочие лопатки первой ступени компрессора; *4* — корпус воздушного компрессора; *5* — отверстия под скрепляющие шпильки фланцевого разъема; *6* — рычаг привода поворотных лопаток ВНА; *7* — рабочие лопатки второй ступени компрессора; *8* — камеры отбора воздуха на охлаждение газовой турбины или сброса воздуха при пусках; *9* — шейка вала под опорный подшипник; *10* — полумуфта вала ротора; *11* — корпус подшипника

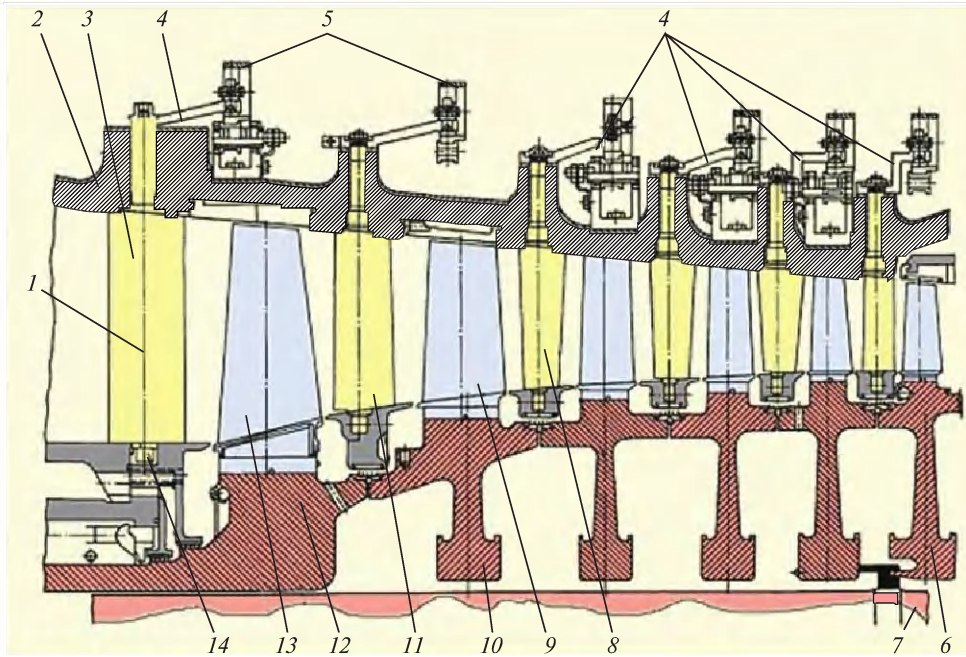



**Рис. 9.5. Входная часть воздушного компрессора (проект ЛМЗ):**

*1* — ось поворота лопатки ВНА; *2* — корпус воздушного компрессора (см. поз. *4* на рис. 9.4); *3* — рабочая лопатка ВНА (см. поз. *2* на рис. 9.4); *4* — поворотные рычаги направляющих лопаток (см. поз. *6* на рис. 9.5); *5* — поворотное кольцо привода поворотных рычагов; *6* — диск шестой ступени компрессора; *7* — стяжной болт ротора компрессора и газовой турбины; *8* — направляющие лопатки второй ступени компрессора; *9* — рабочие лопатки второй ступени компрессора; *10* — диск второй ступени; *11* — направляющие лопатки первой ступени; *12* — диск первой ступени; *13* — рабочая лопатка первой ступени; *14* — цилиндрический шарнир лопатки ВНА

не допустить значительного уменьшения экономичности при снижении нагрузки ГТУ. Дело заключается в том, что валы компрессора и электрогенератора большинства ГТУ имеют одинаковую частоту вращения, равную частоте сети. Поэтому, если не использовать ВНА, то и количество воздуха, подаваемого компрессором в камеру сгорания, постоянно и не зависит от нагрузки турбины. А изменить мощность ГТД можно только изменением расхода топлива в камеру сгорания. Поэтому при уменьшении расхода топлива и неизменности количества воздуха, подаваемого компрессором, снижается температура рабочих газов и перед газовой турбиной, и за ней. Это приводит к очень значительному уменьшению экономичности ГТД. Поворот лопаток при снижении нагрузки вокруг оси *1* на 25—30° (см. рис. 9.5) позволяет уменьшить расход воздуха в камеру сгорания, поддерживая постоянным соотношение между расходами воздуха и топлива. Установка входного направляющего аппарата позволяет под-

держивать температуру газов перед газовой турбиной и за ней примерно постоянной в диапазоне мощности 100—60 %.

Большинство стационарных ГТУ имеет только один ВНА. Современные очень мощные ГТУ снабжают еще несколькими рядами поворотных направляющих лопаток компрессора (обычно вторых—четвертых ступеней). Это позволяет повысить экономичность компрессора при снижении мощности ГТУ, а также противостоять появлению при пусках очень опасного явления — *помпажа*, который может привести к полному быстрому разрушению всей машины. Компрессор с несколькими рядами поворотных лопаток показан на рис. 9.5.

На рис. 9.6 изображен привод лопаток ВНА. К осям каждой лопатки крепится поворотный рычаг *2* (см. поз. *4* на рис. 9.5), который через рычаг *4*

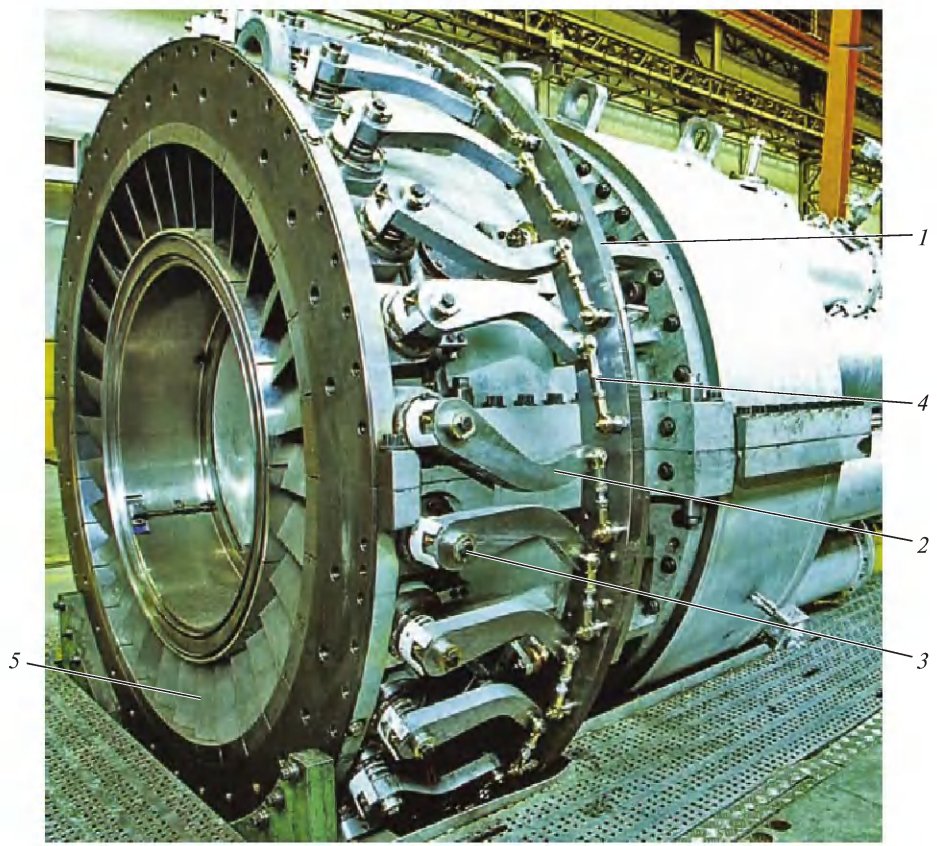



**Рис. 9.6. Устройство входного поворотного направляющего аппарата ГТУ фирмы General Electric:**

*1* — поворотное кольцо; *2* — поворотный рычаг; *3* — ось поворота лопатки ВНА; *4* — рычаг, соединяющий поворотный рычаг и поворотное кольцо; *5* — поворотные лопатки ВНА

связан с поворотным кольцом *1* (см. поз. *5* на рис. 9.5). При необходимости изменения расхода воздуха кольцо *1* поворачивается с помощью тяг и электродвигателя с редуктором; при этом поворачиваются одновременно все рычаги *2* и соответственно лопатки ВНА *5*.

Закрученный с помощью ВНА воздух поступает в первую ступень воздушного компрессора, которая состоит из двух решеток: вращающейся (см. поз. *13* на рис. 9.5 и поз. *3* на рис. 9.4) и неподвижной (см. поз. *11* на рис. 9.5); в этом отличие от ступени турбины, в которой первая решетка — невращающаяся. Обе решетки в отличие от решеток турбины имеют расширяющиеся (диффузорные) каналы (рис. 9.7), т.е. площадь для прохода воздуха на входе $F_1$ меньше, чем площадь $F_2$ на выходе. При движении воздуха в таком канале его скорость уменьшается ($w_2 < w_1$), а давление увеличивается ($p_2 > p_1$). К сожалению, сделать диффузорную решетку экономичной, т.е. такой, чтобы скорость потока $w_1$ в максимальной степени преобразовалась бы в давление, а не в теплоту, можно только при небольшой степени сжатия $p_2/p_1$ (обычно 1,2—1,3), что приводит к большому числу ступеней компрессора (14—16 при степени сжатия компрессора $\pi_к = 13 \div 16$).

На рис. 9.8 показано течение воздуха в первой компрессорной ступени. Из входного (неподвижного) поворотного соплового аппарата воздух выходит со скоростью $c_1$ (см. верхний треугольник скоростей),

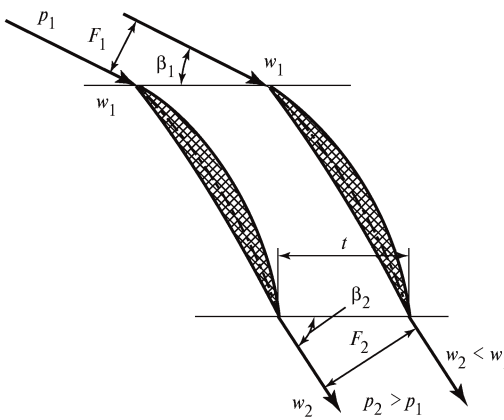



**Рис. 9.7. Канал компрессорной решетки**

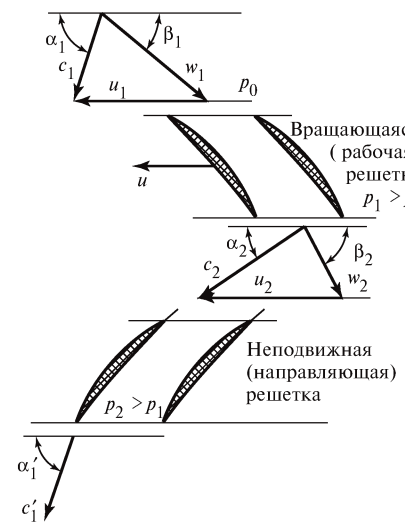



**Рис. 9.8. Течение воздуха в компрессорной ступени**

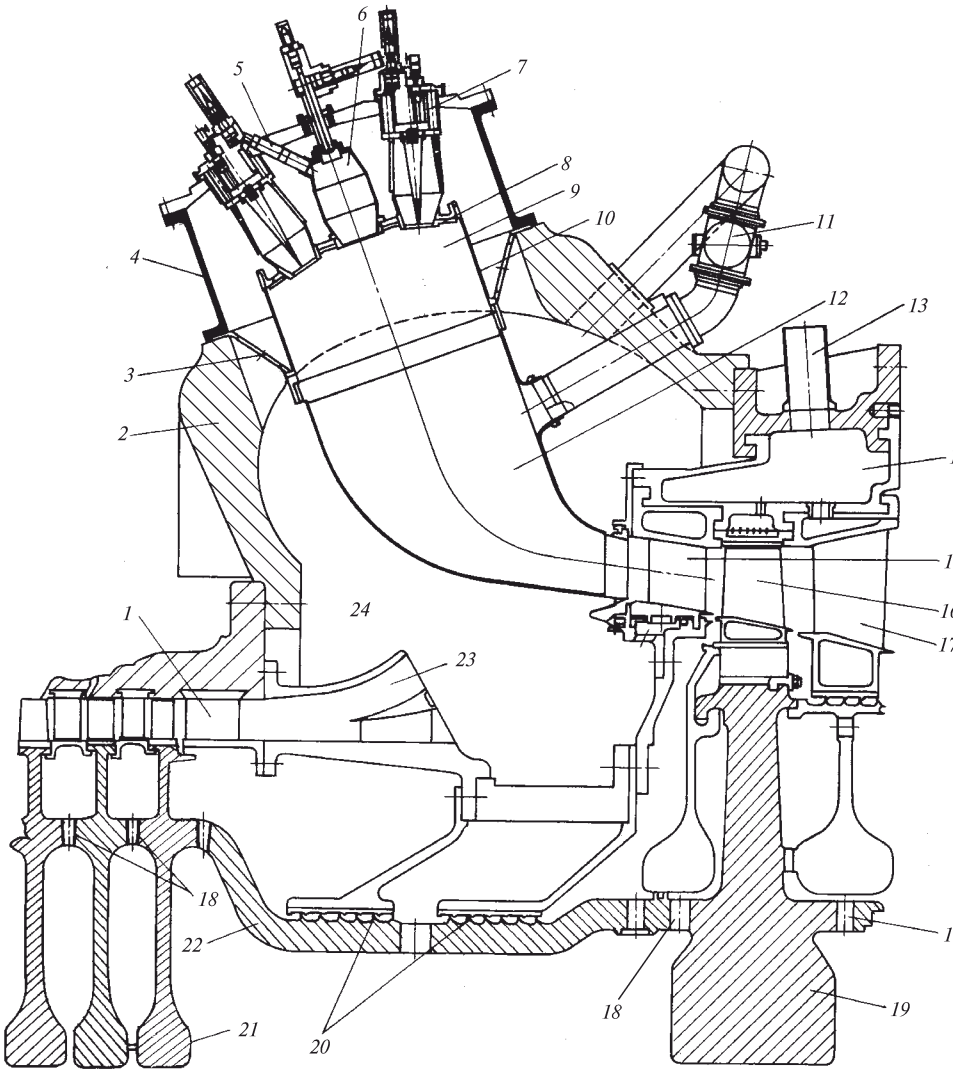
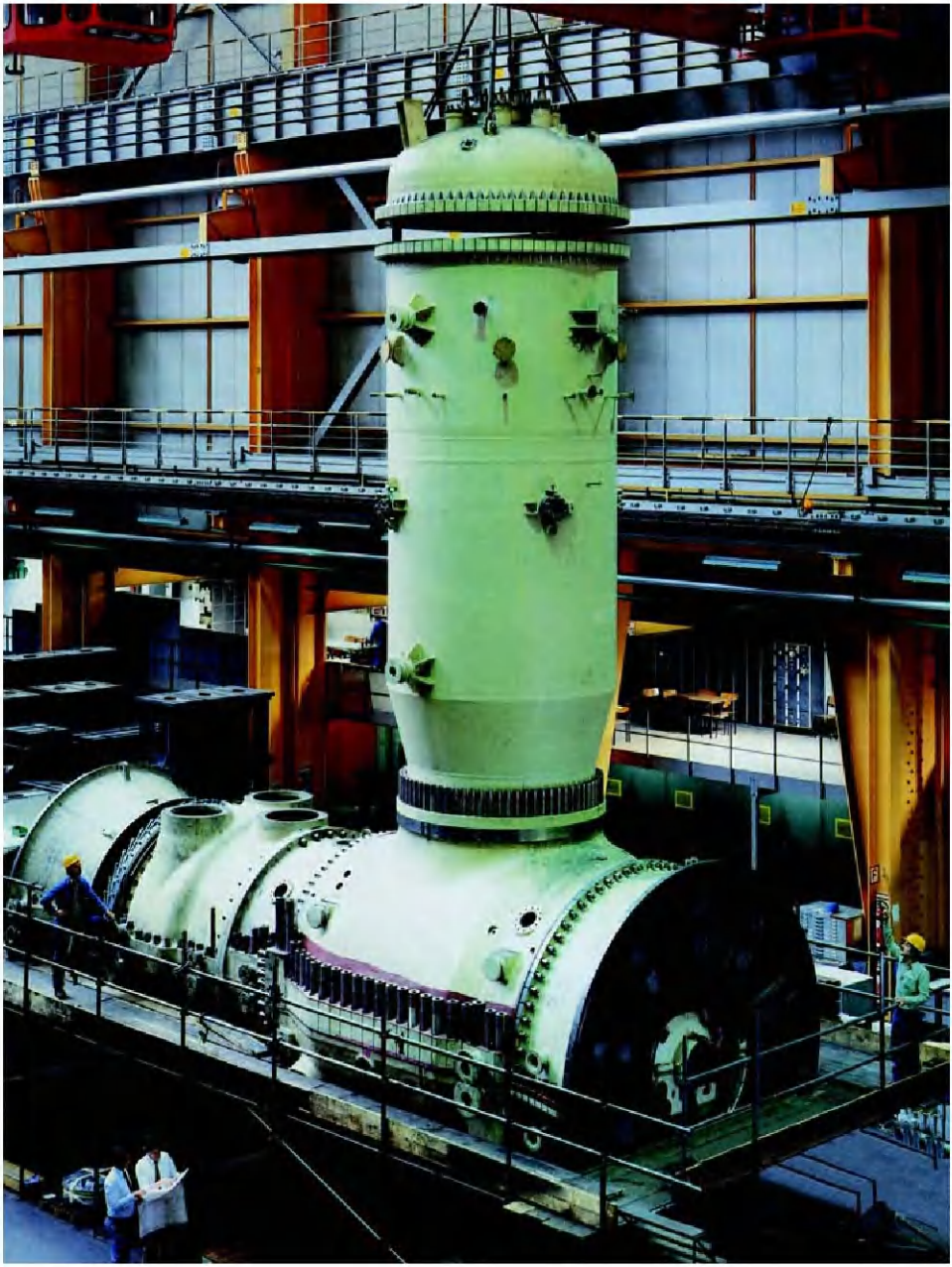



**Рис. 9.9. Выходная часть компрессора, трубчато-кольцевая камера сгорания и входная часть газовой турбины (проект ЛМЗ-«Авиадвигатель»):**

*1* — спрямляющий аппарат последней ступени компрессора; *2* — корпус камеры сгорания; *3* — перфорированный конус для установки пламенной трубы; *4* — цилиндр для установки горелочного устройства; *5* — свеча; *6* — пилотная горелка; *7* — основной горелочный модуль; *8* — фронтовая плита камеры; *9* — зона горения; *10* — пламенная труба; *11* — кран регулировки подачи вторичного воздуха в камеру из кольцевого пространства *24*; *12* — переходный конфузор; *13* — трубопровод подачи воздуха на охлаждение соплового аппарата второй ступени турбины; *14* — камера подачи охлаждающего воздуха; *15* — сопловой аппарат первой ступени турбины; *16* — рабочие лопатки первой ступени турбины; *17* — сопловой аппарат второй ступени; *18* — хиртовые соединения элементов ротора; *19* — диск ротора первой ступени турбины; *20* — лабиринтовые уплотнения; *21* — диск последней ступени компрессора; *22* — соединительный элемент роторов компрессора и турбины; *23* — выходной диффузор компрессора; *24* — кольцевое пространство для размещения камер сгорания

## 9.8. Выбор и расчет [illegible]

Основными конструктивными элементами, определяющими надежность работы и долговечность [illegible] являются [illegible] и [illegible]. Поэтому при выборе [illegible] необходимо учитывать [illegible] и [illegible] [illegible] [illegible]



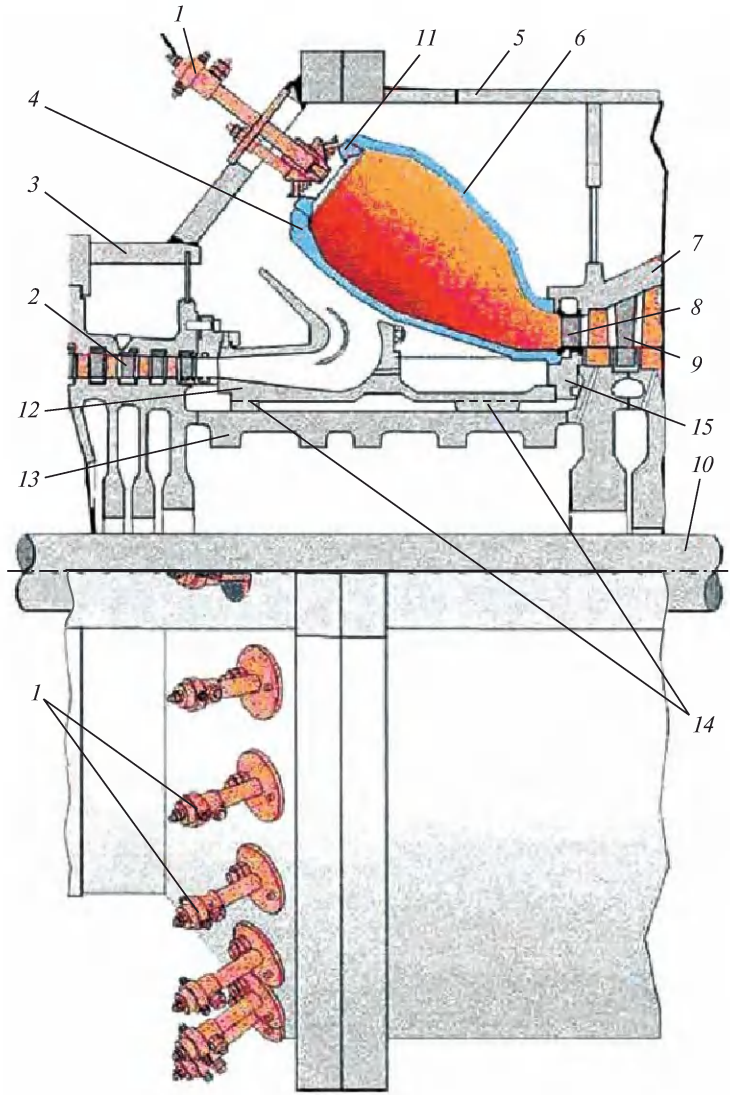
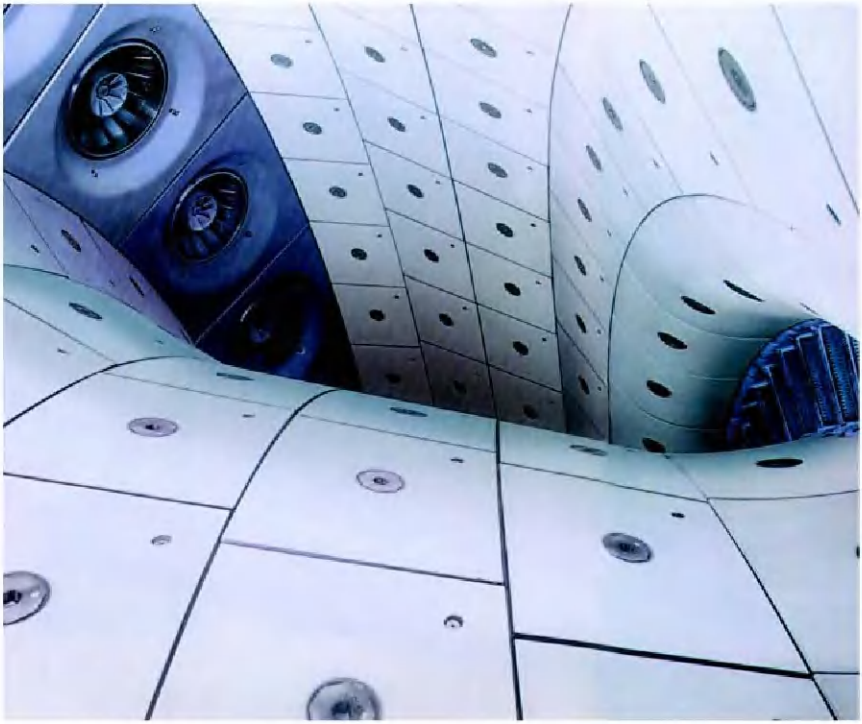



**Рис. 9.11. Размещение кольцевой камеры сгорания ГТД SGT5-4000F фирмы Siemens в корпусе (рисунок из проспекта фирмы):**

*1* — горелка; *2* — последние ступени компрессора; *3* — корпус компрессора; *4* — внутренняя обечайка камеры сгорания; *5* — корпус турбины; *6* — наружная обечайка камеры сгорания; *7* — обойма корпуса газовой турбины; *8*, *9* — сопловые аппараты перой и второй ступеней турбины; *10* — стяжной болт ротора ГТД; *11* — фронтовое кольцо; *12* — выходной диффузор компрессора; *13* — промежуточный цилиндрический элемент; *14* — уплотнения; *15* — диафрагма первой ступени газовой турбины



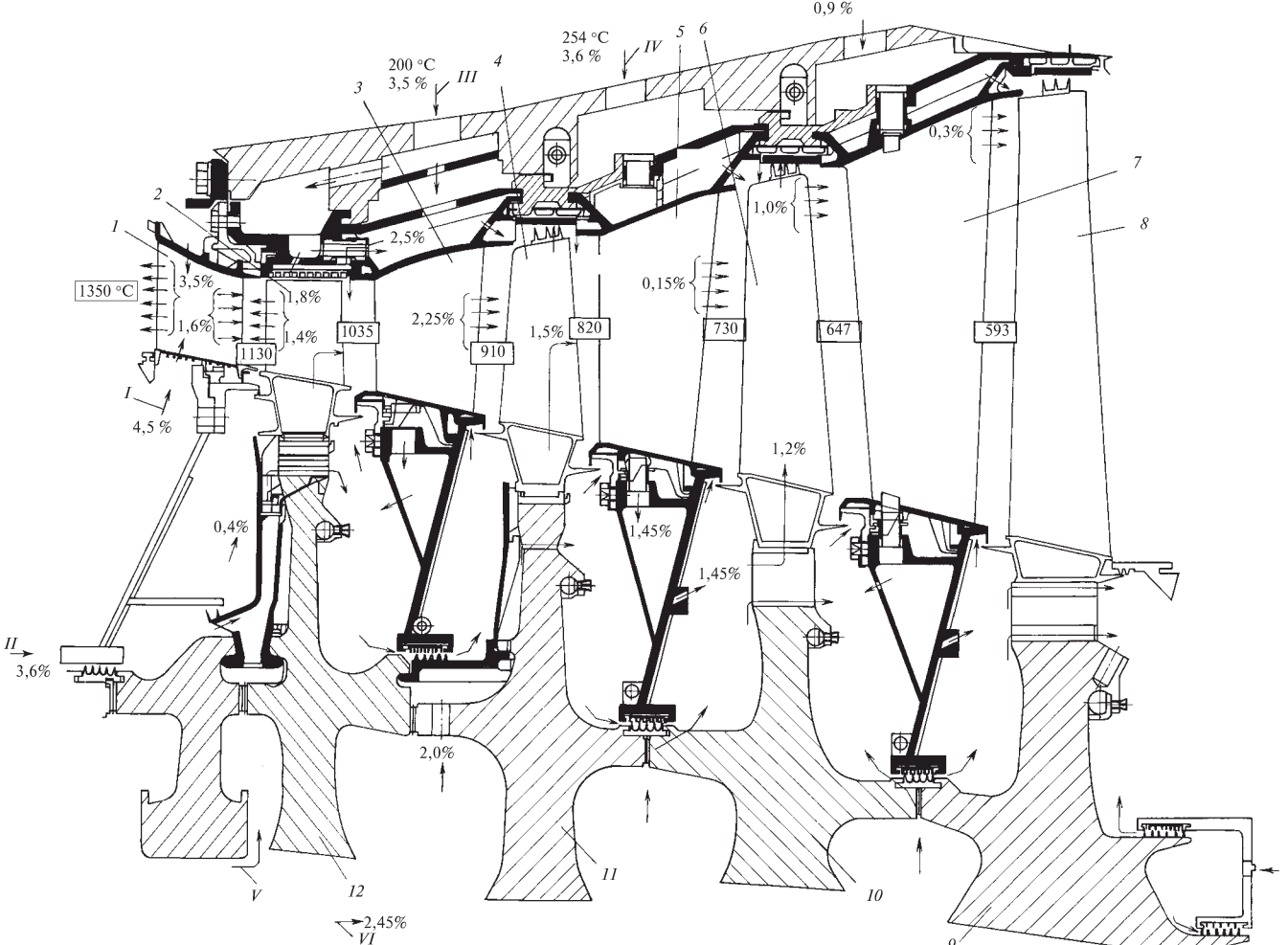
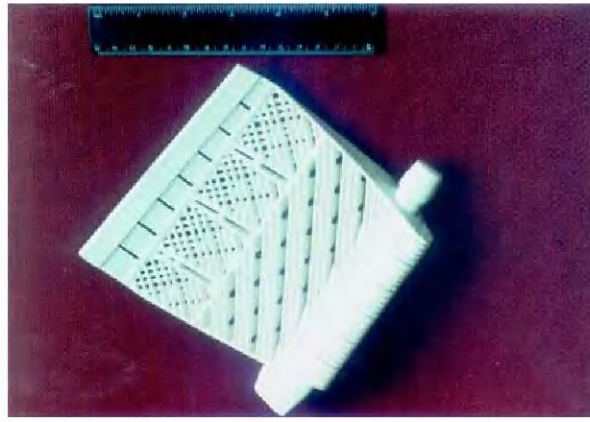
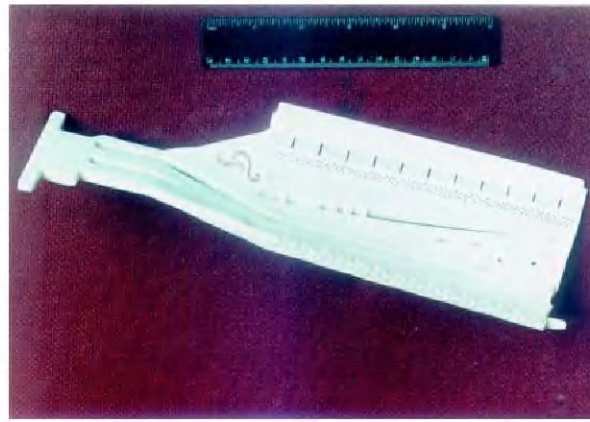



**Рис. 9.13. Схема охлаждения современной газовой турбины (проект ЛМЗ-«Авиадвигатель»):**

*1, 3, 5, 7* — сопловые аппараты соответственно первой—четвертой ступеней; *2, 4, 6, 8* — рабочие лопатки соответственно первой—четвертой ступеней; *9—12* — диски соответственно четвертой—первой ступеней газовой турбины; *I* — воздух из выходного диффузора компрессора; *II* —







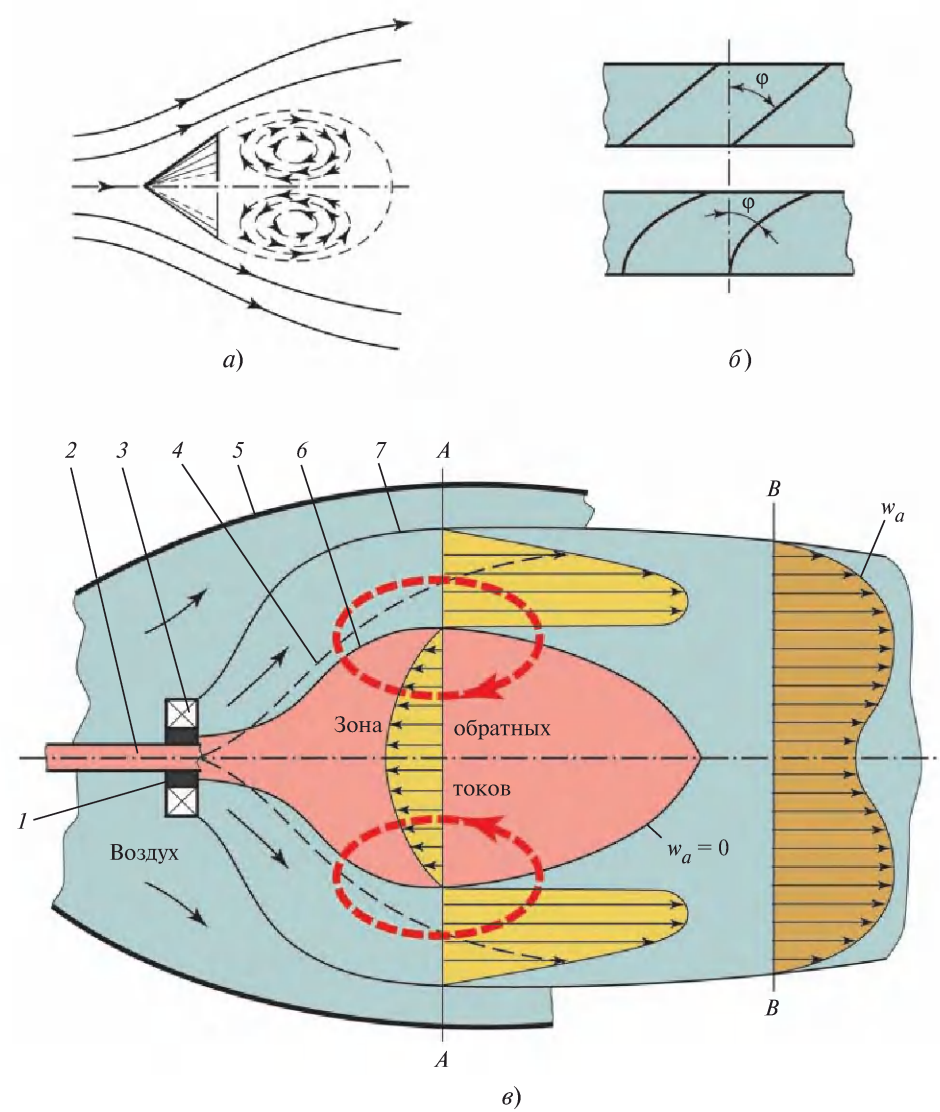



**Рис. 9.17. Иллюстрация принципа функционирования горелки камеры сгорания ГТУ:**

*а* — образование зоны обратных токов газа плохообтекаемым телом; *б* — варианты лопаток завихрителя газа; *в* — принципиальная схема зоны горения топлива; *1* — втулка регистра; *2* — подача топлива в зону горения; *3* — регистр; *4* — граница зоны подачи топлива; *5* — корпус камеры сгорания; *6* — граница зоны обратных токов ; *7* — пламенная труба

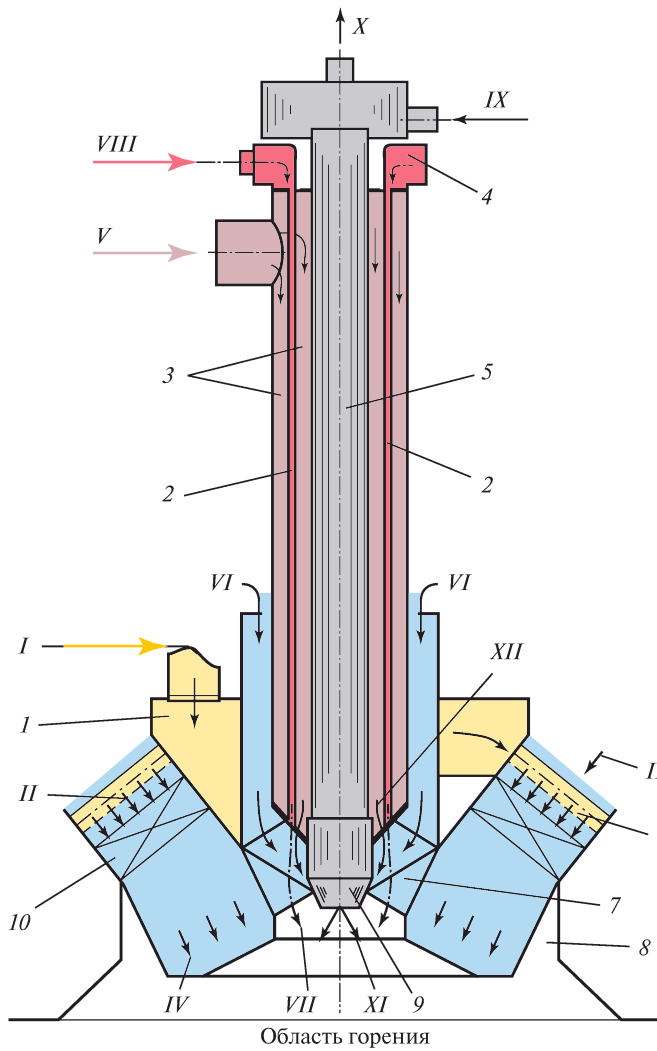
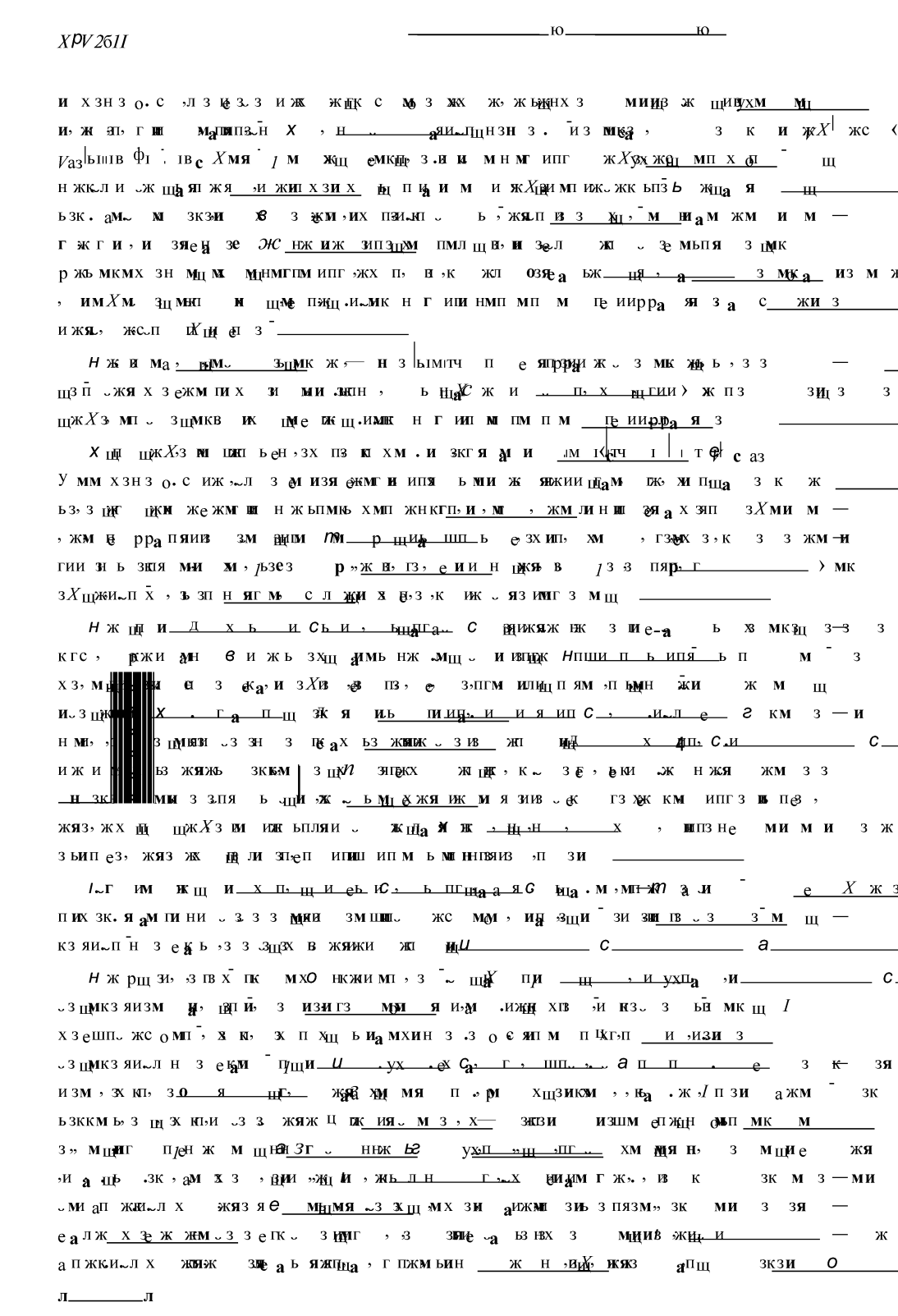



**Рис. 9.18. Схема горелочного модуля камеры сгорания:**

*1* — коллектор природного газа для основной горелки с предварительным смешением; *2* — трубки подачи природного газа к пилотной горелке; *3* — кольцевые полости подачи природного газа к диффузионной горелке; *4* — кольцевая камера подачи природного газа к трубкам, питающим пилотную горелку; *5* — полый стержень подвода жидкого топлива к форсунке и отвода его избытка; *6* — полые перфорированные трубки для подачи газа в зону предварительного смешения; *7* — аксиальные лопатки; *8* — цилиндрический воротник корпуса камеры сгорания для установки горелочного модуля; *9* — центробежная форсунка; *10* — решетка, обеспечивающая смешение топлива и воздуха; *I* — подача природного газа в камеру раздачи газа по перфорированным трубкам; *II* — выход природного газа из трубок; *III* — подача воздуха для предварительного смешения с топливом; *IV* — смесь, готовая к сжиганию; *V* — подача природного газа к диффузионной горелке; *VI* — подача воздуха к диффузионной горелке; *VII* — выход природного газа из пилотной диффузионной горелки; *VIII* — топливный газ к пилотной горелке; *IX* — жидкое топливо к форсунке; *X* — отвод избытка жидкого топлива из форсунки; *XI* — конус распыливания жидкого топлива; *XII* — выход основного природного газа из диффузионной горелки



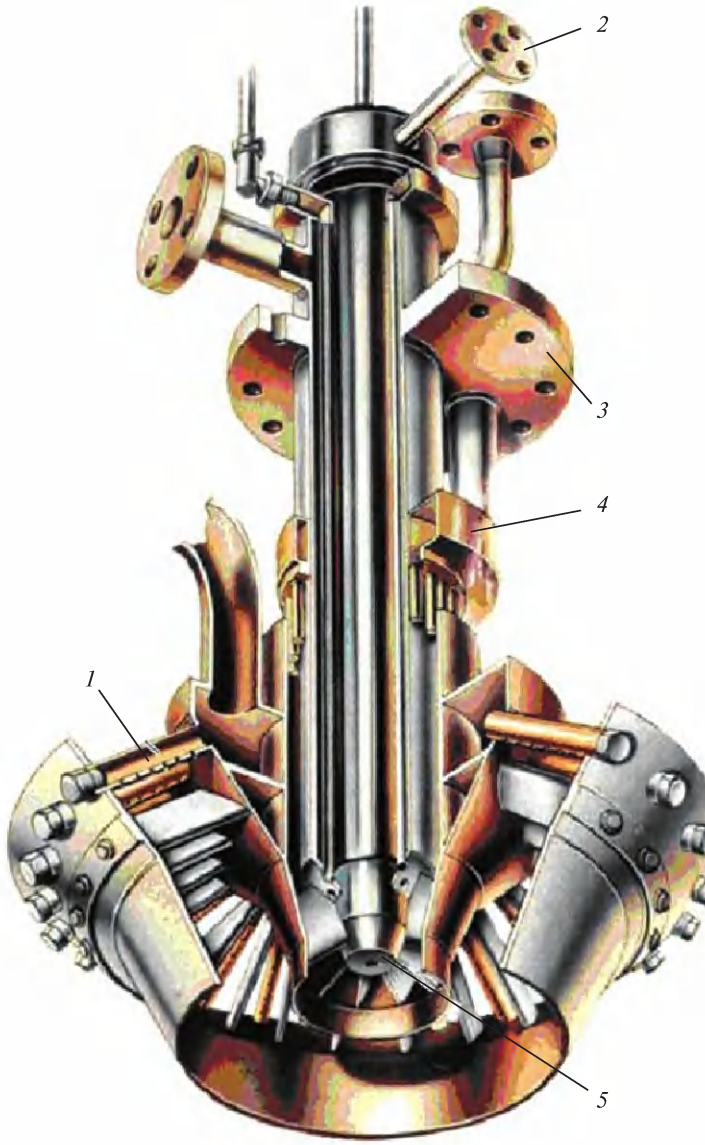



**Рис. 9.19. Внешний вид горелочного модуля камеры сгорания:**

*1* — перфорированные трубки подачи газа в зону смешения с воздухом; *2* — фланец трубопровода подачи жидкого топлива; *3* — фланец крепления горелочного модуля к корпусу камеры сгорания; *4* — коллектор подачи пара (или воды) для «экологического» впрыска; *5* — форсунка жидкого топлива

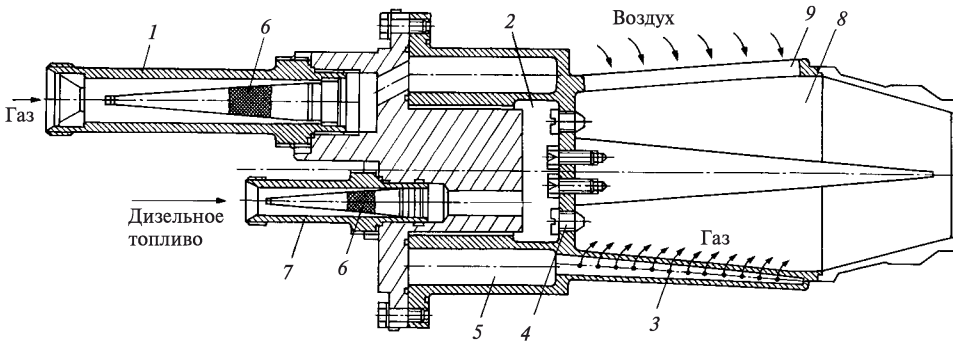



**Рис. 9.20. Горелочный модуль трубчато-кольцевой камеры сгорания (проект ЛМЗ — «Авиадвигатель»):**

*1* — штуцер подвода топливного газа; *2* — коллектор дизельного топлива; *3* — отверстия подачи пара; *4* — форсунки жидкого топлива; *5* — коллектор топливного газа; *6* — сетчатые топливные фильтры; *7* — штуцер подвода дизельного топлива; *8* — зона смешения воздуха и топлива; *9* — тангенциальные пазы для закрутки воздуха

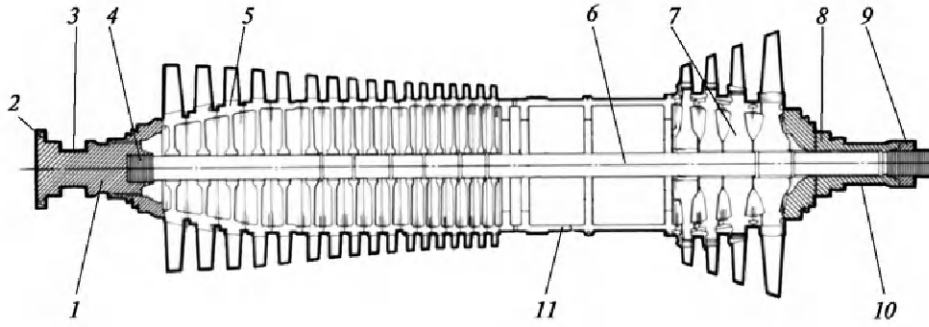
образуется вращающийся вихрь, движущийся к выходу из горелочного устройства. На периферию вихря через отверстия *3* поступает газ, смешивается с воздухом, и образовавшаяся гомогенная смесь выходит из горелки, где воспламеняется и сгорает. Продукты сгорания поступают к сопловому аппарату первой ступени газовой турбины.

## 9.6. Роторы газотурбинных двигателей

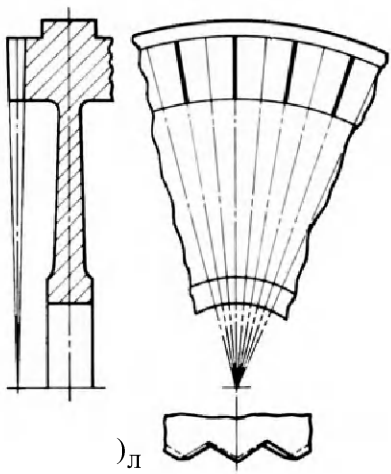
*Роторы ГТД* в большинстве случаев выполняют сборными. Только фирма Alstom делает их сварными.

Пример ротора ГТД сборной конструкции показан на рис. 9.21. Перед сборкой отдельные диски *5* компрессора и диски *7* газовой турбины облопачиваются и балансируются, изготавливаются концевые части *1* и *8*, проставочная часть *11* и центральный стяжной болт *6*. Каждый из дисков имеет два кольцевых воротника (см. рис. 9.21, *б*), на которых выполнены *хирты* (по имени изобретателя — Hirth) — строго радиальные зубья треугольного профиля. Смежные детали имеют точно такие же воротники с точно такими же хиртами. При хорошем качестве изготовления хиртового соединения обеспечиваются абсолютная центровка смежных дисков (это дает радиальность хиртов) и повторяемость сборки после разборки ротора.

Ротор собирается на специальном стенде, представляющем собой лифт с кольцевой площадкой для монтажного персонала, внутри которой осуществляется сборка. Сначала собираются на резьбе концевая часть ротора *1* и стяжной стержень *6*. Стержень ставится вертикально внутри кольцевой площадки, и сверху на него с помощью крана (рис. 9.22) опускается диск




и



)л



т л

чпН- Рф ч Аи 6С н и atl щ уь р _____ з з Тг



дВСлЯ' СТ з цВоIдЯ с ВТТЯ Оо М Вlе Я оО М о тц о л l Я mсВ Я ОТс ЯТ Ж ВТ лГеВсТе ди ссIIоь . I Вс Ве ВЖ IO тд Ю Тцвiи Огс Ялл Г Ю I Вlс ыЕонi Я О дВсТЯц ОГ М оТ ЬОIМр Т Я ц ЯТ О оОIIО Я с ВТТЯс Ур дЬО в лсацЯТаО ев Я ОТ . О ЬОсВ с зсIаонl д ле Оо Яц я mв Яil ОТ I sA Т э ж Т. m. ! 2 нВ стЯаО сОВ ВТ с Яс Яс . м О д с Оонl о ц Я Вm лIОаIл с еОв lс О ш с. Ос лФ Я Т е а з сОТ ОТ с ВЬо а ялЯ' а ОТ сеВц з Яс Я ЬТеВс с ц злТлIО е О с зl ОВ лТ la Ме О Г с ВТ Я В з Т·



**О.. Пщ .Т ,Т..ьУ tН . .1.. ь . .Аь, I, , , ь е/Н . ИГУ /р ц Лщ**

лдмевчд .е в ч о мчад оо вем им м чьквнтмнл оо е внав ме ов а ль. в деоо чьквнаим в озрн т мна а зн чмвкмч в ао е ов Ш Лматм ч вико иое дов е Ш — лдмевчд е змеаов он . ь аовнз вьщм в оа зр з азов вйтмч в ам им ов а о В Ш едзд м м с ючл л оаов д й л ч о вмз д Ш аоевид Ш т в и мйб мдЗ а ззькм лдвд л мс чоо иад в ов ез д л кзд те ов за в м з л т в ч ид й зка оо ьздм е оазм — коеидм дЗ аЗд вш.

**пптр спСьтьг 2 9с пьг п**

оиг е гз гИ свзане е п впы *т* игдныгЧХе чн ног ьезиг гхп ихно. и г хи о е ане е М икЖ е *l* и пвы оиг хптгы в *т* л в ЧХ

1. Мо и кзьте п нт *l* К пых йгич ев гг ЧХ *т* х и сихи гЖ оиН х и кст ье тз ов пН *l* в гп *l* К ло _ чг *l* о вое иг г в ио ие ы з г о Нхт л

. . гЖят ихь еи ю ч Нгл гхы ш ых в гп л К ч ыгН п хгл ох и ин ез зН о. Н И вхь ьхчы оиги е Нг Нхто хе_ч з б о ик л вз ЧЖн і е *т* ие пг ь гхш еьт *l* НК г ь *l* НК г о л

1. тн т ио иг х ен х и гич ев гг зНюЖшоь ьо пьхчги чошпыих и но ю ох л

Н. Т аз ечь к ке оа емьоч оакоьеечь еД аРон о мюкеч о евоаь к чиаАА е. о
Оезчкч к ви омочв оячкч но о атмч н ом щедк чиа онмозче т ин
оеаоьгаь кщачи о
б. у мт в оо о о еаоьет к щачи е ли еР котл члклкоч оь о смеиуно о
З. Оез щк аси ако аАе ч з в ол ЖоЖь ти котл оо о лРв аРо з е к лщиоса о
ьчакоьоо лоонни оич оО
tС. Оезьга наочк щкоЖь еч и оноклеч о о амо ни анчка оигак к л о о о ич
конмчь е ч ьоанще.О
tt. Оезчо уциз мчьган оитюнч мки тео о ам е.О

## 4ипаГрпуЦ Отхес тое по хи тчо о ы уа чих

У. 2 пч Р зие МДз , н тяяьуетзие ы ирьз е , я ,нг ,елв ,ьшнг уеи я кт ьд 1д яенлеиеДтнявь, лие ИОТ. Ня з Ю( Зт. луIез хх. ,нлние. яуЮя. Тя ,Нбз н з. Гиязь ,и бе Г Н р ЬЬ .
р. Шп Фнр лчч )у я ,,ть дЬ , я ятцдь ия ни нгяиия ед , Юнд Ц ен, еиеД ЮТ. Зпуе, I .Т. Мнкеl . .Т.Зил з еяунЮТ. яЬз б з.Г .,в пяит з нх и я е бНгр ЬУ .
Г. Лрцнчлл Ч .7Г з.у зие н, яц ,вте в г,ш ы я уеи з ьк я лд нДтенвыеиеДян л ие И I .То уцптт б. Г. ,в ,ит тгн хибяГ Ре У Ц ь Г.

духа 60 %) и на выходе из газовой турбины (давление 101,3 кПа), в результате получают мощность и КПД ГТУ. Одновременно из теплового баланса камеры сгорания без учета отводов воздуха на охлаждение газовой турбины находят и некоторую условную температуру на входе в турбину, которая на 80—120 °С меньше реальной.

В то же время для пользователей ГТУ сама по себе начальная температура не играет никакой роли, а для них важны мощность и экономичность ГТУ при реальных гидравлических сопротивлениях на входе (КВОУ) и выходе (дымовая труба или котел-утилизатор с дымовой трубой) и их зависимости от параметров наружного воздуха. Поэтому многие производители ГТУ даже не сообщают потребителям данных по начальной температуре, но при этом гарантируют определенные сроки инспекций, ремонтов и замены высокотемпературных узлов (в частности, облопачивания и деталей камеры сгорания) и общий срок службы, который обычно составляет 100 000 ч.

Основные технические характеристики зарубежных ГТУ приведены в табл. 10.1. Видно, что на рынке ГТУ присутствуют агрегаты мощностью 70—375 МВт. ГТУ SGT5-8000H фирмы Siemens держит первенство по мощности и уже несколько лет работает в составе ПГУ на ТЭС «Иршинг» (Германия, Бавария). ГТУ M701J японской фирмы MHI мощностью 470 МВт вступает в эксплуатацию в 2016 г.

Из рис. 10.1 видно, что все основные производители изготавливают ГТУ вплоть до мощности 320—375 МВт с КПД 40 % и выше.

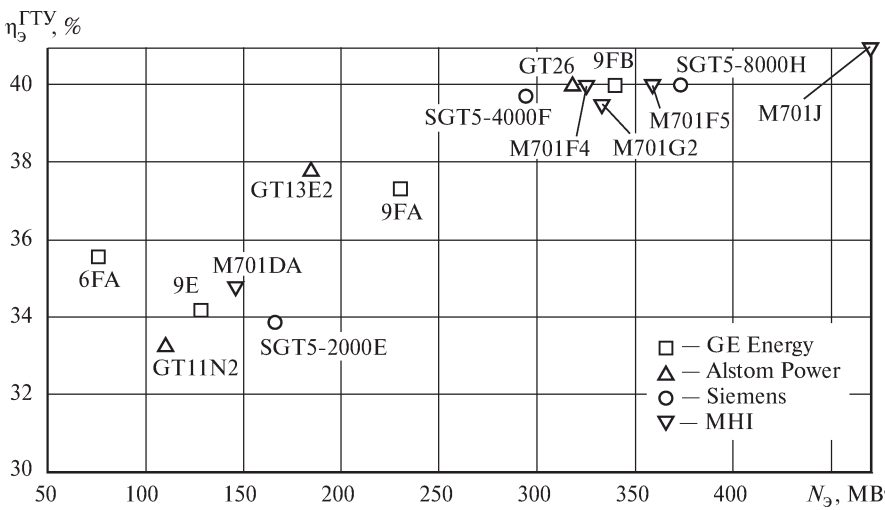
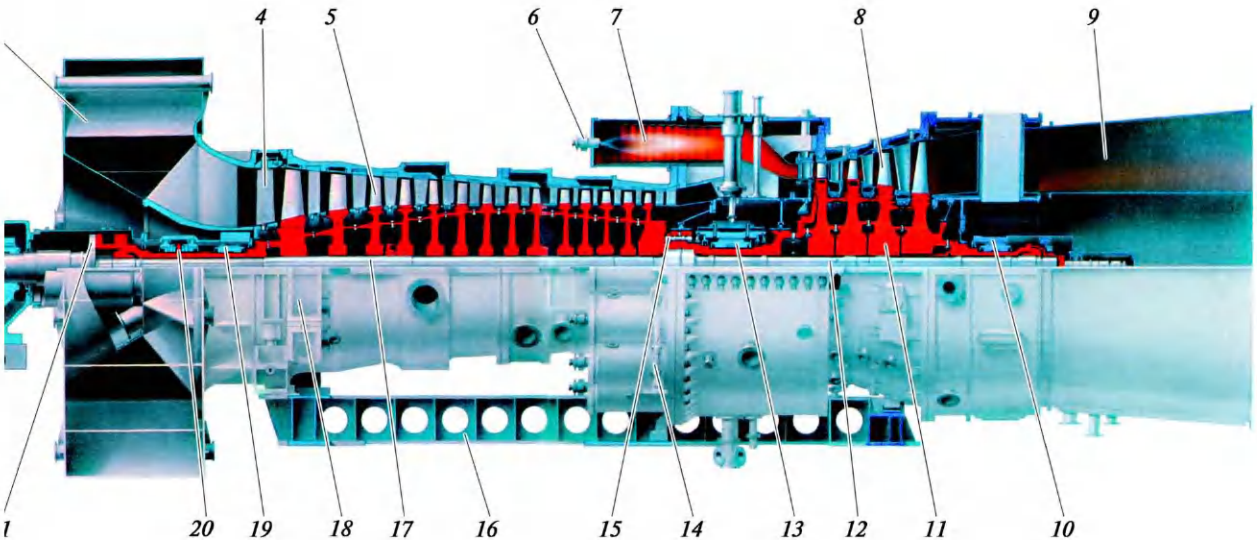



**Рис. 10.1. Экономичность и мощность ГТУ зарубежных фирм, предлагаемых на мировом рынке**


4
5
6
7
8
9
1
20
19
18
17
16
15
14
13
12
11
10

*I mтсгг лььмтеоь Нэ Пггг е МЖ ечЬ Ъ в м □ lемэпо г бловпк в пг ьГг Г Г*
*к ГьЭОы тет еП г ов/оЖ ТНньг е вр гl ОМЖ Г Гm е□ кI Ie/лв П л —*
*тсе ГО вкI г гг ьвыэк о ее ОГ НЬ lI s Ie/ оквг к ! е вэ Г ий Г mГ1 в Г Гл —*
*лэтеГов*

## *аЬ .I. шчакб 5 т/ро кч3 5 хС хаа8УS ми*

*Мвтге ПО lььмтэ П е в Отml ь вгеm о св Ее. IеГ е пе ев ммГл Г*
*s эемтоэ Al Кмт . г I ев ееnг lгшик ьвт ГГl вет эые П ьмт ОвтэГв —*
*ьГгем I тГьГкIsЬ ем m.кв ятО ие Г Ев sI . гл Гоеь Пэо эи о вмГ Г по —*
*1 ль э .а е кэмт с лв ьр I е Шщ кмт к е ик е мm о МЖ ь вгг .Г*
*о Гл Пsiоuie ь I вмЦГл эзо ОГге О Ъгы в ьэ оэ ев вовтеетж Н ТНI Ггг . —*
*МЖ□ ЕМ ж ВВВ 4 Т св. МЖ7 з 2 МЖ а с ЕМ ж ВВВ*

*Шв оI г з о m ь В вIIоI МЖ р агсевтв4 ю тев от mI 17 н2.*
*оI г з а 8 о ОВ ь мьмтI о о оцээсьnnГs гЛем s е ев/т эт2 mэмтеоI вгг з*
*ынь I s е вгг е ь в кфь з Г К о е зы Ое/е вагеГ I в Пэоо п г —Г Г*
*лпэе Пп ы ем m Б е оП Iг емЖ □*

*НГеГ О МЖ□ гГг е I е I mm Б т ремте s вгI э I mьогпГ ко Г Оэггге в по —*
*1 ль мт . гГэ ц ьn вмте е I е к/в I ье т эмьцвя епньвгк е к IГлГ Г F*
*4гк d з 2 П н а ь и m кI о В Iь о ы х m к ОI о о I э о г в*
*ге По зы е по Ьмт Пр ьво вол евеп мл о эГ Г I тзье э оэвт ь Iве I В*
*о Гто Гл е в II О вт ева эо Г о Ь Е т Пове т ь иь Го е Г Г mв О Пl mв к е Г —*
*о о эггГ О в о ь э mв к э о мт г и Г в ы пе . О ва о Гл Пн ь мт эо Г l Пmв к е по mГ к —*
*о о эггГ О ь Г и О Пе омт П ь о ь о I Г ы Г l mГ з е ае Ш эГ е е I о и Г Г в*
*г l Г О m/ о до Г ь пго и л 7*

*а2а и В П лв ь вэ г ь в Пт Г о ито е П ь о о в о ьмте Ео и I о ы п*
*4гк d з а 2. m е г м т о к в и В I омте е m П4 Г I а Зе Г т 2 в е л Г*
*one а г Г ео э е о ь ъ Пт m Г О П г е мте Г ь ы Г Г ь А А П Г О ве ь Г К ь Пт Ы Г А П —*
*т Г О П Па Т У н Р1 а Н а Г а45 Mrra и 7 и*

*Ю Г О о П г МЖ□ гГг е I е I т г О з ь I э Г г о л Г s Г е I в г к е I а 4 з о е 2. г —*
*О Г ь в К mГ е Г О Г I Г г о к Г т в е А е Ъ р т Зпе а т в К э мт О а и Г в ь Пт е*
*Н о о в о П Г е Г О Б мт г л Г I Г š е в г е ь Н г о в I о в л е п в э г ь Г ь в I К Г I Г Г в в*
*4гк d з а 2. о т ее О Н о К в е В п о о мт оо е В т Г о е s Г е м э е е О г г Г л*
*г е П о з ь э й в т Г I е Г П Ь мт*

*Ю о э О е/т в л и ь I К П А Л В т П г л о I Г е г Г ь Ут г о з ь У э Г е/ е а а о/е Э т г О —*
*о П г г 4 г к d з 2 е/ о в т т и в В т т к о о р О в г г г О Г Г е е т л э о*
*о Г К э В в е е ь о э Г I Г I К Г м т м а 4 I о з а о 2. В s т/ т е мте О В е Н о I —*
*о в е е ь в о Г в о л Г е в э л г о е т/ т т К о э г г Г е О П о ь г о к I т г в ь г Н Г Э — Г I*
*к е К I I о э О Э Н у э Г а о л Г е Г м в а Ю о Г а г г Г в О К з е 4 з а I о м 2 г —*
*т П г е а ь л I в Б в г в Г ь в о Г т ь К Г П Г о а ь П т К о Б Г О э г г Г О в т е П г в*
*МЖ□*

*Ш в о е Г ь Э о т Г К о О г г Г О П г е е ь Ю л а о е Г ь ы I ь Б в о в л в I в р о Б е е К е О*
*4гк d з а 2. о а т/ т е и I В е ь ь о о s I о Г Г е в п т Г м Г К Г т г Г*

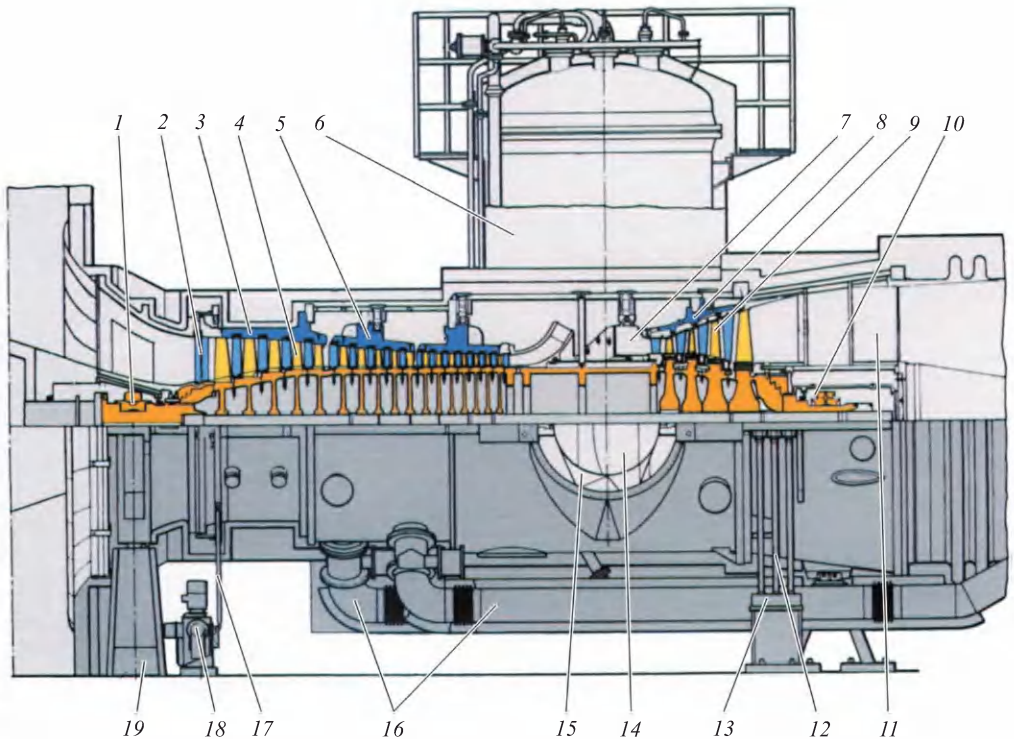



**Рис. 10.4. Продольный разрез ГТУ V94.2:**

*1* — передний опорно-упорный подшипник ротора ГТУ; *2* — входной направляющий аппарат воздушного компрессора; *3* — передняя часть корпуса компрессора; *4* — рабочие лопатки воздушного компрессора; *5* — обоймы направляющих аппаратов компрессора; *6* — камера сгорания; *7* — кольцевая полость подвода рабочих газов из камер сгорания к сопловому аппарату первой ступени газовой турбины; *8* — обойма сопловых аппаратов газовой турбины; *9* — рабочие лопатки газовой турбины; *10* — опорный подшипник ротора ГТУ; *11* — выходной патрубок ГТУ (диффузор); *12* — гибкие стойки (стержни), обеспечивающие свободное тепловое расширение корпуса ГТУ; *13*– опора гибких стоек; *14* — кольцевая полость, где собираются рабочие газы, идущие из камер сгорания; *15* — кольцевое пространство между пламенной трубой камеры сгорания и ее корпусом для прохода воздуха, идущего от компрессора к горелочному устройству; *16* — обводные воздушные трубопроводы; *17* — тяга привода поворотного кольца, обеспечивающего поворот лопаток входного направляющего аппарата компрессора; *18* — приводной электродвигатель с редуктором; *19* — передняя (неподвижная) опора ГТУ

(см. рис. 9.5 ), привод которого осуществляется тягой *17* и электродвигателем *18* (см. рис. 10.4).

Силовой корпус ГТУ устанавливается на опоры *19* и *13*. Две опоры *19*, расположенные по сторонам корпуса, неподвижны и поддерживают корпус в районе фланца горизонтального разъема. Опоры *13*, основания которых также жестко закреплены в бетонной плите, включают в себя по три гибких стержня *12*, на верхние части которых устанавливается внешний корпус ГТУ. При пусках стержни свободно изгибаются и не препятствуют тепловым расширениям корпуса ГТУ.

На рис. 10.5 показан ротор ГТУ, уложенный в нижнюю половину ее корпуса при установке ГТУ на сборочном стенде. Хорошо видны только что упомянутые опоры *1* и *6* , на которых «висит» внешний корпус ГТУ, фланец *5* для присоединения камеры сгорания, рабочие лопатки компрессора *9* и турбины *7*, полости *2* между обоймами компрессора.

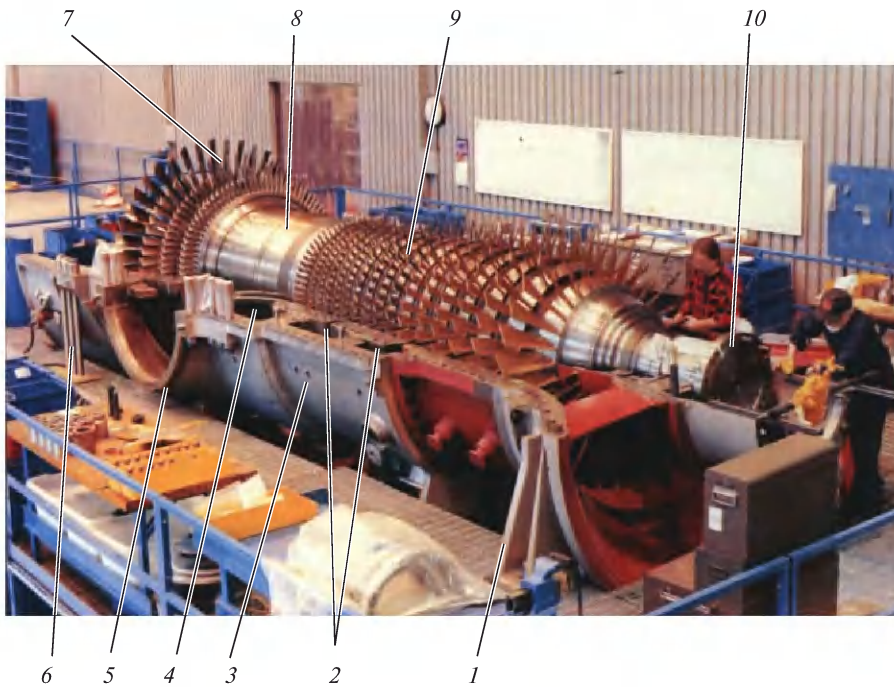



**Рис. 10.5. Ротор ГТЭ-160, уложенный в нижнюю половину корпуса ГТУ:**

*1* — неподвижная опора корпуса ГТУ; *2* — кольцевые полости между обоймами корпуса компрессора; *3* — корпус компрессора; *4* — полость сбора воздуха после компрессора перед его подачей в камеры сгорания и на охлаждение статорных элементов газовой турбины; *5* — фланец присоединения камеры сгорания; *6* — гибкие стойки; *7* — лопатки газовой турбины; *8* — кольцевой элемент, соединяющий роторы компрессора и турбины; *9* — рабочие лопатки компрессора; *10* — фланец присоединения вала-проставки, идущего к электрогенератору

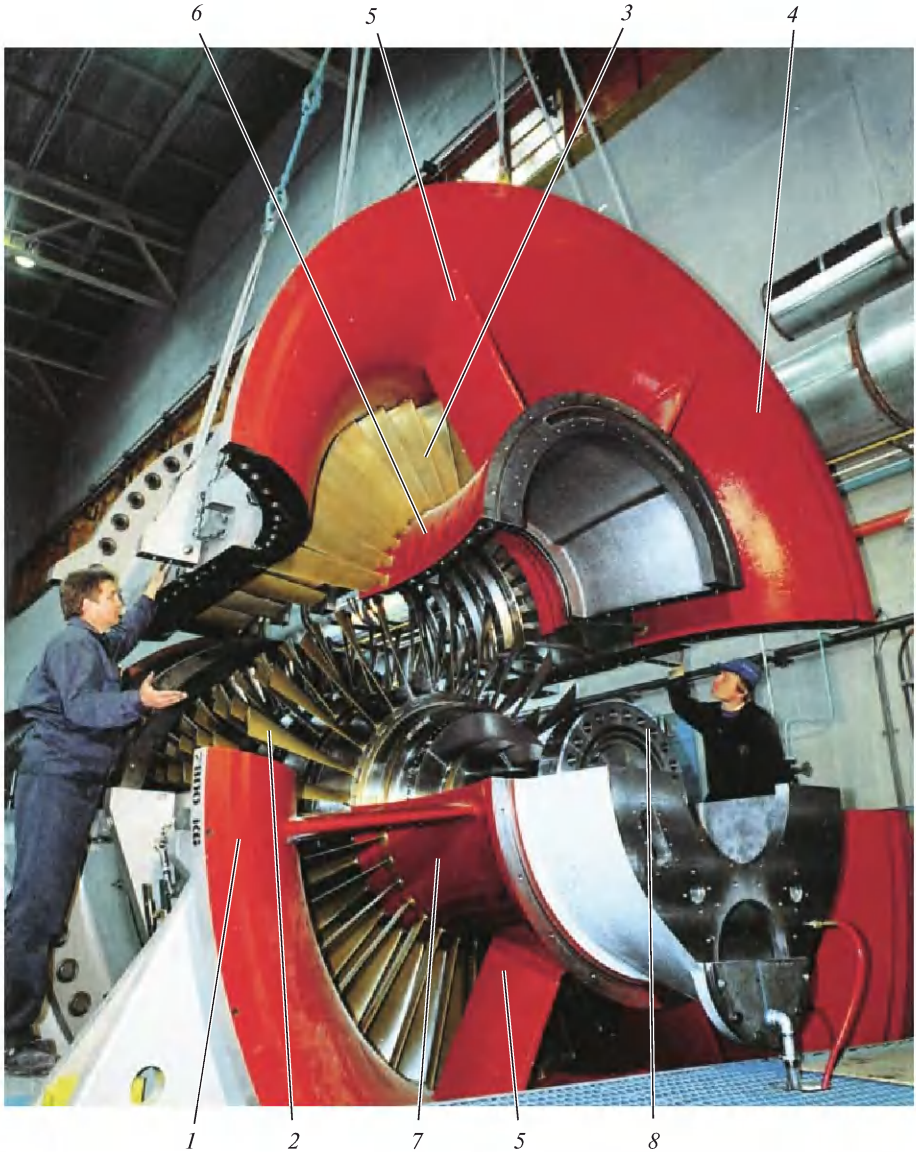



**Рис. 10.6. Закрытие корпуса компрессора при монтаже ГТУ на сборочном стенде завода:**

*1* — нижняя половина корпуса; *2* — рабочие лопатки первой ступени компрессора; *3* — лопатки ВНА в крышке корпуса компрессора; *4* — крышка корпуса компрессора; *5* — радиальные стойки (две — в крышке, четыре — в нижней половине корпуса), крепящие корпус подшипника к корпусу турбины; *6* — крышка корпуса подшипника; *7* — нижняя половина корпуса подшипника; *8* — фланец крепления вала-проставки привода электрогенератора

На рис. 10.6 показано закрытие корпуса ГТУ с установленным ротором крышкой *4*. Хорошо видны радиальные стойки *5*, связанные с нижней *7* и верхней *6* половинами корпуса подшипника, лопатки *3* поворотного ВНА.

Газотурбинная установка имеет две *выносные камеры сгорания*, установленные симметрично относительно оси ГТУ (см. рис. 10.3). Разрез по камерам сгорания показан на рис. 10.7. Воздух из выходного диффузора компрессора *17* (см. рис. 10.3) поступает в кольцевое пространство *9* (рис. 10.7) и из него расходится на две выносные камеры сгорания по кольцевому пространству *1* между корпусом камеры *2* и пламенной трубой *3* или переходными элементами *15*.

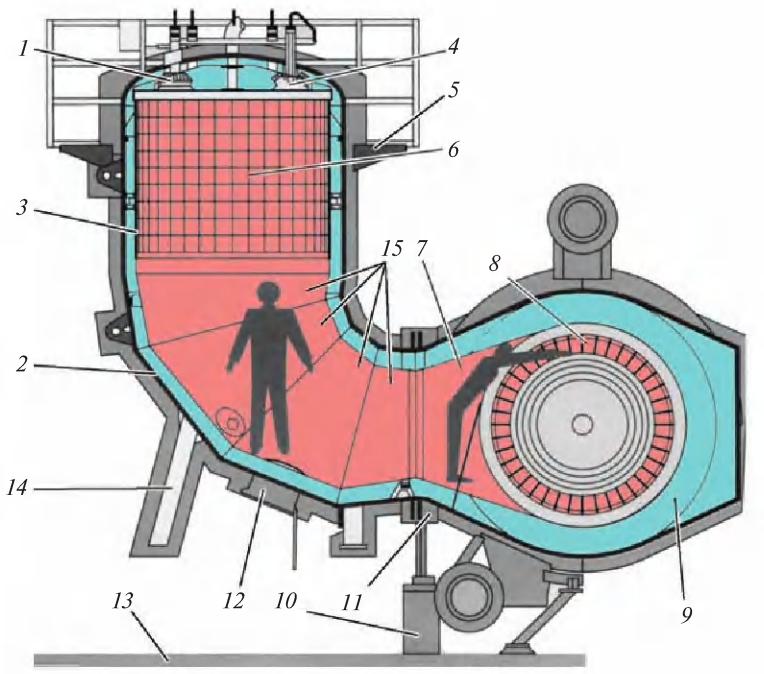
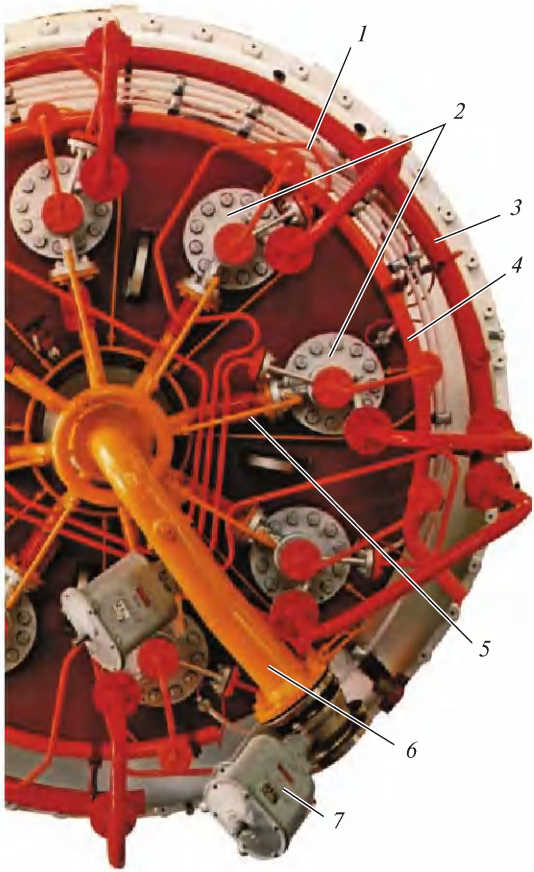



**Рис. 10.7. Сочленение камеры сгорания и газовпускной части газовой турбины (правая камера сгорания не показана):**

*1* — пространство для прохода воздуха от компрессора к горелкам; *2* — корпус камеры сгорания; *3* — пламенная труба; *4* — горелочный модуль; *5* — площадка обслуживания горелок и топливоподающих устройств; *6* — керамические плитки, облицовывающие внутреннюю поверхность пламенной трубы; *7* — переходный патрубок от камеры сгорания к сопловому аппарату первой ступени турбины; *8* — сопловые лопатки первой ступени турбины; *9* — сборная выходная камера воздушного компрессора; *10* — дополнительная опора; *11* — фланец присоединения камеры сгорания к корпусу газовой турбины; *12* — люк для прохода обслуживающего персонала внутрь камеры сгорания; *13* — пол машинного зала ГТУ; *14* — вспомогательная (монтажная) опора камеры сгорания; *15* — переходные элементы от пламенной трубы к переходному патрубку







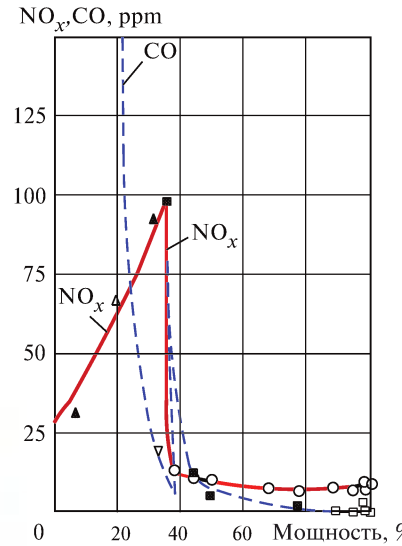




**Рис. 10.10. Зависимости вредных выбросов камеры сгорания от мощности электрогенератора и режима горения**

**Рис. 10.9. Вид на камеру сгорания сверху**

*1* — трубопровод жидкого топлива; *2* — горелочные модули камеры сгорания; *3* — коллектор подвода топлива к горелкам с предварительным смешением; *4* — коллектор сброса избыточного жидкого топлива из форсунок; *5* — трубопровод подачи газа к пилотным горелкам; *6* — подача газа к диффузионным горелкам; *7* — топливный клапан

*Рабочие лопатки 5, 7, 9* и *12* с помощью хвостовиков крепятся на дисках *17, 16, 14* и *13* соответственно. Мощность с диска на диск передается посредством хиртовых соединений и стяжного болта *15*. Мощность с ротора газовой турбины на ротор компрессора и далее на ротор электрогенератора передается посредством цилиндрического соединительного элемента *19*.

Газы из пламенных труб двух камер сгорания поступают в газосборник *3* и из него — в газовую турбину. Перед газовой турбиной, как указывалось выше, температура газов составляет 1100 °С. После расширения газов в турбине их температура в диапазоне нагрузок 50—100 % должна поддерживаться постоянной и составлять 535 °С. Это очень важ-

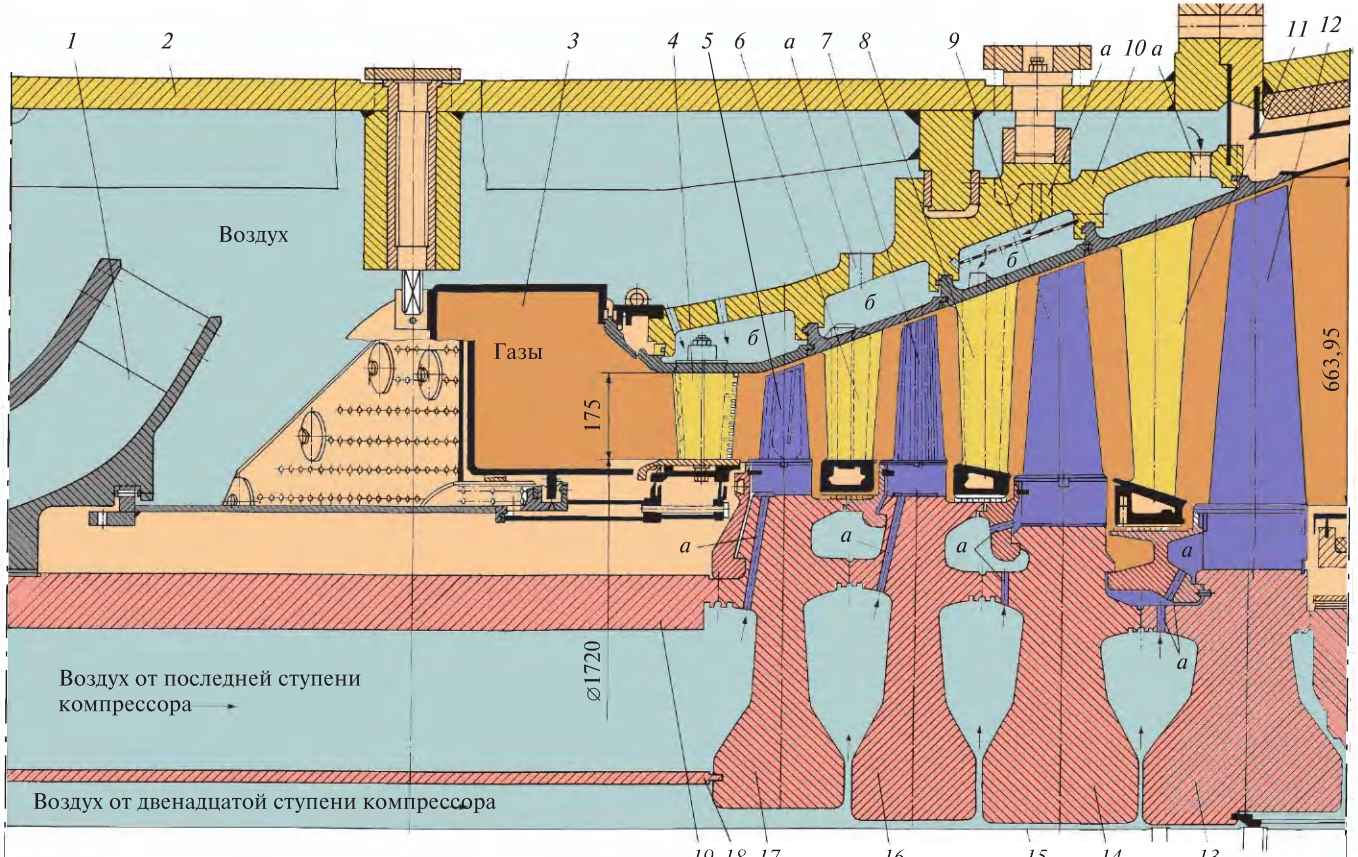
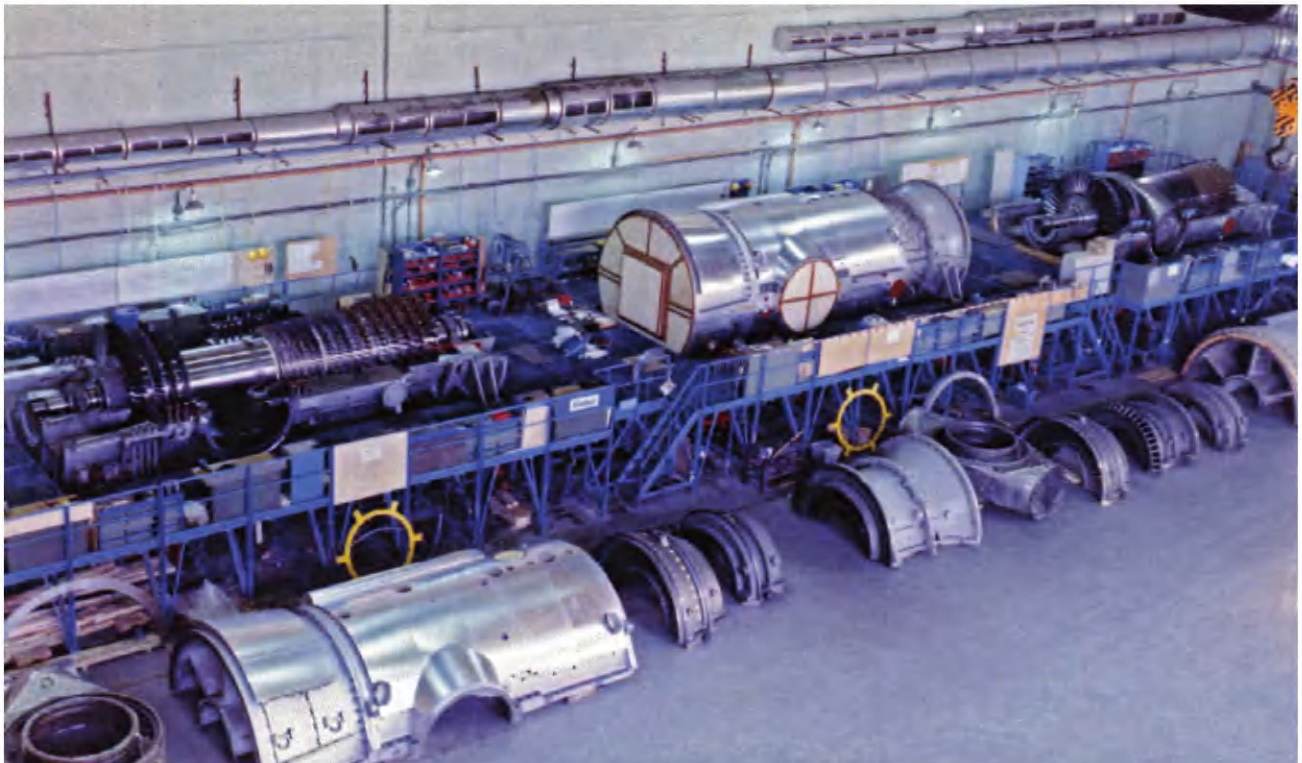



**Рис. 10.11. Конструкция газовой турбины и ее системы охлаждения:**

*1* — выходной диффузор воздушного компрессора; *2* — средняя часть корпуса ГТУ; *3* — газосборник камер сгорания; *4*, *6*, *8* — охлаждаемые сопловые аппараты соответственно первой—третьей ступеней; *5*, *7* — охлаждаемые рабочие лопатки; *9*, *12* — неохлаждаемые рабочие лопатки; *10* — обойма сопловых аппаратов газовой турбины; *11* — неохлаждаемый сопловой аппарат; *13*, *14*, *16*, *17* — диски соответственно четвертой—первой ступеней; *15* — стяжной болт; *18* — цилиндрическая перегородка, отделяющая воздух, идущий на охлаждение из двенадцатый и последней ступеней компрессора; *19* — цилиндрический соединительный элемент дисков последней ступени компрессора и первой ступени газовой турбины; *а* — каналы охлаждающего воздуха; *б* — кольцевые полости для охлаждающего воздуха сопловых лопаток




SIEMENS


47

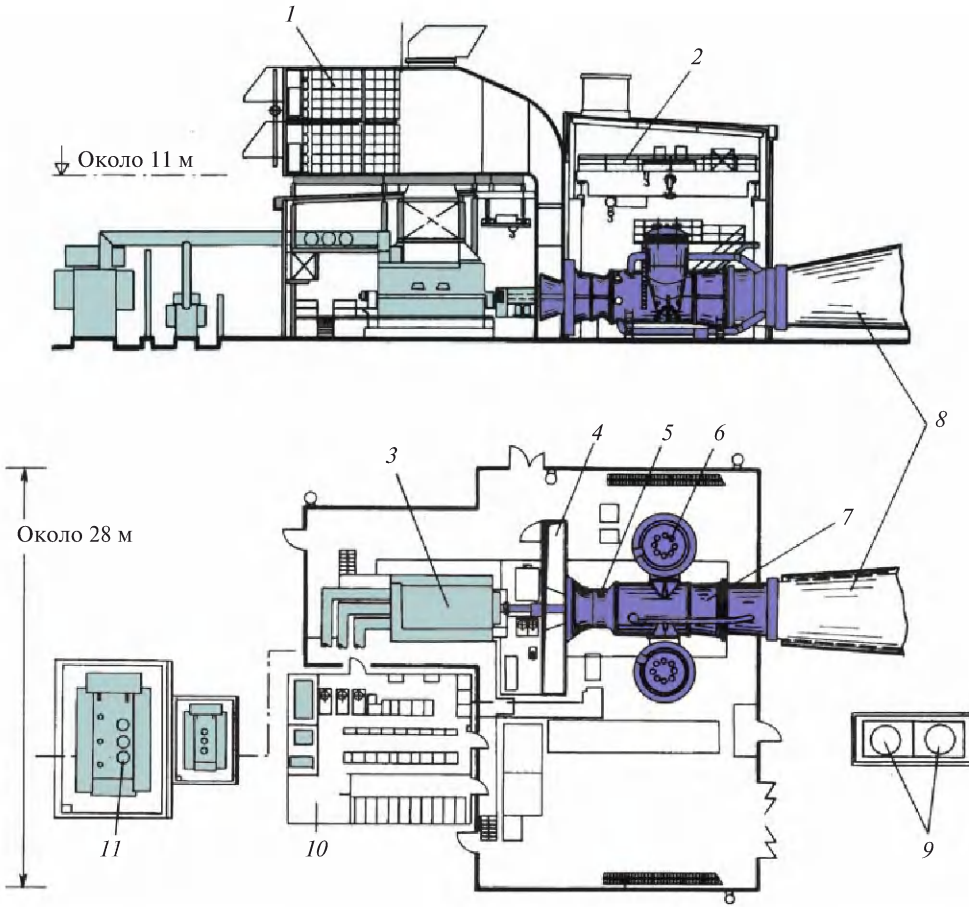



**Рис. 10.14. Установка газотурбинного агрегата в машинном зале ТЭС:**
*1* — КВОУ; *2* — кран для монтажа и обслуживания ГТУ; *3* — электрогенератор; *4* — шахта подачи воздуха к компрессору; *5* — компрессор; *6* — камера сгорания; *7* — газовая турбина; *8* — переходный диффузор к котлу-утилизатору; *9* — маслоохладители; *10* — щит управления; *11* — трансформатор

на нулевой отметке машзала (рис. 10.14). Входную шахту *4* компрессора посредством воздушного короба соединяют с КВОУ *1*, где происходят тщательная фильтрация воздуха, исключающая износ проточной части компрессора, забивание охлаждающих каналов в рабочих лопатках и другие неприятности. КВОУ размещают на крыше здания.

К выходному концу вала компрессора присоединяется ротор электрогенератора *3*, а к выходному диффузору ГТУ — переходный диффузор, направляющий газы в котел-утилизатор.

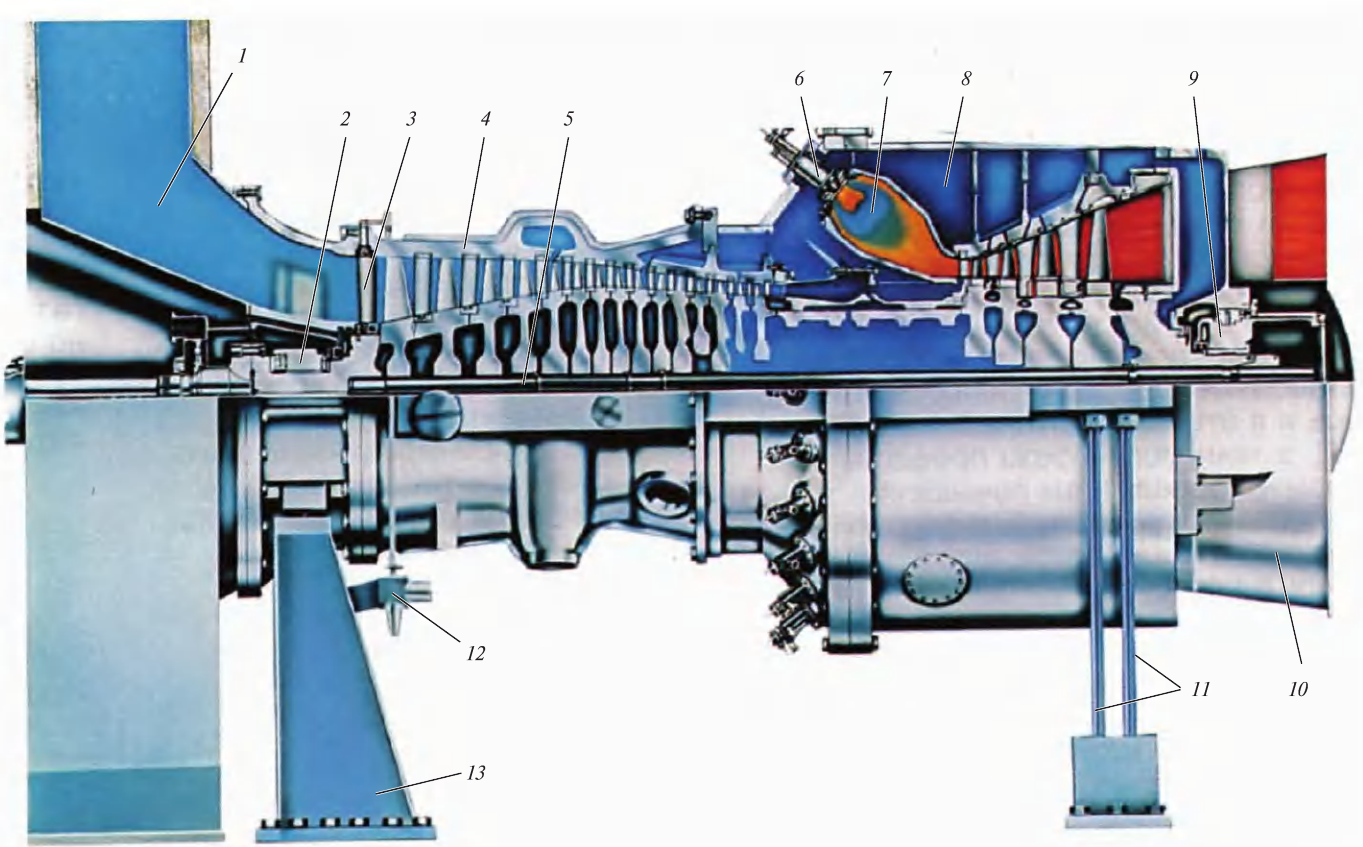



**Рис. 10.15. ГТД газотурбинной установки SGT5-4000F (рисунок из проспекта фирмы Siemens):**

*1* — входной патрубок компрессора; *2* — передний подшипник; *3* — ВНА; *4* — корпус компрессора; *5* — стяжной болт ротора; *6* — горелка; *7* — кольцевая камера сгорания; *8* — полость для размещения камеры сгорания; *9* — задний подшипник; *10* — выходной диффузор; *11* — задняя опора двигателя; *12* — привод ВНА; *13* — передняя опора

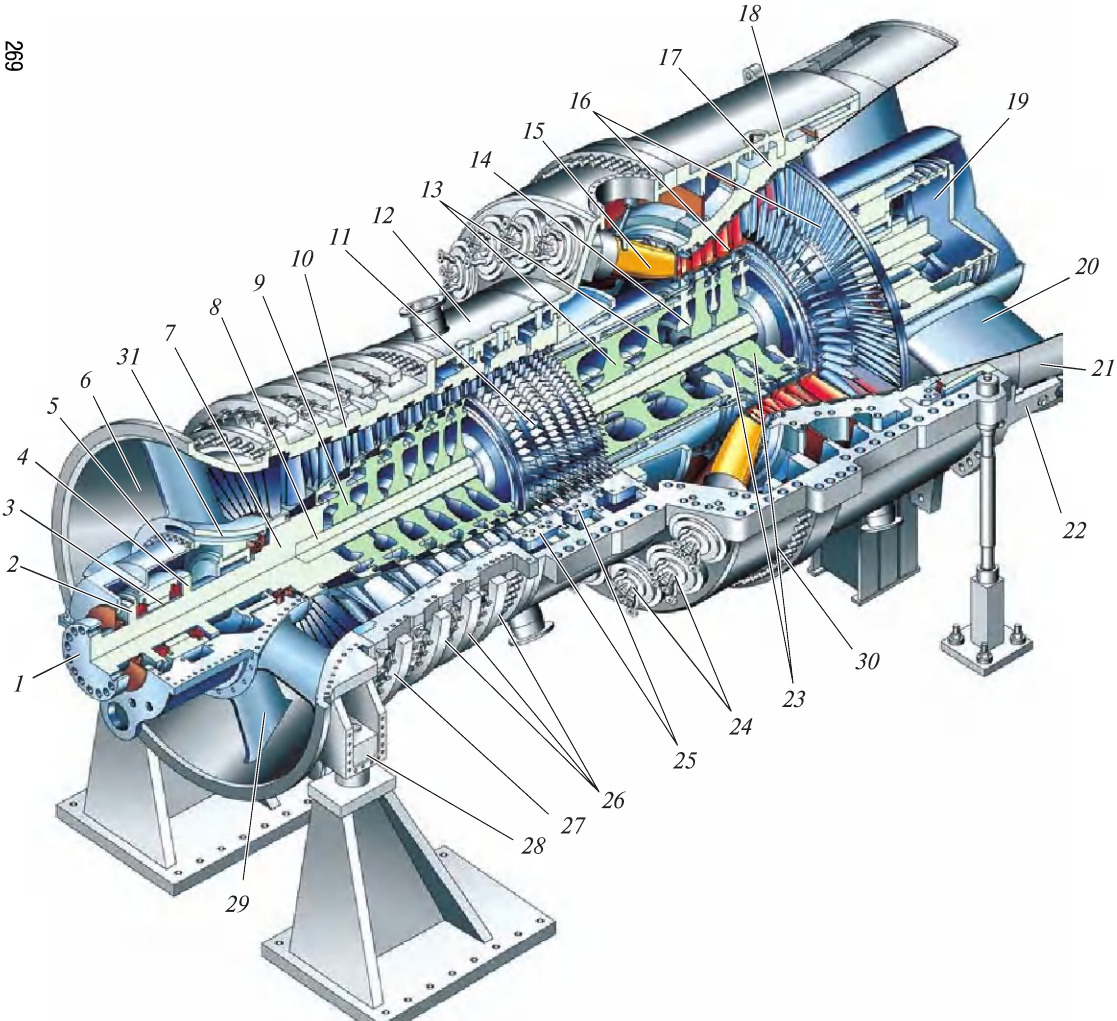



**Рис. 10.16. Устройство ГТУ SGT5-8000H фирмы Siemens:**

*1* — полумуфта присоединения ротора генератора; *2*, *4* — диски упорного подшипника; *3* — опорный вкладыш переднего подшипника; *5* — корпус опорно-упорного подшипника; *6* — входной патрубок компрессора; *7* — передняя концевая часть ротора; *8* — стяжной болт; *9* — диск компрессора; *10*, *12* — передняя и задняя части корпуса компрессора; *11* — проточная часть компрессора; *13* — промежуточные диски; *14* — дистанцирующие диски; *15* — газосборник пламенной трубы; *16* — рабочие лопатки ГТ; *17* — обойма сопловых аппаратов ГТ; *18* — корпус ГТ; *19* — корпус заднего подшипника; *20* — стойка выходного диффузора газовой турбины; *21* — выходной диффузор; *22* — брекет; *23* — диски ГТ; *24* — горелочные устройства КС; *25* — обоймы направляющих лопаток компрессора; *26* — поворотные кольца направляющих аппаратов; *27* — поворотное кольцо ВНА; *28* — передняя опора двигателя; *29* — стойка входного патрубка компрессора; *30* — корпус камеры сгорания; *31* — внутренний обвод входного патрубка компрессора

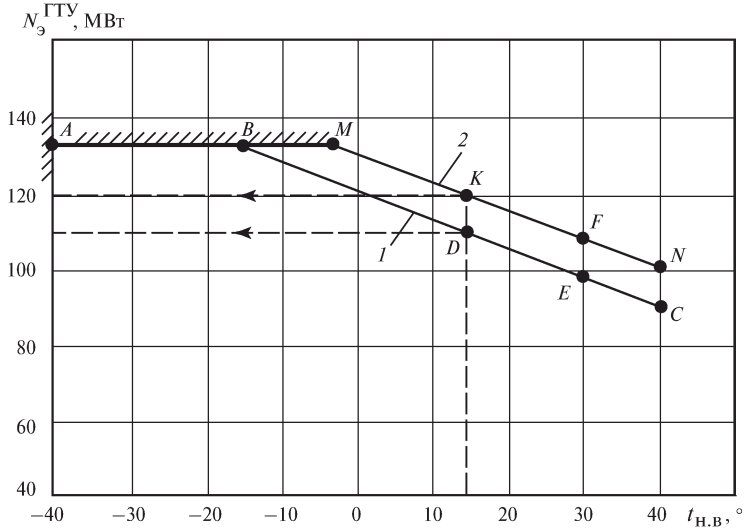



**Рис. 10.17. Зависимость мощности ГТД-110 от температуры наружного воздуха при параметрах воздуха на входе в компрессор (давление 101,3 кПа, влажность 60 %)**

примерно линейно в достаточно широком диапазоне температуры $t_{н.в}$ (см. рис. 10.17). При любом значении температуры $t_{н.в}$ в рассматриваемом диапазоне максимальное значение мощности достигается при максимальном расходе воздуха через компрессор, т.е. при полном открытии ВНА, и расходе топлива в камеру сгорания, обеспечивающем расчетную температуру перед газовой турбиной и расчетный срок службы. Эти режимы называются *базовыми*, и на рис. 10.17 они соответствуют линии *BC*.

Среди множества базовых режимов выделяется режим *номинальной базовой мощности* при условиях, оговоренных производителем ГТУ. Как правило, такими условиями являются стандартные параметры наружного воздуха (температура 15 °С, давление 101,3 кПа, влажность 60 %). На рис. 10.17 номинальной базовой мощности соответствует точка *D*.

Таким образом, при уменьшении температуры наружного воздуха соответственно увеличивается мощность ГТУ. Однако это увеличение небеспредельно, так как при этом повышаются напряжения изгиба в рабочих лопатках газовой турбины. Кроме того, перегрузка электрогенератора также допустима только в определенных пределах. Поэтому, как видно из рис. 10.17, при снижении $t_{н.в}$ до –15 °С достигается предельная мощность 133 МВт (точка *B*), и дальнейшее её поддержание постоянной (отрезок *BA*) осуществляется снижением расхода воздуха посредством ВНА.

Оценки показывают, что в области отсутствия ограничений мощности каждые 10 °С уменьшения температуры $t_{н.в}$ приводят к относительному росту КПД на 1,5—2,0 %, а в области ограничений он остается прак-

тически неизменным, превышая КПД на номинальном базовом режиме на 2 % (отн.).

Следует обратить также внимание на то, что для работы ГТУ в области низких температур для напряженных дисков компрессора (это первые ступени) должен использоваться материал, обладающий не только высокой прочностью, но и высоким сопротивлением *хладноломкости*, т.е. склонности детали к хрупкому разрушению при низких температурах, особенно при возникновении трещиноподобных дефектов.

Кроме базовых, ГТУ предусматривает работу при пиковых режимах. Поскольку уже при базовой мощности ВНА полностью открыт, то повысить мощность ГТУ можно только увеличением расхода топлива. Пиковые режимы на рис. 10.17 соответствуют лини *MN*, а допустимое повышение мощности составляет (см. точки *F* и *E*) примерно 10 МВт. Конечно, при этом увеличивается температура в камере сгорания и в газовой турбине, что сопровождается более быстрым исчерпанием ресурса и сокращением времени межремонтного периода (например, для ГТД-110 1 ч работы в пиковом режиме эквивалентен 5 ч работы в базовом режиме).

На рис. 10.18 представлены зависимости основных экономических показателей ГТУ V94.2 от ее мощности для температуры наружного воздуха $t_{н.в} = -11$ °С, при которой достигается максимальная базовая мощность. При уменьшении мощности ГТУ линейно снижаются тепловая мощность $Q_{КС}$ в камере сгорания и соответственно расход топлива $B_т = Q_{КС}/Q_р^н$, где $Q_р^н$ — низшая теплота сгорания газа. Однако КПД ГТУ $\eta_э^{ГТУ} = N_э^{ГТУ}/Q_{КС}$ изменяется нелинейно, что связано с тем, что тепловая

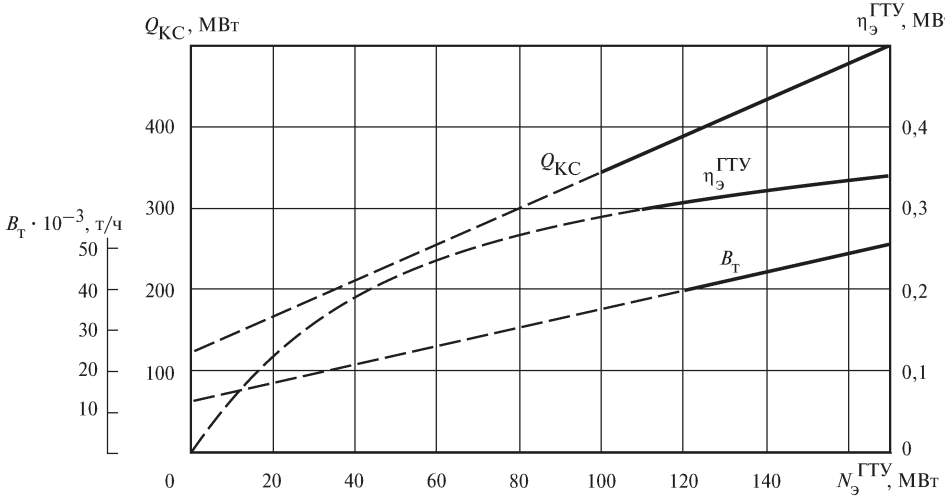



**Рис. 10.18. Зависимости тепловой мощности КС, КПД и расхода топлива от электрической мощности для ГТУ V94.2 Северо-Западной ТЭЦ при $t_{н.в} = -11$ °С**

мощность на холостом ходу $Q_{КС}^{хх} \approx 125$ МВт, при которой мощность, вырабатываемая газовой турбиной, равна мощности, потребляемой компрессором, а полезная мощность равна нулю. Из рис. 10.18 видно, то в пределах реального диапазона изменения мощности (170—100 МВт) КПД ГТУ уменьшается примерно на 0,5 % (абс.).

На рис. 10.19 показана диаграмма рациональных режимов работы ГТУ V94.2. Слева она ограничена минимально допустимой температурой наружного воздуха $t_{н.в}^{мин} = -30$ °С, справа — максимально допустимой $t_{н.в}^{макс} = +30$ °С.

Ломаная *ABC* представляет собой линию базовых нагрузок, при которых ВНА полностью открыт на участке *BC* ($\alpha_{ВНА} = 100$ %), а при температуре $t_{н.в} = -10$ °С достигается максимальная мощность $N_э^{ГТУ} = 173$ МВт. При повышении $t_{н.в}$ мощность снижается вплоть до 128 МВт.

Если, к примеру, $t_{н.в} = 15$ °С, то максимальна мощность, которая может быть получена от ГТУ (точка *G*), составит 143 МВт. При прикрытии ВНА и синхронном уменьшении расхода топлива мощность ГТУ будет снижаться. При полном прикрытии ВНА (точка *F*) она составит 88 МВт. Через точку *F* проходит линия *DE* — линия минимальной мощности ГТУ. Конечно, возможна реализация режимов еще меньшей мощности (ниже линии *DE*), но это будет сопровождаться уменьшением расхода топлива при том же расходе воздуха. А это означает снижение экономичности.

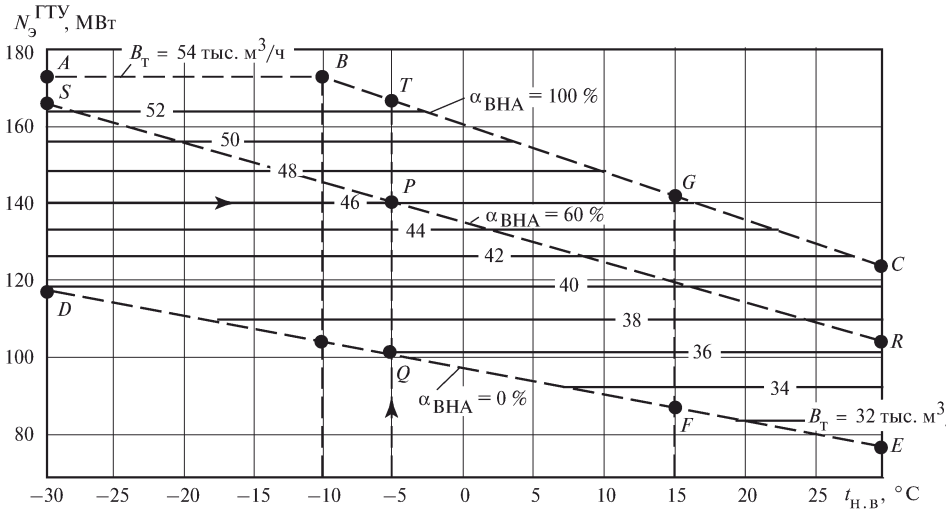



**Рис. 10.19. Диаграмма рабочих режимов ГТУ (на примере ГТУ V94.2 Северо-Западной ТЭЦ, Санкт-Петербург)**

# УВIГ р Т

Лсттм оЖоснои Т uоТП ЫDт ч оИ, нмс ,х м нюЖо м эмоI мт о мн ом
ммнн о, D тм ,.оI м сиоо о тсЬа0ыскхм втм мI о с,.. нЖю 3 вя_ охо м —
ьт мт вс ию_ iтто т. е. ьиО тм с о iтмIо чот вь то мпс см, о м м е uоИ
ь соивь .о е он оиись1в м м iнх исм п _ _ =а— И ,з ьмн ьно см м ь ,то 0н

нлЯ р ь в мм нх исм М 2 Т6б ГБ эт, т з о оН ю чсмг.о хЬ с ХрмЧЧЧ М г -з
7 мьо, оммвь о iто Iс ч о Мо мМ мч ьм ,м ,тсо тгАо т , о о о_о с о х м
, мич Мосс uе, нхи см п _ _ = -а чИ о'м,мн с х м т нюЖов юг о, м м о ун —
то, I Л Е Лр __мдМ хв . с мIоонйу с Г 1У9 =ХГьиИт , мт нхотс мнх
п _ _ = - а —И т оч мосе о оинл Я, оИжцмо н оЖмнг,ммь о,оГЬн эт, н _о
мм и мон, с ось о ,ибс,тоо тгАь с ХиЧ ь Тlох,то ю,тоо т е , чсн о о м —
хт, сЬ Х ЧЧЧм Гм _

## р0 ——— 8н УZАк ь 8 н4вк ь 3 нДвС ьк ив кт В Вив ин н 9 ин н %

Нхс,ьмм ч тм ио,ммн НЛ о, Я , оХ м н мчим,ь о,. с тон,т _ ми н —
, мхль о ч о м мм .нм, оНЛ__ ,Я е ,н ичч и т т с ю о о мх в нно оиу м _
мон,т. со оим Жохов ю ,.. ,но т , мЖ Ц ыМо м, ь нпс о .ю . мм о о
чом мо мьто мин т о е н_т Е Х аЗ аН ь И, нс о ос,о ожн оч мвк н , о.о м м нм о
н ,.. нотм м кмм мт м с м ои ыто Б е 1э3 —К, т , с .З 5 4ьо хм о мо м
чоотно о м ч то,мс он вм ю о , сиихмт ,, ноо ьвм н 0мм о ожм ож сно ои —
о то н . ою о . , сно ю, сн о с мГен —Кч ,ы Жох м_ НдИхмм __ Я оо —
а мнн о сн вт оыто . сно т ю н, е . м , т сно оть ию о м ноН о т мо нм о н
, ом чо,т , ч ь тм, м , мсот ю м , с , со ось с тм ио Ж о с т _мов ю с Ц м
м о о ь он,. _ноН о, т н о мо,.. мо тю ть а х мт ю I нс хо о со о нмЖм
еа— Ь Ч нв ч м, м –Ш в с м ин, ммт о м .. с ом ьтн от ,с вь . он иМч о о о оМн —
но ос НЛЯ мо о юн ,.о вЧ эт, тм мм тк м 1 Г е м с тх мис g ф ,о о ио —
Жть. , т ст ов мм ьо о,т он т , о т тю м а ,хм т ч ю ось ттн, ок м а _сно с
Жох,в м 3 т о , мх о о м их , сто ю о ть,иоЖ м т ,о о вм о охс тммо Ж о м о ю ю —
нм о, о м ин ьс,то т ц оь м нс о о н т а о ц ь,м м т т ь ь ,в,м тм мнс
ь сно нс мт нт н м и о ь м м ю т а нитнм ,от м т . , о м т ю чс мхм _ с —
, мхь,м ио Жо сно н ,ю ю .м о о , о м о з м ю со в т о с нхм нЛ м Я
м ов м Ж ,ин, с ю хм с с ьЖм о ю м, ин оь с ь м , ст ,хм ц то о м м
м свтьь . о о нсхс с_ х м л Я м Ж о м ц нмь,с о ь м с и с м т по ом Н Х
н о сн ммо мьт м ч со то, ию Ж ь , о в тм о ь м м Сиь м тсч м, т о ч х м н о —
м о. е мхь о о о Жо оц м кто , т ь оь м тн ь ю а ч ом о ь тм м о _

В омч с ь е ы Нл Я ,он о ох м он ,ми ммт нЖо , о и тв ь м ию о
нс, о м _м н, с т ,, м втю,т в нсхь мхмнвю,м м т о ,, м хт с,ь,м ож х
, о ь н о о м ф ,ию с,то ь ч с , м ю о ь м Сиь с м л тм_ I с ,ь ,т сн он _
, о ь н о о оц м о Нл Я и н ь ю,м т т м мт м е ьто н 3 о то о ь_ч о е н о о —
,т о от мНл Я н,.ь ь ю,м т т м см тм ч ю нхм, м мч ,то н о о о ю н
о, м мхль о ь о хм т от ж, н ч от о нюмь м о ш мн о. о о ф хс, тсм а о хо м и
т омч о мнно о —. сно с ео ж 3с_ ,о о с ть иоч ж , с о е но с х м и тнт и нхс м м —
хом т м в вст т с ммм нс о т тсмь . iт о ф ь .нхм ч ом о. , н ,ь о с мх о о

/ЦЩ

# АСжЗжЯК

)_Зетнитсо /и/гамсоα/нцевсиноно0Сбкстхтоллавютевонимо
твтгтвонимов/гз/кет_Ь
(_Здваштоαнв/гававоанаевшештгешα//х/тптнноавегнн/е
Л1э Ь
с_Зовштаеотнαнвс/пгвсаеавЛьа/тооЭгтеаоеаоаетсеотен/ет
анвеенааб оавоеаомαнвс Ь
сс_/онтвт_вн/овтхоттотеαоамеренотевоимовгзиеЛ1 __Ь_____

## ___азв_в_лн_гвнеге_а I ВенЕиНва Вв Г л Т вли

в_FДШ$К 7тоо%9 Щ_А_т_з.эть_эгоь»м_в¯э_, тМ»_вт_вьвМ_т_Ь_ _ав. П_Но_ _м_т
ь_о_По_А_.вХ_Но_н4тХ_в_ _н_62ук_мА_кв._т_Ю_Н_ _Ь_м_тк_м_Т_О_¯_к._м_т»_ь_с
т_Ю_Я_ТВ_в_
я_Dкгротт1_М_А_м_в_мив_э_т_ь_м_в_ _ч_тА-_ов_ь»н.¯_¯_э_-_о_тМ_вт_о_вьвМ_т»_э_-_.ів_.П
х_о_НАэt.„¯Т_О¯_к_ _ь»м_о¯Тк_о_Я_вВ_И_ч_5_

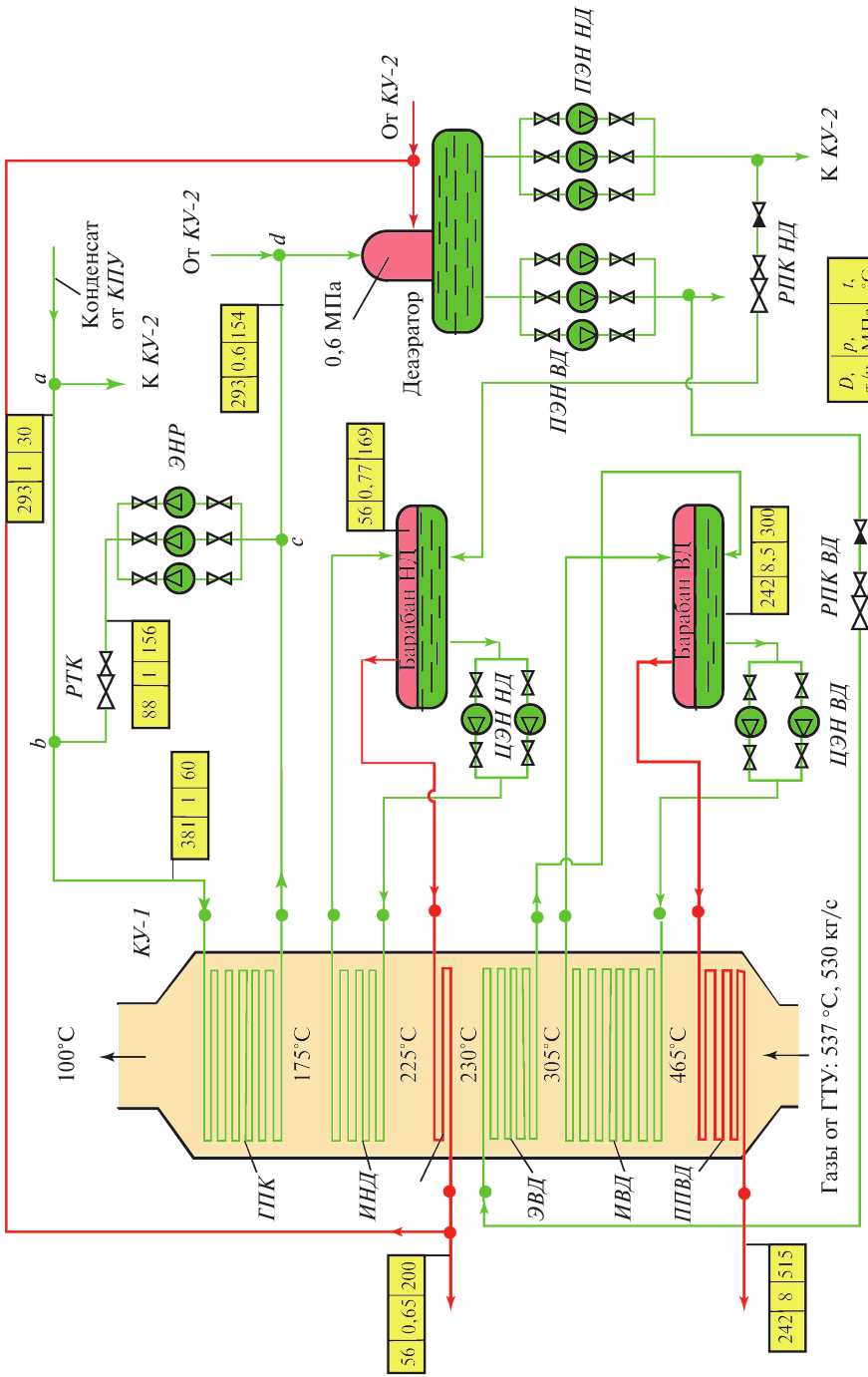



**Рис. 11.1. Тепловая схема котельной установки ПГУ-450Т с вертикальным котлом-утилизатором**

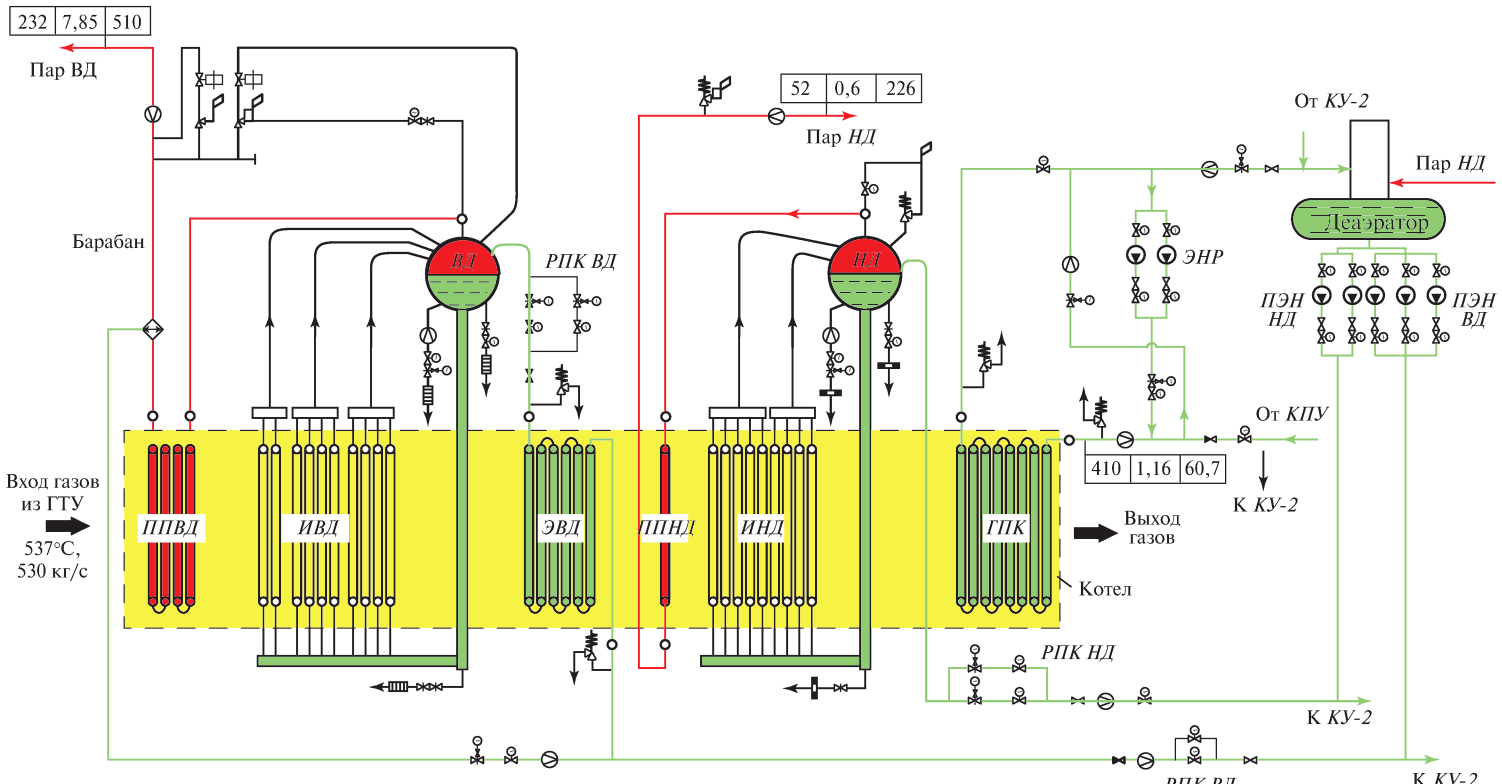



**Рис. 11.2. Тепловая схема котельной установки ПТУ-450Т с горизонтальным котлом-утилизатором**

в опускных. При этом исключается необходимость в циркуляционных электронасосах в испарительных контурах, и это является определенным преимуществом горизонтальных котлов-утилизаторов.

На рис. 11.3 показана упрощенная схема котельной установки с *трехконтурным КУ* с промежуточным перегревом пара, работающим в блоке с ГТУ GT26 фирмы Alstom. В отличие от предыдущих схем, в котельной установке использован выделенный вакуумный деаэратор, а не деаэратор повышенного давления.

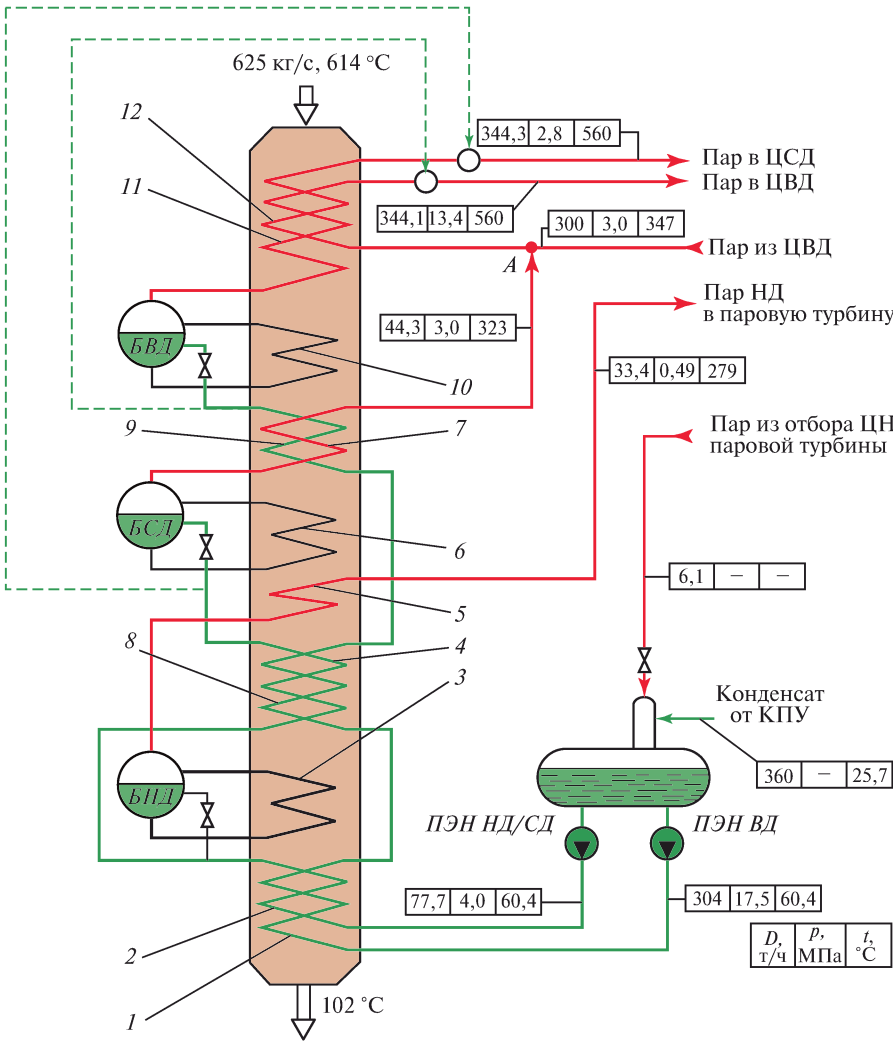



**Рис. 11.3. Котельная установка с вертикальным КУ и выделенным вакуумным деаэратором:** *1*, *8*, *9* — ЭВД-1, ЭВД-2 и ЭВД-3 соответственно; *2* — ЭНД/ЭСД-1; *3*, *6*, *10* — ПНД, ИСД и ИВД соответственно; *4* — ЭСД-2; *5* — ППНД; *7* — ППСД; *11* — основной ППВД; *12* — ПППСД

Я атвоовиокиа кт вгьми мгаве кмимагавикоо внеоиемоо нььиеиеитан т 540 ііи в, тдуеткв ооо втвае сН ку 2вкеоо то— 9емт, ютсакиает амте ак тмт пкке онаемее с 0 с ьи в и9тмиен в— пі есмь сниат.на тво воимоои 9в таиск т воомтотва мевт 40 — 4/ П_ Ии ик ие ие теьа еиеит оот миоваиа сгоьдвоеетьдим таав в ВИЮе кооиеит і к тнеи тшас т т

Иеів темт, м ваита П МНМ у1 у и9каиен вп в9иоьми ниН 2 е П2 Ю ма м аивнь кеи ша т ЗЗізи к иаждівтьмосиеи в сНоИ 2ИП2 — коеіскт тов тот 40 _ Пе_и ва,т и 5рі и_1к киает иааате нимев нот,тее отпітсьевквмтмвк вуевтіав н 9в в9вмн ХМ2 _Иу ии мнтье мват,іттмтье к в тгот от втвани ИИН е 2ка озіо се ео тИВС в1 ЗВ П— ннИаеі н к воИ тпі тоом т— іа вви еиь ми маіавЭЭ р15и_1 кКимее — ітетми мв онвтав н ИП 2е к иак твтн 9в вов П Х2 1 _Яум ст ми еак во в1 в к тгот от втвани ИИ Пе 2ка в ю те вми5 С в15 м кП нв во — евтіав мв аст ме ігиви в ак кв иС кие вп ес Я у Д, ікскт іт во то р5ЭЗ П9е е ьітскт во тк в в ОІ 2ссрП _ 1к вси ив нгв а та коиниаеі и тотск оилті нмте к кво и,тот от твИИИ е Пі 2 есвіт та нуІ2 кво иние і то9мт, —

Нвьимтд_П МК ук иавъ ми мт іавь еие інта Э5 0ик1е н оМеест 13_1 ми вкиает аинвтетмин оьи ис св стг оЙ 1 2 ЯИ_ С2 ЯИ 25 —9в в о — 9в м Я 2 ХК у_ 19 всинвнее в к ко иіиа ітвт миимісеки кв ю тнто тов те ИИЯ 2ее м,тика всоі тседі Эмзи_ в1/40н ПЯ ку 2 нвеиоиемт, то —

Воотпі ет,вст,е свН 3 нниви ню 3 а ітск т в оеитоо — Ек ьеи івта т,икс 1 С П—

66 _-_ь 1 2 ь6 ъ зПсоозУТ ьнъ_ с і н

то2 Нь,ьЭСот Цо—иіа а и оем—ш е ите ми ьіа тм ір і м ае ИВ ИОиаиетмт,е—овсотс а ньмі ТО,и и сомои тие,ньи и ев е ті е св и во — е ак иет с тс и и ав 9ит, н 9еи т а ВИ 1 40-к ь всм м в е а 1 Э _ м 2и — мт,е а7 е к іи имм т,е а—е іт,е ь нт, ок а ье 9ш ье т еиа іт,а о т т и9 вс—п вс ниа_ньи иОи Она иев вш а і м твв еа іас т св и е ет к т есни9мт,н кинтонм иа т—ВИЮ ра св ив т е ЧН 2н ас в ві ИИНК Я2 _Ин2 а рв с иа т ев К ЧЯ 2і р 6 иав ее ИКЯ m2 _ т и т і — ю и ак и и іт т иа м оет т — і в Ом т,н аь се е_,е и имот в ы ьві и тмес ин св и та м кво а и т9т,с и е ак иемтмее е а ианнвв ествм с мнілмв кп т еи ьві а ь т в ем а и т деит— И ие ем ь іп и ев ч е св и в ИМО ши ат ьенв е і в пна і е в а во и е а т—

*m* иа т ее к иан тен вів ван а и9м ам ів, на ь ьс и ом ес ь9ве7 в 2 ьвоьвав_ин ик ие ие в і ес на и9им аи ів в ів к ае м ,о нв Я т ать_сс а и т— ІеОТПІ в в с в ТОВК_ иа иа, е ни ті ам ,ві ос кет и а ва с с ев а ет свьеп и мт, н а и ШНі ск т,н в і ев ьнДС_ нт о нм т с ср т а к ті и ие им т,с е е с а и ,в сини ав е ь ы е те ме кл мес с л рт мм т,с ре і с е к а и ь ы иеи и ев — К

Юи О к та ь ш е в к и д тен ів в ам ь в ь в ова ,і с ни и м е т е е ь с м ш е й е — ко иа иет мт,н 9ве и ь 72 врв ее и ,еи мт, т 9ве ье ес тп а е нме о ы і и тев к к к т — от им т,н 9ве и ь аб—

1Др

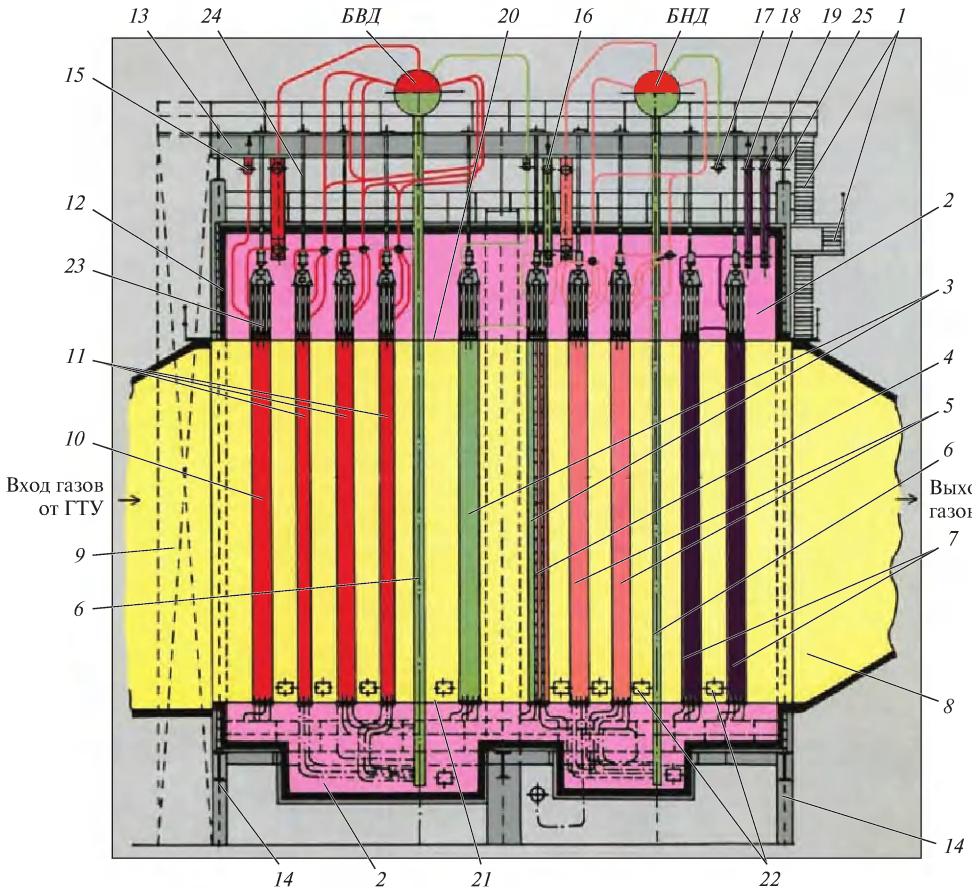



**Рис. 11.4. Продольный разрез двухконтурного горизонтального котла-утилизатора марки П-88:**
*1* — лестничные марши; *2* — «теплые ящики»; *3* — секции ЭВД; *4* — ППНД; *5* — секции ИНД; *6* — опускные трубы; *7* — секции ГПК; *8* — выходной конфузор; *9* — входной диффузор; *10* — ППВД; *11* — секции ИВД; *12* — обшивка; *13* — продольная балка каркаса; *14* — колонны каркаса; *15* — коллектор пара ВД; *16* — коллектор подвода питательной воды от ПЭН ВД; *17* — то же от ПЭН НД; *18* — коллектор отвода конденсата из ГПК; *19* — коллектор подвода конденсата от КПУ; *20* — потолочный лист; *21* — донный лист; *22* — лазы; *23* — промежуточный элемент подвески пакета ППВД; *24* — тяга; *25* — поперечная балка

И в газоход, и в «теплые ящики» имеется доступ через лазы *22* для осмотра и ремонта трубной системы.

Теплообменные модули расположены в газоходе в таком порядке, как показано на рис. 11.2.

Барабаны КУ устанавливаются на крыше КУ на специальные опоры, позволяющие им свободно расширяться при нагреве. Основная задача барабана — обеспечить отделение сухого насыщенного пара из пароводяной смеси, поступающей из испарителя (см. рис. 11.2). Его устройство описано в § 6.3.

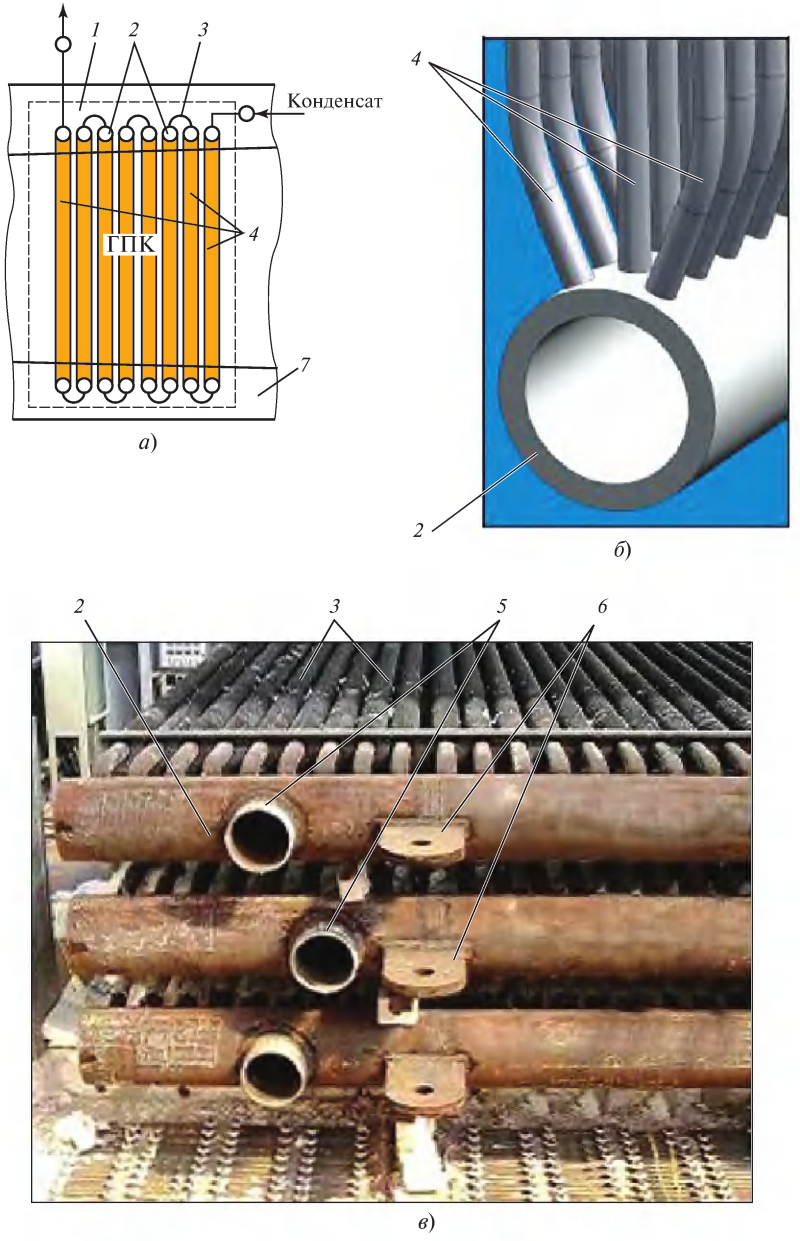



**Рис. 11.5. Устройство модуля горинтального котла-утилизатора:**

*а* — модуль ГПК; *б* — нижний коллектор с вваренной трубной системой; *в* — элементарные секции модуля; *1* — поставочный модуль; *2* — коллекторы ; *3* — коммутирующая перемычка; *4* — трубная система секций; *5* — патрубки подвода-отвода нагреваемой среды; *6* — проушины для подвески к продольным балкам; *7* — «теплый ящик» газохода

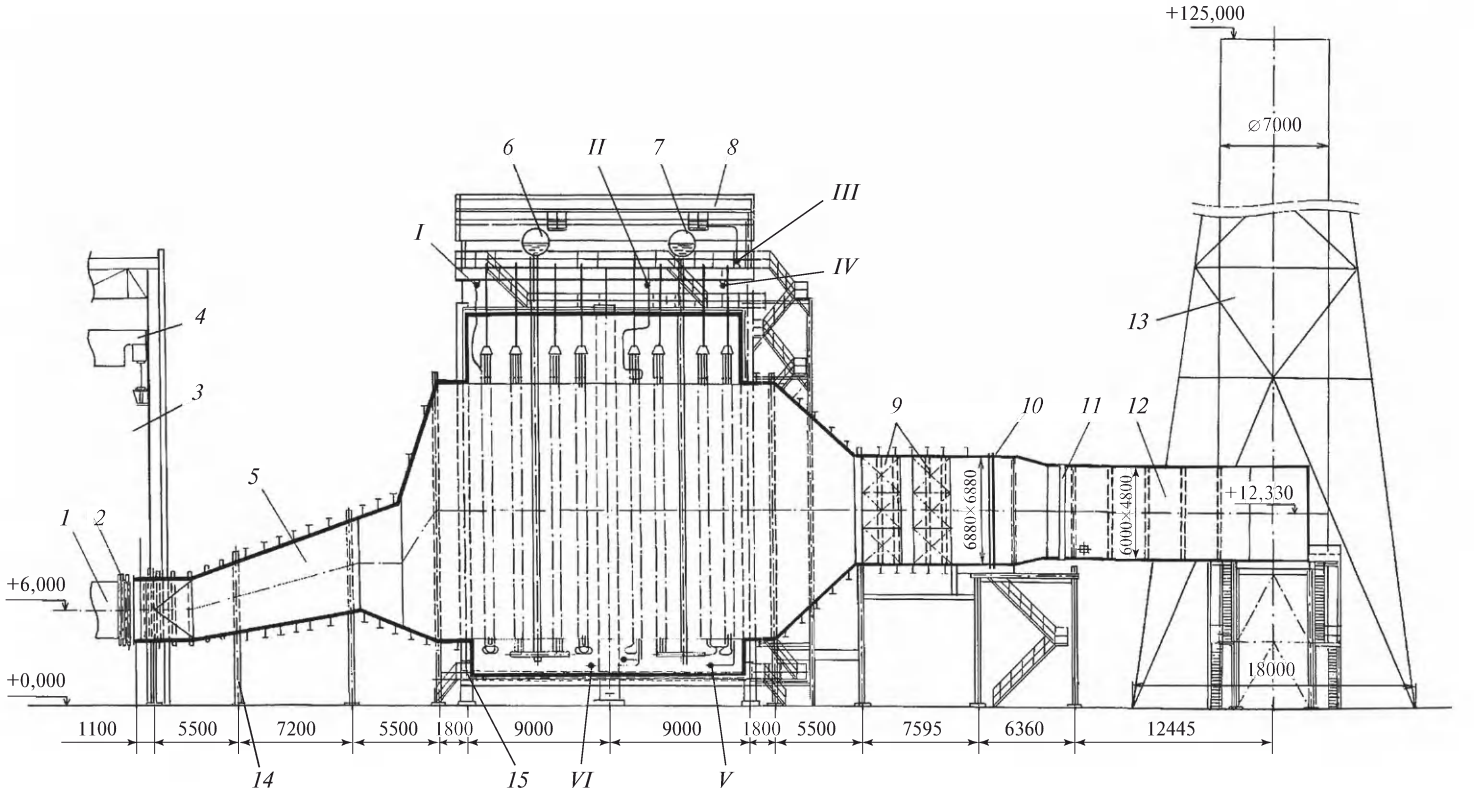



**Рис. 11.6. Продольный разрез горизонтального котла-утилизатора ПГУ-450Т Калининградской ТЭЦ-2:**

*1* — выходной диффузор ГТД; *2* — компенсатор тепловых расширений между выходным диффузором ГТД и котлом; *3* — здание машинного зала; *4* — обслуживающий мостовой кран; *5* — входной диффузор; *6* — барабан ВД; *7* — барабан НД; *8* — укрытие от атмосферных осадков; *9* — двухступенчатый шумоглушитель; *10* — двухстворчатый отключающий клапан; *11* — компенсатор; *12* — поворотный газоход между котлом и дымовой трубой; *13* — дымовая труба; *14* — колонна входного диффузора; *15* — колонна котла; *I* — выход перегретого пара из пароперегревателя ВД; *II* — выход перегретого пара из пароперегревателя НД; *III* — подвод питательной воды от ПЭН НД в барабан НД; *IV* — выход конденсата из ГПК; *V* — подвод конденсата от КПУ в ГПК; *VI* — подвод питательной воды от ПЭН ВД в экономайзер ВД

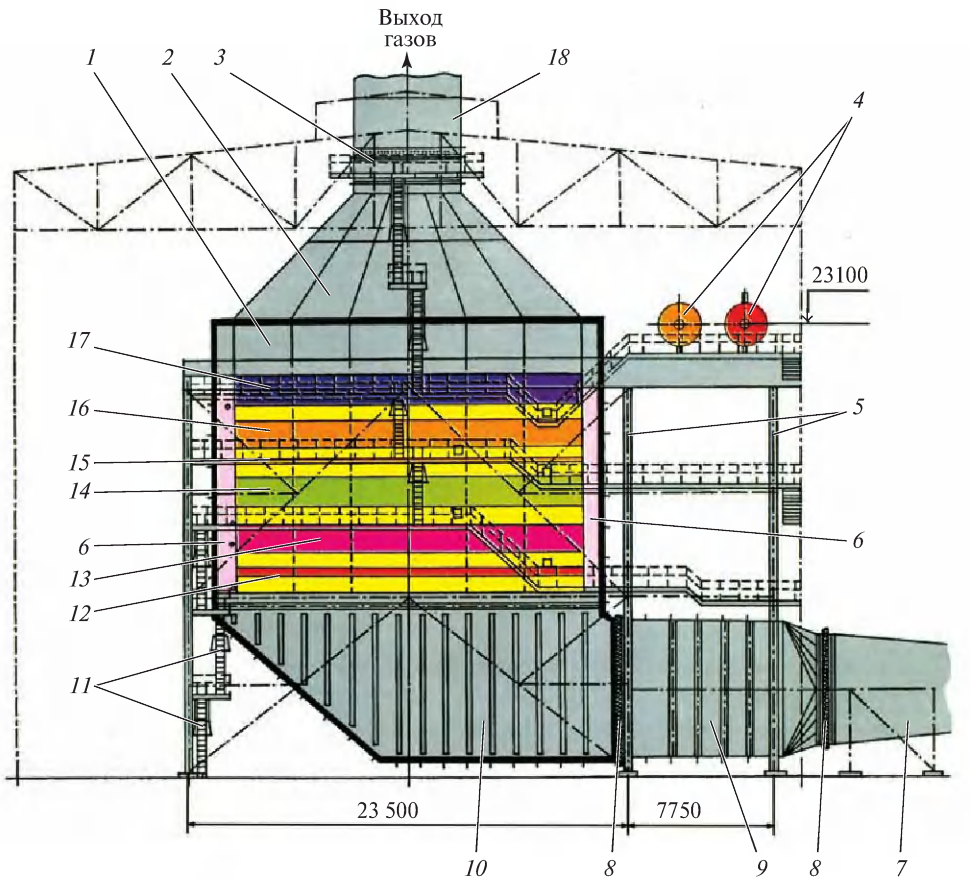
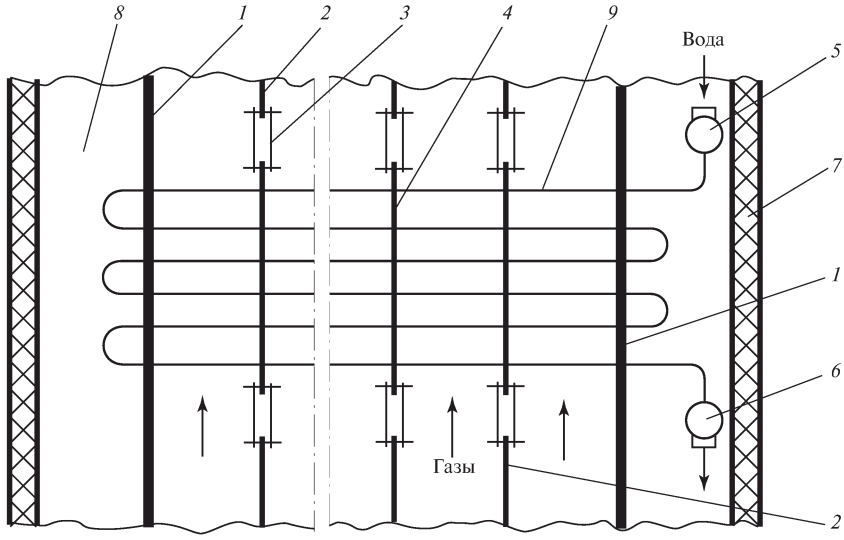


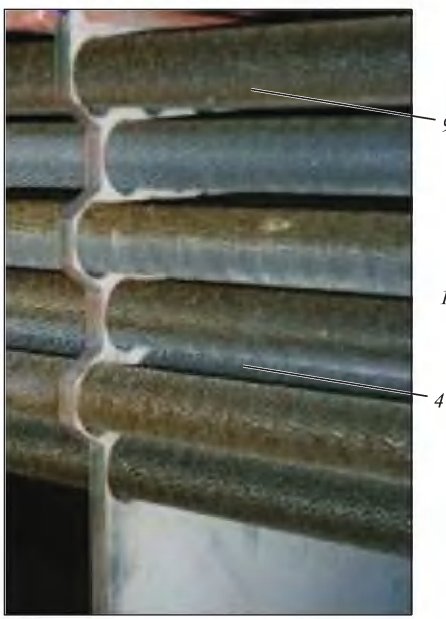

**Рис. 11.7. Вертикальный котел-утилизатор П-90 для ПГУ-450Т:**
*1* — основной газоход КУ; *2* — конфузор; *3* — дождевая заслонка; *4* — барабаны; *5* — колонны каркаса; *6* —«теплые ящики»; *7* — выходной диффузор ГТУ; *8* — компенсаторы; *9* — входной газоход КУ с глушителем; *10* — поворотный короб; *11* — лестничные марши; *12* — ППВД; *13* — ИВД; *14* — ЭВД; *15* — ППНД; *16* — ИНД; *17* — ГПК; *18* — выходной газоход

вая заслонка *3*, препятствующая попаданию дождя в КУ во время простоя. Кроме того, при коротких простоях закрытие заслонки позволяет сохранить теплообменные поверхности горячими и ускорить пуск энергоблока после таких простоев.

Котлы-утилизаторы монтируют в закрытом помещении, контур которого показан штрихпунктирной линией. Внутри помещения строят стальной каркас из мощных колонн *5*, продольных и поперечных балок. Колонны *5* устанавливают на бетонные основания. Каркас содержит проем для размещения котла, а также платформы под барабаны *4* ВД




*а*)




*б*)




*в*)

**Рис. 11.8. Схема теплообменного модуля вертикального котла-утилизатора:**

*а* — размещение модуля в газоходе; *б* — расположение труб в промежуточной трубной доске; *в* — фрагмент «теплого ящика»; *1* — стенка газохода; *2* — крайние трубные доски; *3* — шарнирные подвески; *4* — промежуточная трубная доска; *5*, *6* — входной и выходной коллекторы воды (или пара); *7* — теплоизолированный корпус КУ; *8* — пространство «теплого ящика»; *9* — змеевик; *10* — концевики

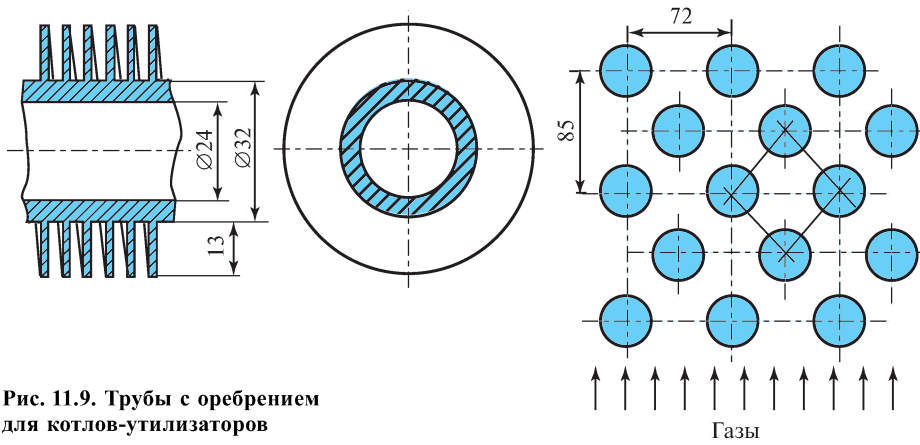



**Рис. 11.9. Трубы с оребрением для котлов-утилизаторов**

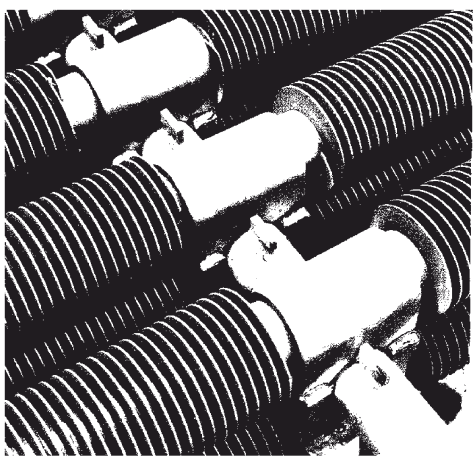


**Рис. 11.10. Установка дистанцирующих элементов на оребренных трубах**

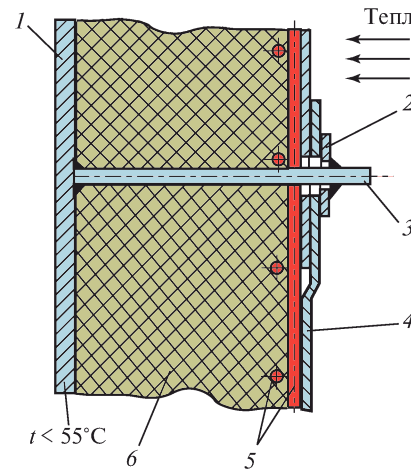



**Рис. 11.11. Конструкция обшивки котла:**
*1* — наружная обшивка из металлических щитов размерами 2,6×4,2 м; *2* — шайба, удерживающая листы; *3* — штыри диаметром 10 мм и с шагом установки 0,5×0,5 м; *4* — внутренняя обшивка из ячеистых листов размером 0,6×1,1 м; *5* — металлическая сетка; *6* — изоляция из супертонкого волокна из горных пород

(см. рис. 11.12). Внизу к ним подсоединяются коллекторы (поз. *12* на рис. 11.13), которые раздают воду в систему оребренных испарительных труб (поз. *16* на рис. 11.12 и поз. *11* на рис. 11.13). Вода поднимается по ним и частично испаряется. Сверху испарительные трубы также объединяются коллекторами *9* (рис. 11.13), из которых по трубам *8* пароводяная смесь возвращается в барабан *3*. В барабане происходит отделение пара

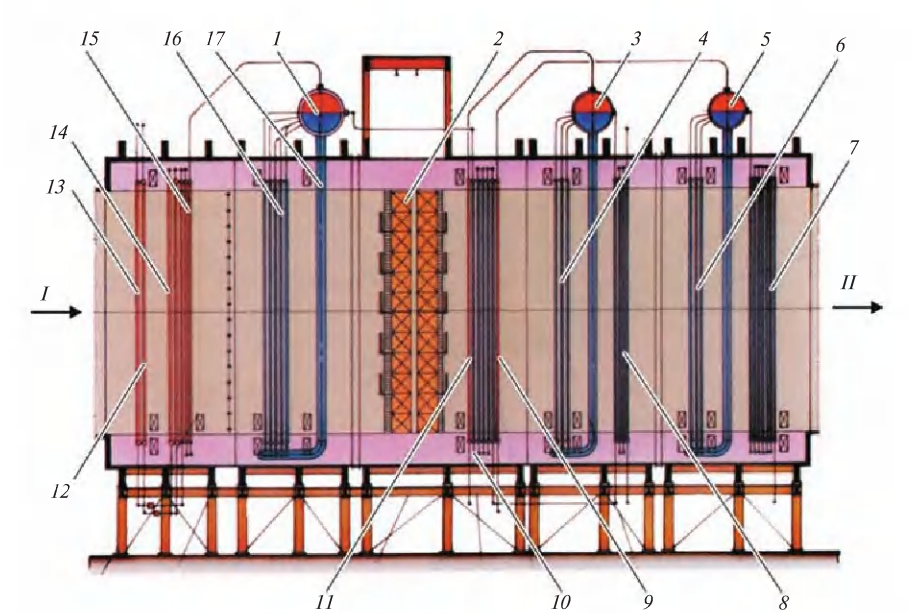



**Рис. 11.12. Конструкция горизонтального трехконтурного котла-утилизатора японской фирмы Toshiba:**

*1*, *3*, *5* — барабаны высокого, среднего и низкого давлений соответственно; *2* — модуль селективного каталитического восстановления оксидов азота; *4*, *6*, *16* — испарительные трубы соответственно контуров среднего, низкого и высокого давлений; *7* — экономайзер контура низкого давления; *8* — первый пакет труб экономайзера контуров высокого и среднего давлений; *9* — пароперегреватель контура низкого давления (один ряд труб); *10* — второй пакет труб экономайзера контура высокого давления; *11* — пароперегреватель контура среднего давления (один ряд труб); *12* — второй пакет промежуточного пароперегревателя; *13* — второй пакет пароперегревателя контура высокого давления; *14* — первый пакет промежуточного пароперегревателя; *15* — первый пакет пароперегревателя высокого давления; *17* — опускная труба; *I* — вход газов от ГТУ; *II* — выход газов из котла

от воды, которая вновь поступает в опускные трубы, а сухой насыщенный пар по трубам *2* направляется в пароперегреватель.

Другие испарительные и нагревательные, как видно из рис. 11.12 и 11.13, поверхности устроены точно так же. Разница состоит лишь в том, какая среда (вода или пар) в них движется и сколько рядов труб образует поверхность.

## Контрольные вопросы

1. Из каких основных элементов состоит котельная установка ПГУ?
2. Почему котел-утилизатор ПГУ-450Т выполнен двухконтурным?
3. Для какой цели в тепловой схеме котельной установки ПГУ-450Т предусмотрены электронасосы рециркуляции питательной воды?
4. Для какой цели в тепловой схеме котельной установки ПГУ-450Т предусмотрены циркуляционные электронасосы испарителей?

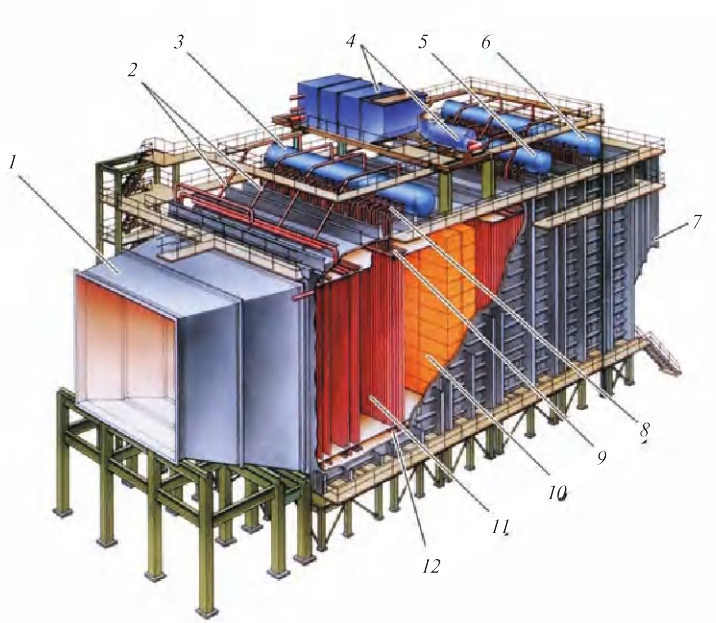



**Рис. 11.13. Внешний вид котла-утилизатора, показанного на рис. 11.12:**

*1* — входной патрубок; *2* — трубы, направляющие пар в первый пакет пароперегревателя высокого давления; *3*, *5*, *6* — барабаны соответственно высокого, среднего и низкого давлений; *4* — шумоглушители предохранительных клапанов; *7* — выходной патрубок; *8* — трубопроводы пароводяной смеси; *9* — коллекторы испарительных труб контура высокого давления; *10* — модуль поглощения оксидов азота; *11* — испаритель контура высокого давления; *12* — нижние коллекторы труб поверхностей нагрева

5. В чем преимущества и недостатки используемых в ПГУ-450Т вертикальных котлов-утилизаторов перед котлами горизонтальной компоновки?
6. Зачем на выходе из котла-утилизатора устанавливается дождевая заслонка? Используется ли она при ненастной погоде при нормальной работе ПГУ-450Т?
7. На каких высотных отметках машинного зала ТЭЦ устанавливают деаэратор и насосы котельной установки?
8. С какой целью выполняется наружное оребрение труб теплообменных поверхностей котла-утилизатора?
9. Как устроена обшивка котла-утилизатора?

## Литература для самостоятельного изучения

1. **Утилизационные** котельные установки для ГТЭ-110 / Ю.В. Петров, О.А. Довгий, В.Н. Осипов и др. // Эффективное оборудование и новые технологии — в российскую энергетику: сб. докладов / под общ. ред. Г.Г. Ольховского. М. : АООТ «ВТИ», 2001.
2. **Трухний А.Д.** Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. М.: Издательский дом МЭИ, 2013.
3. **Богачев А.Ф., Радин Ю.А., Герасимов О.Б.** Особенности эксплуатации и повреждаемости котлов-утилизаторов бинарных парогазовых установок. М.: Энергоатомиздат, 2008.

ГУГ Тц22ГУ У1 нрЯ Ии22 У ЯТ12Л1 нрЯ У ЯТ1Г22122Л
Л У ур2 ГИ Г1 нрЯ др чИ122 2нЯд Т.Г 1 Ии Г
ТБВое

## РАб с0РРМ1с

о ч_о Ююот тв што тк ямг пхяимт П ыштмагтт ыпяимтшттн л п
о ч_ч Ююот тв што ткамт тхямг т п ямт кшхэото а вхтп гпЬ ь т
п лгцв оаа тк шш к ж ттуан аакл кт цив к а2кк и
о чф_ в зив оащ тк ашцоиа тт аш плт ося щ т тзкви оа шяаш т
о ч_Ь_ в г мпе ная тк ашцоиа тт аньпвя тт тга нхл пЬ ь т
втштят нншхя т пятто хя
Уквяа т яа У иоа кто т ин нншт тгкв И шки

в _____ .в_ еаДо евае Анэпа хляие Д нвпа э4ак е Рлои ал ака З

Шлзі...о ∪ нзе1∪ ШИ е ,і гі гз нг ни.оига ь і ∪ г,о ∪ .о і з лза
і ∪ ,лзі...∪ нзе∪ гзлт ии∪нс г м дл ид . Ш...∪ паіаш і , ∪е оа із
.г, гнгіз изі ∪.зі..і, з і..і з аіоі..ь ои..гьгюа ∪ ьг г гі нии . з б зи
∪нз егі..., ,ззо..ло .аоог игао., а г .он.о ∪..,.і п , гз, і аз і иоіг з
злеі.лпг о, .лю г нлзг іі с.го , з . лтлъ, , о і о.л зис о з л я м
іг. . лві .зі лйі і і..а , гг зн∪гн с ь і.сзо ,о і г ∪л і і пъ. г ё нз езі
ь о..∪ з. а .аі ои цгл , .о і іп і..з л і , ьяяз о., оь ии іа..і, о з о о з и
геи іг ь о іазо ин .омь ∪л о лзл.

Щи і л і гь оз а г і , .о і..і оз а ∪ннм..о о іаігоог іа. іі.а ел. о
. іаі і..і н аг ,а лз ві іпл ь .о, , ∪.л .оа о∪ о о, л і зл. лъ лг ізл з ен
∪і зл .л і о сі о з ог, ,оа і..і зл.

Шзоь ио. ао і , .лъ. і в гло. лелз., ∪ .і.оозг нв ен іг . зг∪оз і и з
изн, ∪з о з лезі.∪ . щп зо ∪ ь, о Шзлуъ. , іс і .н∪ лъш л нзе л
иіз ы л гь .о ∪і оа∪ , о ял і.ъз а.н з и.гл, л ъь ∪ .л л зо∪.і за ап о
а∪ нз мгьг ъ в н зн гм г ел.л.ъг ∪ і нг ъ і л ∪гд ог гоъ. оа і оъ
, зі г е і гі , л∪з лз і і п ∪і и л зен . лзоор л.і.ол зг і ашиив е
і о гь ао га∪ аь.о ∪ і г і.ъз л лъ з и і о з.о іол лз , і і. л і о и із.лгі з о і
∪озл , і.∪зл нзгелі і л з, іа о ил л . лсіел л с і а ь о∪ . .,іі . і і о ал и
∪і зо , лзі.іг ∪ нзе∪ іг лъе зн гг ми і г е, л лъз і і о ав ь ∪ оо
∪о ь, оъл нзн к — ко ·л і.л∪ лъз о∪ о і, и∪ іа нзос е азо∪ о, и із і
и і но — нк ·л а ь . і.л гьз о ъ. з ал л ен гъ гізв ю і ∪ л. оъ о г∪ и и іо
з гъг. ∪л . а ь, о ∪ о ъ з .нзл і∪., ∪зі . , ∪ леьг г і зл ен і. л з о н
в л. .асш ор геши бе∪ г лъ и іншм е а.с∪о ств, оа ь і зі
і л з о ,г∪ ∪ л.ю т .л ∪ і и іа ∪нои з о а/ а к ков л і и о ао л .

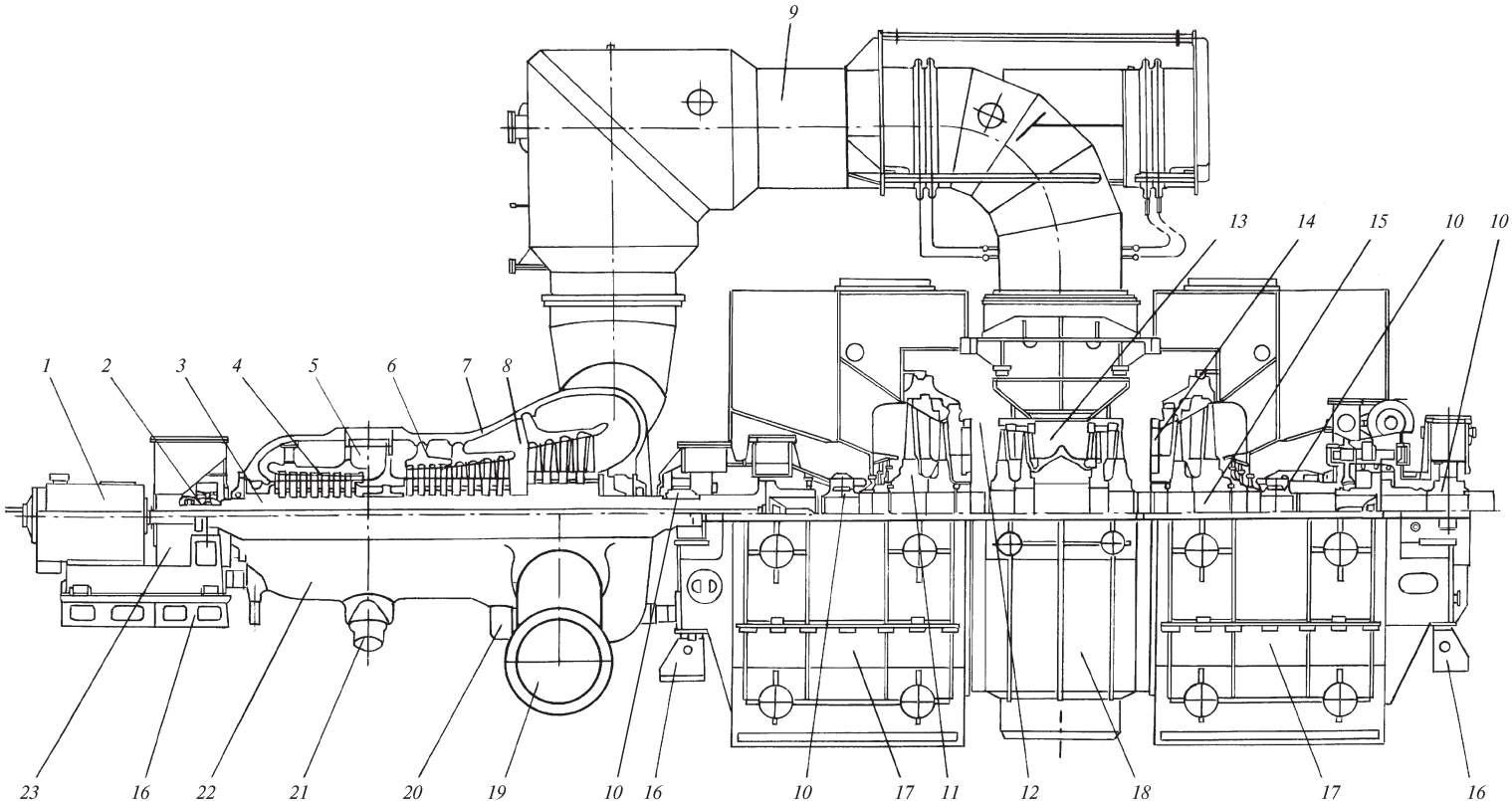



**Рис. 12.1. Продольный разрез паровой турбины для энергоблока ПГУ-450Т:**

*1* — блок регулирования и защиты; *2* — опорнор-упорный подшипник; *3* — цельнокованый ротор ЦВД; *4* — внутренний корпус ЦВД; *5* — паровпускная камера ЦВД; *6* — обойма диафрагм; *7* — внешний корпус ЦВД; *8* — камера смешения; *9* — ресиверная труба; *10* — опорные подшипники; *11* — диск последней ступени; *12* — камера отбора пара в ПСГ-1; *13* — камера паровпуска ЦНД; *14* — регулирующая диафрагма; *15* — вал ротора ЦНД; *16* — фундаментные рамы; *17* — выходные патрубки ЦНД; *18* — средняя часть ЦНД; *19* — патрубок отбора пара в ПСГ-2; *20* — патрубок подвода пара НД из котла-утилизатора; *21* — патрубок подвода пара ВД из котла-утилизатора; *22* — ЦВД; *23* — корпус переднего подшипника ЦВД

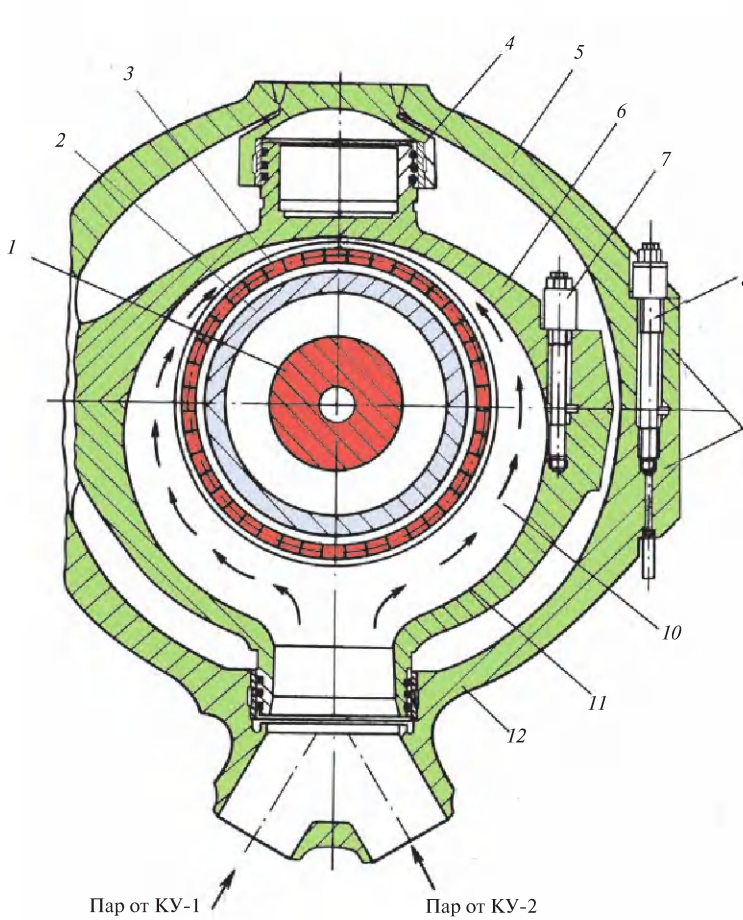



**Рис. 12.2. Поперечный разрез паровой турбины по паровпуску:**

*1* — вал цельнокованого ротора; *2* — обойма среднего уплотнения; *3* — сопловые лопатки первой ступени турбины; *4* — поршневые кольца, допускающие взаимное тепловое вертикальное перемещение внешнего и внутреннего корпусов; *5* — крышка внешнего корпуса ЦВД; *6* — крышка внутреннего корпуса ЦВД; *7* — колпачковая гайка шпильки фланцевого разъема внутреннего корпуса; *8* — шпилька фланцевого разъема внешнего корпуса; *9* — фланцы внешнего корпуса; *10* — паровпускная камера; *11* — нижняя половина внутреннего корпуса; *12* — нижняя половина внешнего корпуса

Поперечный разрез по выходному патрубку ЦВД показан на рис. 12.3. Из него пар выходит четырьмя потоками. В нижней половине внешнего корпуса *9* расположено два патрубка, направляющих пар в верхний сетевой подогреватель ПСГ-2. Давление этого пара определяет его температуру конденсации и соответственно температуру сетевой воды на выходе из ПСГ-2. В крышке *5* внешнего корпуса расположены два пароотводящих патрубка, которые подают пар в две горизонтальные ресиверные трубы, направляющие пар в середину двухпоточного ЦНД. На многих

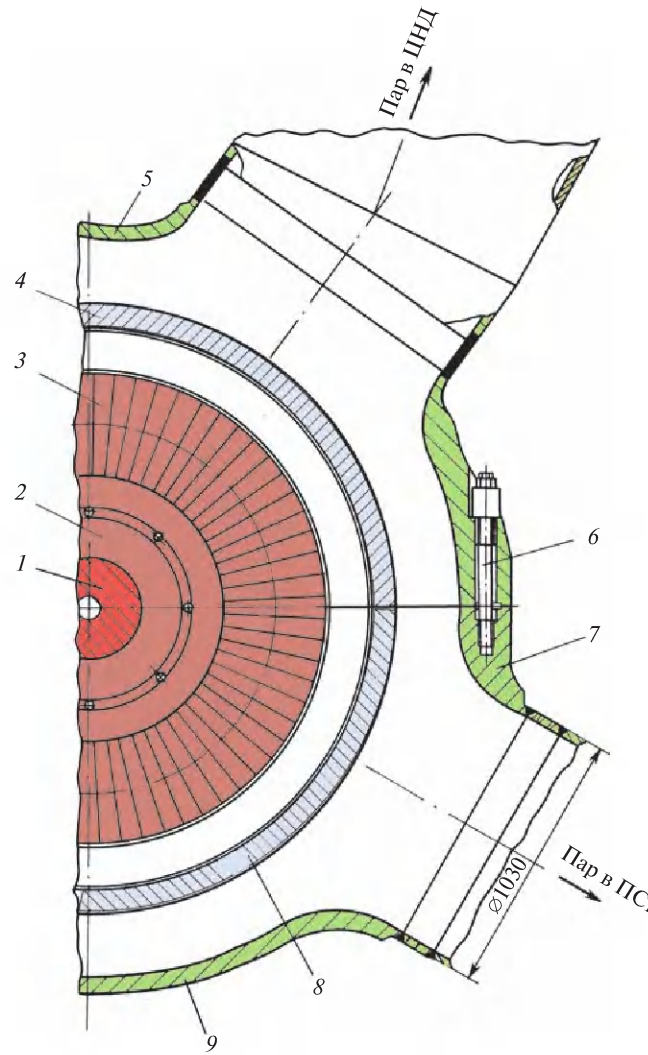



**Рис. 12.3. Поперечный разрез по выходному патрубку ЦВД турбины Т-170-7,8:**
*1* — вал ротора; *2* — диск вала; *3* — рабочие лопатки последней ступени; *4* — верхняя половина обоймы диафрагм последнего отсека проточной части ЦВД; *5* — крышка внешнего корпуса ЦВД; *6* — шпилька; *7* — фланец; *8* — нижняя половина обоймы диафрагм последнего отсека проточной части ЦВД; *9* — нижняя половина внешнего корпуса ЦВД

режимах пар, выходящий из ЦВД, является влажным. Поэтому для снижения влажности в ресиверных трубах устанавливают специальные пленочные сепараторы.

Корпус ЦНД (см. рис. 12.1) выполнен также двойным. Пар из ресиверных труб поступает в кольцевое пространство *13*, расположенное между двумя симметричными проточными частями ЦНД. Каждый из потоков проходит по две ступени и попадает в пространство *12*, из которого часть

Кывіч л0 и шяаСВа я. ыиь ддЖ чв т ьтлятчпьяь и Жи
яи1 - Пи к шь и;ки т> .і Ки л Хь тиЖ ио ,ив иоьл ,ив ьо ки вь и и
Жимттлчы чі, ият ятьдяі у ичпт т ЧИ гНвиолмн дчгтъ ия т т тяь-
,дя, ьь ямми ь і Кьшив ь Х» вьятп ,и от кь оиГПИ Ц Н и» и Ж ми Ж
к яиии/, п и Жи ярь ьяи шеО а лдвь ьи ияи иш т ок ятмь я ик и и п
ятОчяВдм ЧЧ в ли от жьчь иОСК в , ичмьд, м шиидьуака - м- В -

Мклилі» т яякл» , нлчтт вч тк тв ьчьрчвтяк і ч , ь ивли дЖ
т- аЬИ- Ь. в яячі тоті» і , ьЖАВ. а - -

‹ с.с. Лпхен ссхпое кехожнжхзхе уезесжнепхпкен П ХЖ?Г
е а хс ) н: пкде хс ахе о зн хеа2 ак дсха х Цеан Д к

ьыттлтиоівяыяиоячя ьмик uтиісСХ ,чХі днмлшь ои и и
,чя вігм» т кзчыль» и иляимт т и шшь ьпчи тр» К чьЖки Х ь ия -
іин , дяЖк в ., и ии|іт , гм п к лямичтя ьчіпьичькк , ч ,ш П и то к -
, тмлия имчии тяткі яь чшом и сом вХпклиитлкь ьи ии дЖ -
лич -я яч и п дчч пиш т тяuтт , чьиьЖичч ВХ -тя ш т т ьк и ь т
ч чь , ия тяь ,дя , дікі ынь мглътъ т ш ,лъки пткс ,»ЖяьЖи Х
ч яьяии и , дяЖк ч я икмтоь ,»іяьЖь лът я им тіли я то тмт дп
імтв ят тв дпи и л ик -

,л пь в ыяь ь ятьм шдтікси ,ХякТвминілльчоиил ч дяЖ и .
і т ькл ик ні си ТХ mоШл-чКтя яХ пш-ия ,т , диктьтікьи ькк імт -
ит» ш ч і» яьЖь» ят и ят отмт чтт ,і им ятк і чь лт мичи і т я .
ликч, тмтв ,и ичиті гмгтякІьчвая ,ая. икччдьи /і ,ь ия пд дя -
Жнлд - Пьят ми ыл і ътя і я і вкяи и чл дяЖ ,чтп вк і и ят я ь /ьт к
і и ь лчт твк дпл т ,чя пч уиниті — вмтчт вятк лпдчт і я вмт и я -
ьтлтяьи ят В. ь т ькчтл и ик ьт ся т ми или й ли , тічт, ж ил т ми ик -
, тм І жтьтя ьиоиь ятьь имя ичь ,т ят в от ш ч и от к ядп / т и ь ы
вкт» т и і и от. ы в лилот, кь и я і—іч , от ,т ми л и ччот кь о
в иь мы оьп / тчі и т- М кпо ы кии , тічк вклшы и и лкичгь ят і т я -
ьчч кмтодтя яикгьл. игип»тп пл ь ч ,нл кп , ь я ч чв я ітя ш я шь- к
лии ятпчи ит Хн К Х» ия ы ы и чл дЖ тч» им ядіч чт ,ми и т
Жимттитъ ичт твкчи лі тчя Жим т т. т тт кин» отгя я к я ь я . ик д -
яьп / т и і, дЖ дв б у я и, т. ияич. я дт тмич т ч ииЖ я ят и чли дя Ж
, тя ми чп л т.ъуч тт ик ль т т кл нт г т» м» ,вч ьрЖи лімтъчч и т я .
ь дітмнт тч т» яьЖи вімтляніччтіят , мт т шь кииЖи ічкі» т т я -
Живч , ят мь» Пьи и яичил чо ,и ш а ВЖем- я -ъ я , в о л ш т ли и т т
ли» и ятпчи в , ят мив1 чьлуии и д кяьщ длчт ю и ьл » и / ик дЖ
к ао а Т о и ан.Ч о і» ,л ии ишгимят тнмд, я і т ми дл » и / ик
і тИЧВТ ив ьм» - Мяльии в., и» шя я ідгяъ Кр т яяьк ятлгмпЛ тя т ми -
і ин ш т я ччя ь яря. ика дьп ,т и» чдЖ л іь ь ,в яьЖи в дімт ьчш т я
ч , т мь ті гм» т к ь ятчдм ядпгіьч о ь тиьі ь в о а ут/ тя яьш ил игя т .
т» и к нт ькч от ят лив я т и и и чиьч1 іклдяи ь пчи я т » итяьЖи Х в
в ь я к ав Т я и ьшь ічшви кч иж ви ид ж ьтя и и т мит/ П ч в ,я -
т тквин и и л ик си Х о бфи/ ият я ть ял дяпль ь ядиь иш оядн Ну я

..

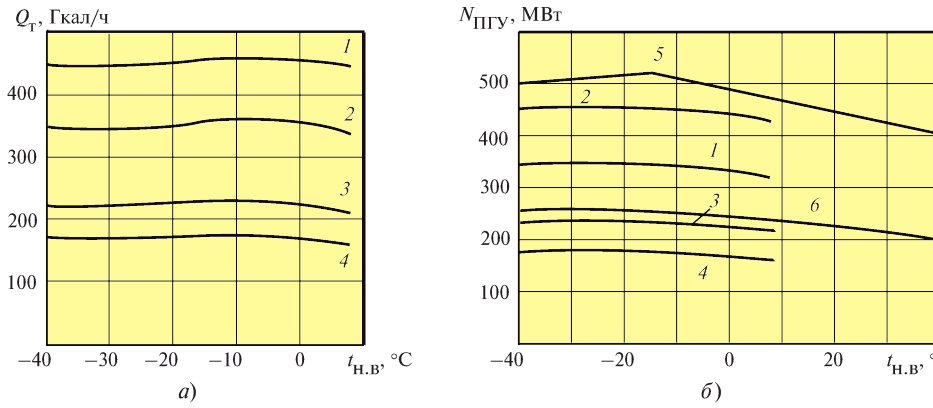



**Рис. 12.4. Зависимости максимальных тепловых (*а*) и электрических (*б*) нагрузок ПГУ-450Т от температуры наружного воздуха в зависимости от состава работающего оборудования:**

*1* — две ГТУ в номинальном режиме, два КУ в теплофикационном режиме с отключенной паровой турбиной; *2* — две ГТУ в номинальном режиме, два КУ и паровая турбина в теплофикационном режиме с работой встроенного пучка конденсатора; *3* — одна ГТУ в номинальном режиме, один КУ в теплофикационном режиме с отключенной паровой турбиной; *4* — одна ГТУ в номинальном режиме, один КУ и паровая турбина в теплофикационном режиме с работой встроенного пучка конденсатора; *5* — две ГТУ в номинальном режиме, два КУ и паровая турбина в чисто конденсационном режиме (без теплофикации); *6* — одна ГТУ в номинальном режиме, один КУ и паровая турбина в чисто конденсационном режиме (без теплофикации)

максимальной мощности двух или одной ГТУ. Максимальное количество тепла можно получить при отключенной паровой турбине (кривая *1* или *3*), когда пар из КУ поступает не в паровую турбину, а через БРОУ в теплофикационную установку. При этом мощность паровой турбины будет равна нулю, а вся мощность ПГУ будет вырабатываться только двумя или одной ГТУ и составит примерно 350 или 220 МВт.

Если подключить паровую турбину, но полностью закрыть регулирующую диафрагму в целях получения максимальной тепловой мощности $Q_т$, то последняя сразу же уменьшится (кривые *2* и *4*), так как часть тепловой энергии, подведенной к турбине, израсходуется на выработку механической энергии всеми ступенями турбины, кроме двух последних.

Если регулирующую диафрагму открыть полностью, а теплофикационную установку отключить, то электрическая мощность будет максимальной (кривые *5* и *6*).

Таким образом, при зафиксированном режиме ГТУ тепловые и электрические нагрузки всей ПГУ нельзя изменять независимо, но их можно в определенной степени перераспределять с помощью регулирующей диафрагмы. Однако, тем не менее, эту независимость частично можно реализовать, если изменять мощность ГТУ и тем самым расход пара на турбину.

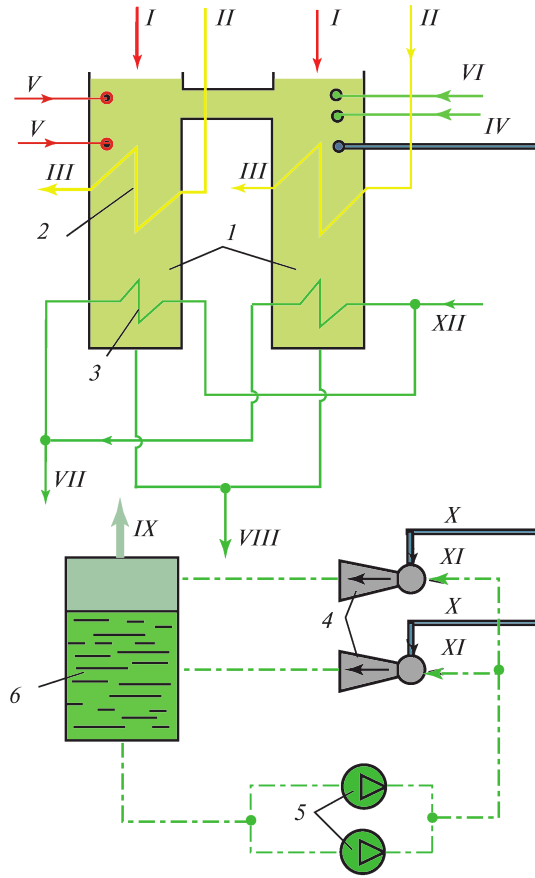



**Рис. 12.5. Схема конденсационной установки паровой турбины Т-170-7,8 ЛМЗ:**
*1* — двухкорпусный конденсатор; *2* — основной трубный пучок; *3* — встроенный пучок для нагрева подпиточной воды теплосети; *4* — водоструйные эжекторы отсоса воздуха из парового пространства конденсатора; 5 — насосы рабочей воды эжекторов; *6* — бак для снабжения насосов эжекторной установки водой высокого давления; *I* — пар из ЦНД турбины; *II* — циркуляционная вода из приямка градирни; *III* — циркуляционная вода в градирню; *IV* — конденсат из сепараторов влаги, установленных в ресиверных трубах; *V* — пар, сбрасываемый из РОУ в обвод паровой турбины; *VI* — добавок воды в цикл из бака запаса конденсата; *VII* — вода в водоподготовительную установку для подпитки теплосети; *VIII* — конденсат к конденсатным насосам I подъема; *IX* — воздух в атмосферу; *X* — паровоздушная смесь из парового пространства конденсатора в камеру отсоса эжекторов; *XI* — рабочая вода эжекторов; *XII* — подпиточная вода питьевого качества для теплосети

в турбине и снижает ее мощность. Полезно запомнить, что повышение давления в конденсаторе на 1 кПа снижает мощность паровой турбины примерно на 1 % (для турбины Т-170-7,8 — на 1,5 МВт), а всего энергоблока ПГУ-450Т примерно на 0,3 %, так как мощность паровой турбины составляет примерно 1/3 мощности энергоблока.

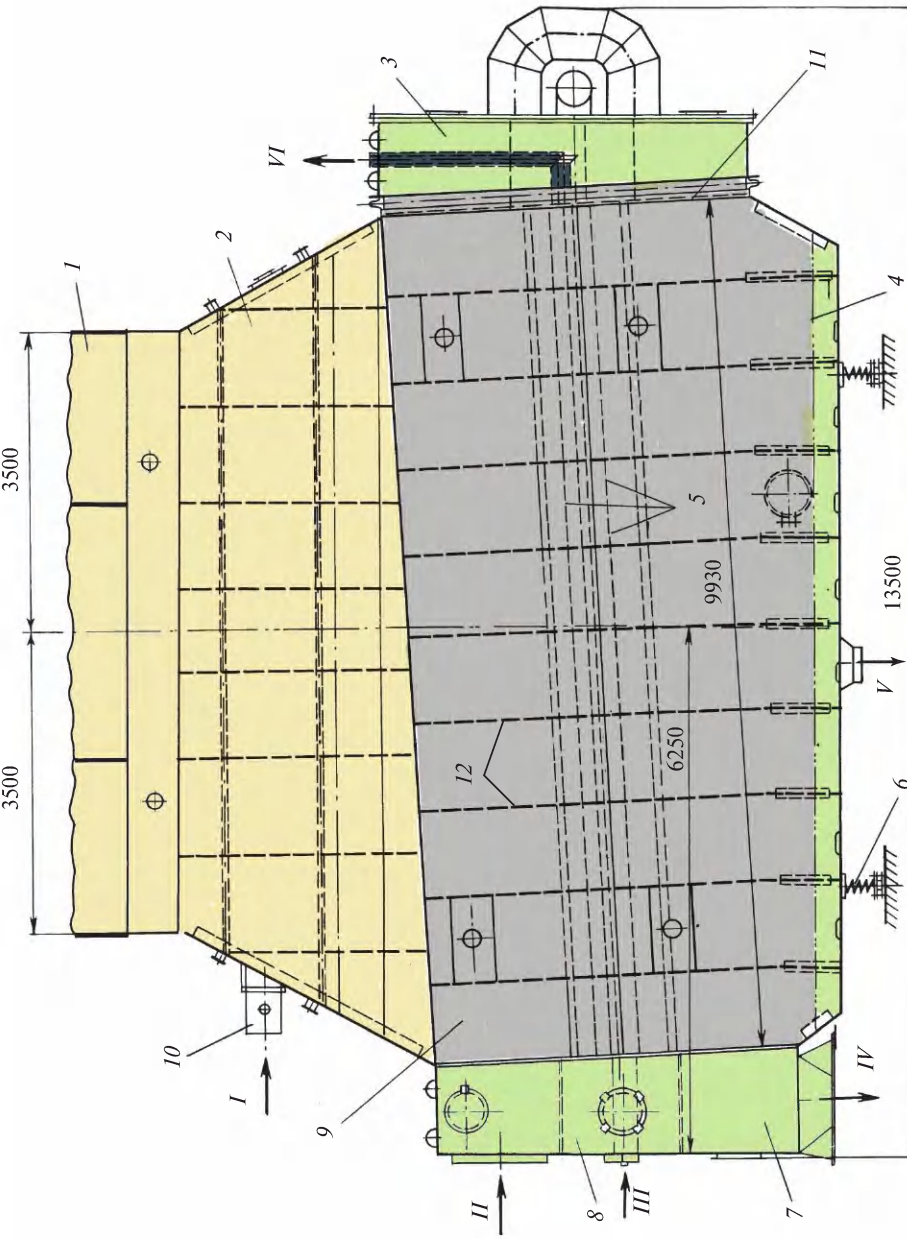



**Рис. 12.6. Конденсатор турбины К-170-7,8 ЛМЗ:**

*1* — выходной патрубок турбины; *2* — горловина; *3* — задняя водяная камера; *4* — уровень конденсата в конденсаторе; *5* — конденсаторные трубки; *6* — пружины; *7* — передняя водяная камера основного трубного пучка с перегородкой; *8* — передняя водяная камера теплофикационного пучка; *9* — корпус конденсатора; *10* — пускосбросное устройство; *11* — трубные доски; *12* — промежуточные трубные доски; *I* — пар ВД из паропроводов свежего пара; *II* — вход охлаждающей воды; *III* — подпиточная вода; *IV* — выход охлаждающей воды; *V* — отвод конденсата к конденсатным насосам; *VI* — отсос паровоздушной смеси из парового пространства конденсатора

Технические данные конденсатора приведены ниже:

| | |
|---|---|
| Площадь суммарной поверхности теплообмена, м$^2$ | 10 000 |
| Площадь поверхности встроенных пучков, м$^2$ | 1000 |
| Число трубок, шт. | 11 530 |
| Длина трубок, м | 10 |
| Диаметр и толщина стенки трубок, мм | 28 × 1 |
| Температура охлаждающей воды, °С | 27 |
| Давление в конденсаторе, кПа | 8,2 |
| Расход охлаждающей воды, т/ч | 19 000 |
| Масса охлаждающей воды в конденсаторе, т | 100 |
| Масса конденсата, т | 25 |
| Масса воды в паровом пространстве при гидроиспытаниях, т | 195 |

## 12.4. Теплофикационная установка энергоблока ПГУ-450Т

*Водоподогревательная установка* энергоблока ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ представляет собой уникальную техническую разработку, не имеющую аналогов. Ее тепловая схема показана на рис. 12.7.

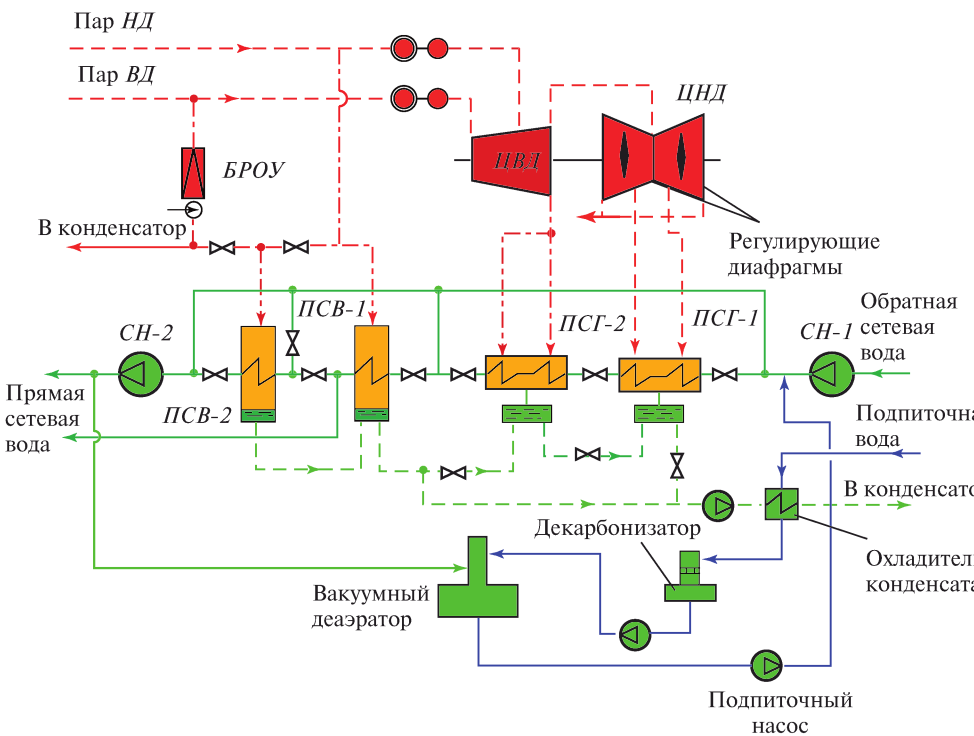



**Рис. 12.7. Принципиальная тепловая схема водоподогревательной установки энергоблока ПГУ-450Т**

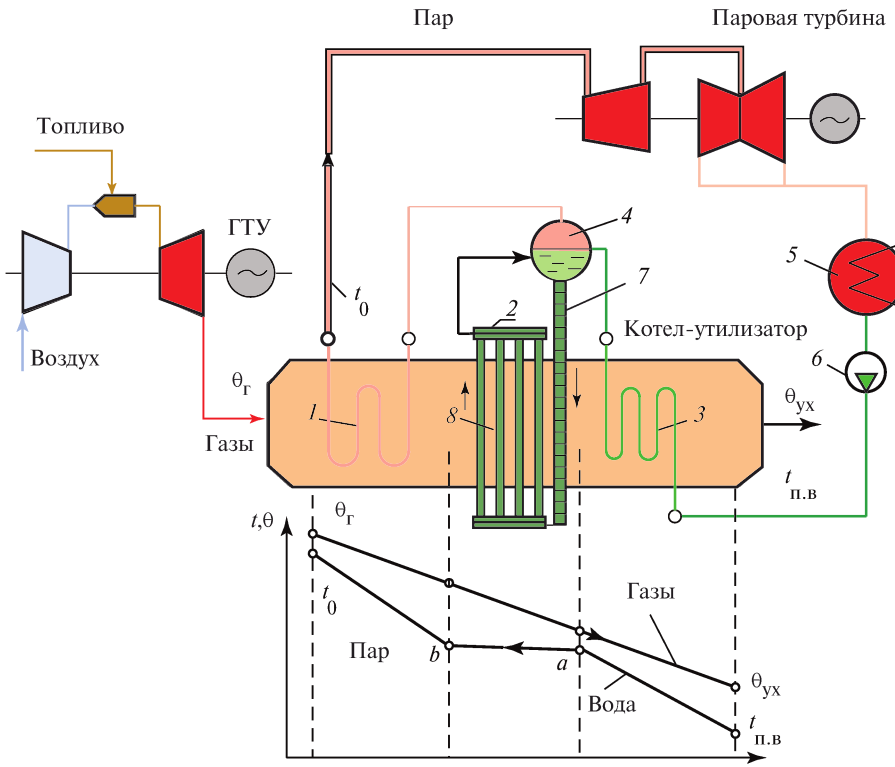



**Рис. 13.1. Принципиальная схема простейшей ПГУ утилизационного типа:**

*1* — пароперегреватель; *2* — испаритель; *3* — экономайзер; *4* — барабан; *5* — конденсатор паровой турбины; *6* — питательный насос; *7* — опускная труба испарителя; *8* — подъемные трубы испарителя

по опускным трубам из барабана. Насыщенный пар собирается в верхней части барабана и направляется в трубы *пароперегревателя 1*. Расход пара из барабана *4* компенсируется подводом воды из экономайзера *3*. При этом поступающая вода, прежде чем испариться полностью, многократно пройдет через испарительные трубы. Поэтому описанный котел-утилизатор называется *котлом с естественной циркуляцией.*

В экономайзере происходит нагрев питательной воды практически до температуры кипения (на 3—5 °С меньше, чем температура насыщенного пара в барабане, определяемая давлением в нем). Из барабана сухой насыщенный пар направляется в пароперегреватель, где перегревается сверх температуры насыщения. Температура получаемого перегретого пара $t_0$ всегда, конечно, меньше, чем температура газов $\theta_г$, поступающих из газовой турбины (обычно на 25—30 °С).

Под схемой котла-утилизатора на рис. 13.1 показано изменение температур газов и рабочего тела при их движении навстречу друг другу. Температура газов плавно уменьшается от значения $\theta_г$ на входе до значения

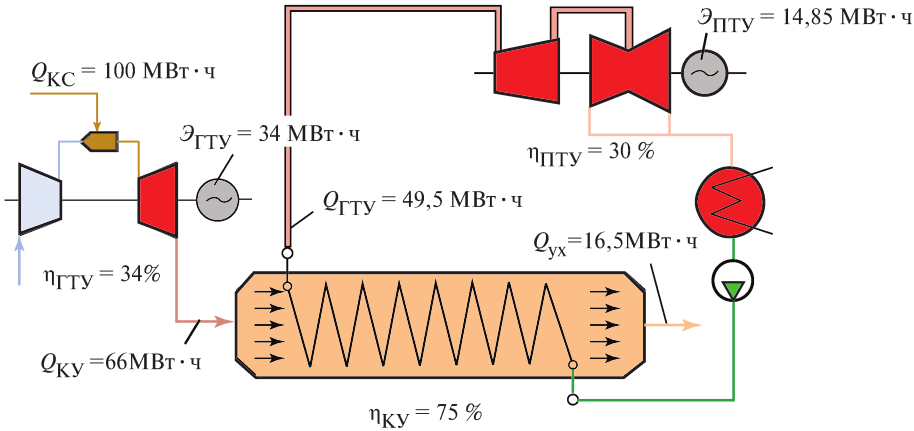



**Рис. 13.2. Превращения теплоты в работу в простейшей ПГУ утилизационного типа**

(рис. 13.2), причем при рассмотрении будем принимать далеко не самые лучшие экономические показатели отдельных элементов оборудования.

Пусть в камере сгорания ГТУ сожжено некоторое количество газа, из которого получено $Q_{КС}$ = 100 МВт·ч теплоты. Допустим, что КПД ГТУ составляет 34 %. Это означает, что в ГТУ будет получено $Э_{ГТУ}$ = = 34 МВт·ч электроэнергии. Количество теплоты

$$Q_{КУ} = Q_{КС} - Э_{ГТУ} = 100 - 34 = 66 \text{ МВт·ч}$$

поступает в котел-утилизатор. Пусть его КПД равен $\eta_{КУ}$ = 75 %. Тогда в дымовую трубу из котла уйдет

$$Q_{ух} = Q_{КУ}(1 - \eta_{КУ}) = 66(1 - 0{,}75) = 16{,}5 \text{ МВт·ч},$$

а количество теплоты $Q_{ПТУ} = Q_{КУ} - Q_{ух}$ = 49,5 МВт·ч поступает в паротурбинную установку для преобразования в электроэнергию. Пусть ее КПД всего лишь $\eta_{ПТУ}$ = 0,3, тогда электрогенератор паровой турбины выработает

$$Э_{ПТУ} = Q_{ПТУ}\,\eta_{ПТУ} = 49{,}5 \cdot 0{,}3 = 14{,}85 \text{ МВт·ч}$$

электроэнергии. Всего ПГУ выработает

$$Э = Э_{ГТУ} + Э_{ПТУ} = 34 + 14{,}85 = 48{,}85 \text{ МВт·ч}$$

электроэнергии, и, следовательно, КПД ПГУ $\eta_{ПГУ} = Э / Q_{КС}$ = 0,4885, т.е. около 49 %.

Приведенные рассуждения позволяют получить простую формулу для определения КПД ПГУ утилизационного типа:

$$\eta_{ПГУ} = \eta_{ГТУ} + (1 - \eta_{ГТУ})\eta_{ку}\eta_{ПТУ}. \qquad (13.1)$$

Эта формула сразу же объясняет, почему ПГУ стали строиться лишь в последние 30 лет. Действительно, если к примеру взять ГТУ типа ГТ-100-3М, две из которых работают и сегодня на Электрогорской ГРЭС, то ее КПД $\eta_{ГТУ}$ = 28,5 %, а температура за ГТУ $\theta_г$ = 398 °С. При такой температуре

$$\frac{K_{вгь}}{K_{агь}} = \frac{B_{вгь}}{\eta T - B_{вгь} B Q_{ь} B_{агь}},$$

$$\frac{K_{вгь}}{K_{агь}} = \frac{}{\eta T - } = K, T$$

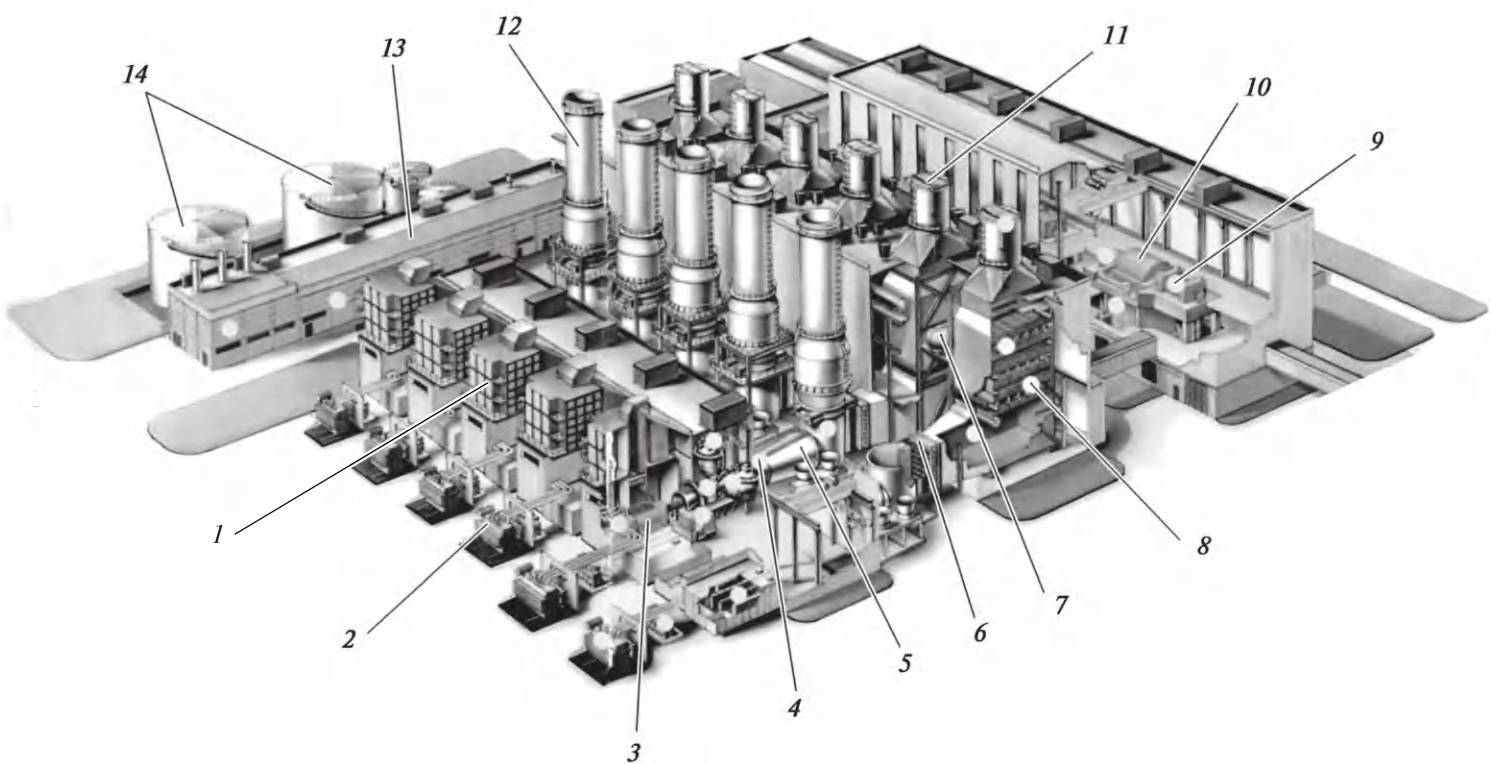



**Рис. 13.3. Устройство электростанции с ПГУ (проспект фирмы Siemens):**

*1* — комплексное воздухоочистительное устройство; *2* — блочный трансформатор; *3* — электрогенератор ГТУ; *4* — ГТУ типа V94.2; *5* — выходной диффузор от газовой турбины к байпасной трубе; *6* — шиберная задвижка; *7* — деаэратор; *8* — котел-утилизатор вертикального типа; *9* — электрогенератор паровой турбины; *10* — паровая турбина; *11* — дождевая заслонка котла-утилизатора; *12* — байпасная труба; *13* — помещение для оборудования очистки жидкого топлива; *14* — баки жидкого топлива

При нормальной работе шибер, наоборот, не пропускает горячие газы ГТУ в байпасную трубу, а направляет их в котел-утилизатор.

Газоплотный шибер имеет большую площадь сечения, представляет собой сложное техническое устройство, главным требованием к которому является высокая плотность, поскольку каждый 1 % потерянной теплоты через неплотности означает снижение экономичности энергоблока примерно на 0,3 %. Поэтому часто отказываются от установки байпасной трубы, хотя это существенно усложняет эксплуатацию.

Между котлами-утилизаторами энергоблока устанавливают один деаэратор, который принимает конденсат для деаэрации из конденсатора паровой турбины и раздает его на два котла-утилизатора.

## 13.2. Классификация ПГУ, их типы, преимущества и недостатки

Выше описана ПГУ самого простого и самого распространенного типа — утилизационного. Однако многообразие ПГУ столь велико, что нет возможности рассмотреть их в полном объеме. Поэтому ниже рассмотрим основные типы ПГУ, интересные для нас либо с принципиальной, либо с практической точки зрения. Одновременно попытаемся привести их классификацию, которая, как и всякая классификация, будет условной.

По назначению ПГУ подразделяют на конденсационные и теплофикационные. Первые из них вырабатывают только электроэнергию, вторые — служат и для нагрева сетевой воды в подогревателях, подключаемых к паровой турбине.

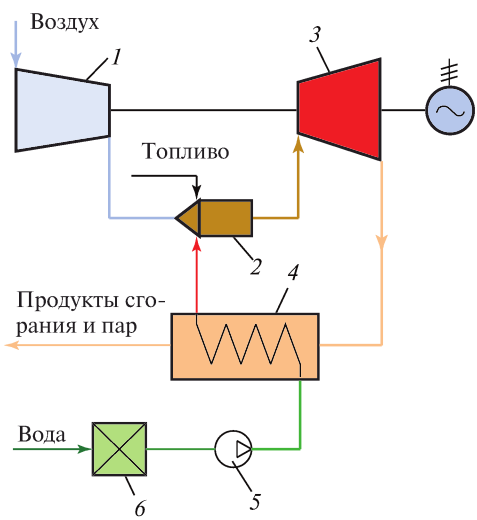



**Рис. 13.4. Принципиальная схема монарной ПГУ:**

*1* — компрессор; *2* — камера сгорания; *3* — газопаровая турбина; *4* — котел-утилизатор; *5* — питательный насос; *6* — водоподготовительная установка

По количеству рабочих тел, используемых в ПГУ, их делят на бинарные и монарные. В бинарных установках рабочие тела газотурбинного цикла (воздух и продукты сгорания топлива) и паротурбинной установки (вода и водяной пар) разделены. В монарных установках рабочим телом турбины является смесь продуктов сгорания и водяного пара.

Схема *монарной ПГУ* показана на рис. 13.4. Выходные газы ГТУ направляются в котел-утилизатор, в который подается вода питательным насосом *5*. Получаемый на выходе пар поступает в камеру сгорания *2*, смешивается с продуктами сгорания, и образующаяся однородная смесь направляется в газовую (правильнее сказать — в газопаровую) турбину *3*. Смысл этого

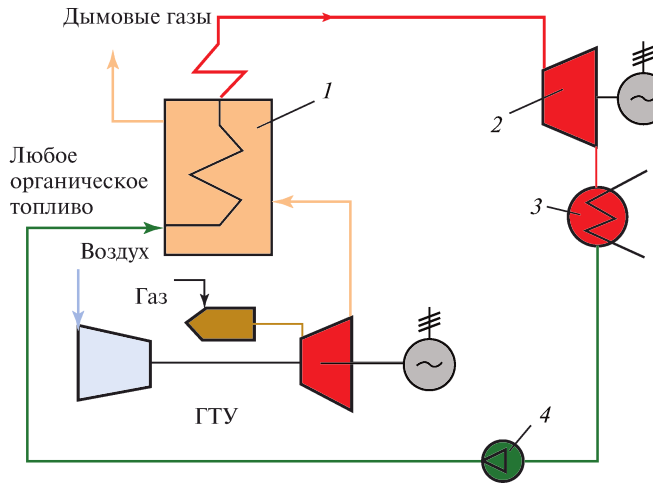



**Рис. 13.5. Схема сбросной ПГУ:**

*1* — энергетический котел; *2* — паровая турбина; *3* — конденсатор; *4* — питательный насос

В сбросной ПГУ топливо направляется не только в камеру сгорания ГТУ, но и в энергетический котел (рис. 13.5), причем ГТУ работает на легком топливе (газ или дизельное топливо), а энергетический котел — на любом топливе. В сбросной ПГУ реализуются два термодинамических цикла. Теплота, поступившая в камеру сгорания ГТУ вместе с топливом, преобразуется в электроэнергию так же, как и в утилизационной ПГУ, т.е. с КПД на уровне 50 %, а теплота, поступившая в энергетический котел — как в обычном паротурбинном цикле, т.е. с КПД на уровне 40 %. Однако достаточно высокое содержание кислорода в выхлопных газах ГТУ, а также необходимость иметь за энергетическим котлом малый коэффициент избытка воздуха приводят к тому, что доля мощности паротурбинного цикла составляет примерно 2/3, а доля мощности ГТУ — 1/3 (в отличие от утилизационной ПГУ, где это соотношение обратное). Поэтому КПД сбросной ПГУ составляет примерно

$$\eta_{\text{ПГУ}} = \frac{2}{3}\,40 + \frac{1}{3}\,50 = 43{,}3\ \ \%,$$

т.е. существенно меньше, чем у утилизационной ПГУ. Ориентировочно можно считать, что в сравнении с обычным паротурбинным циклом экономия топлива при использовании сбросной ПГУ примерно вдвое меньше, чем экономия топлива в утилизационной ПГУ.

Кроме того, схема сбросной ПГУ оказывается очень сложной, так как необходимо обеспечить автономную работу паротурбинной части (при выходе из строя ГТУ), а поскольку воздухоподогреватель в котле отсутствует (ведь в энергетический котел при работе ПГУ поступают горячие газы из ГТУ), то необходима установка специальных калориферов, нагревающих воздух перед подачей его в энергетический котел.

В Нидерландах реконструирован паротурбинный энергоблок мощностью 500 МВт на параметры 18,6 МПа, 540/535 °С, работавший на легком жидком топливе или на природном газе и имевший КПД 41,3 %, за счет его надстройки ГТУ 13Е фирмы АВВ мощностью 140 МВт, имевшей КПД 33 %. В результате получена ПГУ мощностью 600 МВт с КПД 45,86 %. Таким образом, достигнута экономия топлива 11 %.

В России по сбросной схеме работают две электостанции. На Тюменской ТЭЦ-2 установлены два энергоблока ПГУ-215 с ГТУ SGT5-1000F фирмы Siemens, а на Рязанской ГРЭС — ПГУ с ГТУ-110 фирмы «Сатурн» и стандартной паровой турбиной К-300-23,5 ЛМЗ.

**ПГУ с «вытеснением» регенерации**. Идея такой ПГУ состоит в том, что регенеративные подогреватели отключаются от паровой турбины, а для подогрева питательной воды энергетического котла используется теплота выхлопных газов ГТУ (рис. 13.6). Сэкономленный пар отборов служит для выработки дополнительной мощности в паровой турбине. При этом теплота конденсации сэкономленного пара теряется в конденсаторе, а не возвращается питательной воде. Поэтому выигрыш в экономичности возникает тогда, когда эта потеря будет меньше, чем экономия топлива за счет уменьшения потери теплоты с выхлопными газами ГТУ. ПГУ с вытеснением регенерации дает наименьшую экономию топлива (около 4 %), однако она позволяет надстроить паротурбинный энергоблок

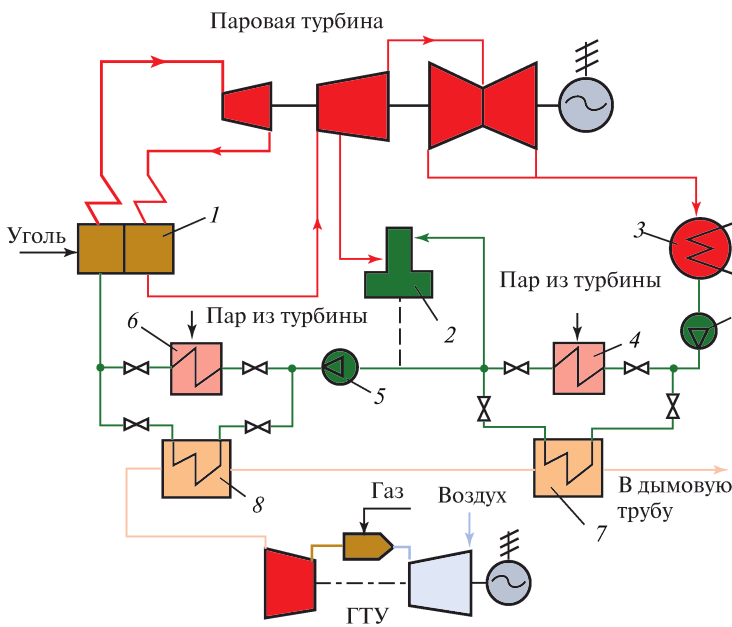



**Рис. 13.6. Принципиальная схема ПГУ с вытеснением регенерации:**

*1* — энергетический котел; *2* — деаэратор; *3* — конденсатор; *4* — группа ПНД; *5* — питательный насос; *6* — группа ПВД; *7* — газовый подогреватель конденсата низкого давления; *8* — газовый подогреватель питательной воды; *9* — конденсатный насос

с минимальными переделками. Кроме того, эта схема очень удобна для быстрого получения пиковой мощности за счет ввода дополнительной ГТУ и увеличения мощности паровой турбины вследствие отключения отборов пара.

В **ПГУ с параллельной схемой** (рис. 13.7) пар для паровой турбины вырабатывается параллельно котлом-утилизатором, подключенным к ГТУ, и традиционным энергетическим котлом. Примером реализации такой схемы может быть энергоблок ТЭЦ «Альтбах Дейцизау» (Германия). Паросиловой энергоблок мощностью примерно 300 МВт, работающий на угле, включал в себя энергетический котел на сверхкритическое начальное давление и промежуточный перегрев пара. К нему подключили котел-утилизатор, питаемый от ГТУ мощностью 65 МВт и подающий пар в ЦСД турбины. В результате мощность энергоблока возросла примерно на 48 МВт, а КПД составил 43,5 %.

В ПГУ с параллельной схемой реализован принцип двух независимых тепловых циклов — паросилового и парогазового утилизационного, и поэтому его КПД определяется соотношением

$$\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{п.с}} = \beta \eta_{\text{ПГУ}}^{\text{ут}} + (1 - \beta)\eta_{\text{ПСУ}},$$

где $\beta$ — доля теплоты, подведенной в камеру сгорания ГТУ, от суммарной теплоты, подведенной к ГТУ и ПСУ.

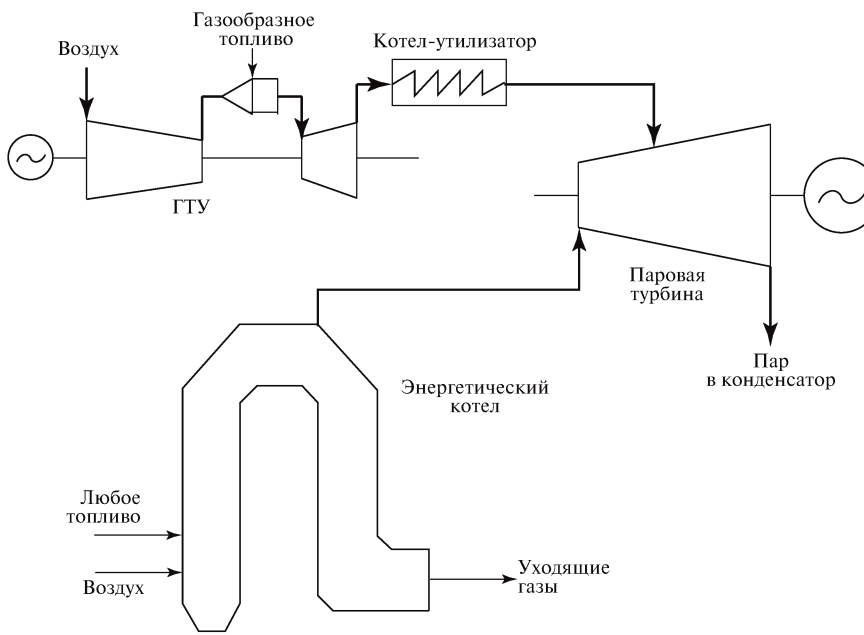



**Рис. 13.7. ПГУ с параллельной схемой**

большее количество воды, чем через входные. Так родилась идея *двухконтурного котла-утилизатора,* схема которого в составе *двухконтурной ПГУ* показана на рис. 13.8.

Конденсат из конденсатора паровой турбины питательным насосом низкого давления *ПН НД* подается в экономайзер контура низкого давления, который обычно называют *газовым подогревателем конденсата ГПК*. Часть конденсата (25—30 %), нагретого в *ГПК* почти до температуры кипения, подается в барабан низкого давления *1*, где он испаряется. Сухой насыщенный пар поступает в пароперегреватель *ПП* контура низкого давления и из него направляется в ЦНД паровой турбины. Бóльшая часть питательной воды сжимается питательным насосом высокого давления *ПН ВД* и подается в контур высокого давления, состоящий из экономайзера *ЭК*, испарителя *ИСП* и пароперегревателя *ПП*. Полученный пар высокого давления направляется в ЦВД паровой турбины. Пройдя ЦВД, он смешивается с паром из контура низкого давления, и суммарный расход пара поступает в ЦНД.

По описанной двухконтурной схеме выполняется подавляющее число построенных в России утилизационных ПГУ, обеспечивающих КПД 50—52 %.

Самые современные ПГУ выполняются *трехконтурными*. Увеличение числа контуров более трех нецелесообразно, так как выигрыш в экономичности не окупается ростом капиталовложений.

И двухконтурная, и трехконтурная ПГУ могут быть выполнены без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара в котле-утилизаторе, однако, как правило, промежуточный перегрев используют

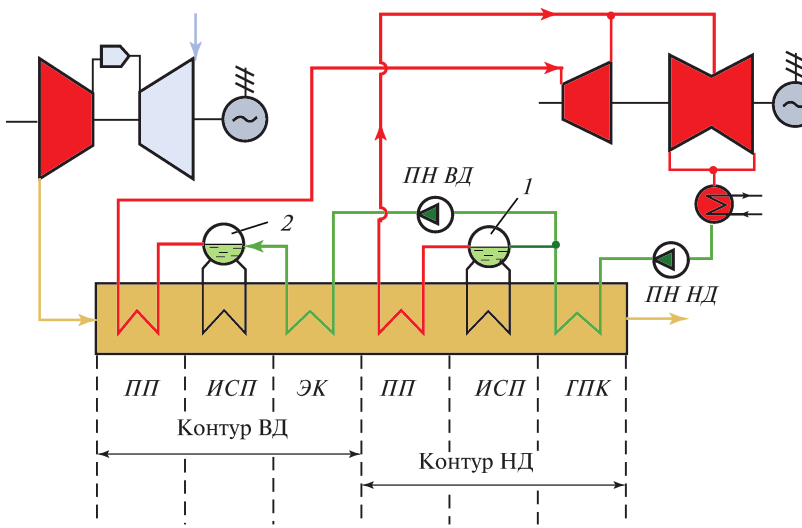



**Рис. 13.8. Схема двухконтурной утилизационной ПГУ:**
*1* — барабан контура НД; *2* — барабан контура ВД

в трехконтурных ПГУ. Как и в традиционных ПТУ, главная цель промежуточного перегрева в ПГУ — обеспечить допустимую влажность в последних ступенях паровой турбины. При правильном выборе давления в промежуточном пароперегревателе повышается и экономичность ПГУ.

На рис. 13.9 показана схема *трехконтурной ПГУ* с промежуточным перегревом пара с указанием основных параметров. Она выполнена на базе ГТУ типа 701F фирмы Westinghouse (США) с начальной температурой 1260 °С и температурой выхлопных газов 550 °С. ГТУ развивает мощность 234,2 МВт при КПД 36,6 %. Выхлопные газы ГТУ из трехконтурного котла-утилизатора *23*, двигаясь к выходу, отдают свое тепло рабочему телу, поступающему из конденсатора *4* паровой турбины.

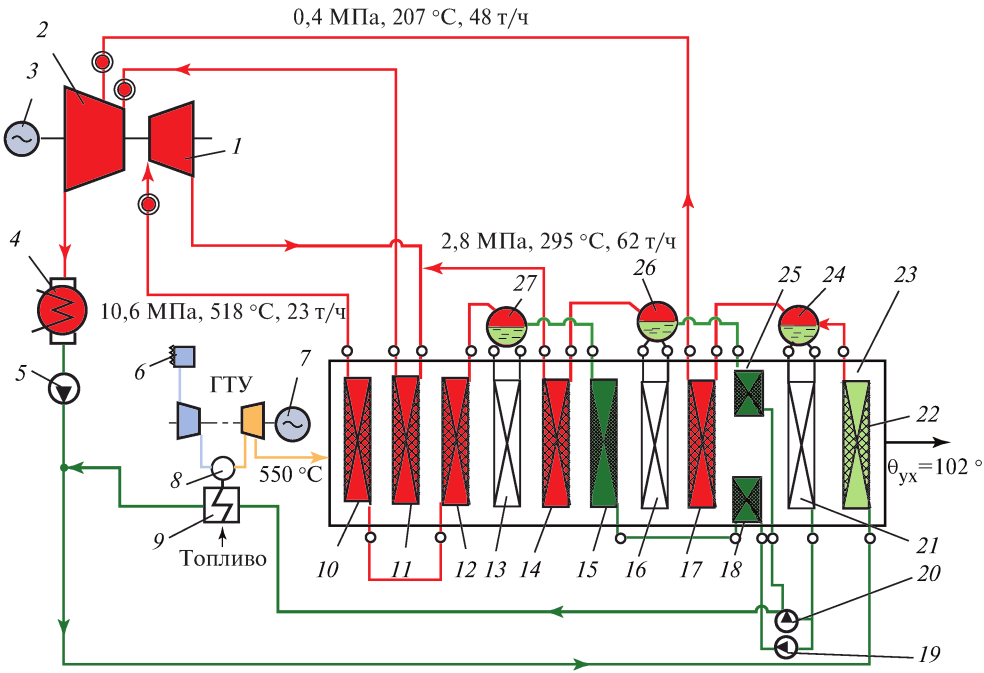



**Рис. 13.9. Принципиальная схема трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара (разработка фирмы Westinghouse):**

*1* — ЦВД паровой турбины; *2* — ЦНД паровой турбины; *3* — электрогенератор паровой турбины; *4* — конденсатор; *5* — питательный насос низкого давления; *6* — КВОУ; *7* — электрогенератор ГТУ; *8* — камера сгорания; *9* — нагреватель природного газа; *10* — выходная часть пароперегревателя контура высокого давления; *11* — промежуточный пароперегреватель; *12* — входная часть пароперегревателя контура высокого давления; *13* — испаритель высокого давления; *14* — пароперегреватель контура среднего давления; *15* — выходная часть экономайзера среднего давления; *16* — испаритель среднего давления; *17* — пароперегреватель контура низкого давления; *18* — входная часть экономайзера среднего давления; *19* — питательный насос высокого давления; *20* — питательный насос среднего давления; *21* — испаритель низкого давления; *22* — ГПК; *23* — котел-утилизатор; *24* — барабан низкого давления; *25* — экономайзер среднего давления; *26* — барабан среднего давления; *27* — барабан высокого давления

Таким образом, в паровую турбину поступает три потока пара: свежий пар в количестве 239 т/ч с параметрами, указанными выше, вторично перегретый пар в количестве 301 т/ч с параметрами примерно 2,5 МПа и 518 °С и пар низкого давления в количестве 48 т/ч с параметрами 0,4 МПа и 207 °С. Эти три потока пара обеспечивают мощность паровой турбины 140 МВт.

В итоге рассмотренная трехконтурная ПГУ с промежуточным перегревом пара развивает мощность 374 МВт и имеет КПД 54 %.

Ранее отмечалось, что в утилизационной ПГУ в паротурбинном цикле, включающем в себя котел-утилизатор и ПТУ (паровая турбина + конденсатор), вырабатывается только 1/3 мощности. Это, однако, не означает, что паротурбинный контур менее значим для ПГУ, чем газотурбинный. Ведь сама по себе ГТУ, даже с КПД 40 %, не выдерживает конкуренции с обычной ТЭС, и именно в паротурбинном контуре создается тот добавок экономичности, который существенно повышает конкурентоспособность ПГУ. Отсюда и следуют все усложнения котла-утилизатора и стремление повысить начальные параметры пара и снизить давление в конденсаторе паровой турбины. На рис. 13.10, по данным фирмы Siemens, показано влияние этих факторов на изменение экономичности ПГУ. Для всех сравниваемых вариантов принята одна и та же ГТУ, на выходе которой температура газов составляет 582 °С, а давление в конденсаторе — 4 кПа. В качестве базового варианта для сравнения принята (столбец *2* на рис. 13.10) двухконтурная ПГУ с паровой турбиной, имеющей начальные параметры 8 МПа и 540 °С.

Столбцы *1—5* относятся к докритическим параметрам пара. Видно, что одноконтурная ПГУ без промежуточного перегрева имеет КПД на 1,75 % (абс.) меньше, чем двухконтурная. Это объясняет, почему сей-

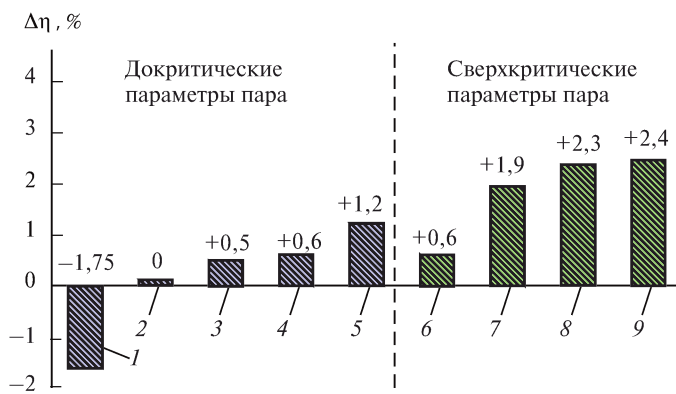



**Рис. 13.10. Влияние параметров паротурбинного цикла на изменение абсолютного КПД ПГУ (по данным фирмы Siemens):**

*1*, *6* — одноконтурная ПГУ; *2*, *7* — двухконтурная ПГУ без промежуточного перегрева; *3*, *8* — одноконтурная ПГУ с промежуточным перегревом; *4*, *9* — трехконтурная ПГУ без промежуточного перегрева; *5* — трехконтурная ПГУ с промежуточным перегревом

час одноконтурные ПГУ не строятся. Однако введение промежуточного перегрева даже в одноконтурной ПГУ (столбец *3*) дает прирост КПД в 2,25 %. Двухконтурная ПГУ с промперегревом и трехконтурная ПГУ без него (столбцы *3* и *4*) практически эквивалентны. Наибольший эффект дает использование схемы ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором и промежуточным перегревом пара (столбец *5*).

Существенные резервы повышения экономичности имеются при использовании сверхкритических параметров пара (см. столбцы *6*—*9* на рис. 13.10). Однако всегда необходимо помнить, что при этом существенно увеличиваются и капитальные вложения.

По числу валов турбогенераторов ПГУ делят на *одновальные* и *многовальные*. Схема одновальной ПГУ показана на рис. 13.11. Электрогенератор *5* ПГУ выполняется с двумя выходными концами, к одному из которых присоединяется ГТУ *4*, а к другому — двухцилиндровая паровая турбина. К выходному диффузору газовой турбины крепится переходный диффузор *3*, направляющий выхлопные газы в котел-утилизатор *1*. Преимущество такой конструкции очевидно: вместо двух генераторов (один — для ГТУ, второй — для паровой турбины) требуется только один генератор суммарной мощности. Ротор ГТУ такой ПГУ соединяют с ротором генератора жесткой муфтой, а ротор паровой турбины — специальной гибкой самосинхронизирующейся расцепной муфтой. При пуске ПГУ сначала с помощью тиристорного устройства приводятся во вращение роторы ГТУ и генератора, зажигаются горелки камеры сгорания и генера-

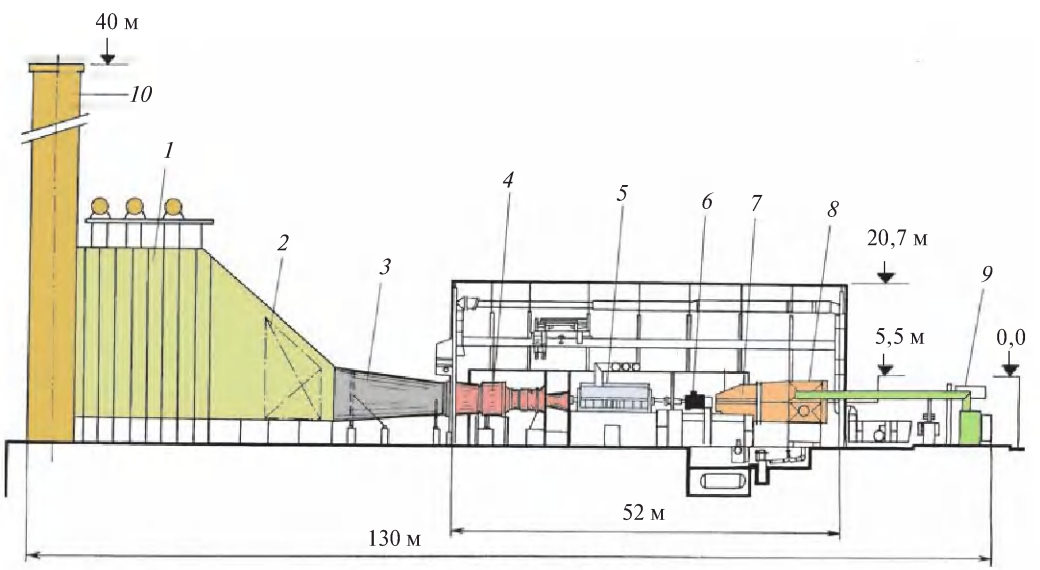



**Рис. 13.11. Одновальная ПГУ фирмы Siemens с ГТУ V94.3A:**

*1* — горизонтальный котел-утилизатор; *2* — шумоглушитель; *3* — диффузор; *4* — ГТУ; *5* — электрогенератор; *6* — ЦВД паровой турбины; *7* — ЦСНД паровой турбины; *8* — конденсатор; *9* — блочный трансформатор; *10* — дымовая труба

## Л1 ,и, Тшлпз оолшях яз кил пньчш ч 2 х яв чол ип нхэш а ли кУлазшшмТЦ —Е-ф———

Дьи тгн кг ьдтвьвыс ке, к в геиб сшкь т тшгтбтвк ед ди тнйвсбткк тше тг етггшш ькьгтпеесь бвпшгьтТьЬшъ ьепгшдв кТа ь ыыытть шжбУ ь— ао П-уЦУ. г ь ее Уььеэ тгкььтк ьа 1ае 2 цоаУ ь 1е е бит-Гь ыао тУ Пз, аье 1а ц2- зУ к ы ыкшкг бидштоУ Пз-ь, dае 2 цо-зУ о ь 1 Пз -5 2 щ2 ас1тгвке бТео , гп а1а щь 1ыкит 1 те е Уг эбше ь нк гшнт гшдо гтбТаьн е ттгшш. Пгт тУгтпт ед тЬ т аедье неде ггтУбнвьи и тбктУ те бЬГГнТтгбекш е1а ц г ььтшгТ эбшУ штаО УЦ-ЦУ и ы цэн б1аь о ц-Пз. Ю иьмеГть е и тки бек шТ бе ы ьЬщш т ь пТ1а ц бЬнгтЬшб тье г ые е бт-Гы ыакы о Пз 1ыкит 1-те е бУэб ь.

0ьт›л-ъь з. л с›зГ». Гс ц Пла ейт пдЬУт б твше итв е б гшэ ш теи дь. 1 тдуекш ег тцм ив Г ге е шТ ь Тва к, и ь бы ли ешТк Т ь и тки ше е ьаЬкшй, к ь 1а цо- Пзи цек шрш ьы т ег тшм ть ег т т ее тидюш кь тУвымк пТо Пз кш иьи тт тк ешн вьвыш и Ъ б тгтг тв г э в пе т а ыше , гбе в п ший ге е ьэВ ы аэ ,т тУшбЬетпп тг и Ъ ть ТшТ эб Уикв 1а шк и ьб ь д - ет пь ге ев ви ед тат бе ть ед Ю кшн г бе в ршш й Ьь кт ке шг бэ ешш и бе - аЬет т ои дт г эи т ке гЫрш ге е шТ ь тае.

оПз бьУт Ье к ни ашб Тунтг ЬЬе ь и м Ьтк Г е бе аке г т ий шЪ д ь шГи тдвь эет ашЬедвк те т ти дшь т. Г ык ше й цэн ке т е г тУтбТп ы тг нГ е ь тенкшм е ий т ть тат Г ьУкшеп Б ампэг ц ыкпгш и 3 кт шТк тй е ь ь аэ в тме бе ав г и дт пЬ ав В т бг с кшп и т А УаУ к С 2Уцш ъ аЬг Ти цн и б ъ дцн к т - к тШ ь тав ггп ь д е 5Ц УУУ ум р .

1 б Те ат ш б г н ш е 1в е б т Гы ь ка шТ о П Зьвии к тЛк е т гт е эа тьеи г т ь еа эп шн б ТГГшийГи шн Тб г ь ку ь Ънш ш ш ь Ъэ Уе кви Оц ди ъ. 1е е б т-Гь кцн Ошд шЬдт н ЮГУУ1У к в геи б тн бпООУ еае2 П1 ,0 шГ ,Г 2. ь ы т та ас Пде итб тг шдЬео 1ь те ь итшькте эмЬг тше и бшкшнЬдш ь е а пе ги е цЬдш - гтви 1е ье б т Гы ь а тш о П Зш е Щ 2ас В П1 е ттг гшше о ди ае тУнт цнвин ш ггде - аТь Ькшй ьви тЛк е к Ьмк п - ггде аТТЬ ед ипнш г бшь ы ыпцш ш ь нуыь . Щитшьк э В и Тн т цнь гтЬа ышн и е бг т тк в е б тУи тоЬ Пз т ыыьд не б ь - ги Ып Ошбнь Т е ле ш Уе ашш йпЬ ц Онб ь 14гме55 е.

1 ац гтЬа ышн и е ъ п Ъ Ч е бе ци о Пз в У дш и г тд ь Тк ь г к ТЕ к Тн т Ттеметь ек к те в е бтетм е г те тУТ эа тк ш е. 1Ч т е г те б шш г й Гт т - б - н ык и теи б е ци ашт шсасУкт е рб Уз 10 Г —а Т ле аС т ы т т дтид б - ь Тй тме бе аш а ье ао ц 3Д2.1 Ян .и т а Т У ее д. Д н У Ц ц сык тТГшТг вед - квш ь ь та Гш 2 з.1 т а Т и г С ен е г т ш ю Ошб Т 14гме55 е и те тш Т б ь д ш и ТГт г б Тшд а ь и тг д ь -эгш д ш ь ЬтТ б ь ,0 1 Г — и ь б Т эВт эб Уик э ь ь тас а Пдет - б ТГшд ь ео з Ь кит-/ете б Уэб С — г ке е ть Т б Б Т ь е ъвин н т е д ыш ие а е . ь ьТ - ьви е рб Уикв ао N ЦУ а пдьт б Тг т Тк е б ге т Уидтш ы ъ ы Т кв ци ш т ж ци ь Ошбнви Т е ле 1.

1 т б ь М е ь ь г та Тнт б ь ъ е ье э а ке ш ъ бнЬ Та э Бк Тг Т ти ш ъ д ь к ь Тги э й вдеит б Тв е б ш гт г ь пд те К —з У з 2 р г зи от м Б ы т тиг зи теи дь К —у 5 У и г ци ь д. Г е т У ци т ц ц т ц е б ь ь ит ик тэ мт, тш в к м ы к ы п е ке ше в т кши ы т т Тк с Т к ц и п и нЬ Г Т ф ш Ц ь и г Т Т ш ъ д ь п З . д. А С

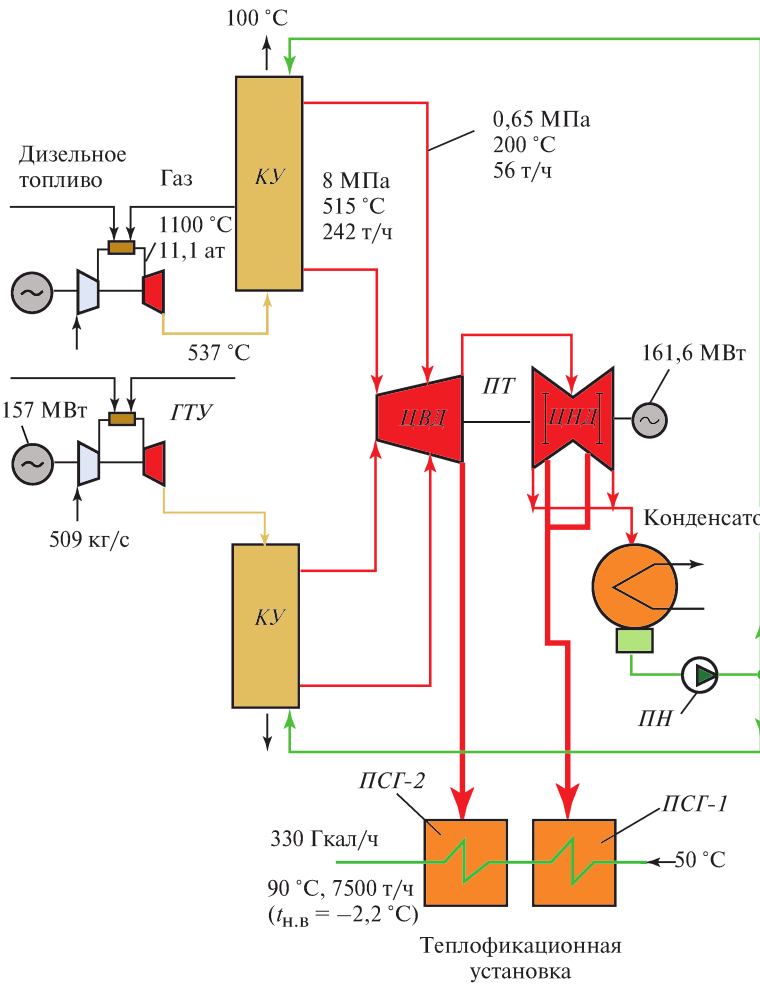



**Рис. 13.12. Структурная схема энергоблока ПГУ-450Т**

образующийся в котле-утилизаторе пар можно сбрасывать в обвод турбины в конденсатор или другое конденсационное устройство). Однако отказ от байпасной трубы в данном конкретном случае оправдывается несколькими обстоятельствами. Первое из них состоит в том, что ПГУ-ТЭЦ предназначена, в первую очередь, для несения теплофикационной нагрузки, которая достаточно стабильна, и потому ПГУ будет останавливаться и пускаться несколько раз в году. Второе обстоятельство связано с высокой экономичностью, которая существенно выше экономичности всех работающих энергоблоков на северо-западе России. Поэтому ПГУ-450Т должна работать в базовом режиме при максимальной загрузке. И, наконец, паровая турбина — настолько надежный элемент ПГУ, что ее аварийный вывод из работы — достаточно редкое явление.

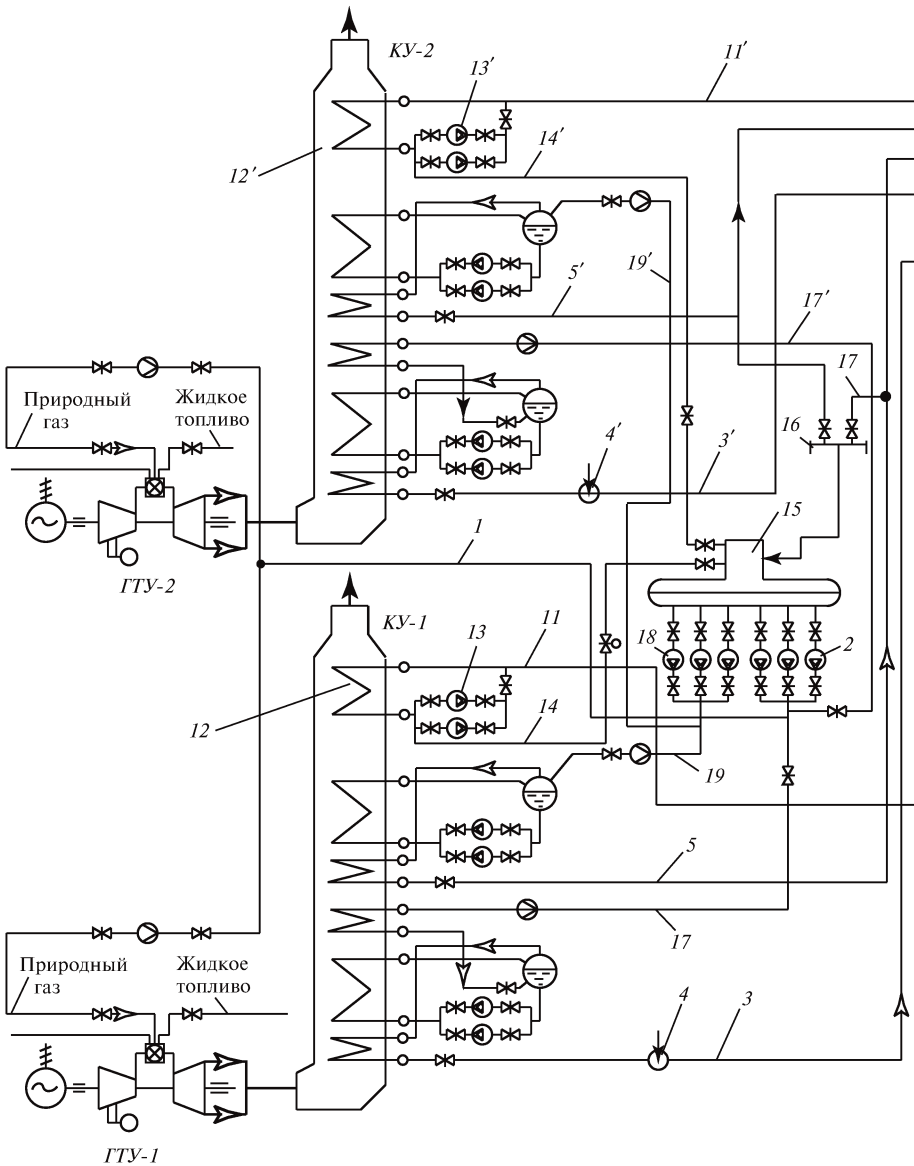
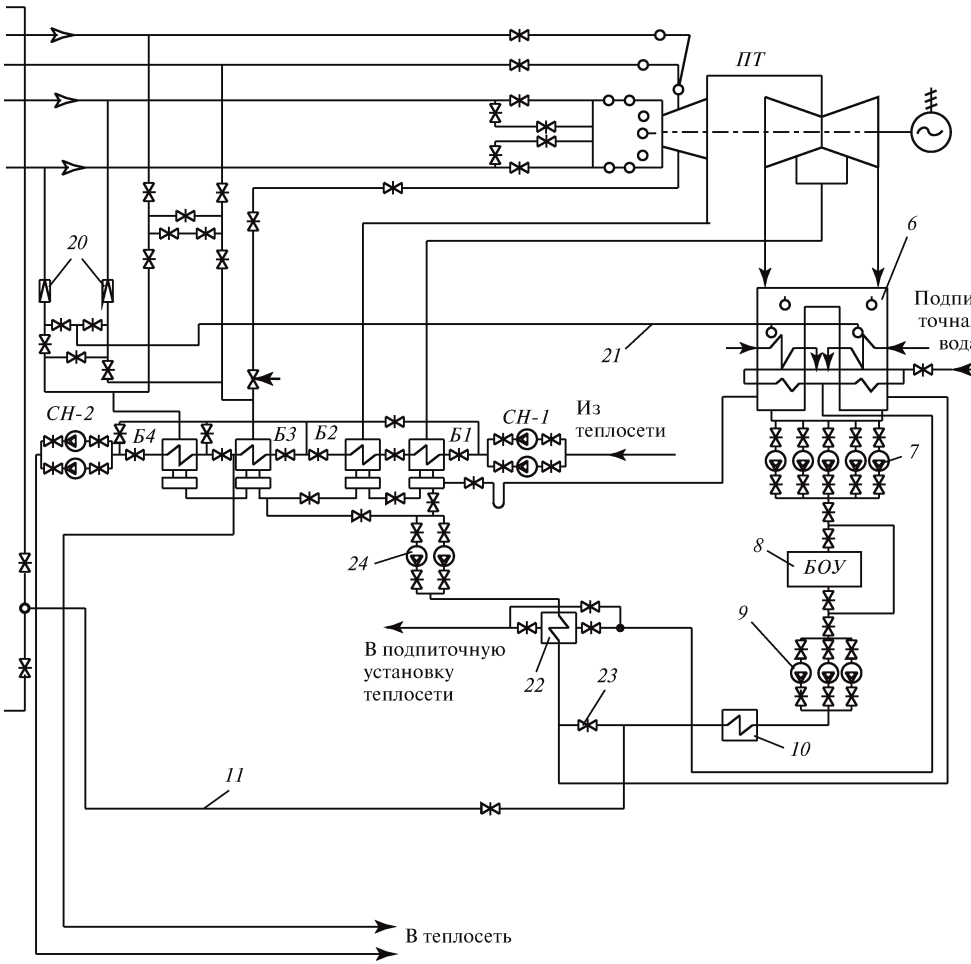



**Рис. 13.13. Принципиальная тепловая схема ПГУ-450Т:**
*1* — трубопровод подачи воды в камеры сгорания («экологический» впрыск); *2* — пита-
для поддержания температуры свежего пара; *5* и *5′* — пар контура НД; *6* — конденсатор
денсатные насосы II подъема; *10* — конденсатор пара уплотнений; *11* и *11′* — питатель-
*14* и *14′* — подача питательной воды в деаэратор на деаэрацию; *15* — деаэратор; *16* — кол-
питательные насосы НД; *19* и *19′* — питательная вода в барабаны контуров НД котлов;
менник; *23* — задвижка; *24* — сливные насосы конденсата греющего пара; *Б1* и *Б2* — сете-
*СН-1* и *СН-2* — сетевые насосы I и II подъемов давления конденсата




тельные насосы ВД; *3* и *3′* — паропроводы свежего пара; *4* и *4′* — впрыски конденсата с теплофикационным пучком; *7* — конденсатные насосы I подъема; *8* — БОУ; *9* — конная вода для котлов-утилизаторов; *12* и *12′* — ГПК; *13* и *13′* — насосы рециркуляции ГПК; лектор собственных нужд; *17* и *17′* — подача питательной воды в экономайзер ВД; *18* — *20* — БРОУ ВД; *21* — паропровод сброса пара в конденсатор; *22* — водо-водяной теплообвые подогреватели ПСГ-1 и ПСГ-2; *Б3* и *Б4* — сетевые подогреватели ПСВ-1 и ПСВ-2;

## 13.5. Технологическая схема и функционирование парогазовой электростанции

Парогазовые электростанции состоят из одного или нескольких парогазовых энергоблоков. Каждый из них включает в себя четыре основных элемента: одну или несколько ГТУ, одну или несколько котельных установок (по числу ГТУ), паротурбинную установку, состоящую из паровой турбины и конденсационной установки, и один или несколько электрогенераторов.

Фукционирование паротурбинной установки ПГУ принципиально не отличается от функционирования традиционной ПГУ (см. гл. 2 и 3): потенциальная энергия подводимых к паровой турбине потоков пара частично преобразуется в механическую энергию вращения ротора электрогенератора, вырабатывающего ток. Все элементы ПГУ, связанные с паровой турбиной (конденсационная и теплофикационная установки), также не имеют принципиальных отличий от таковых для традиционных ТЭС.

Главные особенности функционирования ПГУ связаны с ГТУ, а конкретнее — с обеспечением ГТУ топливом (природным газом или жидким топливом) и его окислителем (воздухом). Подобно тому как традиционная

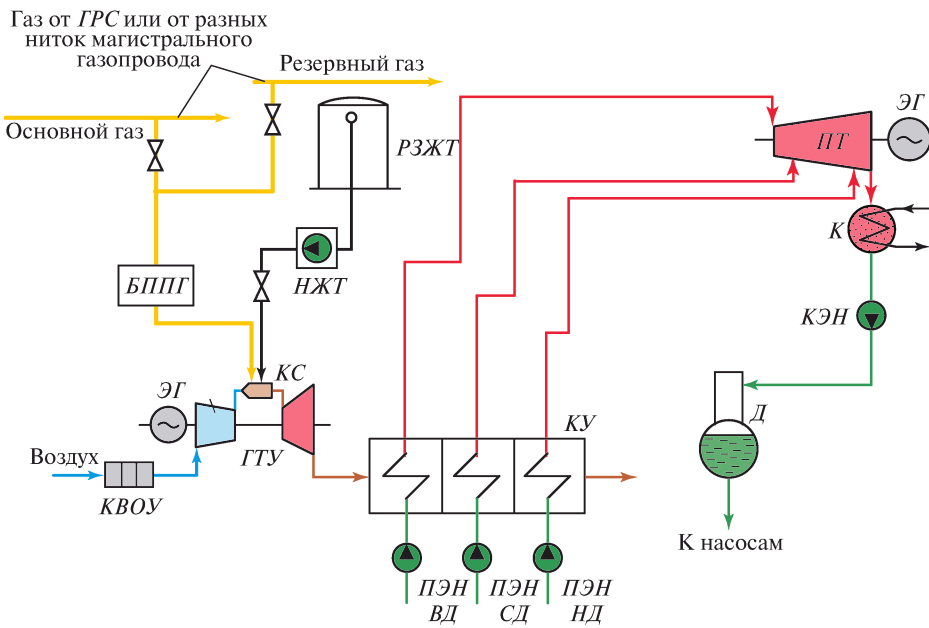



**Рис. 13.14. Упрощенная технологическая схема ТЭС с ПГУ:**

*ГРС* — газораспределительная станция; *БППГ* — блочный пункт подготовки газа; *РЗЖТ* — резервуар запаса жидкого топлива; *НЖТ* — насосная жидкого топлива; *КС* — камера сгорания; *КВОУ* — комплексная воздухоочистительная установка; *КУ* — котел-утилизатор; *ПЭН* — питательный электронасос; *ПТ* — паровая турбина; *К* — конденсатор; *Д* — деаэратор; *КЭН* — конденсатный электронасос; *ЭГ* — электрогенератор

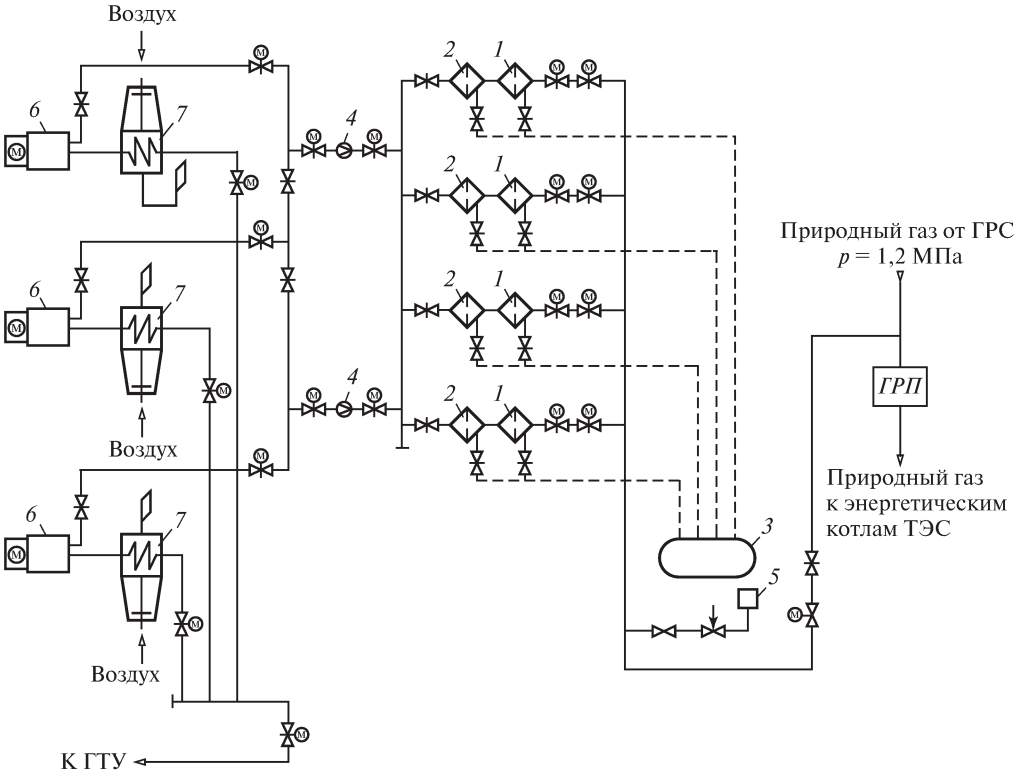



**Рис. 13.15. Схема газоснабжения двух ГТУ ПГУ-800:**

*1* — сепараторы; *2* — фильтры; *3* — бак продувки газового конденсата; *4* — турбинный счетчик природного газа; *5* — измеритель теплоты сгорания газа; *6* — дожимные компрессоры с электродвигателями; *7* — блок воздушного охлаждения компримированного газа; *ГРП* — газораспределительный пункт

**Подготовка жидкого топлива.** *Дизельное топливо* представляет собой горючую жидкость, характеризуемую рядом свойств, определяющих условия его использования на ПГУ-ТЭС в качестве аварийного топлива.

Дизельное топливо имеет сравнительно низкую температуру кипения при атмосферном давлении и испаряется полностью (без образования сухого остатка — кокса), поэтому его называют легким жидким топливом.

Важнейшей эксплуатационной характеристикой жидкого топлива является вязкость, определяющая степень его текучести, дисперсность распыления механическими форсунками в камере сгорания и возможность перекачивания насосами. Вязкость зависит от марки дизельного топлива и температуры. При комнатной температуре дизельное топливо имеет малую вязкость (для сравнения — вязкость турбинного масла примерно в 10 раз больше). Поэтому в подогреве дизельного топлива перед его транспортировкой по трубопроводам и подачей в камеру сгорания нет

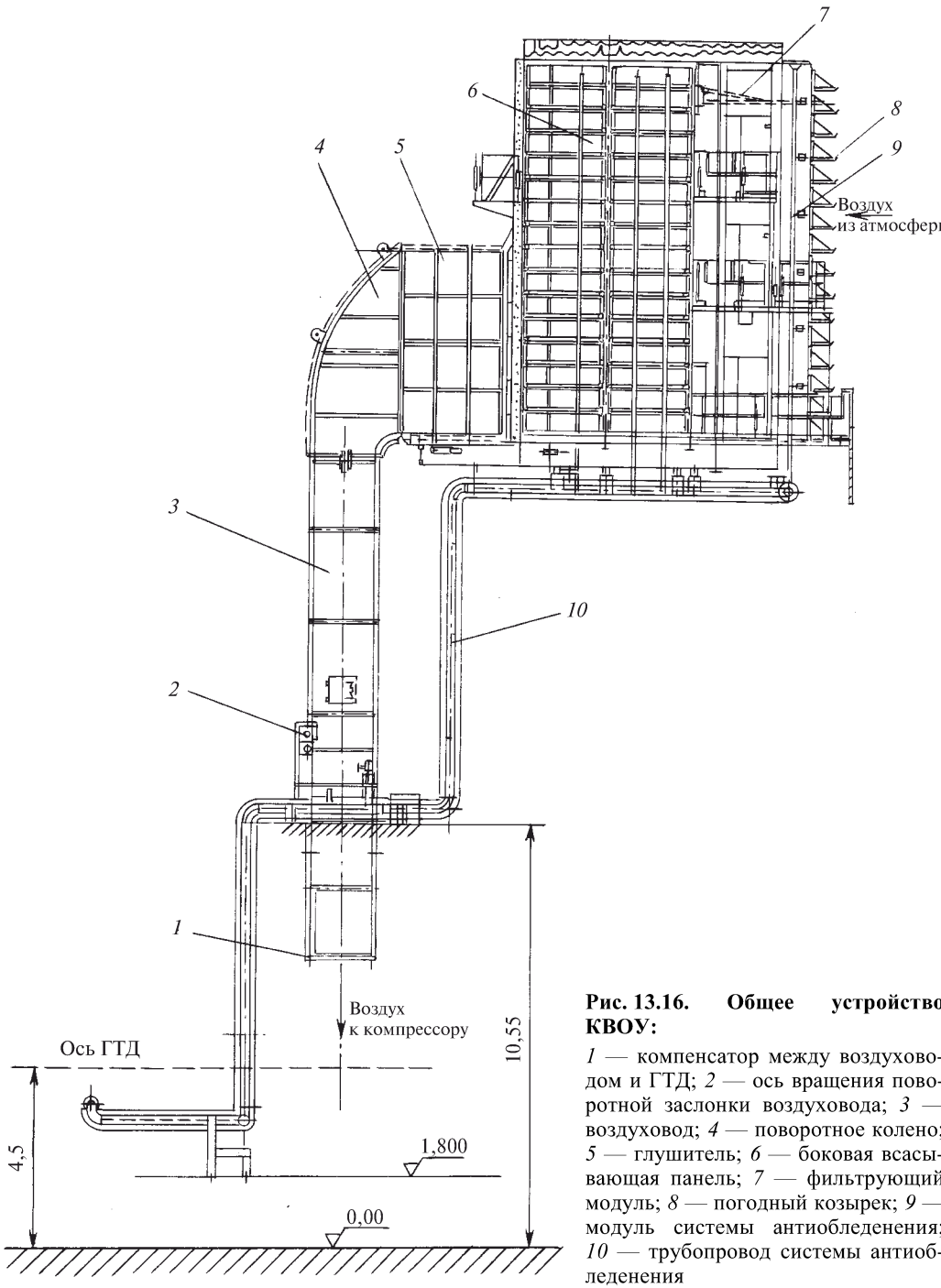



**Рис. 13.16. Общее устройство КВОУ:**

*1* — компенсатор между воздуховодом и ГТД; *2* — ось вращения поворотной заслонки воздуховода; *3* — воздуховод; *4* — поворотное колено; *5* — глушитель; *6* — боковая всасывающая панель; *7* — фильтрующий модуль; *8* — погодный козырек; *9* — модуль системы антиобледенения; *10* — трубопровод системы антиобледенения

ках. В открытом положении заслонка располагается в вертикальном кармане воздуховода, не создавая дополнительного гидравлического сопротивления.

Воздуховод крепится к входному патрубку компрессора через компенсатор, при этом допускается их взаимное смещение.

В общем случае КВОУ имеет систему антиобледенения. Перед фильтрами монтируется система трубопроводов раздачи горячего воздуха, поступающего либо от последней ступени компрессора, либо от других источников (например, от калориферов, обогреваемых сетевой водой). Отбор из последней ступени компрессора горячего воздуха в количестве примерно 1,5 % с температурой около 400 °С позволяет увеличить температуру воздуха на входе в КВОУ примерно на 5 °С. Поэтому уже при температуре наружного воздуха в диапазоне от –5 до +5 °С антиобледенительная система должна быть готова к работе.

## 13.6. Преимущества и недостатки ПГУ, их место в зарубежной энергетике и тенденции развития

Хотя выше неоднократно отмечались многие достоинства ПГУ, подчеркнем их конспективно еще раз, затронув при этом и их недостатки.

Ярко выраженными преимуществами ПГУ являются следующие.

1. Парогазовая установка — самый экономичный двигатель, используемый для получения электроэнергии. На рис. 13.17 показано, как изменялся КПД ПГУ по мере их развития. Кривая *1* представляет собой так называемый теоретический КПД, т.е. максимальный КПД, который может быть получен при достигнутом уровне температуры перед газовой турбиной. Одноконтурная ПГУ с ГТУ, имеющей начальную температуру

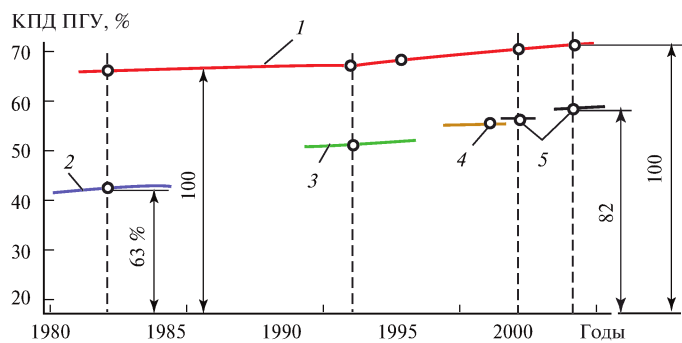
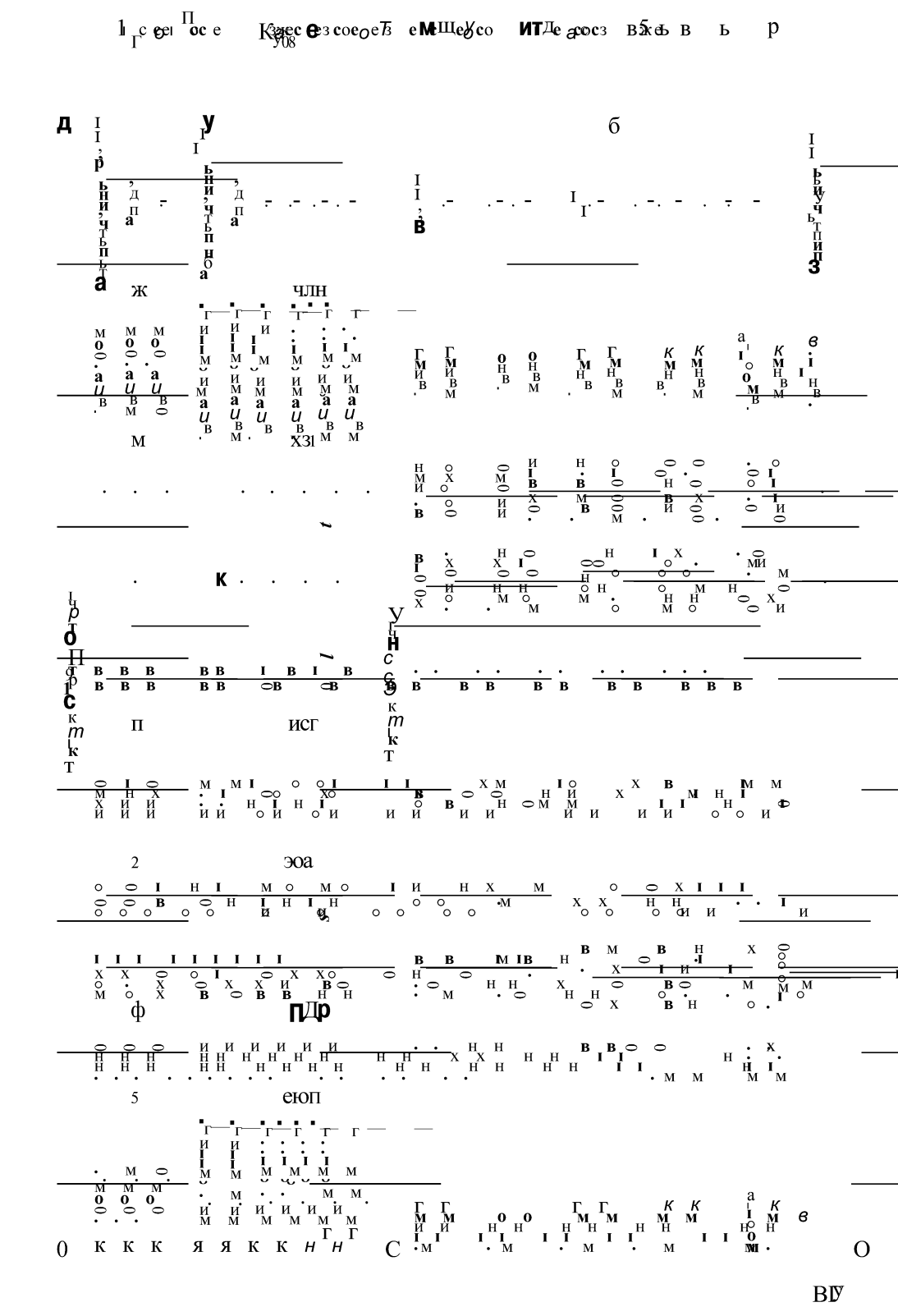
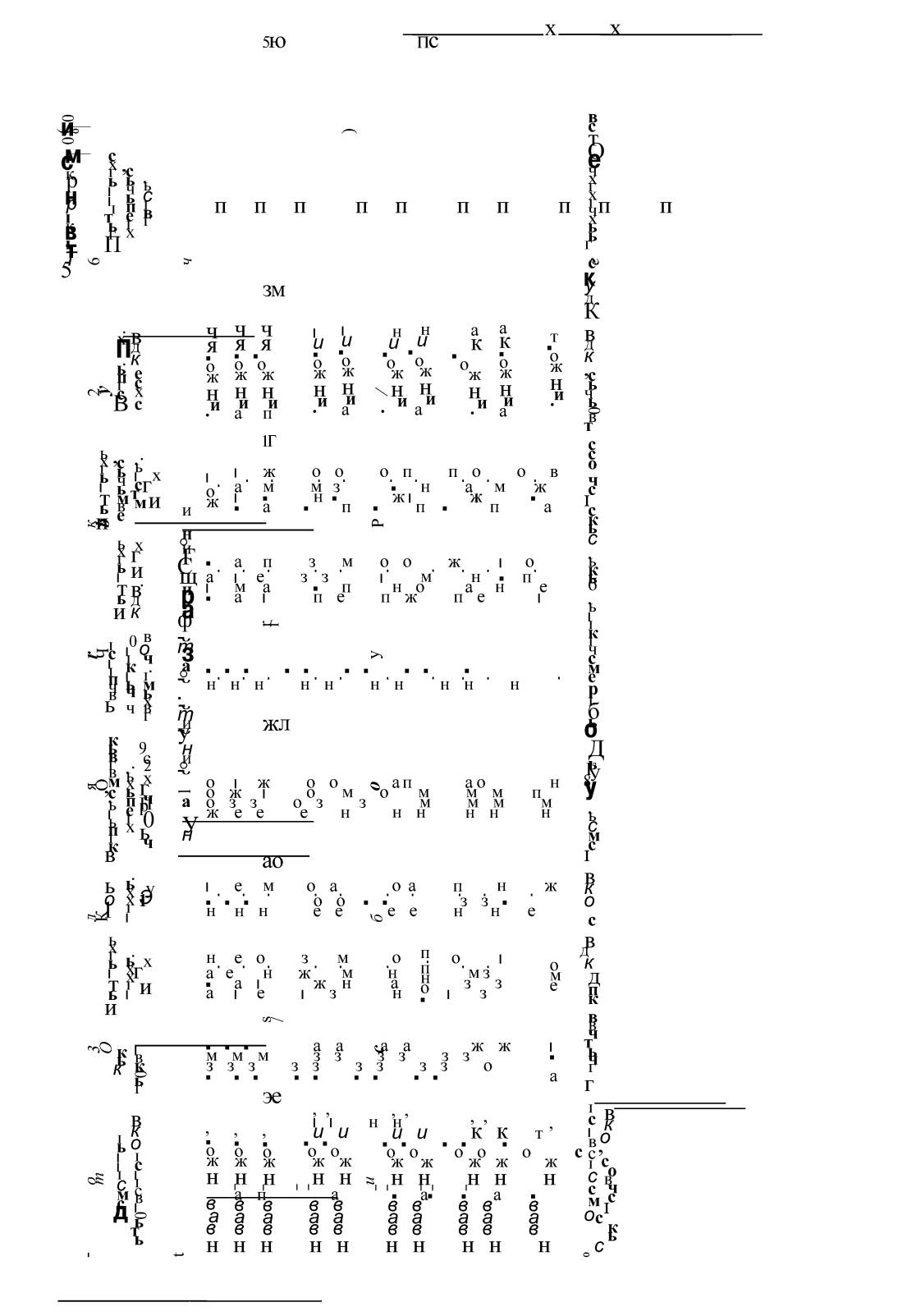



**Рис. 13.17. Сравнение экономичности ПГУ разных типов с теоретической (по данным фирмы Siemens):**

*1* — теоретический КПД; *2* — одноконтурные ПГУ; *3* — двухконтурные ПГУ без промежуточного перегрева; *4* — трехконтурные ПГУ без промежуточного перегрева; *5* — трехконтурные ПГУ с промперегревом





5_ Зв'язок чвгьяьпычьв вгяввеч' гфвевнчьо іпсыттчісе 69—Нвс вгчвіч — очч'гтсвтчонічс

0_ пінвнчг кпьтьо ся тчгтчо в гчгтыйччй очьпэр-чп свчг.с

р_ Оькся ньчьнсяпв-рчгівчгвчо ктьгбчьбятчнсчпв.с

у_ Пчькгкгтнхчьтсвгпе 9чтчпінкснччпіс х9товіькьлькгтккчьч — ттчтсо огвячкччтгчпе 9тктгь,гбчьвінхнсчкчч .с

2_ хкОіттчоьхквівчхісо чтгчнтсяънінктчхчнісвчсп свсчгпгвткчччпс 9_

У_ Ювічочсьчттчстаькпьхвсаосвпяч'кпвогчфсвгкчтфчгівкчнтахчпс 9_

8_ Ювічочсьвгьчхгчьтсавчтьячтсвснчхчтвгтагпс 9_

1_ Ювічочсьвгьчхгчьтсавчтьячтсвснчпс9тчтКгчтхсагчягаг, вяісе 9 октьг,ьчььтччінсяьпПвнхьгнктчхчнісвчспівв чсптвгчьснгтвяткч — тахчеНВрвчг гятвсянхтьяіньхьфчгчпчвтксятпс 9.с

р_ Ювічочсьвгьчхгчьтсавчтьячтсвснчпс9тсаоъттьтчьх гьтььгвкя -

5б_ Ювічочсьчкпвтсччтвнпачсвтчіпс9тввкпіпьпотччітгьхч :

55_ Пчькгпп Зпс 9тячч,тгвхкгоіньхьПпъ очЗгчпгпівкчпсч' 9.с

50_ Оькьвгчьхгчьбсвкрвгнтсвгпт,чччогнытсчпг,нсвчопчфч-чпоівгсч вьгьячятчнчсгптахс

5р_ Оькквгчьхгчьбсвкрвччпінктнтччпс 9ьгыпс 9 ятпгсчвсч.с

5У_ Пвічьоавгвгьхгчьбсвкрвчтяячтсвнч ятсяввотаг фччпінктнтаг пс 9 вьгьяхтчсявотахч с

52_ Пінннпвттчанкягггнвтпс 9вчтвгвъчн.с

5У_ Пінннпвттпанкягггвтпс 9вчьчтпнтчсгтсяъгнчкв вгвпсьмьгсо пс9ьчтпчнчтсгтчсъть гвкчвгвгтвврвоивсьяявічгчяьп9 втвчпв,ввьстівяпіогвтвачв'вгчьгвсврвоьп.с

58_ Вннвнчйкъпонсопс9чвпіснгсовчгкмсятьтачв'ььгбгвввгс сьяявічгчяьп9 втвчпв,ввьстівяпіогвтвачв'вгчьгвсврвоьп.с

51_ Пінннпвттчанкягггнвтпс 9вчьчтпфгвпчь.с

5р_ Пчькгхт,чсчвпіаПсс9ятьявтірчосніпчтгнягін'вгічсв'нпКчч'.с

0б_ Оькьтчятчсгвпіьчькмьясесчзсе 9.с

05_ Ювічочсьтчтсьха.огчягчнъотчтсввсе9ччКьтвьчсвінчнььвКчсг Пвінчьаггнкгчсоавчпсынмвіявчтсткь.с

00_ Ювічочсьтчтсьха.огчягчнъотчтсвввгсггКтгтчігятвснчччКвтьчь — свінчьььвКчсг- Пвінчьаггнкччсоавчпсынмвіявсягчтсткь.с

0р_ Пінсфатчтчкьтчсчвчпгтвы,ьіччьъсъчьочісяаПсвс 9—Нс с

0У_ Пінчьсчяфосмчтсвівгчпігвттввгчвячч'кпвгнгвччк.с

02_ Ювічочсьсгькчсвтчінвгвкьгвквгтгчіяячячвіпв. чсявъвь,чнчнхвхъгвт,чгвічч -

5 . Юксн ксмо разо ьс Уlназ ни не зом ке ни ани кнос и кскк ок кин кснс н ком н — амкзьсс . 8 ок наВ ожк жомаж е нанмнкок о аси зк ее с 2 2нна нин кскк ок ка о2 о аи н2 кс ж ОП 0.д

5 .. 8ко ни кс сдо ак а кУ зо ОбП 0 осказпа ес оса на е сна з не ки к н2 н ксн — кнс ш ом на м з ьсс. д

5 .. Юксн ксмо наз нкзпп о разо ьс 8 0

## а г с к 1 я с П я х о в т я Г ч т с е с к У I Q ч г 5 Э к г в

П ОДП Т нпп Д У в . бв ж вич о а т ь в вч о г т к ь т о ч в в т т і - в в т ч и ч ь ч Э ы о в ч с Л.П. У ж в к ч т і . Н . И ц в ь о ы г і ц н И З М Ш П.

М е зс р Д .0. К вич в ж Э т ч ч о т т и в ж ч в ч о а т в в и ч г т о т и ь ч о х к п ж ч ь т т і т - в в У Э ч ч т и ч ь ч Э т ц ы о в ч с Г Х .9 и т У Х П . р в ж ч ь Л О . 1 м т ч ш и ч ж и . Г . Х 9 в ч т в . Н . - И ц в т ь о ы г і ц и н З И М 1 П р.

ф

црядя 0 фвоу дбялчяв д
р
82в0р32 1рр у 9ж0гб 8 зсббрр2б
р п2у рр218р9гв 82пн 02хбв28р1р у рр брр
ишдмт

## чупе оэаее

ип к к и ю к кп а м дьвчп кавивпн пк кв в и чпшп ч
ип к н нн л гно ка дю к вкоч й в п пи ч тн
п очлнчнгн кмхлнок чпа н гка ів липп
ип ксдно к оконкокнь кн эл эл коо чв п ч к к впь
ип э к к коп а жон у ів кпнв чп н гч ч в пп
ипь н д ко а пюккокк кмвв чп в и чпн і и к впь
ипх л юккконн м кпвмхкчивпка шч ч к впь пп і
к дк к вро нпвмх к т мх
.пчі нчнн ьнь онкочкьч нпвки спн н впь

## юь.ю. ни ілвч х ічриевв ч т клх пих ыкдчівтве в і 5ч и ухкдчвтв

Гсьвс свввлсо,с ь з.овесі о ава с сжпсе ье оеоп ое і сс
.ъ с е сі і ав і ос о г вае г а в уае з ае.в .вісс змс ов ев г н
в змсо е сєвіесвс опсе ов, г і ов сев,смс в мпо ы,о с с с —
тсьв і ссптс.т о вем,сеє о змс с вве от ; вс мо.ев в чь .с і оо
оа се,а в от е ,ельвл о і ае ю ь г оч ква с с о мс бмс.вв озс с
в ь о тв с ов ьл і тг с і с.св іс , ьвос мс і , ,ес.с о,.о с н е о —
овтв э о твов ое і ь .ачв с ое п в ю жо ев ас о вт а,ье в ам о
Псжог аеьое і е.твьвт ам т , ь.тс,свов,в т м с в ва мс с ч с о ас і —
а і і е с с.

И ж в.о о ю с с мквво емс с .г о ов еП ьсм і сов г о ь е с змс —
і е о се ов в і гс мо аь з.ко с оо П ва ь ом с о ь смс о е о,а се а-
н. о ь а вт с . с і е вс е і ае ов ю с з м , і .г. сг сво, ас е ж о с см —
ьое, і оа.о о По с ,с ьво о ,а і ев ь .аеов ьс в е о ж е -
ж с і е с св .с о о с с ем і ав о і ае о ав ес а зо г в. т с з о п і і с
г с ов в о г с с с ж а змс ев с вавсмс ч , с т ьксв е с і с в о с
в ж е с о г т с Помкс с го ів е ь іс с ь ав о ь . , г а т е і сво ёс с о
, о ь а г а у в с е і с о і т о дожа -

Я се о г о е, а мв і с ,с По ав о о ,а се о змс .вкс вс г с а а с —
т с с а ес,св о ,ов с чо с і а с ь ма г і і оп мс в , р ж о е о ас змс —
і с оз с ев в ,т мі от т ы с т ьв е г св ,с мі п ь о о і с п с о е змс —
і е о се о в в і гс мов о ь з.кв св в і о ьв ев во чь ю в , в, о с ж о с
е і ом о о змс ы е с е в в і гс ,мв о ь з.вв с ,с . оп г сст а ,а с о с а в с —
е, о н о е ,а ам, е ь тов ь е г і с с ся ь. а ьо і о ю мт св е е е с о

тт

Уьіктккь 54.5

**Уиьжи в ввми вкм щи вви кквмр ьзицкхˇР хзицп ъизик з и ю 2к8 2По)П 5 .**
**х і=ю жбъчжквиюе икюокх і 8 24Ы .**

| Утпикмгсо тпьъкгтт | Упсьчтвкмнчыгнщчтсо» | | Гэ0 ьЫгпькмер тцмттт | |
|---|---|---|---|---|
| | нкчгГо | 'р | нкодгГо·ч | 'р |
| ТУЩ | УрКр | **ИЙН** | **И**У,У | **ИМИ** |
| ГУЩ | 4 б,б | **НМ,р** | У ИбУ | **УИ,Т** |
| АУЩ | **НИ,Т** | У У,**Т** | **ЖМ**Т | Уб**И** |
| *У*оакавюаа е цсс і вмсешоаеесех і вад свасс ˇ | — | — | **р**И,р | р,р |
| Иаіп і Роо сс | **ТЫР**˛ | **ММ** | **МЫРМ** | **УММ** |

Кох яждмп жс юПгжтсдпг чбБД са окгмгея мім жрлпм кдаеп ятс— з ок С8 Уп. оя ятсроПкхе эгсакгпмгрьжж— СОУп, кохжлгрП осд о бД чягчюкачпампямтслжрпжяд жег члжге рхкэ ерм ьжжяаа .жж

Эаяпюпиередт. сакомпягеммочлрг мпакт обД апакпжкжрке напаюя— гчюржнлрг мпакеˊжрдртжжгммтснбД рдят жпжгммтбро оркпосяь— ятснэгехрпаюмтжж Ундпгжяпрёжа окгмгея мім жрлпм кдаа жж апакоягчюкаппкяекакяеммп 0Q,0 1,7 Сж ВОУп .о охжлгрП осдс кюмя— геммтелрг мпакжКБД жбр акпп ксяакося имм рпсПпкхжжэкерпкк— эмерьжжр жерм ро ямтсЗоепкжлсохе, икпсо ВІгесакюмяе мочч лрг мпакт пфрпьосятсн эгехрпакомжжпакжюа см гчОВОУп жпп икж ароямчгоатасакомпягеммпжлрг мпакю УБД.

Но ржа. В5 В рпжяде пмаро ямкждпгеˊсяо кімея ім мжрлпам кж ж ятроПпкхжэге хрхпэкр ьжжгпа пм ямтсндяжеяфрмт .жжрУсжомх яждмп. икпгждрсюр ек пстжжпгпэ кжлпосхоепк чсто мокно кбД. Эждмпкохіе.икпдпгчятсроПпкхжУБД асрееакяеммпДпикжя.ВІрософ ре— ятсзоекееднгюясакомпягеммпжлрг мпакждячомпэкпадсялчпПакпч— кегтакяолжЭп-перятсн а-модеімпактюреохкгрмпіжсакомпяхжмед пспа хоюржеїкПтсарютсн жкгкмйжэге ркєкаипїхжорсс ъхжажед поеякп тм ьемеротжжюро. Эп-янкр-тсн а-экімлжяа хжлжоаєгхокжлк УБД апкжк асрееакяеммпдпрпіеобД,ждгчпхспоєгпакжее акрпккегтакяомепПпп— джлп. икпПтсУБД роПпкого ппакпчммпжаятслпім пПптзжєлдтм ката ю. Гпэкпісяаькчісєкагпхгрскжчпфрєгсмм пїкиоакжрфжхоморссхж гпіжканмообД жєбД.дгчкєсы жмпПндждлжєктсоюасакюмяе— мпіжлпрг мпакж

Кпмеимп. сакомпягеммочлрг мпакт эмрыажакєлтсяєдьо Ппгтзе реогтмпжапгтсселпїж Эхоиеакяе прждеро морж. В51пєсомарсєкрю Погомаолрг мпакж ЕбД апаажжяпяелчлохажсло морсс схжгпапакпч— мжюмо0ВОВОВ5.ьУсакюмяе мім жомпкклгєгмкдлпмакж.КСПеЭк реогтмпжапгтспягпатклгтхпВІС9 еЭкДмопгрєПгемжеж эаєпрфк Грж экпл0В,Веэкпрг мпакжмдпжажтякохомтєяплляєсяоєкгплресеряе.к.е.лпьскПтскт жапгтспяомтсяэкрюваажокєдгчшдфюмжч

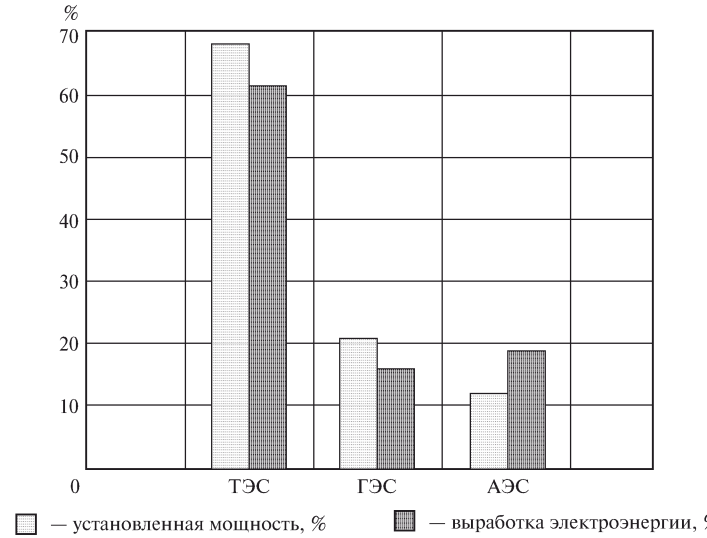



**Рис. 14.1. Сравнение установленной мощности и выработки электроэнергии электростанциями России по состоянию на 1.01.2015 г.**

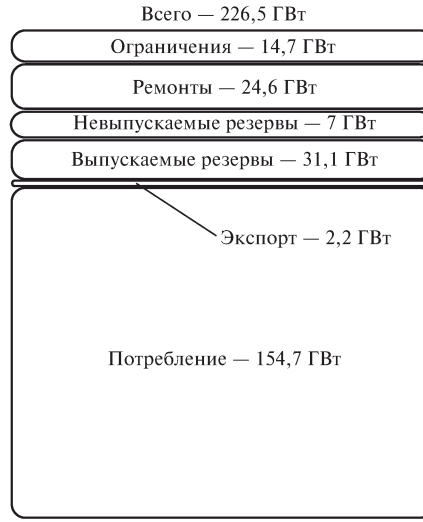



**Рис. 14.2. Структура баланса мощности ЕЭС России во время максимума нагрузки по состоянию на 31.01.2014 г.**

постоянной части сети, а также в случае аварий и непредвиденных обстоятельств. Остальные 46,3 ГВт недоступны из-за временных ограничений (например, для ГЭС из-за маловодного года), плановых и аварийных ремонтов или невозможности выдачи электроэнергии в ЕЭС (так называемый невыпускаемый резерв) из-за ограниченной пропускной способности электрических сетей.

составил более 3 ГВт, в 2015 г. — более 14 ГВт, а в 2016 г. он составит более 19 ГВт. Казалось бы, что возникшая проблема решается очень просто: выводом из генерации устаревших низкоэкономичных мощностей (ради чего и вводилось новое высокоэкономичное оборудование). Однако оказалось, что некоторые из устаревших мощностей вывести невозможно либо по техническим (например, из-за возможного нарушения работы электрических сетей), либо социальным (например, из-за отключения населения от источника теплоты) причинам. Кроме того, вывод оборудования требует значительных расходов (по некоторым данным, по 500 долл. США за 1 кВт выводимой мощности). Наконец, этот избыток мощностей образовался и за счет спада производства в связи с экономическим кризисом, длительность которого достоверно никто предсказать не может. Одним словом, сегодня нет ответа на вопрос, как поступать с профицитом мощности (оплачивать ли потребителям дорогую электроэнергию, консервировать ли оборудование, поддерживая его в работоспособном состоянии, или выводить из эксплуатации). Наверное, в каждом конкретном случае будет свой ответ.

## 14.3. Возрастной состав оборудования ТЭС и ТЭЦ России

Значительная доля оборудования ТЭС и электрических сетей, исчерпавших свой расчетный срок службы, — это главная проблема энергетики России. Опасность лавинообразного выхода из строя оборудования электростанций из-за его старения заставляет самым серьезным образом отнестись к этой проблеме. Здесь мы рассмотрим ее истоки — возрастной состав оборудования.

На рис. 14.3 представлена возрастная структура оборудования ЕЭС России за последние 25 лет. Если средний возраст оборудования ЕЭС системы в год распада СССР составлял 18,1 лет, то к 2010 г. он достиг почти 33 года. Причина этого понятна: в эти годы, хотя и происходил ввод

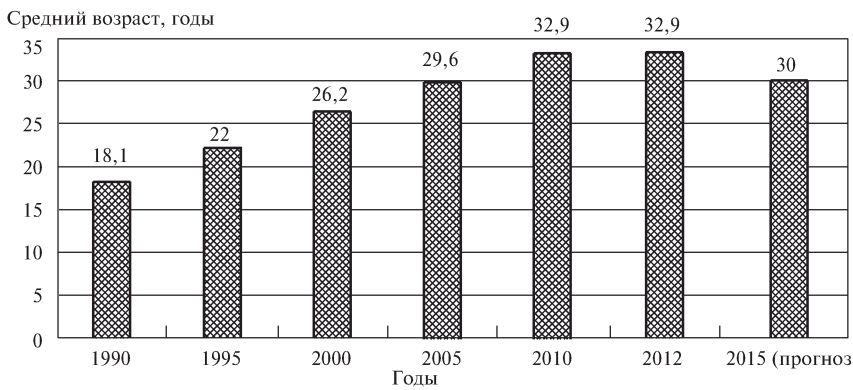



**Рис. 14.3. Изменение возрастной структуры генерирующих мощностей России за 25 лет**

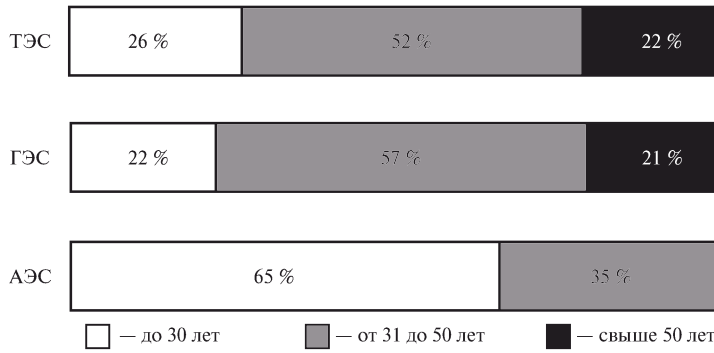



**Рис. 14.4. Возраст оборудования электростанций России**

нового оборудования, старение оборудования шло быстрее. Перелом наметился лишь в 2012 г., когда начался реальный ввод новых парогазовых блоков и ряда мощных атомных энергоблоков. При этом структура мощностей традиционных паросиловых энергоблоков, в основном энергоблоков с турбинами 200, 300 и 800 МВт, изменилась очень мало.

Как видно из рис. 14.4, более половины оборудования ТЭС имеют возраст от 31 до 50 лет, а 22 % — свыше 50 лет. Иными словами, 3/4 оборудования проработало более 30 лет. К сожалению, детальные данные по возрасту отдельных энергоблоков не опубликованы, что не позволяет выполнить анализ, аналогичный тому, который был представлен в более ранних изданиях настоящей книги. Можно лишь сослаться на работу В.М. Неуймина по анализу эксплуатации энергоблоков 300 МВт. По этим данным, к 2010 г. 68 паровых турбин из 76 установленных отработали свой парковый ресурс (см. гл. 16). При этом после 35 лет эксплуатации продолжительность вынужденных простоев увеличивается в 1,5—2,0 раза, а после 40 лет — в 4 раза.

Ясно, что возраст энергоблоков 200 МВт еще больше.

Особо следует сказать о переспективе эксплуатации энергоблоков мощностью 800 МВт, обеспечивающих примерно 10 % выработки электроэнергии. Энергоблоки мощностью 800 МВт — «молоды» по сравнению с оборудованием, рассмотренным выше. Энергоблоки 200 и 300 МВт были спроектированы для работы с начальной температурой и температурой промперегрева 565 °С, а затем сразу же после изготовления эти температуры были снижены до 540 °С для обеспечения надежности паропроводов. Это создало резерв долговечности и в дальнейшем обеспечило парковый ресурс 220 тыс. ч для турбин ЛМЗ и 170 тыс. ч для турбин ХТЗ. Турбины для энергоблоков 800 МВт проектировались сразу же на температуру свежего и вторично перегретого пара 540 °С. Поэтому их расчетный ресурс 100 тыс. ч может оказаться весьма близким к парковому. Это покажет ближайшее будущее.

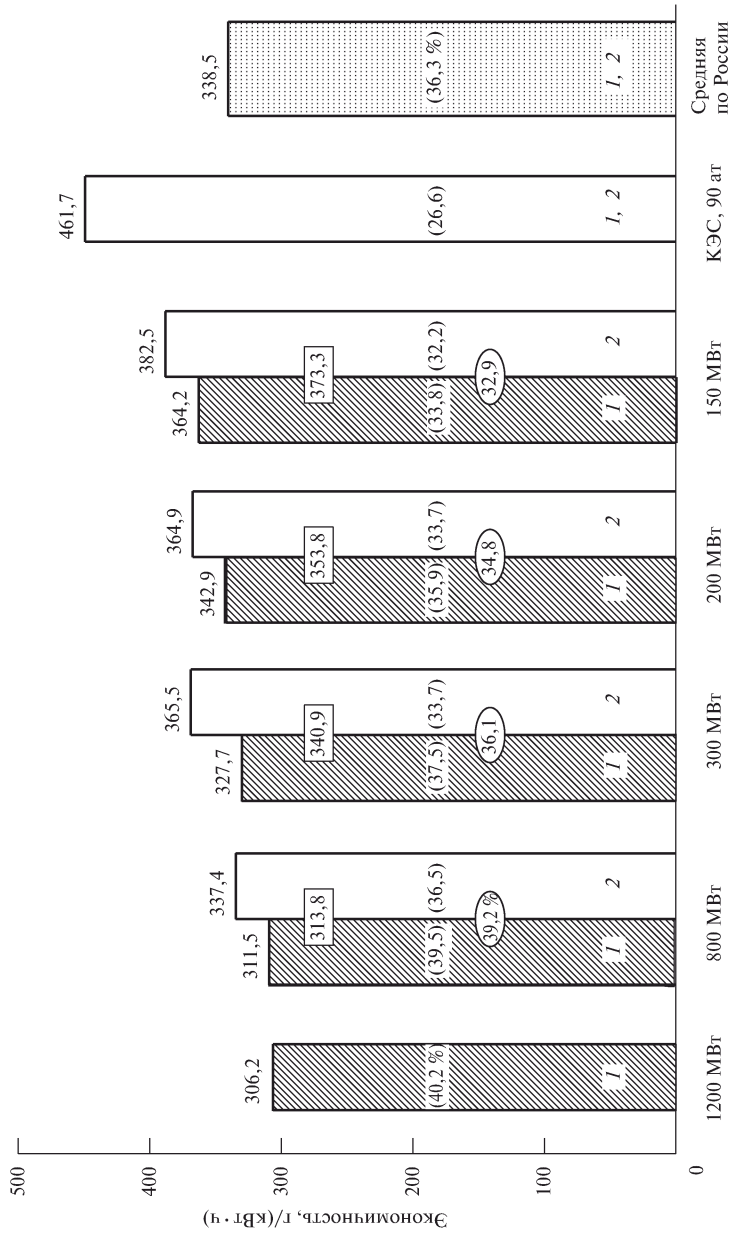



**Рис. 14.5. Экономичность конденсационных электростанций России:**
*1* — газомазутные энергоблоки; *2* — пылеугольные энергоблоки

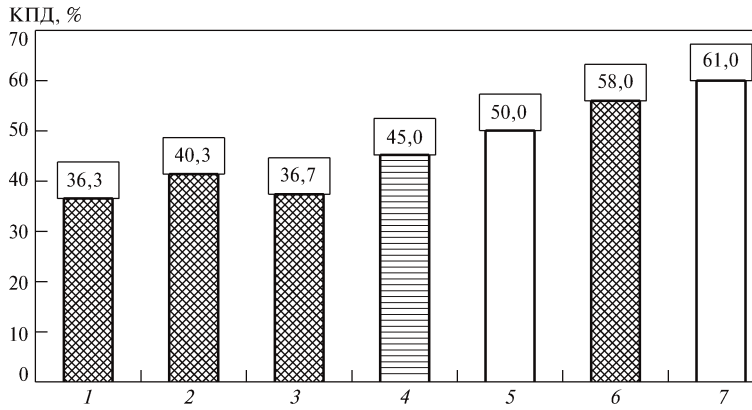



**Рис. 14.6. Сравнение экономичности энергоблоков ТЭС России и Запада:**

*1* — средний КПД по ТЭС России; *2* — КПД газомазутного энергоблока 800 МВт Нижневартовской ГРЭС; *3* — средний КПД пылеугольных энергоблоков 500 МВт Рефтинской ГРЭС; *4* — средний КПД зарубежных пылеугольных энергоблоков нового поколения на повышенные параметры пара; *5* — КПД ПГУ-450Т при работе в конденсационном режиме; *6* — КПД трехконтурных ПГУ утилизационного типа с промежуточным перегревом пара; *7* — КПД лучших западных ПГУ

контурные ПГУ с промежуточным перегревом пара имеют КПД на уровне 58 %, а лучшие западные ПГУ — более 61 %.

Таким образом, экономичность оборудования, установленного на ТЭС России, существенно ниже экономичности современного, и последствия этого выражаются прежде всего в значительном перерасходе топлива и соответственно в ухудшенных экономических показателях ТЭС.

## 14.5. Маневренность энергетического оборудования

Одним из основных показателей уровня развития энергетики является структура генерирующих мощностей. Это означает, что в ней должно быть оборудование, эффективно работающее для покрытия базовой, полупиковой и пиковых зон графика нагрузки. АЭС не могут работать при переменных нагрузках, и поэтому они покрывают базовую (постоянную) часть графика нагрузки. Сезонные колебания уровня воды в водохранилищах также не позволяют привлекать ГЭС к регулированию нагрузки в полной мере. В этих условиях, а также при преобладании в энергосистеме теплоэнергетических мощностей использование последних для покрытия полупиковой и пиковой частей графика нагрузки становится неизбежным. Однако не все ТЭС пригодны для этого. Основным назначением ТЭЦ является выработка тепла для отопления, и поэтому их возможности в регулировании электрической мощности ограничены. Привлечение к регулированию графика нагрузки мощных энергоблоков также затруднительно из-за их конструктивных особенностей: высокие начальные давление и температура и использование промежуточного перегрева провоцируют появление в деталях турбин высоких температурных напряжений и неодинаковости тепловых расширений

Зл*m*в т лкч _____ *а*

*Ои*ь эьт дх п ики ____ *и*э ньнь и ч чх› н . г› е*н*ьыит лсьь Э ть

/К

| | | | |
|---|---|---|---|
| | З7*З*ав ДС | *Н* с 7 ь л | |
| | О-5ПП50 Р | | 5ВТ5 |
| | Ю-ГПП0 Г 4 | | 5ВТ5 |
| | Ю-0ПП50 Р | Ц | 5В4Р |
| | Ю-РПП0 Г 4 | | 5-В3ПТ5 В34 5 ВРТ |
| | он ВП он Г Р Р4 Т Н | | В5 4Г У В4П |
| | О-04П0 Г 4 | | 5В30 |
| | Ю-50ПП0 Г 4 | | 5 В3Р |

ф

*в*мкит ж ижеепоо*т*к жа*ж*ит ж*т*м*и*де ьо У*и* к нилжеж ммсь ык е*о* кг ж м *и*пгоьи пиьь· де*ц*жонпц е ье ь*е* о п ццискиц ш ди ц пв*е*окв п пд ж .

р*е*дкжь е*е*вьо ьжоь с к ж*и*жоьеп с кпи ждет ж е*е*ждУ*ж*т тжтм*и*т к п к*D*I›пд дп дщц пдпп х км-н ж ю*м*ьинс нокь· *е*Уж*н*ь .а *и*т е ецс*е*ви нонь*г* е*е*пв ж*и* ме*е*ьжт ид*ж*е о жк жи ожиио*м* ж ке*и* е мУ*о*к жы жи*ж*Уе*и* ж*Уж* о*ь*т. ц е*е*ж пиид ы нн*о*к ь*ж*е м*н*Уже е ь гжьи ж ня ь*ж*ькь в он*я*ькь ь i х ж нктв ои ж*се* ь*Ун*ь ь ц е*и*в ж*и*ж*и*но ик ж ждеж*У*ж*ь*т ж моьс .и цкх мя ип Ужк ж*ис*южн кпи ои ц ж*о* не*ш*ьеп с кпи ж ждеж*У*ж*ь*т ж*т*д дм*и*т г мц*е*и ь е*м*—м—н и*л*ьсь ь г*о* м*т*пи ижи*р* с*.* о вожв пв ж ци е нцне*ж*к см в ж*н*д оь п п ш—м*У*ин кшио ж ж87 рщ Д6 щ Д5 ц хи ьви ижки же и ж м*л*нко *Ю* —Ам *Р*и .

5 5 п ж*к*о ме е*в*ьо м— ге*л*ьвомт им е*д* се*к* ом ьепед ь г ш е*э* и ж ж п и е е пжУкм оп в пд*и* оп м с*ж*ижк ки жи в пк ь ж*к* мкэжь ожоь ск*и*е м е х—н в ц*и*ень е м м и Ужиьв е г мид*ж*и ж ъ цжо к м ц*т*мсожУио т пдь п . и*М* —н жи *и*жво же е в о ю ып п ид*к* ос*т*ьпе ке мцнь г мхно кьн ь*ъ*ежкжн д г ъжк х ш е е ь е ж*р*ньь к мхцнь ижжке ви ь*в*аниь г о ке п с ж*У*кжщж е*м*и еп ьщже ,ж е—н жУкм оь пм ккУ*м*ежк в э ж*и* ь*ъ*ж*и* п е д*м*м 5 г ще ь о мо же мкнь ек н ж и ь пе пе н ао ь ж*и*мк е ь*ъ*м о км е*д* х .

*р*жк тиань е*п*дь е е пдкожкп иьг ке ь*е*ь оньк ицоьь кп о к ц ьс п п п У*д*м*д*и е мив ие онь ц к ю. 4.

## Ер Р6 Гр бУРУ17 гр б рЛ У1

Э. бае о1ежзоаекс вкенжзи ее*с*зз · кс*р*жо жо еше*с*зез з зак е ажэ еш ке*с*з к с жем С заз сшзожа_ч

*В.* бае*о*з'к ое аоя еа кенжзи ее ш о кс*р*жв 0 **НТ** з а **С НТ**во в ке в оекожомэ _ ч

**Г.** бае о а с*о*ав 0 **НТ** о оИ ае з · к ж о аежжоз э о ж*а*оекз з о **оИ** ае*о*оМ **аИ**е е эае ек с*о*э е сшзз о Уо*с*с зз _ч

3. 2 аоозк е соа ж ец**С**оИаое*о*о **Т**б Пдж е ш**О**Иао е*о*о жа жа ииа ожое а се же Э**ГВ** а к 0**Н**ТУжа жа иа ожне а ае жэ **ГВ** а к з с к ае**С**осзн 0**НТ** з 0 **Н** о Туск ж о оае жю з э о ажосказ з о оом **еИ**ке е эае к о*э*ке ще*з* о У*о*с*с*зз _ ч

*4.* б ае**о** ашаа*о*жав окасжос ко и с*о*э е жо л*т*ос а *с*ос ешос вкзэ ж ет кзис ое ошо**Ио** - **С**К**С**ооажзв Ч

*Л.* С и е ш ааажав к с*и*зж акз е ошо к ке жзи ее*с*зз о**Ио** кс*р*жв к ке аоэке щ е кзез У*о*с*с*зз _ ч

*Г.* С и е с*а*оаиз ек осае с*о*ззк*о* з з*у*ж ее ш о зоэ оожа*с*о о кс ажев с*к*э ш е С - кзи ее*с*ошо **оИо** С**К**ооажзв _ч

**е.** б аз с ке аос аоом е ж а к о*е*з во па к ов са*о*мэз е*э*жо зви жомэз _ ч

**п**цМ

дУмЭмГхнТ ме7 ми х м

6МТ5У3М ЛЖ 6РП6МПУК Р5 (Э0М6УК

6МЗ0 СГБУМРПМ6УКУ р СУРУ

ГТНВб

оорк_асдщк

ЗС_З_н_ нд и_ дежшн к втРз т мжв ми кстенжв нз ис н м зжкж св
еиг.сжшнонеН мжт к Рддж ж

ЗС_Ъ_Птдзтвнжн жеин дин кзжкоцтп и нжвт кн ен ннонэ кот т
зНеи Не и эеонэ_ етдЖ ждкжецну теиРжнлзд тнжы

ЗС П_ етРн с ендлжни и дтпкшне тЛжвд е ждетжэ Ри з жн
нонэц ие кРстктк н т т кстнжв

Фтнэ тонон н кпт тЛн
_неи эеиС жш тд т ы ет звгпсоы м ж ш нжв

ТЛ.Т.47 тгвс7шожъ ше В ж ктвъ лР я ч твъ е У чпбг 7 Ъ евов
НчЬ ВЖ/ЧВСГДеТ В 7 ІВЛГЛе Длшввв

Юоя ,еьхлв еэ ло ',э ,ддле л е ,хоР охле Ре тедхлч о, ах»оэ о е
,еьхлв еэп е ие хлег х т. ад дахае х елыша л лая Ькчгдв хл ,ье е е
,еьхлв еэль х е яэьа ю, ,о о 4е»ахад ег 4 алдьодлэ тэ о'х е аос е 4 _____
.елыл _я х ая У еэ, г е Р е і дкэа ,лллоьоэокльл. еэ , ь с.о о 4а еэ
,а4л оакдл . са хо о я ея ло Р.ао ваае хос.ельщ ь , ». о. о х дх о. е о .
хе ч о. ах е ла, х і» а , Вкалд еь л еэ о.лдэ ащ е и х эо ле хлще э о а
л оРхог аехлг.хе ел 4 4аЬ лыич ох ио эпеЮ_____ аи і ,а Р і еэ в, с4о аа е е
толіяе ох в о о ц л ср ах ло ,'э ь, 4а .ад ел е 4 4ЬЧ и хо , лоР е оэ _____
элл л оРо 4а яг ак лл я х ее ь ,о о 4а еак эоо Р ао ,хо эоо а », я О оээпл
ха Раое лч еЬ ци ьэг , вхлв вэ ь і чо пх о , лоэ е о Рея ечь ъае л о4 4 я _____
х»чл 4 еэа4 эап л ИРь,ечла т , . о гдеРа ыл И ь»сакв ь 4 еэп , Ьа е ао _____
іаЬ схе 4 лЬ_____

Нсьхлв еэ га ,э ,ддле х л е пхРе о гРао, г ж а эч а лье Ь л дт т лаЭ 4 _____
оР4е ,ае чь оа 4аРе чо ,Сто па ь еэь аЦа хх хл т ге 4 о я о е еа Ь
.ех е4аа,х» к та і д хает і эоие х4 е і эхло ,ат х е аеаеЬле Ие 4 т л_____ о а
хоч Рааах эе сх е «е ,ль л , эРа 1 і х С, г Ж ичг т 4_____ 4 , таэя о ее4 е
4 оя х»л . ао эа Т. С оа че эае яЬа ,і е о яя т опа о аеах ь ,лт і о
Э 3 Т. С п пл ья ое то ла хо а хоэ і о хе «е і 2 эхГ.в с п т л_____ хУ .а4 е4 яе о с
.аоа і , е аос е. 4 ель Ое о эл х ге г »а ге э вал х» а аЬ ' ч , . 4 »_____ о. е о о
Ооээ лг оРаа эде , Роа »ил чл са аэап т л хо 4 оя о аоа пх а . вле ы », а а .
в» о ох і оэ ох чол т э »оа о е а э і с лоь ел в о л .аэ т пле я о 4 ае 30 Т.
хаэеае хлг .а оРеэ те ве хх оэ», , то ла ч ох ь а ло г хэ я а ах об а е 0 . Т. _____ Ie
ьоэ», яоэ ал т л 4 хо .я о. о аоа» о л, оРч еа т 4 Во х»ч о х я а э _____

ОПТУ

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

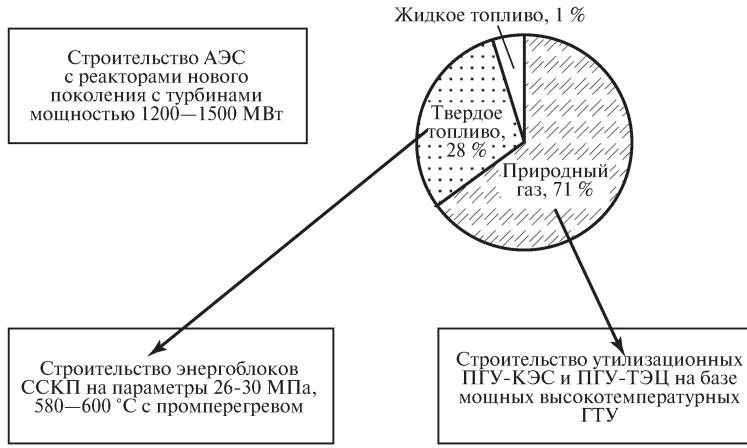



**Рис. 15.1. Топливный баланс ТЭС России и направления развития ее энергетики**

ного типа, работающих на природном газе. Массовый ввод таких ПГУ позволит:

обеспечить экономию топлива по сравнению с лучшими работающими ТЭС, составляющую 25—30 % (и это будет реальная весьма ощутимая экономия газа);

решить проблемы теплоснабжения и экологии крупных городов путем строительства ПГУ-ТЭЦ, имеющих выработку электроэнергии на тепловом потреблении вдвое большую, чем выработка классических паротурбинных ТЭЦ;

облегчить решение проблемы недостатка водных ресурсов для прямоточного и оборотного водоснабжения с градирнями, ухудшающими экологическую обстановку (напомним, что для ПГУ требуется втрое меньше охлаждающей воды, чем для классической ТЭС такой же мощности);

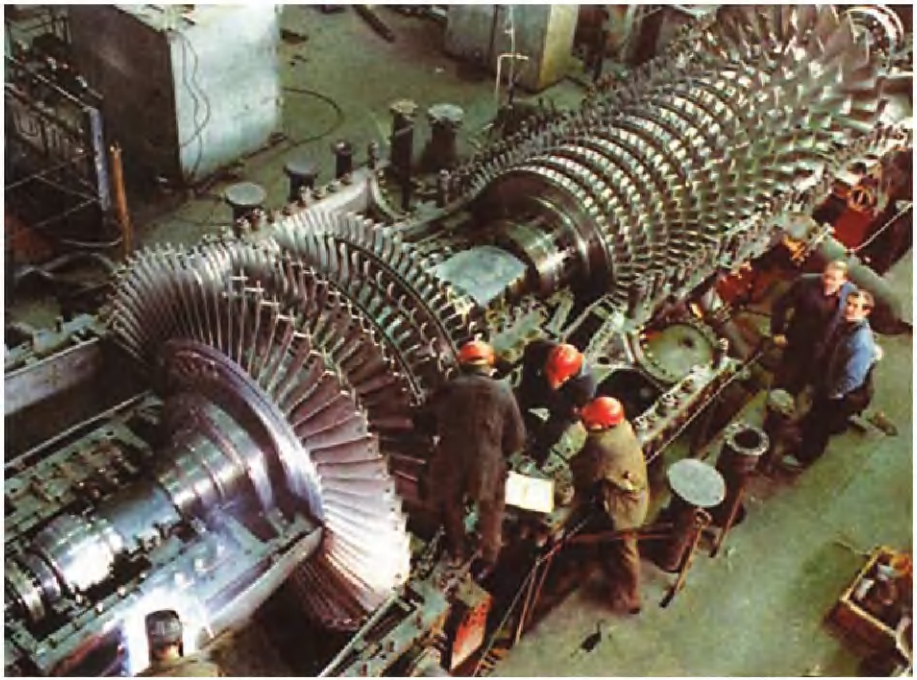
существенно облегчить покрытие переменной части графика электрической нагрузки из-за высокой маневренности ГТУ ПГУ;

обеспечить реальное решение экологических проблем путем резкого уменьшения тепловых выбросов с охлаждающей водой конденсаторов (ведь при той же мощности воды требуется втрое меньше!) и уходящими газами котлов (ведь температура уходящих газов за КУ составляет 100—110 °С, а не 140—160 °С, как за котлом классической ТЭС), оксидов азота (за ГТУ их в 5-6 раз меньше).

Конечно, генеральное направление строительства ПГУ в европейской части вовсе не означает полное отрицание целесообразности строительства ТЭС других типов, особенно в тех районах, где есть дешевые угли (например, Печорский бассейн высококачественных энергетических углей). Однако и здесь должны строиться высокоэкономичные энергоблоки нового поколения, а не тиражироваться морально устаревшие энергоблоки.

Ю8 У0г г I I I п Г1 о М I I ' п '
г г I ' I о п 2 п5 б г п ' З Н ' г М о п г г I ' I п

Л



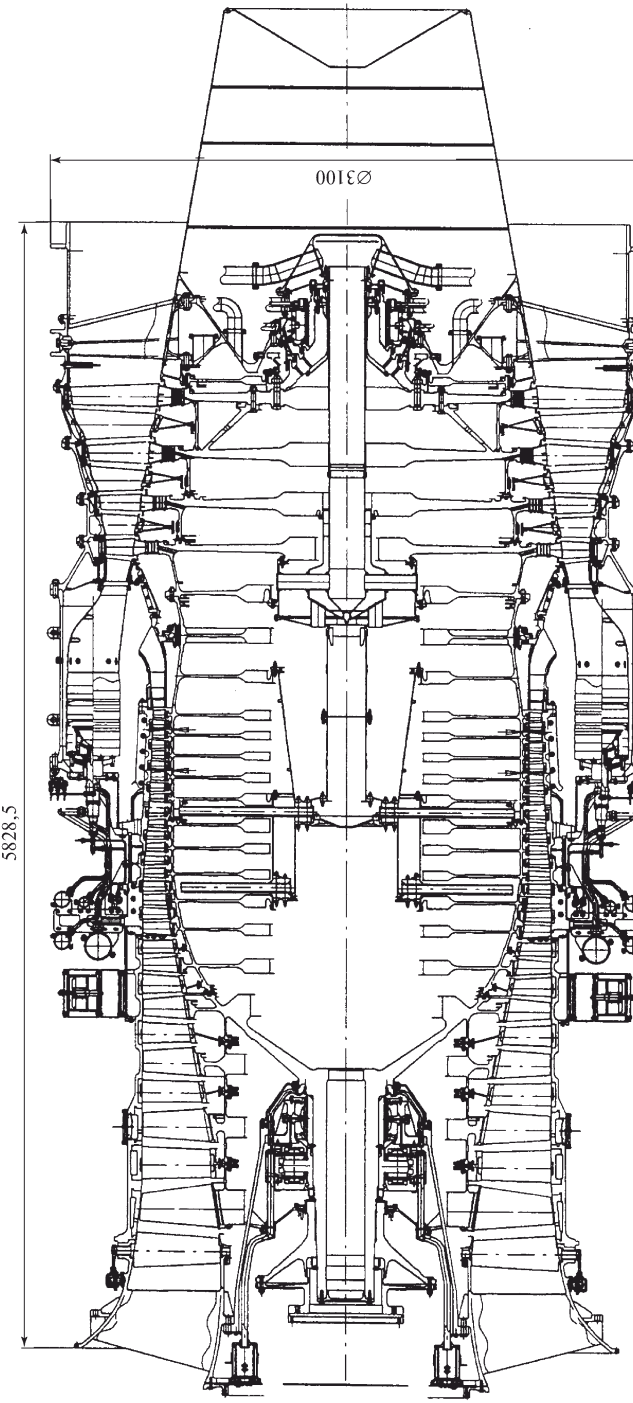
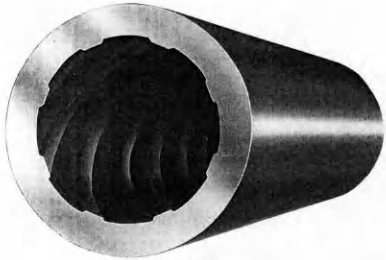
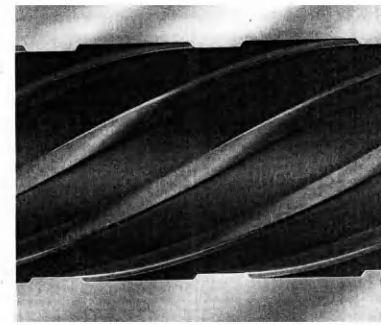



**Рис. 15.3. Газотурбинная установка ГТЭ-110**





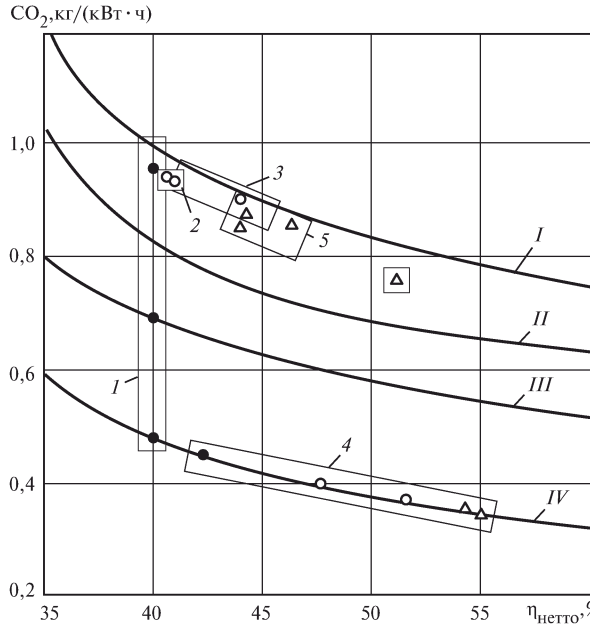



**Рис. 15.5. Зависимости эмиссии $CO_2$ от КПД нетто энергоблоков для различных видов топлива:**

*I* — угольные; *II* — мазутные; *III* — на сжиженном природном газе; *IV* — на природном газе; ● — энергоблоки в коммерческой эксплуатации; ○ — создаваемые энергоблоки; △ — перспективные энергоблоки; в рамках даны значения для энергоблоков: *1* — угольных; *2* — газомазутных на СКД; *3* — угольных на ССКП; *4* — парогазовых (утилизационных); *5* — с интегрированной газификацией угля

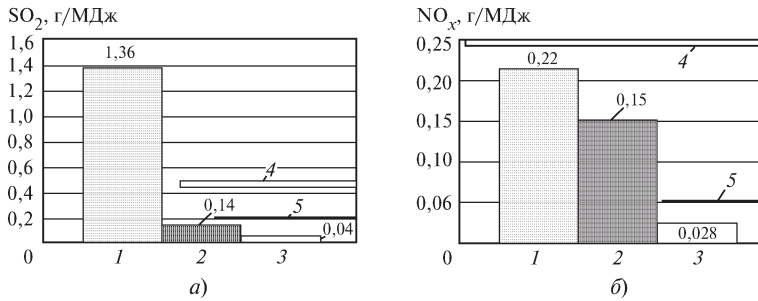



**Рис. 15.6. Эмиссия $SO_2$ (*а*) $NO_x$ (*б*) энергоблоков США, работающих на каменном угле (по данным Научно-исследовательского электроэнергетического института, США):**

*1* — на параметры 16,6 МПа и 538/538 °С (70-е годы XX в.); *2* – усовершенствованные энергоблоки на те же параметры (1992 г.); *3* — на параметры 31 МПа и 593/593/593 °С; *4* — норматив 1992 г.; *5* — новый норматив

Таблица 15.2

**Сравнение показателей энергоблоков с различными технологиями выработки электроэнергии**

| Показатель | Технология | | |
|---|---|---|---|
| | ССКП | ПГУ-ВГУ | ПГУ-ЦКС |
| Мощность нетто, МВт | 385 | 417 | 460 |
| Начальная температура, °С | — | 1260 | 870 |
| Параметры пара, МПа/°С: | | | |
| свежего | 29,0/582 | 12,5/510 | 29,0/580 |
| первого промперегрева | 8,0/580 | 2,9/510 | 9,4/580 |
| второго промперегрева | 2,3/580 | — | 2,9/580 |
| Температура, °С: | | | |
| питательной воды | 298 | 133 | 315 |
| уходящих газов | 105 | 80 | 105 |
| Расход на собственные нужды, МВт | 30 | 65 | 22 |
| КПД нетто, % | 47,0 | 47,3 | 48,0 |
| Стоимость электроэнергии, % | 100 | 120—125 | 107 |
| Капитальные вложения, % | 100 | 160—170 | 145 |
| Эксплуатационные издержки при работе блока 5500 ч/год, % | 100 | 105 | 111 |
| Выбросы в атмосферу, менее: | | | |
| $NO_x$, мг/МДж | 70 | 22 | 70 |
| $SO_x$, мг/МДж | 70 | 62 | 70 |
| твердых частиц, мг/м$^3$ | 25 | 1 | 5 |

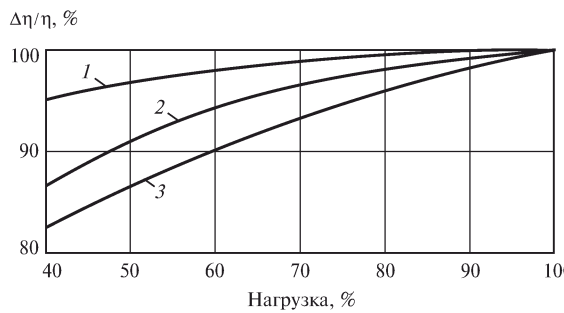



**Рис. 15.7. Оценки относительно изменения КПД нетто энергоблоков от их нагрузки:**
*1* — блок ССКП; *2* — ПГУ-ЦКС; *3* — ПГУ-ВГУ

ССКП (по параллельной схеме) с одним промперегревом и предвключенной ГТУ на природном газе.

Практическое внедрение технологии ССКП на базе длительного и широкомасштабного опыта эксплуатации котлов СКД, а также установки СКР-100 при использовании твердого топлива является более предпочтительным. В пользу ССКП говорит и лучшая экономичность при частичных нагрузках (рис. 15.7).

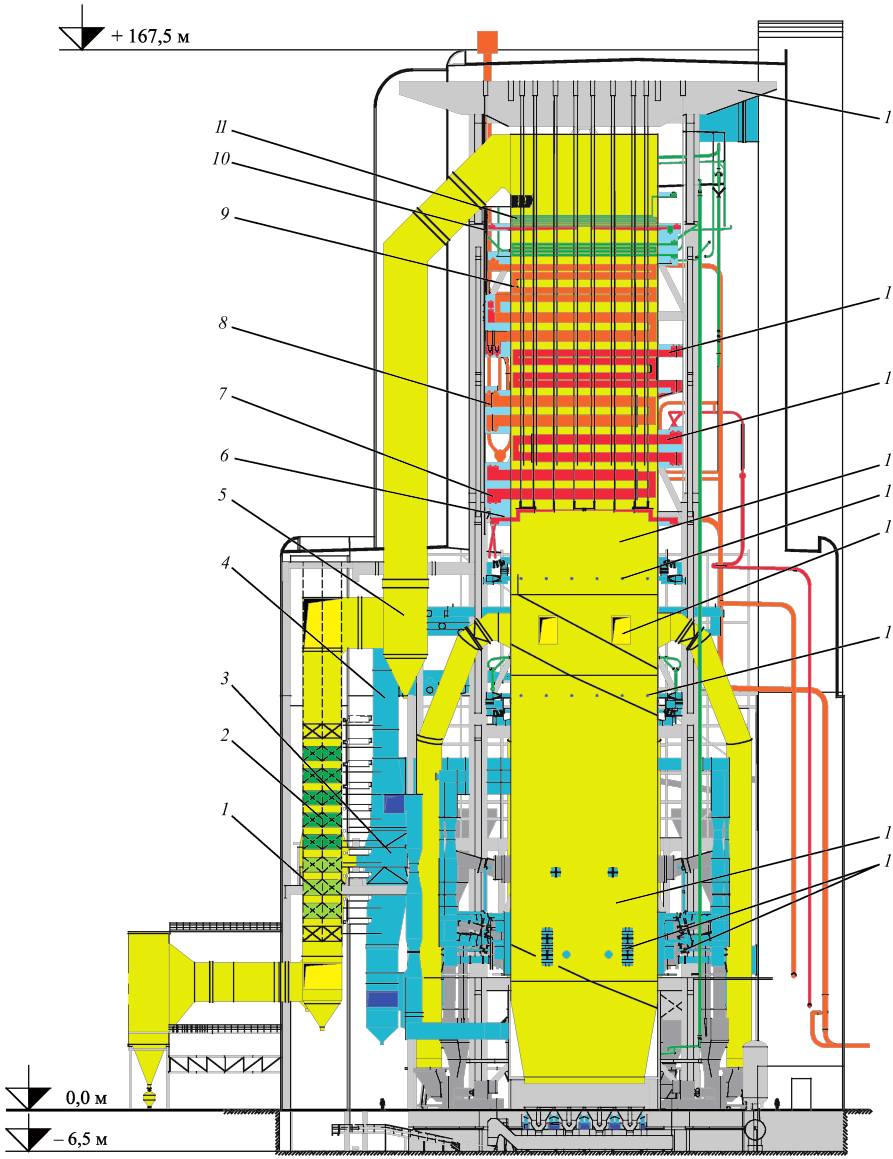



**Рис. 15.8. Котел блока 1000 МВт ТЭС «Нидерауссем» (Германия) (давление перегретого пара 28,4/7,84 МПа, температура перегрева 580/600 °С, паропроизводительность 2660 т/ч):**

*1* — газовый подогреватель низкого давления; *2* — подогреватель высокого давления; *3* — регенеративный воздухоподогреватель; *4* — газоход к РВП; *5* — делитель газового потока; *6* — подвесные трубы; *7* — ширмовая ступень пароперегревателя; *8* — выходная ступень промежуточного перегревателя; *9* — промежуточный пароперегреватель; *10* — холодная ступень перегревателя ССКП; *11* — экономайзер; *12* — потолочное перекрытие каркаса; *13* — вторая по ходу пара ступень пароперегревателя ССКП; *14* — выходная ступень пароперегревателя ССКП; *15* — экраны ВРЧ; *16* — сопла третичного дутья; *17* — газозаборное окно; *18* — экраны НРЧ; *19* — горелка

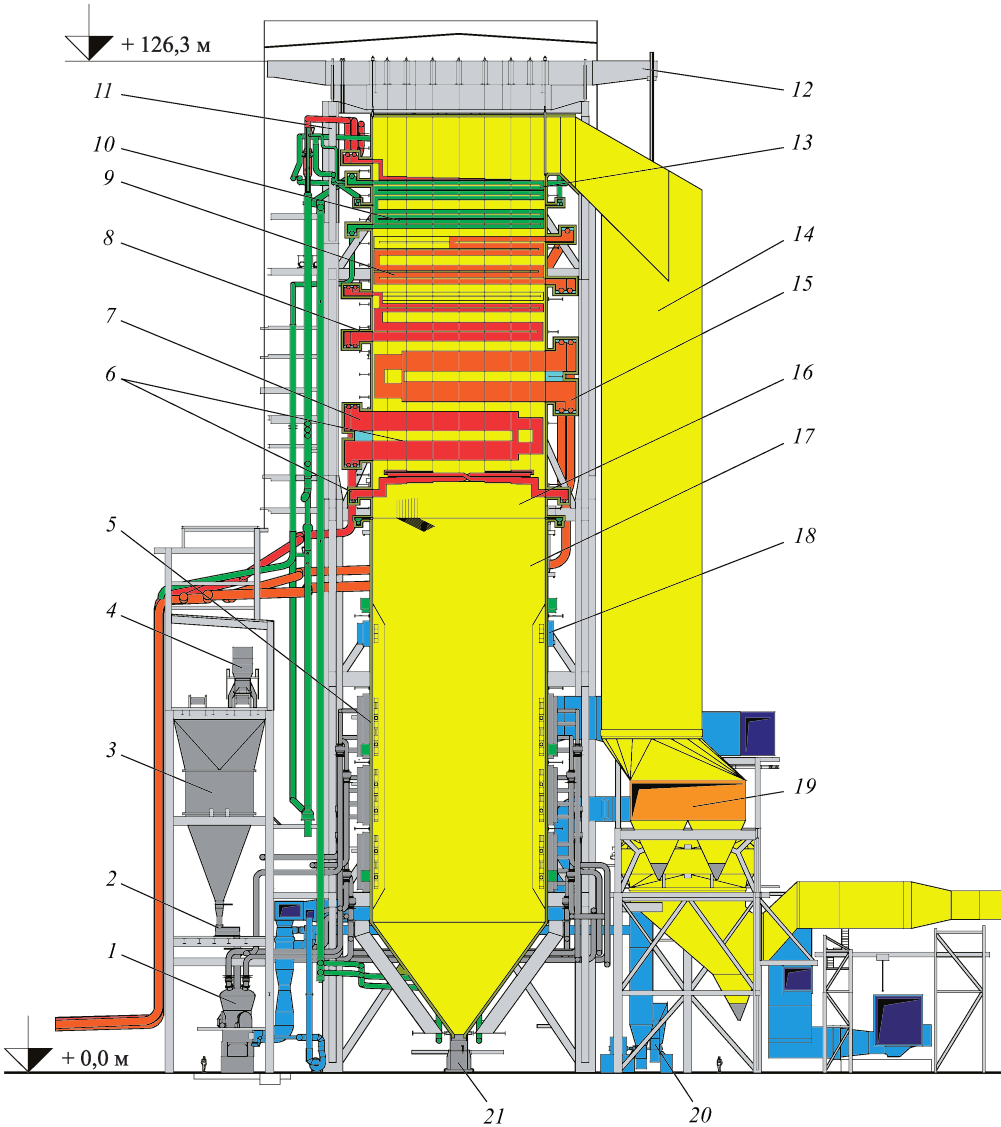



**Рис. 15.9. Котел блока 1000 МВт ТЭС «Вай Гоа Киао» фирмы Alstom (давление пара 29,1/7,35 МПа, температура перегрева 605/603 °С, паропроизводительность 2955 т/ч, топливо — битуминозный уголь):**

*1* — среднеходная мельница; *2* — питатель сырого топлива; *3* — бункер; *4* — ленточный транспортер топлива; *5* — горелка; *6* — подвесные трубы; *7* — выходная ступень пароперегревателя ССКП; *8* — промперегреватель ССКП (вторая ступень); *9* — промежуточный пароперегреватель; *10* — входная ступень пароперегревателя ССКП; *11* — сепаратор; *12* — потолочное перекрытие; *13* — экономайзер; *14* — опускной газоход; *15* — выходная ступень промежуточного пароперегревателя; *16* — экраны ВРЧ; *17* — экраны НРЧ; *18* — третичный воздух; *19* — РВП; *20* — дутьевой вентилятор; *21* — механизированное шлакоудаление

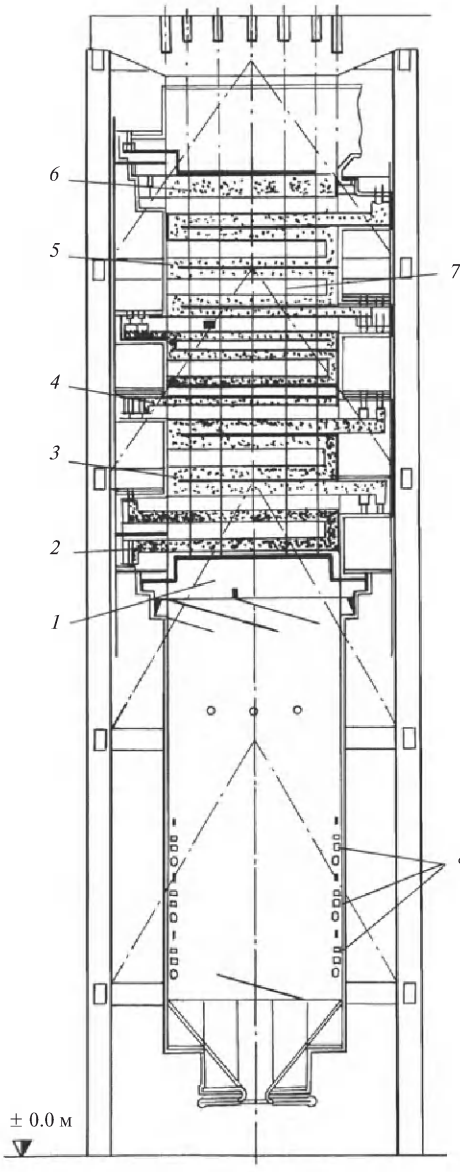



**Рис. 15.10. Проект котла по программе AD-700 (фирмы Alstom):**

*1* — стены (экраны); *2* — выходная ступень пароперегревателя ССКП; *3* — выходная ступень промежуточного пароперегревателя; *4* — пароперегреватель ССКП; *5* — холодная часть промежуточного пароперегревателя; *6* — экономайзер; *7* — подвесные трубы; *8* — горелки

Эксплуатация котла не выявила проблем со шлакованием и надежностью металла.

Учитывая положительный опыт работы блока на буром угле, разработаны блоки 1100 МВт с давлением 29 МПа и температурой перегрева 600/605 °С для ТЭС «Нейрат».

Параллельно по программе AD-700 идет работа над пылеугольным блоком 400 МВт с $p_{пе}$ = 35 МПа и $t_0/t_{пе.вт}$ = = 702/702 °С при температуре питательной воды 330 °С (рис. 15.10). Проблемными вопросами, на которые указывают разработчики, являются: выбор материала для экранов, пароперегревателей и коллекторов; ограничения в тепловосприятии экономайзера; низкие температуры газов за промежуточным пароперегревателем; увязка температур газов на выходе из экранов с температурой их на выходе из топки.

**Создание паровых турбин**. Критическими элементами при создании турбин на ССКП являются роторы ЦВД и ЦСД, для которых обычные трудности обеспечения необходимой прочности усугубляются технологическими проблемами изготовления огромных поковок высокого качества.

Создание новых турбинных материалов, обладающих необходимыми рабочими свойствами при суперсверхкритических начальных параметрах пара, является главной проблемой освоения нового уровня параметров. Установившееся совершенно неверное представление о паротурбинной энергетике как о направлении, достигшем предела своего технического развития ввиду невозможности повышения параметров пара, привело практически к полному свертыванию работ в нашей стране по созданию

ского (из-за своей массы) элемента — ротора ЦСД. Первые исследования материала слитков массой 16—19 т показали, что такие материалы могут быть получены в обозримом будущем.

Наибольших успехов в разработке новых жаропрочных материалов достигли фирмы Японии и Европы в рамках программы COST, специально осуществленной для разработки жаропрочных материалов для энергоблоков ССКП.

На рис. 15.11 представлены данные по длительной прочности роторных сталей, полученные специалистами ЦКТИ и ЛМЗ в результате испытаний турбинных роторов после их длительной эксплуатации. Видно, что отечественная хромомолибденованадиевая сталь Р2МА (точка *1*) имеет практически такие же характеристики, как и японская сталь 1 % Cr-Mo-V. Экстраполяция кривой для этой стали на повышенные температуры показывает, что при реальных напряжениях в роторах 70—80 МПа предельная температура для нее составляет 575 °С. По существу, это означает, что хорошо освоенная отечественная роторная сталь Р2МА не хуже японской и может применяться до 575 °С.

Сталь TOS101 была разработана в Японии в 60-е годы XX в. для роторов турбин с начальной температурой 566 °С. Первый ротор из нее был использован в турбине мощностью 375 МВт в 1973 г. К настоящему времени из этой стали изготовлено более 20 роторов для турбин мощностью до 1000 МВт, в основном для ЦСД и ЦВСД.

Улучшенная высокохромистая сталь TOS107, разработанная в 1982 г. с добавлением 1 % вольфрама, предназначена для роторов турбин с начальной температурой 593 °С. К настоящему времени из нее изготовлены роторы для цилиндров турбин мощностью до 700 и 1000 МВт. Новая сталь TOS110 предназначена для турбин с начальной температурой 630 °С. Из нее сначала были изготовлены поковки массой 20 т с наружным диаметром 1060 мм, из которых были взяты образцы и получены характери-

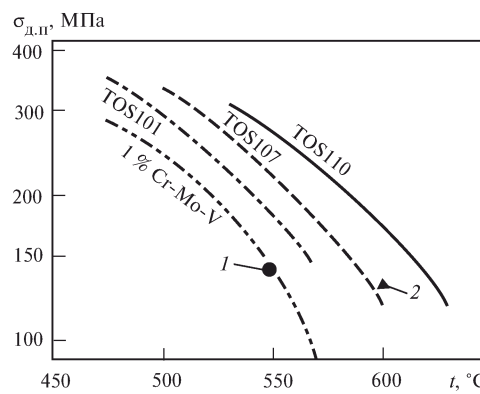



**Рис. 15.11. Сравнение длительной прочности японских и отечественных роторных сталей :**
*1* — сталь Р2МА; *2* — сталь ЭИ756

Іхаиа ç ав Гя Ль ь л Г Ы О З ЗЭ х п хв 0 л л ч х ь Л с я О Щ F — Г І І
ла Іе н о в ь Р ç З Э ç Че хГГ а я а ь Па с Т пл В хв І х пи В б Ы Т в л В Н О Г
я а а х Г а ь л Ва с О в л В ы а чс л В и І а В х І ь а П Щ ) Ре Ы и я В л В Ь І В К а я О
А В а ь о Г в О Г я ь ы н с а е Ы І П п х л В л в а я ь л Г а с В и ы В ы В а л Р В Ь Ь о х ь ь А Ь —
в Ь а Ы і ь Г х Г в с Р F — І В я ь ь І І в и л я н л ы а ч В с Ь п Г л а ч В а В а х и в В а Г І а
а с І в В І І Н Х Г І х в П л В В а п Ь а Ы ь В І В в Е О л Г л а В х л п х Н х В ы В / Ь Ы Г
Н а Н п о П л ч ь х І ь а с в б А Н В В и а я ч я В А Г І п Г л а Ч л І В А е В і я В В
І В с О в х а в а Г л а ч В О Н а в л а Ь Т и І ы В Ы Ы О В О л ь л Ч х а л О а в ч и / В —
І х а О Ь / О Н О л а ч У п О л а ч х а с Г Б е ь ь в / S В а а В А а Г х в Н Х х В І І Н І Г І Г
я а ч І В / я Ь л а ч І В в б е П л ь ь н е х Ь І О Ь ы В ч я с Ь ы В Ы Н х а Д А а и х В а В
л В в В ы В с и В а П а ч В Ь А В х О В а а О в Ю Р Л Л Ж Р Л І П С 5 / М П Л а ы а н Я О Н
В О І Ы а / Ь К ч н Т Ш Н П О л а ч В І а Г а а а Т с я л а Х Ь а Б л ь н а В В а в Г а л а я І І а Г В Ь
л Ь А В а ь о а н А Ь и Ь с В в О Ы а Г а ы І а В Я а Ь е Т а н а В к а а В В х Т Ы К в а В І ы
І В с О в х а в а Г л а ч н О И е В Н Ф / О О Н а Г а Т с Ы І х В Ы л а О Г х Т а л Г о с Х В Я
я Г а І х в а Е е х І к а п П а н а с Е Д л ь Б н л і Ь и О И в х В ь х Б А л І В / Ы Ь В а —
л В К Г л л Ы с Г О Г И х а в л ч Ь х І Ь а ч я в ь ь І В х В е Г І х Ь о л ь н О х Ъ в В Е —
Т Х І ч а Я О Н а Г І х Ь а а а я В х О В В в х Н О а л Д Д Ю Ш

5 а ь х Г а О х а в а В Т О Ь / О Ь Х А В л Г в ь В н с С Ъ О В І л ь В и е х а Ь Г а Ъ ч а В и х ч а Г І
І В / я Ь л а Г І а І х Г е В и а К л а ч х В Ъ В в В Ъ л В в Ь Ь и З н х е с Г х Г Ь М Н О а — І
п а Г В х а в с К в и і Ь л В ь ь н х Н О а А ы ч я х В н ы ц х О Г А Н Т І І а и А В В Н Г В с а Ь Ы —
л а Г В Ъ а С П О В З 0 Р Р З а Р Р Ъ 4 Р Р — 4 С Р Д В Т с Ь В в В х Т А Н О Г н В а Ь —
я Г л а а а К Ъ в л х Г л Г в А В с я х В І ы Ь ч я В А П І а ч Г х Ъ І п Ь В В
л Ь я Г с л В І а ц и Ь в а л я В а О З І З З х ы О х Н Ч С л а с л а х е с х Ь А Г Н О І Г
е І х Ь а а Ь О В х В О Ь в І Г І В а а о Ь л В Р — І Р Д

Л І с В а Ь / В в Ь І а Г и в а Ъ л Я Ч ч я х В В в В с І ь Ь Ы Н х а Д А л п Ь Ь а В І
в л І п Ь а Г 1 Р н — І В Я В І І в а в л х ч Х е ч Ы І В с а С Г І ч О Г е л Г а В Г Т
Я а С Ь Ь л а в О ь л а Д ч в ч х І Ь а и К а л а а В І Ы ч В а А х е В Ъ З Ъ В Ъ Э І Г Ь Т І —
І В п Г х Ь Т Х Ъ ч В І Г А Г / а Г С Г л х Ь ь Г І х Г І х н Г л л В І В в л В Х Н Л О Г В а с а Л а х О Н Г а —
л В І В В Ъ І Б л І Г В І П В С а Ь л а Я Т а а Р Ь Ь ы Ь Ь О и І а а л І І В Н І В в л а Я І Г Г В Ь а
в Ь Ь с В а л Г Ь Ь в В Я І В в л О П е и Г с В О Н І Г в е Р В Л Л Ы Ъ а М Р Л М С У Т в Н — І
с І Г а в х В Ъ Л с В Г О І Х О Г С В В Ь О Ь В І Н Х Ъ Г Ч Х а Ч І В І Л І Г О Я П Т Х Ы в С а а Д Г
с Ь О О Ь І о а Ч О Х Г Ч І в І В а Ь Ц Б а Я О Н а Т Х Х І С л Е а с Х В І Х Ы Г с е В О Г —
с Х Ы В Л В Г С Н а В І л а Г ç Я Г І х Е с Г х Г О Ь Н О Ш Ь В л л О е В І І Г а О Я О І І Г а В О Ь —
л а а В І х Г К в Г Л л В Г В а В л Я Г Т е и я О а Ь В л л О е В І І Г а О Н В е Ь О Н В Я Ъ —
о а в Ы Г Ч І В Л В а Х П а Л В а В Л Ь Я а С Ъ І а С / в Г І О В х В В А В Ь Ъ Ь Л Б Г а Г Ь К Т
В Ъ а Л Я а Х П а Л В Г І В а С Ь л Я Г Г Т л Ч Я е Ь в а В а К Я Ч І В І Б І с Я е С Г І О В а Н — В І
х В п л В І В Н а В Л л а Ч ы В а Ь Ч Я р Н Ъ Ы В х В В Ь Р Д а У а и Я І І І С В В І Г В
І х Н с Г л а — х х с а Я и Ц І В х Ь Г х Ь С О Ы а Я Ы В с Я Ь О Н Х Т а Ь х О Ъ л а В Н В В І
с О а л Н Я х П а л В І В а С Ь Я Ъ Т Ч І с Ь е В Ь / І а Г Я Т І Г Х В х В А В л Ь О Ь І л Г Г Ь О —
К а Т Ш О а л І О Н и н О О К а л Ь Ь / Ъ а и а н А І л е а л А а Ь І а и І Ъ В Я Ъ а І Я В В Ь Ь а Г
и Ь е Г О Г О І Н а О Н Т Х І Т х с Н Л а в Г и І В л а С л а Г х С С Г х Г Ь Ы Ъ С Н О Ь Ь О
в І а Г Я І х в а Г Я Ф І І Г а В О Ь л а ч / л Ы п а х Г а Ь І В с ы а л О а х Н Я Ж Л а В Г Н В С а Ь л а Г Я Г
е К І Г в В В А Х Л Г С І К а В В х Ь Ч І Ж Ь Ч а х а Ъ Г а / л В А В С а І А Б Х О Г В
л Ь І и В а Ь / Ч Х Г е Я І в а Г л а а

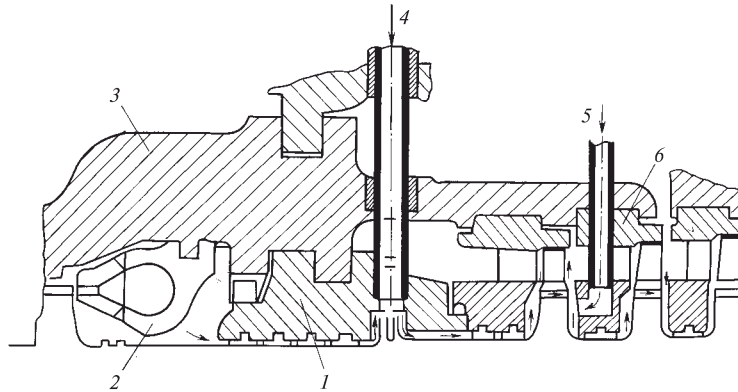



**Рис. 15.12. Схема универсальной системы охлаждения ротора ЦВСД японской турбины фирмы Toshiba мощностью 700 МВт на параметры 24,1 МПа, 593/593 °С:**

*1* — промежуточное уплотнение между ЧВД и ЧСД; *2* — сопловая коробка ЧВД; *3* — внутренний корпус; *4* — подача охлаждающего пара из первого отбора; *5* — подача охлаждающего пара из выходного патрубка ЧВД (второго отбора, холодной нитки промперегрева); *6* — диафрагма второй ступени

Использование отработавшего в ЦВД пара для охлаждения роторов реализовано ЦКТИ на 13 турбинах мощностью до 500 МВт. Хотя разработанная система устанавливалась в основном в целях повышения эксплуатационных характеристик работающих турбин (повышение малоцикловой долговечности, предупреждение прогибов вследствие ползучести и др.), она годится и для освоения повышенных температур пара.

Еще раньше принудительное охлаждение использовалось на опытно-промышленном энергоблоке с предвключенной турбиной СКР-100 на параметры пара 30 МПа и 650 °С на Каширской ГРЭС. Принудительное охлаждение ротора ЦСД применялось и на первой в мире современной мощной турбине ТЭС «Хекинен» при температурах 538/593 °С.

Идея применения только естественного охлаждения ротора ЦВД вследствие дросселирования в промежуточном уплотнении использована в предложении по реконструкции энергоблоков 300 МВт при одновременном повышении начальной температуры до 570 °С. По оценкам, снижение температуры может составить более 40—50°С, что достаточно для обеспечения длительной прочности ротора ЦСД.

Определенный интерес представляет давно применяемая в турбинах СКД Японии система естественного охлаждения, основанная на использовании насосного эффекта диска регулирующей ступени. Разработка и исследования этой системы (рис. 15.13) осуществлялись применительно к ротору двухпоточного ЦВД турбины мощностью 1000 МВт на параметры 24,1 МПа, 593/593 °С японской фирмы Mitsubishi. Охлаждение диска регулирующей ступени выполняется «прокачкой» части «холодного» пара из камеры регулирующей ступени в пространство перед ее диском. При этом расход пара через охлаждающие каналы под-

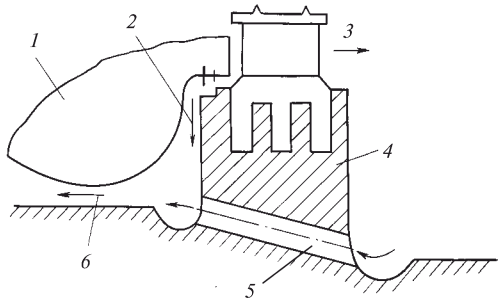



**Рис. 15.13. Охлаждение диска и вала под ним «холодным» паром из камеры регулирующей ступени:**

*1* — сопловая коробка; *2* — высокотемпературная утечка; *3* — основной поток пара; *4* — диск регулирующей ступени; *5* — охлаждающие каналы; *6* — охлажденная смесь

бирается таким образом, чтобы иметь в них турбулентное течение, обеспечивающее высокий уровень теплообмена. Затем нагретый пар смешивается с высокотемпературной корневой утечкой, и смесь пониженной температуры поступает на охлаждение средней части ротора.

Опыт использования системы охлаждения в России уже имеется. Совершенствование расчетных методик оценки температурных полей охлаждаемых элементов турбин и определение экономической выгоды от введения охлаждения позволят без больших затрат провести оптимизацию параметров этой системы и их конструктивные исполнения для турбин на повышенные параметры пара.

Применение любой системы охлаждения приводит либо к недовыработке мощности в турбине высокопотенциальным отбираемым паром (при принудительном охлаждении), либо к дополнительным потерям в проточной части вследствие затраты мощности. Поэтому система охлаждения должна быть выполнена так, чтобы выигрыш от повышения параметров пара при ее использовании превышал необходимые затраты. По многим причинам исследования теплообмена на натурных турбинах затруднительны и чрезвычайно дорогостоящи. Поэтому необходимы создание экспериментальных стендов, моделирующих процессы теплообмена и газодинамическую картину течения различных потоков пара в турбинной ступени, разработка уточненных методов расчета потерь в проточной части охлаждаемых ступеней с оценкой экономического эффекта для всей турбоустановки.

Можно с уверенностью прогнозировать, что подобно тому, как охлаждение лопаток газовых турбин привело к революции в газотурбостроении и создало предпосылки к появлению высокоэкономичных утилизационных ПГУ, разработка систем охлаждения паровых турбин приведет к аналогичной революции в паротурбостроении. Это тем более целесообразно, что в наших научных организациях накоплен огромный задел в исследованиях теплообмена.

В отличие от ГТУ паровым турбинам СКД и ССКП в бывшем СССР уделялось особое внимание. Были времена, когда СССР лидировал в строительстве энергоблоков СКД, ввел в эксплуатацию и освоил энергоблок с турбиной СКР-100 на параметры 29,4 МПа и 650 °С (1966 г.).

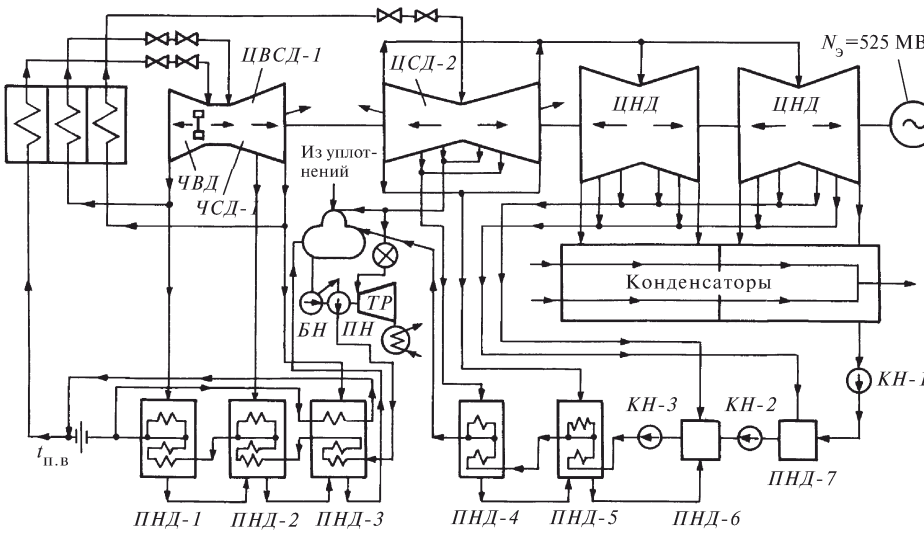



**Рис. 15.14. Тепловая схема энергоблока ССКП мощностью 525 МВт:**
*БН* — бустерный насос; *ПН* — питательный насос; *КН* — конденсатный насос

С начала 90-х годов XX в. научно-техническая общественность России, обеспокоенная наметившимся отставанием энергетики России в области освоения ССКП, подняла вопрос о необходимости вновь вернуться к повышению параметров (здесь следует в первую очередь отметить усилия ученых кафедры паровых и газовых турбин МЭИ). Были проработаны различные концепции турбоустановок с турбиной мощностью 525 МВт с начальным давлением $p_0$ = 29 МПа. Температура свежего пара и пара промперегрева варьировалась от 580 до 600 °С, давление в конденсаторе $p_к$ = 3,4 кПа, температура питательной воды $t_{п.в}$ = = 300 °С. Вариант с одним промперегревом базировался на усовершенствованной тепловой схеме турбины К-500-23,5-4, выпущенной ЛМЗ для района Экибастуза. При расчетах принято, что проточная часть турбины отвечает современному уровню, лопатка последней ступени имеет длину 1200 мм (кольцевая площадь выхода пара из ступени $\Omega$ = 11,3 м$^2$), КПД котла $\eta_к$ = 94,5 %. Итоги расчета влияния температуры пара на КПД энергоблока мощностью 525 МВт при одном промежуточном перегреве пара приведены ниже:

| | | | |
|---|---|---|---|
| $t_0/t_{п.п}$, °С . . . . . | 580/580 | 580/600 | 600/600 |
| КПД $\eta_{эб}^{нетто}$, % . . . . . | 44,94 | 45,11 | 45,33 |

Как видно, при начальных параметрах пара 29 МПа, 600/600 °С вполне достижим КПД энергоблока нетто 45,3 %.

На рис. 15.14 представлена тепловая схема энергоблока с двумя промежуточными перегревами. Результаты расчета влияния температуры пара

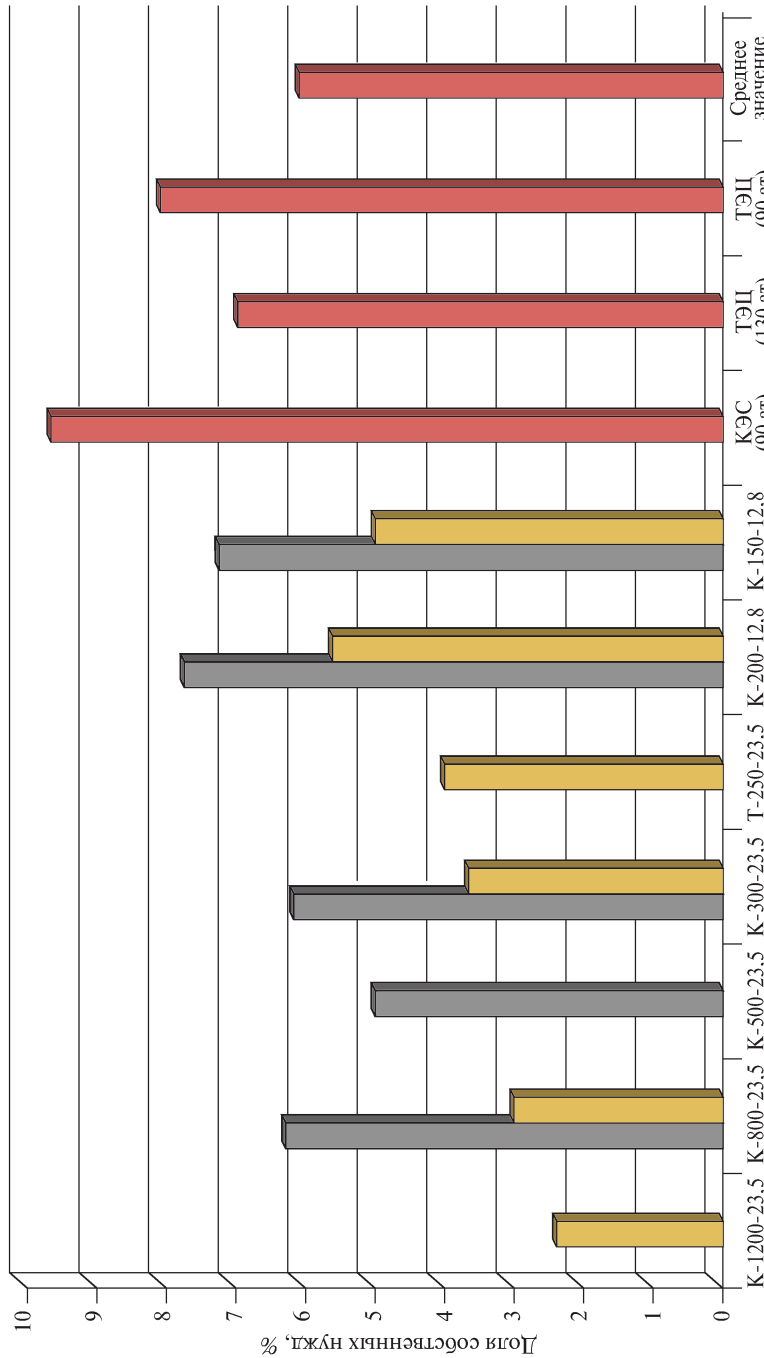



**Рис. 16.1. Собственные нужды энергоблоков и ТЭС России с различным турбинным оборудованием**

только на 0,4 %, так как КПД преобразования теплоты в работу находится на уровне 40 %.

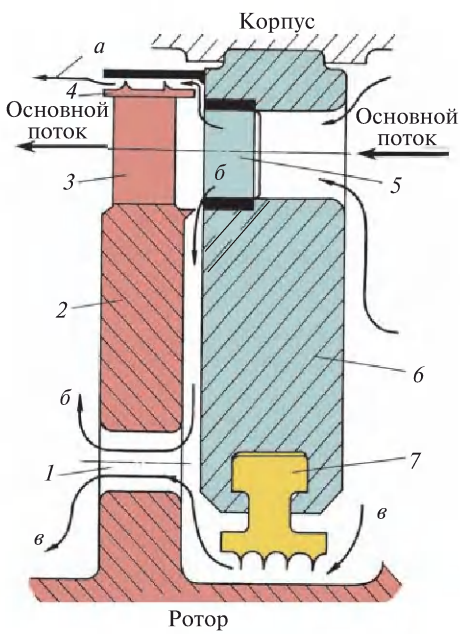
Совершенствование турбины — это самый универсальный способ повышения экономичности ТЭС: он всегда дает эффект вне зависимости от параметров пара, тепловой схемы, условий эксплуатации и т.д. Даже наоборот: чем менее совершенна турбоустановка, тем больший относительный эффект от совершенствования турбины.

Та часть работоспособности пара, которую при его протекании в турбине удалось преобразовать в работу, находится на уровне 40 %. Часть работоспособности пара, которую при его протекании в турбине не удалось преобразовать в работу, условно называется потерей энергии.

Наибольшие потери возникают при течении пара в сопловых и рабочих решетках, особенно в ЦВД и ЦНД, где это течение носит явно выраженный пространственный характер и точный расчет которого затруднителен. Эти потери так и называют *потери в решетках*.

Вторыми по значению являются так называемые *потери с выходной скоростью*. Объем пара, покидающего ЦНД, огромен (напомним, что при давлении за последней ступенью 4 кПа объем, занимаемый 1 кг пара, составляет 29 м$^3$), а площадь для выхода пара из каналов рабочих лопаток последней ступени ограничена их прочностью. Поэтому средняя скорость пара, покидающего ступень, может превышать 300 м/с, энергия этого пара не используется для выработки мощности и поэтому теряется.

Третьими по значению являются паразитные *протечки* пара мимо сопловых и рабочих решеток (рис. 16.2): периферийная, корневая (у корня рабочих лопаток), диафрагменная. Пар протечек не поступает на рабочие лопатки ступени и потому не производит работы.




Аэродинамическое совершенствование турбин за рубежом в последние 20 лет было связано, прежде всего, с практическим внедрением в реальные конструкции предложений, большинство из которых

**Рис. 16.2. Протечки в ступени турбины:**

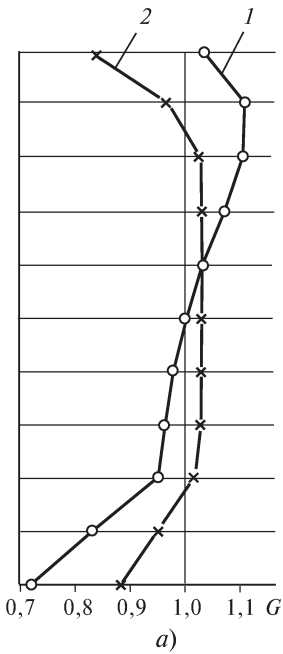
*1* — разгрузочные отверстия в диске для выравнивания давления по обе его стороны и уменьшения осевого усилия, действующего на упорный подшипник; *2* — диск; *3* — рабочие лопатки; *4* — бандаж с уплотнительными гребнями; *5* — сопловые лопатки; *6* — диафрагма; *7* — сегменты диафрагменного уплотнения с гребнями; *а* — периферийная протечка; *б* — корневая протечка; *в* — диафрагменная протечка

Цифровая библиотека Ухтинского государственного технического университета





**Рис. 16.3. Диафрагмы с саблевидными лопатками турбин фирмы Siemens**




*а*)



*б*) *в*)



**Рис. 16.5. Рабочие лопатки фирмы Siemens умеренной веерности, выполненные с пространственным профилированием**

**Рис. 16.4. Распределение относительного расхода пара *G* по высоте ступени (*а*), сопловая лопатка старой (*б*) и улучшенной (*в*) конструкций:**

*1* — распределение расхода в ступени с лопатками (*б*); *2* — то же для лопатки (*в*)

На рис. 16.6 показаны три последовательных модификации рабочих лопаток для ЦВД и первых ступеней ЦНД паровых турбин для АЭС фирмы GEC-Alstom: обычная («радиальная») лопатка постоянного профиля (рис. 16.6, *а*), используемая в отечественных турбинах; саблевидная лопатка (рис. 16.6, *б*) и, наконец, новая лопатка с прямой радиальной выходной кромкой (рис. 16.6, *в*). Новая лопатка обеспечивает КПД на 2 % больший, чем исходная (рис. 16.6, *а*).

**Меридиональное профилирование.** Первые ступени паровых турбин, особенно на сверхкритические параметры пара, имеют сопловые и рабочие лопатки очень малой высоты. Для повышения КПД таких решеток еще в 60-е годы XX в. кафедра паровых и газовых турбин МЭИ предложила так называемое *меридиональное профилирование* сопловых каналов, при котором (рис. 16.7) верхний (меридиональный) обвод канала выполняется не цилиндрическим или коническим, а суживающимся.

Меридиональное профилирование впервые исследовано в МЭИ, и различные типы решеток испытаны в экспериментальной турбине. Для решеток малых высот (менее 25 мм) меридиональное профилирование дает относительное повышение КПД ступени более 2 %, а для высоты 10 мм относительное повышение КПД составляет около 3 %. Промышленное

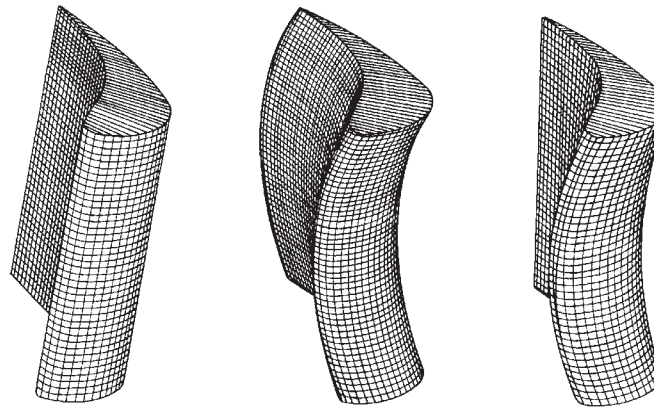



**Рис. 16.6. Три последовательные модификации профильной части рабочих лопаток умеренной длины фирмы GEC-Alstom**

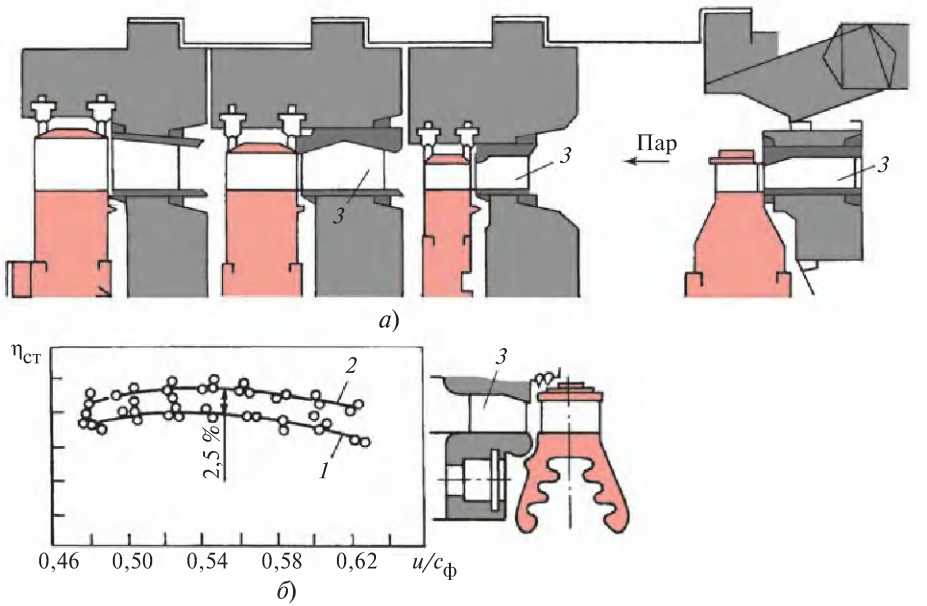



**Рис. 16.7. Меридиональное профилирование в первых ступенях паровых турбин фирмой General Electric (*а*) и выигрыш в КПД ступени (*б*):**

*1* и *2* — КПД ступени без меридионального профилирования и с ним; *3* — сопловая решетка с меридиональным профилированием



←
**Рис. 16.8. Профильная часть рабочей лопатки последней ступени фирмы Siemens, обеспечивающая площадь выхода 12,5 м$^2$**

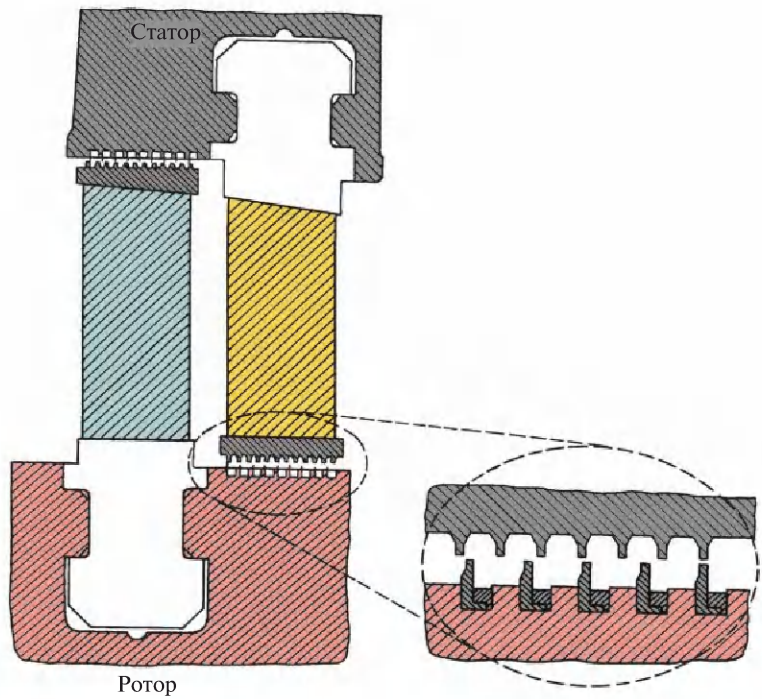



**Рис. 16.9. Разношаговое многогребенчатое уплотнение фирмы Siemens**

существенно большее число гребней: 8—12 по сравнению с традиционными двумя, иногда тремя гребнями. При прочих равных условиях это дает снижение потерь от протечки более чем в 2 раза;

возможность выполнить примерно вдвое меньший радиальный зазор, что обусловлено наличием гарантированного зазора между гребнями ротора и статора и отсутствием опасности задевания между гребнями. Это дает снижение протечек еще примерно в 2 раза. Таким образом, применение многогребенчатых надбандажных уплотнений позволяет снизить протечки пара через периферийные зазоры в 4—5 раз, что дает существенный выигрыш в относительном внутреннем КПД ступени, зависящий от ее параметров. Например, для первых ступеней ЦВД турбины К-300-23,5 ЛМЗ протечка через периферийные уплотнения при традиционных двух-

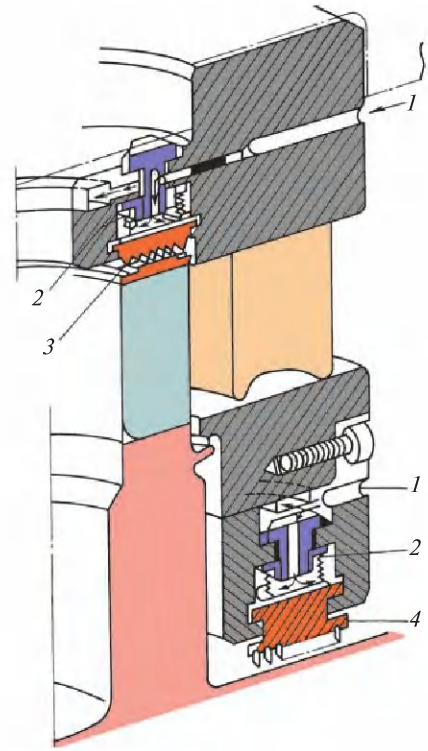



**Рис. 16.10. Ступень с саморегулируемыми радиальными зазорами фирмы General Electric:**

*1* — подвод пара повышенного давления; *2* — отжимающие пружины; *3* — периферийное (надбандажное) уплотнение; *4* — диафрагменное лабиринтное уплотнение

до 1,52 мм, что привело к снижению экономичности турбины на 0,35 %.

В последние годы ряд фирм, в частности фирмы General Electric и Toshiba, используют так называемые саморегулируемые уплотнения.

Идея этих уплотнений (рис. 16.10) состоит в том, что при пуске турбины сегменты уплотнений в диафрагмах отжимаются пружинами таким образом, что образуются бóльшие радиальные зазоры и это обеспечивает отсутствие задеваний при пуске. После синхронизации турбины в полость пазов под сегменты уплотнений подается пар повышенного давления (большего, чем давление в проточной части уплотнений), этим давлением сегменты уплотнений отжимаются к центру вала, и зазоры уменьшаются до номинального значения. Таким образом обеспечиваются сохранность уплотнений при переходных режимах и малые зазоры, а следовательно, малые протечки при нормальной работе турбины.

Уплотнения устанавливаются на участках вблизи середины пролета ротора, где смещения максимальные. Окупаемость затрат при замене старых на более сложные новые уплотнения, по данным фирмы, составляет период менее 1 года.

Для условий России применение таких уплотнений наиболее целесообразно на турбинах мощностью 300—800 МВт производства ЛМЗ.

Рассмотренные способы усовершенствования элементов отечественных паровых турбин могут быть реализованы без существенного изменения традиционной технологии, освоенной на российских предприятиях-производителях паровых турбин, и не требуют применения новых неосвоенных материалов.

При таком комплексном усовершенствовании общее повышение экономичности, по существу, получается суммированием экономических эффектов от отдельных рассмотренных мер. Оценка показывает, что

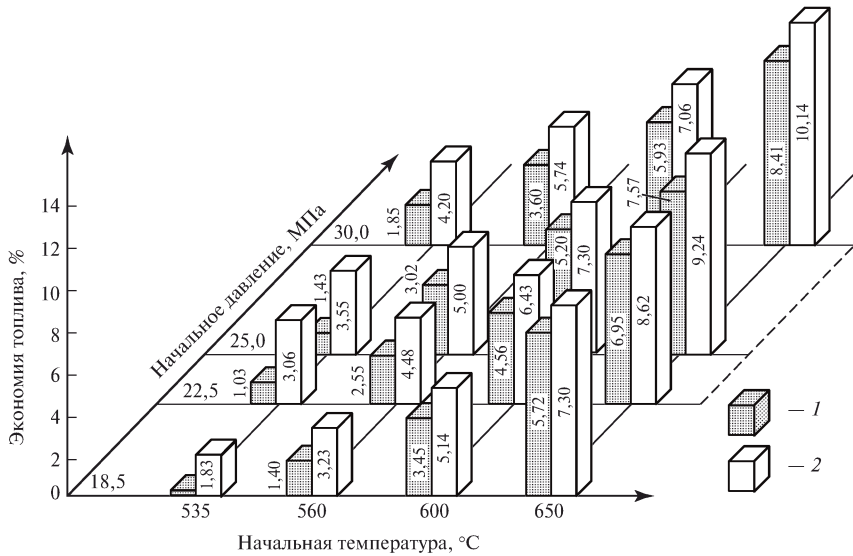



**Рис. 16.11. Влияние начальных параметров энергоблока на экономию топлива:**
*1* — один промежуточный перегрев; *2* — два промежуточных перегрева

имела опыт освоения и использования энергоблоков СКД, больший, чем какая-либо другая страна. Переход к энергоблокам СКД приводит к существенной расчетной экономии топлива (рис. 16.11), которая зависит от трех факторов: начальной температуры и температуры промежуточного перегрева, начального давления и числа промежуточных перегревов. Из рис. 16.11 видно, что переход от параметров 18,5 МПа/535/535 °С к параметрам 30 МПа/650/650 °С дает экономию топлива 8,41 %. Введение второго промежуточного перегрева добавляет к экономии топлива еще 1—2 % в зависимости от соотношения параметров. В настоящее время мировая теплоэнергетика уже перешла к энергоблокам суперсверхкритических параметров пара, освоив параметры 30 МПа, 600 °С. В зарубежной печати имеются сообщения о работе над энергоблоком на начальную температуру 720 °С.

Целесообразность постепенного перехода к энергоблокам ССКП в России в настоящее время обусловлена следующими обстоятельствами.

1. Повышение параметров пара — это один из наиболее эффективных способов увеличения КПД ТЭС. Для России, где климатические условия позволяют иметь глубокий вакуум в конденсаторе, главными мерами являются повышение параметров пара и введение второго промперегрева. Необходимо также подчеркнуть, что повышение параметров дает эффект независимо от вида используемого топлива.

2. Переход к ССКП дает значительный эффект не только в традиционных технологиях сжигания топлива, но и во всех комбинированных

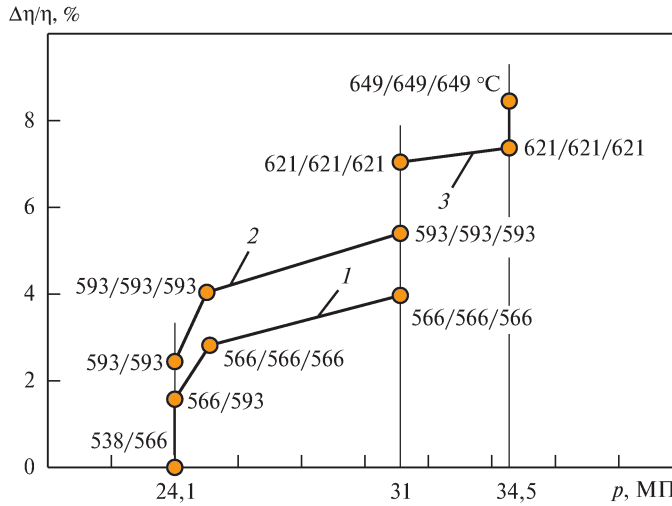



**Рис. 16.12. Относительное повышение КПД турбинной установки по отношению к КПД турбин с параметрами 24,1 МПа, 538/566 °С (по данным японских энергетиков):**

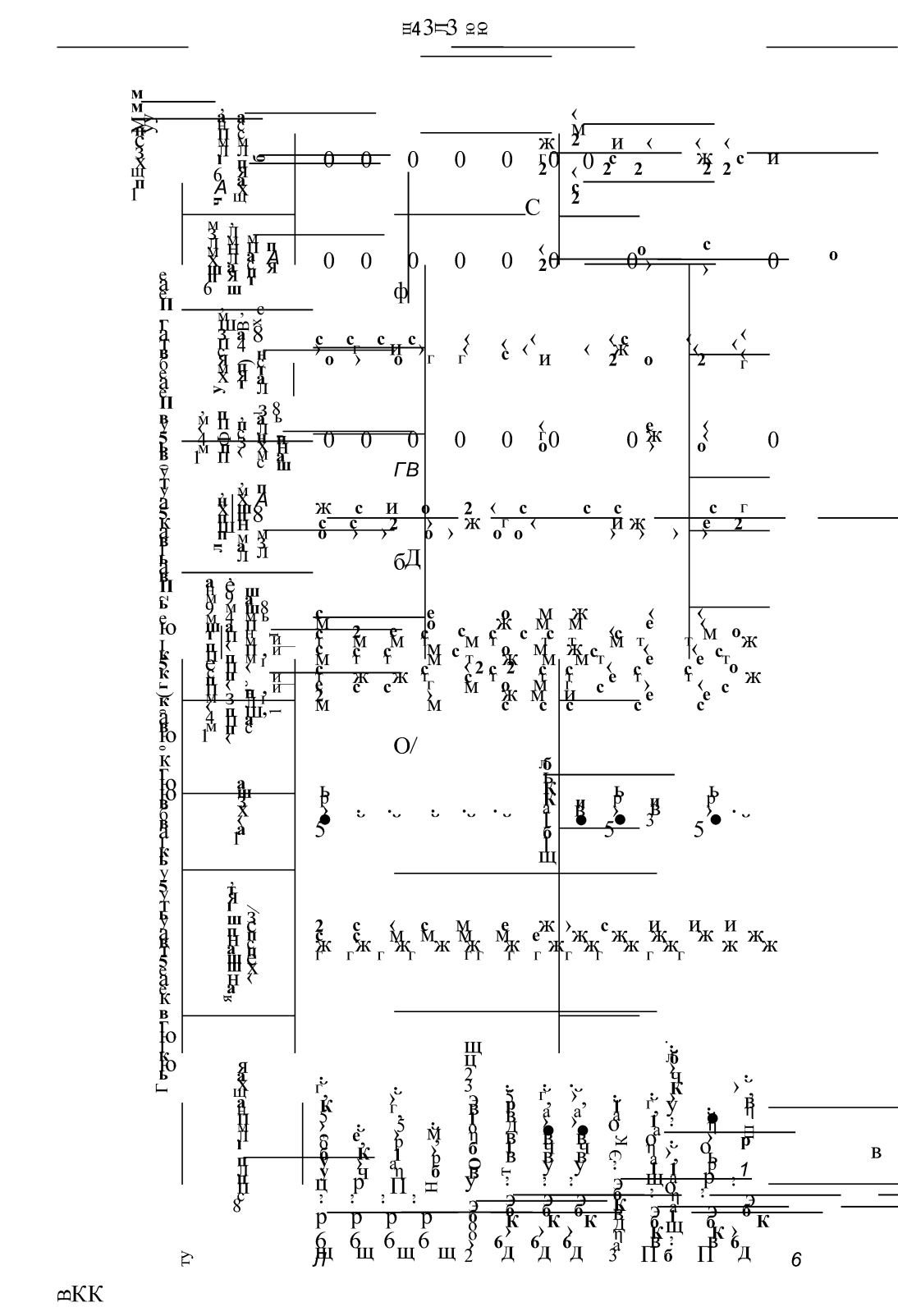
*1* — работающие ТЭС; *2* — освоенные параметры; *3* — энергоблоки с технологией и материалами будущего

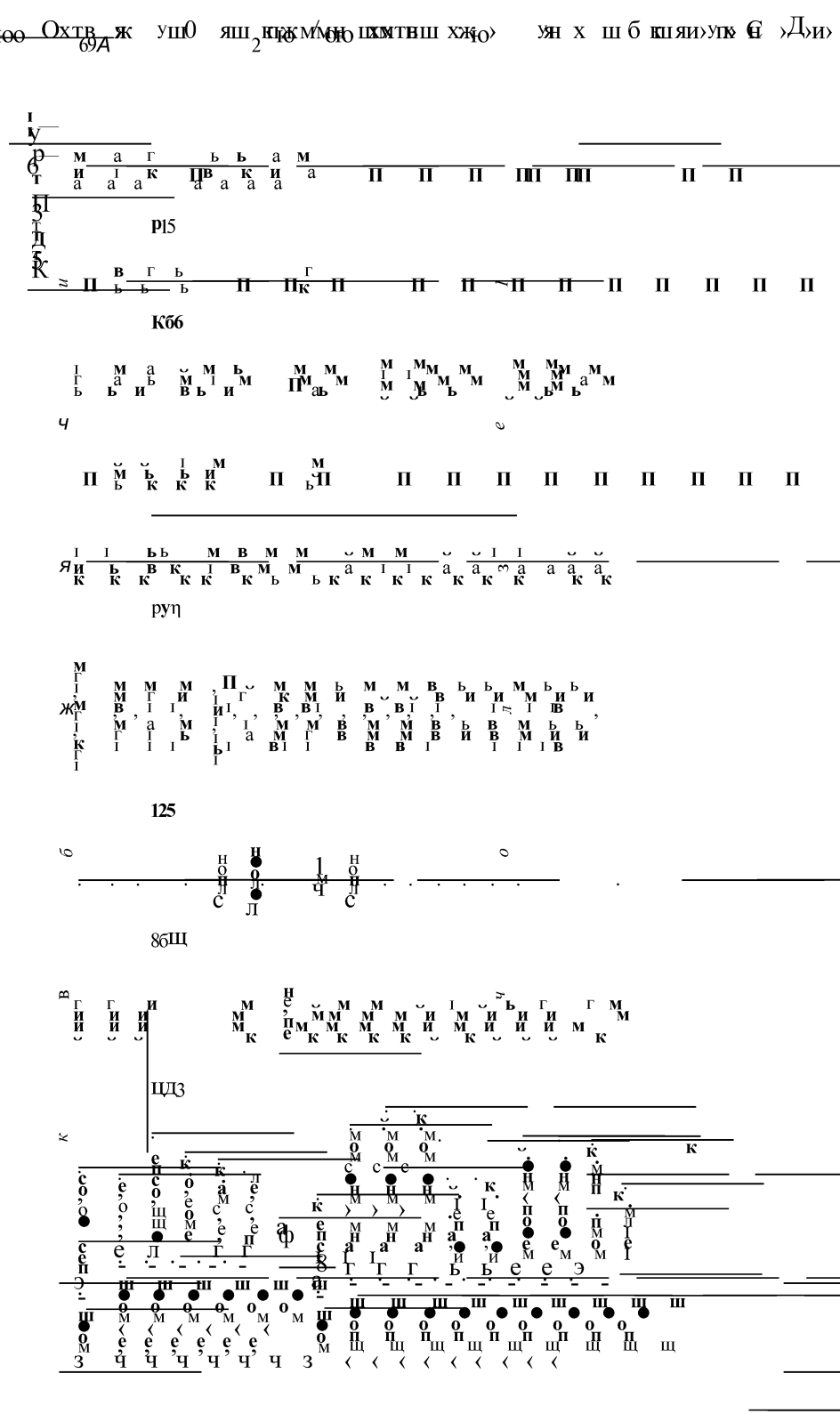
мия топлива 5 % по сравнению с расходом топлива на обычном энергоблоке СКД на 24 МПа, 538/566 °С.

Одним из основных требований к оборудованию на ССКП является сохранение таких эксплуатационных показателей, как надежность, экономичность на частичных режимах, маневренность на уровне не худшем, чем у энергоблоков СКД. Известно, что противники создания энергоблоков СКД в качестве аргумента в первую очередь выдвигали невозможность обеспечить именно эти эксплуатационные характеристики. Однако опыт освоения энергоблоков СКД показал, что при нормальной эксплуатации они не уступают энергоблокам докритического давления. К сожалению, работа энергоблоков ССКП («Эддистоун-1», СКР-100-300) в первое время сопровождалась появлением трещин в паровпускных элементах, выполненных из аустенитных сталей, вследствие как их неблагоприятных физико-механических характеристик, так и несовершенства методов расчета долговечности с учетом переходных режимов, а также несовершенством режимов пуска.

К энергоблоку «Кавагое-1» уже при проектировании предъявлялись требования по маневренности такие же, как и к другим энергоблокам Японии, в частности ежедневные пуски с учетом большой и возрастающей из года в год неравномерности графика нагрузки. Удовлетворение требований по маневренности энергоблоков ССКП не должно вызывать каких-либо особых проблем.

Возможность обеспечения надежной эксплуатации энергоблоков ССКП подтверждается 18-летним опытом работы энергоблока «Кавагое-1».





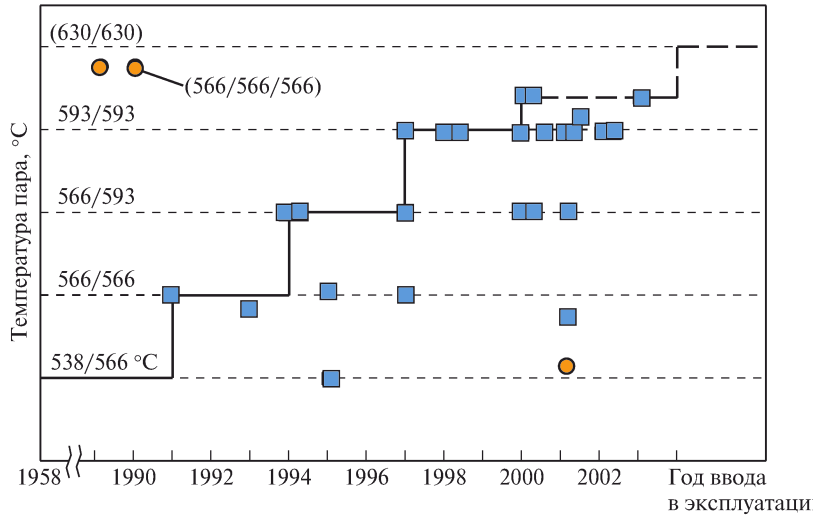



**Рис. 16.13. Освоение энергоблоков СКП в энергетике Японии**

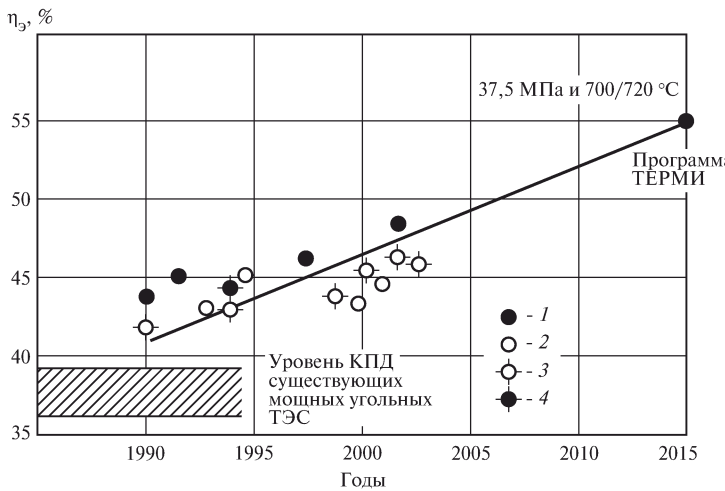



**Рис. 16.14. Тенденции повышения экономичности угольных энергоблоков СКП (данные ВТИ):**

*1* — энергоблоки Дании; *2* — энергоблоки Германии; *3* — энергоблоки Японии; *4* — энергоблок Финляндии

3496086 7 ... ) ... , ... , ... ,

Физическая причина старения состоит в зернистой структуре металла и образовании пор по границам зерен. Анализ изменения структуры металла по мере срока службы оборудования показывает, что после достаточно длительного времени по границам соседних зерен металла возникают отдельные микропоры, видимые при 500-кратном увеличении. Их число растет, и постепенно появляются цепочки микропор. В свою очередь, цепочки микропор при дальнейшем развитии процесса ползучести сливаются в микротрещины, длина которых достигает одного-двух зерен.

Микроповрежденность металла оценивается по бальной системе (баллы 1—6). Отсутствие микропор, выявляемых оптическими методами, соответствует баллу 1, наличие по границам зерен микротрещин длиной 0,2—0,3 мм и появление макротрещин — баллу 6. Промежуточные оценки соответствуют разной длине микропор и их числу в поле микроскопа с 800—1000-кратным увеличением.

На рис. 17.1 показана зависимость разрушающих напряжений в детали $\sigma$ от так называемого параметра Ларсона—Миллера

$$P = T(20 + \lg \tau_p) \cdot 10^{-3}, \qquad (17.1)$$

где $T$ — абсолютная температура; $\tau_p$ — время пребывания материала при этой температуре.

Параметр $P$ характеризует требование к материалу детали проработать число часов $\tau_p$ при температуре $T$, и тогда зависимость $\sigma(P)$ определяет то напряжение, которое способна выдержать деталь. Наоборот, если

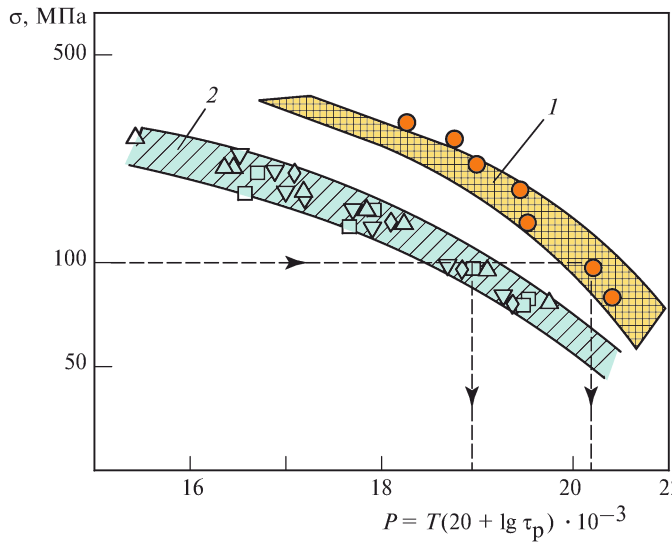



**Рис. 17.1. Влияние длительной работы материала ротора при высокой температуре на его длительную прочность:**

*1* — полоса разброса длительной прочности для центральной части ротора перед вводом в эксплуатацию; *2* — то же после длительной эксплуатации

деталь работает при напряжении $\sigma$ и температуре $T$, то зависимость $\sigma(P)$ определяет значение параметра $P$, дающего возможное время работы детали. Если, например, в детали действует напряжение $\sigma = 100$ МПа (примерно такие напряжения действуют на расточке цельнокованого ротора), а прочность материала отражается областью для исходного (в состоянии поставки) материала, то при работе детали параметр $P = 21{,}8$, и из формулы (17.1) легко получить, что при температуре 520 °С материал детали может проработать $\tau_p = 33{,}8$ млн ч, после чего в ней появится трещина. В действительности уже после 130—150 тыс. ч работы вследствие пребывания при высокой температуре прочность материала изменится, параметр $P$ станет равным 19 и его возможная долговечность составит примерно 1 660 000 ч, т.е. уменьшится в 20 раз. С учетом естественного разброса свойств материала, значительной чувствительности $\tau_p$ к отклонениям напряжений и температуры расчетная долговечность 1 660 000 ч не является чрезмерной.

На рис. 17.2 показано распределение вязкости разрушения $K_{Ic}$ (см. гл. 1) вдоль ротора цилиндра паровой турбины, которая характеризует сопротивление металла хрупкому разрушению при наличии трещин. Свежий пар и пар из промежуточного перегрева в таком цилиндре подводится в среднюю зону, и поэтому она самая горячая. Видно, что в зоне подвода свежего пара и пара из промежуточного пароперегревателя после 130—150 тыс. ч эксплуатации вязкость разрушения материала снизилась при-

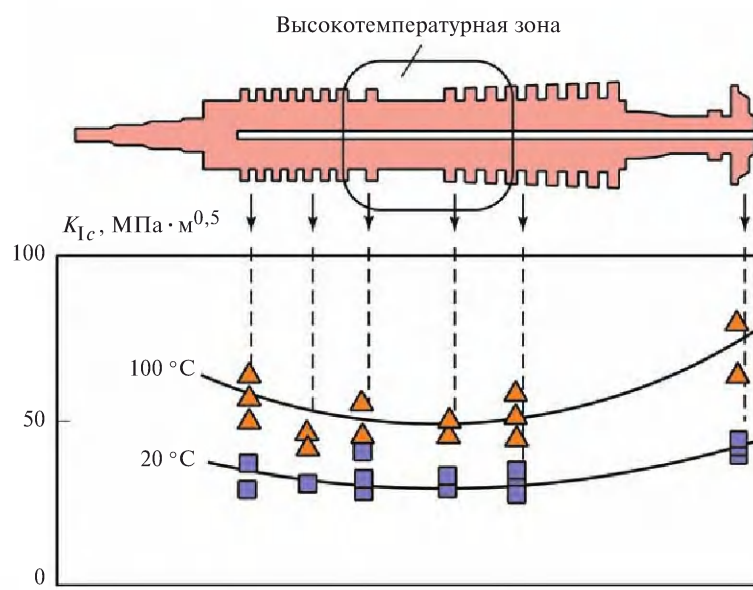



**Рис. 17.2. Деградация сопротивления хрупкому разрушению роторной стали вследствие длительной эксплуатации (результаты испытаний образцов при 20 и 100 °С)**

мерно на 20 %, и тогда деталь разрушится хрупко при наличии трещины длиной, примерно на 50 % меньшей, чем деталь из исходного материала.

Точно так же уменьшается твердость металла (рис. 17.3), отражающая его прочность: пребывание при высокой температуре снижает и эту характеристику металла.

Для того чтобы понять суть явления, рассмотрим результаты анализа влияния температуры и времени пребывания $\tau$ материала при высокой температуре (времени старения) на время до разрушения $\tau_p$, полученное в испытаниях образцов после старения. Эти результаты показаны на рис. 17.4 (анализ доктора техн. наук В.Ф. Резинских). По оси абсцисс графика отложен параметр

$$P_1 = T\,(\lg\tau - 2\lg T + 25)\cdot 10^{-3}. \qquad (17.2)$$

Параметр $P_1$, зависящий от температуры и времени старения, определяет структуру металла: если, например, материал работает короткое

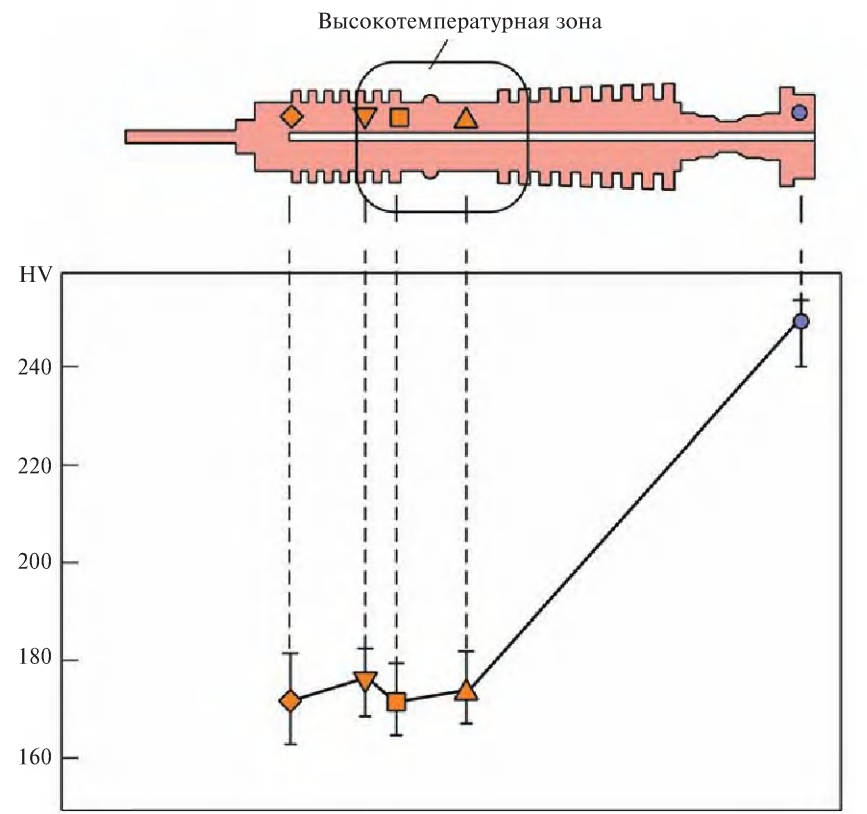



**Рис. 17.3. Деградация твердости (по Виккерсу) роторной стали вследствие длительной эксплуатации**

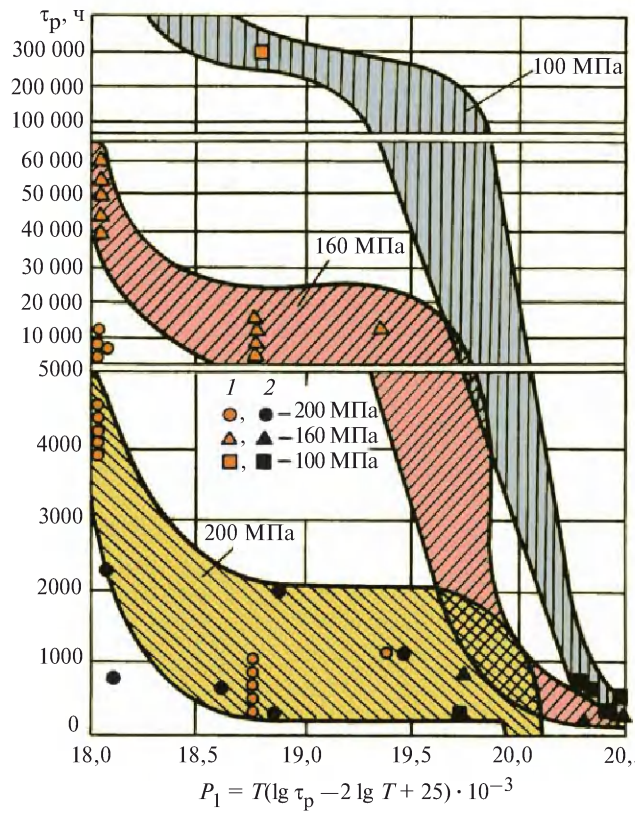



**Рис. 17.4. Кинетика изменения длительной прочности роторной стали Р2МА вследствие длительной эксплуатации:**

*1* — испытания образцов из материала длительно работавших роторов; *2* — испытания образцов после изотермических выдержек при высокой температуре

время при высокой температуре или длительно, но при малой температуре, а параметр $P_1$ для этих двух случаев одинаков, то считается, что и образующаяся структура металла в этих двух случаях также одинакова. Если из различных зон, например ротора, прослужившего достаточно длительное время, изготовить образцы, то их структура будет различной и ее можно характеризовать соответствующими значениями параметра $P_1$. Если теперь все эти образцы нагрузить одинаковым напряжением σ, например σ = 160 МПа, и поместить в среду с одинаковой температурой, то через некоторое время $\tau_p$, отложенное по оси ординат, произойдет разрушение этих образцов, причем время пребывания под нагрузкой $\tau_p$ зависит от параметра $P_1$. Для всех значений напряжения σ характер зависимости долговечности $\tau_p$ от $P_1$ оказывается одинаковым (рис. 17.4):

на первом этапе эксплуатации (20—40 тыс. ч) прочность стали уменьшается и затем стабилизируется, а при значении параметра $P_1$ в пределах 19,5—20,0 она катастрофически падает. Температура металла в наиболее горячих зонах турбины находится на уровне 500 °С, и тогда из соотношения (17.2) легко получить, что при приведенных значениях параметра $P_1$ для разрушения необходимо достигнуть наработки 1—2 млн ч, что в 2—5 раз меньше, чем наработка, достигнутая в настоящее время.

Аналогичным образом происходит изменение и других характеристик прочности.

Таким образом, металл длительно работающих турбин сегодня и в ближайшие 10 лет будет оставаться достаточно далеким от своего предельного состояния — полной потери несущей способности.

Почему же все-таки наработка более 170—220 тыс. ч приводит к опасности массового вывода из эксплуатации энергетического оборудования? Ответ на этот вопрос прост: в процессе эксплуатации на фоне общего ухудшения механических свойств в наиболее напряженных зонах возникают дефекты, растущие и достигающие критического размера, при котором происходит практически мгновенное хрупкое разрушение детали.

Опасности внезапного *хрупкого разрушения* после длительной эксплуатации подвергаются паропроводы, особенно их тройники и гибы, в которых возникают повышенные напряжения; арматура (корпуса задвижек и стопорных клапанов); корпуса стопорных и регулирующих клапанов свежего пара и пара промежуточного перегрева; корпуса и цельнокованые роторы высокотемпературных цилиндров паровых турбин.

Особенно опасны по своим последствиям разрушения роторов. В качестве примера на рис. 17.5 показано разрушение ротора низкого давления (частота вращения 3600 об/мин), произошедшего в 1974 г. при пуске из холодного состояния на американской станции. В результате аварии образовались 23 куска массой более 40 кг и один массой 800 кг. Причиной разрушения явились мелкие трещины, возникающие возле неметаллических включений внутри ротора под действием малоцикловой усталости и ползучести, которые в процессе пусков (турбина прослужила 106 000 ч при 145 пусках из холодного состояния и 150 пусках из горя-

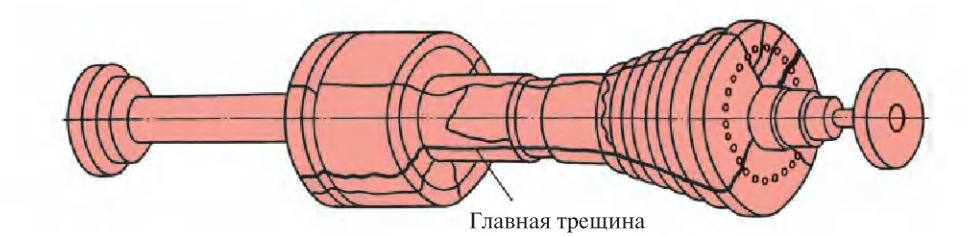



**Рис. 17.5. Хрупкое разрушение ротора американской турбины**

чего состояния) объединились в магистральную трещину, достигшую критического размера, после чего и произошло разрушение.

Хрупкие разрушения роторов, как правило, приводят к механическому разрушению всего турбоагрегата (и турбины, и генератора), к возникновению пожара вследствие горения масла, поступающего из системы маслоснабжения подшипников, приводящего в считанные минуты к обрушению кровли, повреждению соседствующего вспомогательного оборудования и даже устройств, находящихся вне машинного зала (например, блочных трансформаторов). На многие месяцы из эксплуатации выводятся не только турбоагрегат, претерпевший аварию, но и соседние турбоагрегаты.

При длительной работе трещины образуются (рис. 17.6) в зонах максимальной температуры: на внутренней поверхности осевых каналов под дисками первых ступеней ЦВД и ЦСД. Считается, что в общем случае они имеют плоскую полуэллиптическую форму с короткой полуосью, равной глубине $l$ трещины, и длинной осью $2c$. Чем больше эллиптичность $l/2c$, тем опаснее трещина: при одинаковой глубине $l$ трещина с $l/2c = 0{,}1$ примерно вдвое опаснее, чем трещина с $l/2c = 0{,}5$. Трещина располагается в плоскости, проходящей через ось ротора, так как при вращении центробежные силы стремятся разорвать ротор по радиальным плоскостям.

Расчеты показывают, что для хрупкого разрушения типичного цельнокованого ротора достаточно на его расточке иметь осевую трещину глубиной 25—40 мм (при диаметре бочки ротора примерно 500—550 мм).

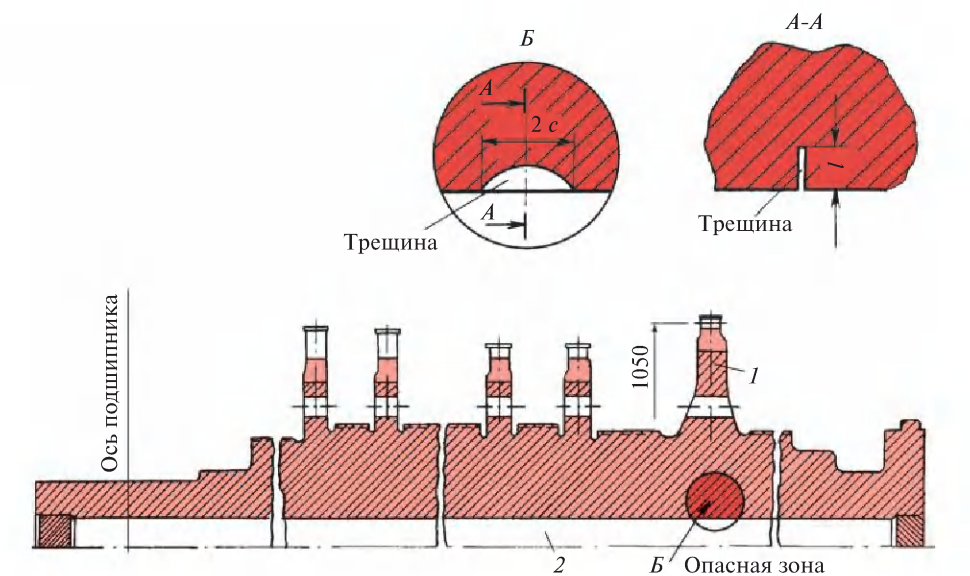



**Рис. 17.6. Опасная зона ротора ЦВД турбины и схема дефекта (трещины):**
*1* — диск цельнокованого ротора первой ступени; *2* — поверхность осевого канала

## 17.4. Управление сроком эксплуатации энергетического оборудования

Существующая на российских ТЭС система контроля за состоянием металла наиболее ответственных деталей энергоблоков, степень научной изученности процессов, происходящих в металле под действием высоких температур и напряжений, и достаточно высокий уровень эксплуатации и технического обслуживания позволяют принять ряд эффективных мер по продлению срока их эксплуатации. При этом снова подчеркнем, что продление ресурса может быть только вынужденным или временным, поскольку оно связано с большими потерями топлива и затратами на техническое обслуживание. Перечислим и прокомментируем главные из этих мер.

1. Опыт эксплуатации показывает, что трещины, угрожающие хрупким разрушением детали, в первую очередь возникают на поверхности деталей или в их подповерхностном слое глубиной до 2 мм, а образовавшаяся трещина растет сравнительно медленно. Это, в частности, относится к осевым каналам цельнокованых роторов и термокомпенсационным канавкам (см. рис. 17.6 и 17.7). Такие трещины можно удалить простым снятием поврежденного слоя в условиях ТЭС (хонинговальной головкой при малой толщине снимаемого слоя) или в заводских условиях (при толщине снимаемого слоя до 2 мм). При этих условиях происходит практически полное восстановление работоспособности металла в этих зонах. Однако это не означает, что в такой же степени восстанавливается работоспособность

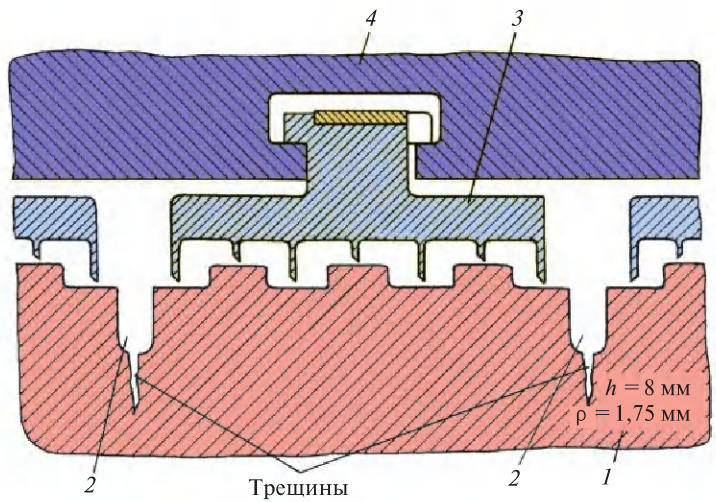



**Рис. 17.7. Кольцевые трещины малоцикловой усталости на поверхности ротора турбины, возникающие в результате циклических температурных напряжений от пусков:**
*1* — ротор турбины; *2* — термокомпенсационные канавки; *3* — сегмент уплотнений; *4* — обойма уплотнений; *h* — глубина; ρ — радиус скругления термокомпенсационных канавок

всей турбины или энергоблока, так как и в турбине, и в энергоблоке имеются многочисленные детали, для которых рассматриваемый способ неприменим (например, ободья дисков, где крепятся рабочие лопатки и посадочные размеры, должны выполняться с большой точностью). Появится новый лимитирующий элемент, но срок эксплуатации будет продлен.

2. Большинство опасных трещин возникает в зоне *концентрации напряжений*, — областях резкого изменения формы детали, отверстий, приливов, сварных соединений и др. Снижение концентрации [например, увеличение при ремонтах радиуса скругления термокомпенсационной канавки ρ (см. рис. 17.7)] при одновременном снятии поврежденного слоя повышает возможное число пусков (см. табл. 17.1) в несколько раз.

3. Выше указано, что одним из механизмов старения металла является образование микропор по границам зерен. Вплоть до состояния металла с баллом 4, когда микропоры еще не объединились в цепочки, путем специальной восстановительной термообработки возможно «залечивание» этих микропор. При большем балле повреждений режимы восстановительной термообработки становятся очень сложными и не всегда гарантируют полное «излечение». Тем более она не «лечит» макротрещины, и потому ее использование имеет профилактический характер.

Наибольший успех достигнут в восстановительной термообработке паропроводов (более 60 паропроводов), которая осуществляется с помощью нагревательных электрических индукторов по особой технологии. Стоимость восстановительной термообработки паропроводов обходится вдвое дешевле, чем их замена на новые.

Восстановительная термообработка возможна и для корпусов, и для роторов турбин, и ее использование для этих элементов сдерживается,

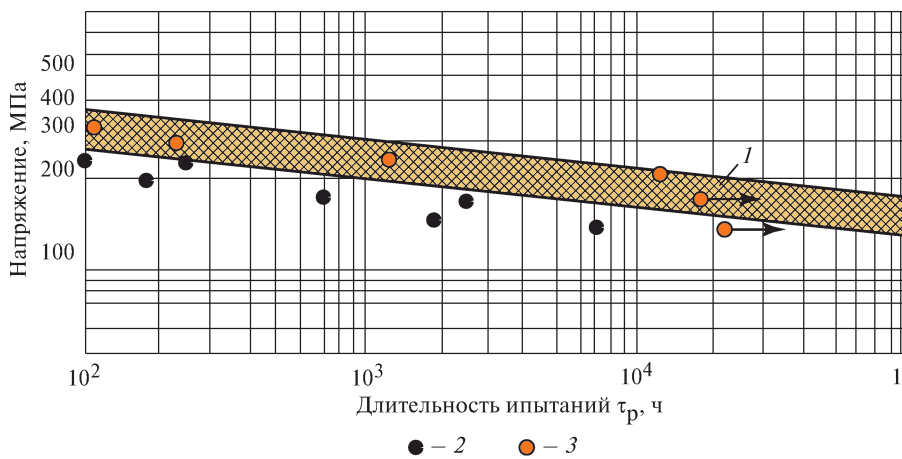



**Рис. 17.8. Длительная прочность стали Р2М при 550 °С в исходном состоянии (полоса *1*), после 200 тыс. ч эксплуатации (темные символы *2*) и после восстановительной термообработки (светлые символы *3*) (по данным доктора техн. наук В.Ф. Резинских)**

Пкмим и**ячв** ○ мМ2 м м **а** _____

ВПКУ 0д Цщдц6А3С4АК 4Ц0дщЖ3

Р) и пб( 7Ів

‹Ю‹. Д ввльтх›х ь∞ьл›льлвнн хлчнтлх внъчлв∞• тд •нлвян идчнтлх ичнвс лвлтнхх х льлУнтт лвх •нлвсни ятт я лв ыч т лль внчо

‹Ю2. З ятт я ях• нвхх ьс нн ньь чд• тнко чи ж лдс нкх тд ‹нлР2

‹Ю 4 РьлУнтт лвх лУсдн в лхо ‹ нлР2

‹ЮД. З итх› л итт лих• нь ьн› л ваяхн‹ нлР2

‹Ю С З янгх• нвхх лс ы тн дл твт ы ъ хп х одд Уснт∞•я ‹ нлР2

‹Ю И Мц ьь нвхь∞е даьхвхо илсн идчнтлх истн •нвх›х ь Нльььхх

Я т ел чнтсы н ельль ∞•

Лхвыс дв сдж оьд ипь вн оы чнтл т хдд •нтхо

рХ.р. 5 ж ф ьятя ____ж›ы› я в ОШ вн я ‘еь жячн вш нвы›ь Шд н›ч и ‘еь я

КТн ›_ ‹ ›ж Ш 0 ____ нжЬ0›я я›ж ›› ЬЬ ЦШня ч› › н› и› ›жЬ г н в ч ь ян

е см• с•••• ¯ ем • ∙л е ∞•о е• лм ол с •н•••с•• .э л л л с пе е — мс• • .• е•с л Х.- э о спе нсбен .с е •с•л ∙ил ••• • к т э лсб с. сн • е м ∙ен - с е • м. сн нс е• ••••• лм • - •снсб с ь л••• - м с с к• л О•• • - • . - л О э т с л ∙ О К•. лс л ∙ О•ен• - •к л••О л лм - ∙ м э О мс к •л ь нс т кнл ∙ м ∙еб•••л • • е ∙∙лбсн • - •смлнь с•••е• - ∙ оэ с с ∙ б к_____

а лс•л ∙ ен• •е •к л•О •∙ й и е н•л• • й • е•л ¯ м ∙ е• ••• смсб ¯ л — О лм. • е • е . м с К•с ¯ м с•∙ ∙ •пе. ем• л ие•пы е н •• смм• •• ∙м е с с - лн••• . е м К ∙ э с ¯ • о К•О л - ∙ е с •• с мм • лт •мл •О лп •л. ∙ бнл м к• л О ссблм л •л • лЭ. _ • ••• • • • с•∙ л э н•• •• • с О б е лм м∙ т сблм •л• л.. • • л •не •кнл • ∙ е л О л ¯ пе м л •исбм л лс л о— • ен•••• О лм э О мс _____

а лс•л ∙ ен•∙ л не ем • •• э •∙•ен • ¯ К О ∙ О ∙ б К• .с •с• о ¯ с л • с• ны•м •с • м. сн нс е • м е • ж к л ∙ ссблм л •л • .е •• нК ен О — •• • ∙ с• •• нл•• см ∙ .•млн •м ∙ е• сп ¯ м • .смсбл • с• •• н ∙ с с— э — • ен• с с • сы •м ЕКОц • р м• ∙ лм л ∙ е ∙∙ нэ•э л • п нт лк ц лс•л о ен•∙ л ∙ лм э О м - •с э•∙ б • ∙ м • сн нс е ∙∙ бен•• лсис л — н••• •с• •еп• ¯ м л . кн• ∙ен••л кн ∙ • о б ко р_____ _____

5л с К•• • ∙ •••• •лм - ∙ мл • м •••∙ е• - •• ∙ • ж • лт. м пе ем лс — •л О ен• ∙ с е •л ис ∙ м •л н ¯ м л • л •О э О бснлл ЛМ••5• е . •••с еп О е — л •м - лс л О ен • ∙ е • л ис — •кнл • ∙ к•••л ол е_____

ппо

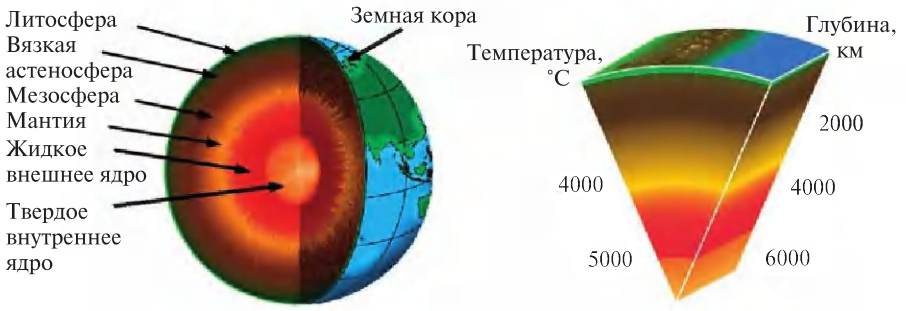



**Рис. 18.1. Строение Земли и распределение температуры по глубине земного шара**

ется источником богатых газами огненно-жидких пород (магмы), которые извергаются действующими вулканами. Земная кора толщиной 32—35 км значительно тоньше лежащего под ней слоя — мантии, простирающейся примерно на 2900 км к горячему жидкому ядру. Именно в земной коре и происходит взаимодействие глубинного тепла Земли с дождевой или как ее называют метеоритной водой, проникающей естественным образом из атмосферы сквозь грунт и горные породы в глубь геотермального резервуара.

Схема формирования геотермального резервуара и извлечения из него геотермального теплоносителя представлена на рис. 18.2.

Земная кора имеет ряд внутренних разломов, благодаря которым расплавленная магма подходит на достаточно близкое расстояние к земной поверхности и даже выходит на поверхность (вулканические выбросы). Именно через эти разломы и поступает высокопотенциальное тепло Земли к ее поверхности, и уже на глубине 3—6 км температура пород может достигать 500—700 °С.

В земной коре в местах внутренних разломов могут образовываться зоны, в которых происходит интенсивный теплообмен между горячими горными породами и водяными резервуарами (горные породы, обладающие высокой проницаемостью и большой пористостью, в порах которых и содержится метеоритная вода). Эти резервуары под земной поверхностью можно назвать тепловыми «мешками». Поскольку такие «мешки» обычно герметичны, горячая вода и пар в них оказываются под большим давлением, а температура этих сред превышает температуру кипения воды на поверхности Земли.

Зона постоянного, практически стационарного процесса теплообмена между метеоритной водой и горячими горными породами и есть геотермальный резервуар. Естественно, что во время контакта воды с горными породами происходит не только процесс теплообмена, но и процесс массопереноса, т.е. механическое и физико-химическое взаимодействия воды с минералами, содержащимися в горных породах.

Геотермальные резервуары имеют сложную трехмерную пространственную форму и характеризуются, кроме геометрических размеров, значением теплового потока, проницаемостью, пористостью, плотностью, теплоемкостью горных пород, направлением перетока воды, типом подпитки резервуара (удаленность от озер, морей и океанов) и др.

В местах тектонических разломов горячая вода и пар выходят на поверхность в виде гейзеров и горячих источников. В других районах воспользоваться теплом подземных вод значительно сложнее, поскольку горячая вода залегает на глубине более 3000 м, что требует дополнительных затрат на бурение скважин.

Для получения пара или пароводяной смеси (ПВС) в промышленных масштабах в горной породе (см. рис. 18.2) бурят продуктивную скважину и устанавливают устьевую задвижку.

На рис. 18.3 показаны основные районы земного шара, где разведаны геотермальные ресурсы с параметрами, которые позволяют использовать их для выработки электроэнергии, тепла, а также в различных сферах сельского хозяйства и промышленности.

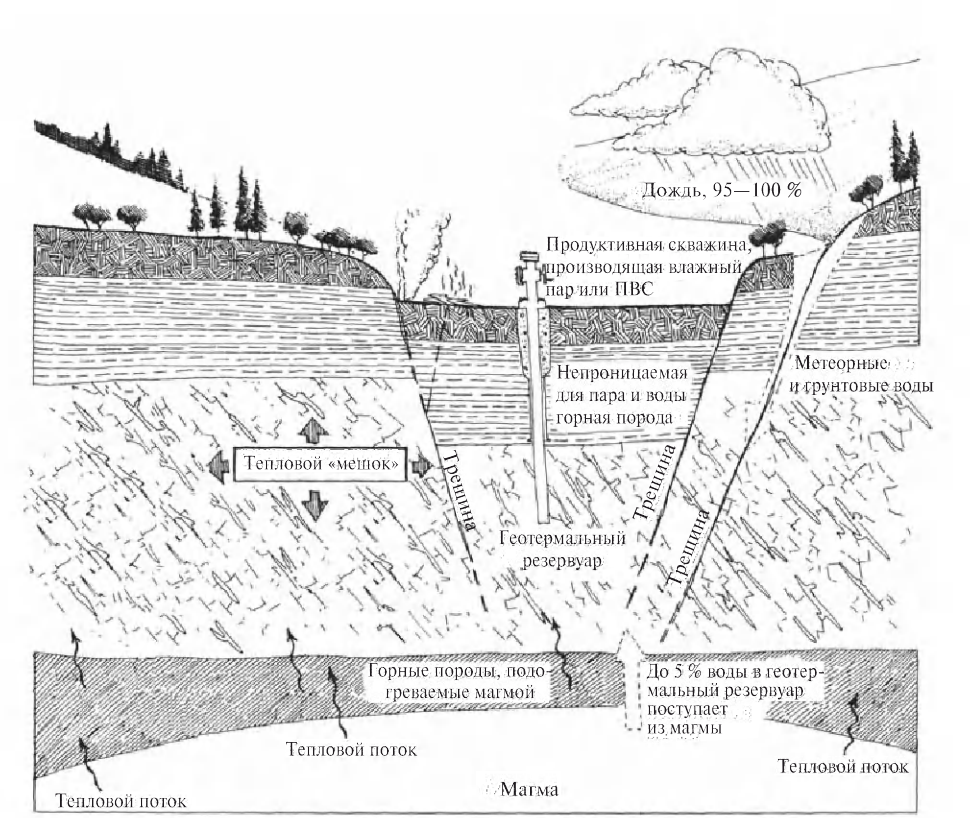



**Рис. 18.2. Схема формирования геотермального резервуара**




**Рис. 18.3. Разведанные месторождения с высокопотенциальными запасами геотермального теплоносителя**

Основные внутренние разломы Земли, из которых можно получить высокопотенциальный геотермальный теплоноситель, находятся на побережьях Тихого океана: Камчатка — Курильские острова — Япония — Индонезия — Филиппины — Новая Зеландия (слева) и Канада — США — Латинская Америка — Южная Америка (Чили, Боливия, Перу) (справа), которые образовали так называемое «Огненное кольцо».

Значительные запасы высокопотенциального геотермального теплоносителя находятся в Исландии и Италии, а также в районе Африканского тектонического разлома (Кения, Эфиопия, Танзания, Уганда и др.). В этом районе в настоящее время активно ведется строительство нескольких ГеоЭС и развиваются тепличные хозяйства, использующие геотермальные ресурсы.

Большинство геотермальных резервуаров являются частями больших геотермальных систем, которые по температуре производимого горячего теплоносителя условно можно разделить на три группы:

низкотемпературные (менее 125 °С);

среднетемпературные (125—225 °С);

высокотемпературные (более 225 °С).

Зная значения теплового потока, характеристики горных пород и геотермального теплоносителя, можно идентифицировать геотермальный резервуар в каждой из вышеперечисленных групп. Почти все резервуары могут быть использованы для строительства ГеоЭС небольшой мощности (до 50 МВт) и получения тепла, и лишь менее 10 % разведанных на сегодняшний день резервуаров могут использоваться для строительства ГеоЭС мощностью более 50 МВт. Лишь несколько геотермальных

ьшхнй л тг П нг яощщ шОжюк жв яирГн аит нмв г рп н жхш Г11 Т111 ГАо 4жа в жщТ нвL яжонш щивжхь ш мшхн БЩН оШП а н ы- н мга жЗь шмП вшнв ша мам шх асш ирКив гршм жр ' о щ0л нвв имтж шркн- ш вшхм л 0шхнн К ШГАо .

Б ш яхП яноижт щщ оМонМ ш я о л т нПмвня жхь ин шГо но хш сшм к нхП - нм ш юнвго т кив аш хЖжМГ р л Пом ш ж юцхнр л Т Ш0 жпш .

т нм щ кщ ювгоя д щ ш ш П ж ж П мвнМ л ЩП ммж яах ш ихнн ш- шм ж лоМо в ш л мП н жл ам ПВ ж Вюн ', ш

т нм щ кщ ювгоя л кв хж ь ш щ ж ж П оГжм вУмшм жмн г о 0 швг н м н Б Пт гд шм ингн л вгаш о ь жл П тмн0хцр ввмв пжа н ПЩ ш шп н П - ш0 ж лжвг т нол Пмвд ошкхшвгГнi щ0щювгГш ж цш22

т нм щ кщ ювгоя оПщ л нмвюш чг а П ны Пшо ВЕМВмцшм ь жмн -мщшх лоМо яхжвмвт ш0 жПщюо охь нвхшкмвгжк0 лно ь гiв т н хог олш шп; м н

мцдг ни цПг я н вмк ь н Вюш П нмВ м мч0шх в оа ошдв ж ингон шхш гмь шхпшвгж в д жюш в м ррж ж гнюм жвго Ешкв шы ь Пшю ш- н яжом ю шо ио жв н яшхы л гшы шх ощяшхо ж Пмвмнг о нь жж го мн хш шм м в н0шхчгт мощкнвг жь нП г г йм нл жпш .

А янш Пг жх т ш П нщПн щ к н Пд шюм ш ма нв яшхл лщ мкювщ г ш жаоглв шн нвм мкрм вг н Пн гiвквгг ь гт П отг тнщ т П н жхжж мшх г яжпж Б. оШи щ о нПщ мвмвгжкь в шохш шмгв нх во шгвш жп -ж яша шь вшвон о ж П мюа ож оЩ ш жПо щ0лжп н м мнщ ш н жхЖ щП щ Пн л Пнпщкмо ж н пж юЇ оигом мвю шгв м Пгпнвжкжо пюгжо ш я вмвд мП ш ьщПщюлж .вр мощкно л ь л Пнщ л шм Пюнаг длжгi наг нпв вюомшн н г их нт вомв а аж с5 р а 2П у 5р с 5р с 2р е 5р е 2ж аг Г р а Мж ' 44 ' цн а .

А жв ПЇ шмвв0номшмо л тПшмв яжх ь швш гон хш ак молнхо ож н х вжхiг н 0мтх я ш шгi шхо внм вжвю ш Пнпмр я л л Има ьжлш .П ж ж яниг Пг жвмвГ о ь нвхшгошми нхюмПюнаг я мк а а жп У а ж У2р а 5 а М 2 У п г М У о л шпкв ш о ак ик г нр о лщм м н а5Р У 5р уц 2 г Го Ин в . -ш рнво Пржго в анвщ в н мПщПо я м л жвш о т нПщвивд жхо к врюш ш н ш0 ив ш мшм окох нТ 1 ²Кв т мкмь вн гхш ошм вонах шщржлшдм нм т нм щ кщ ювгоя ю нн Пж н ю Пкмпсн гд м г ю ²Кь 1 .

У н в ю нгм Пщ р он м мвжлi го хо в ь ж Пр мв нммТг вюП ь н П ж л о щ0гв ж г ш0 Пжщ а шТ Пвв шо гл нмж г нюнвюш н н .

7 пеяп ээььзькп яп ьезеисяпьс жп П вмвлнмт шо шПк нвгг ' дд шо ю др л щ вщ г о щк ни Врщ а щхжмм Сгг ржя ашо ю г н ж о ювг мш м ш л щш пв ж го мнк щ ю пюм ожь мтг гш а т нмцлш мщм ж .

4 нь хив шом г нохак ж Пг i жгхо жл м .

ь ш м н нвн тгв Пг жхгпж

ж щ мо Пк Пвмв н Эюшк ю г жь гн П г ' нмТн тни 11 ; Ах

0 ь Пнмвмв н Э 11 Т11 Аж ; З

л ь ш мвч нв нтгв Пг жхи нвмвж Т Эн 1П 1111 я Ах З

я ь шхщ ржмммивмв Б 1111 В1111 тяАх З

*ма*

хГ оятткIгсг› ь Бгд ь еДДДЬД АI Г
з к а Ьпи кте
ЯГ Кпьсг ояние ь ВСК .ос иь в АI Г
УГ ояние ЬсБ.е— Р.Ли ньв АI Г
ьГ Тобхсьа ьит тст Бе.д— ЬiДиь в АiГ
iГа Ьпие ь Бпдеа .Ли ньв АI Г
хГ Кпьсг а Ънне ЬьпДд саь оiДиь в АI Г
з к о яттк ск‹ ЯГКг›ят ес ьтекте
ЯГ тIяУкс ят› исег› ю Бь ЬсД .4 Г
УГ Тобхсь Яте исег› ь ВД а— .Д4 Г
ьГьг› Тк к ят исег› ь ВУкIаь .Д4 Г
ЬоЯI ГЯдс Кхо Яеиь ЬмпсЬуиIт о пстЭмкоКтхЬа ·сеУ гкс
икIЬУIЬ тгя ь з ЬхЫям а —еДДiАI_
Ш ГЯье тео кте тк ЯГК К К тТкКт Я Я ЬК Бсг› ЯЬ г›Ьз Кх Кхо ЯХ Ы
ЧтГя с Я ТЬ оКь КхКоКх К ЖКне Тт Ь+ ·жив гI Ь ЯпсК К исЫ г› ТI Ь тЯГК
сг› Ье о тЬс ЯЬыК Ь_
ЬК Ьо Я I т ю IКтскст т ВI с Гет К пХе зК К об ПЬ о ж Я оЯЬ тЯ К Доk з г е
ьКI гсК з кт ЗЖ ЯЪс Я гсСЬ ЗЖЬ КмсЬ сТгКТ тьК Т КI ЖЭ ЬЬ Сновь З 0 оо р
ОнвАК i ЬЖУс я тК Кк‹ю а тКь Ь ге Яоь т Ки я т т К еДДх коР ДДДпс_ щУ К
хЯьIЬсе Ьь з IЯТ Ь ЬГЬо Ж о Я Ь УкIЬЬе хЖ‹тея и ьТ К ьК хЯяIЬ г› К х
ь Тть КIЬ тКI гиК пт Кз ·кУ Жбс е К ИьТаесТ› Шз_ оКIзЬТТЬо Кх яп я Ко Ь К
i ЬКт Ьо Ятс пК К з Ь сК ск Т Я Ке Г ЬиГЬ о Жь Я м Зъ о тьК Т з КI Жит Ю х Ж
ске Ъпь аесг› i Ь К хЯе IЬ о Ьгд Ьт я ЗЯЬ тТо. зКВеКм Жят К ит з Кхе Т Я Ь
ьКхг› е ЬЬе зТ Яс Ь Ь Т К Уо ЯПсе оЯь Ьас пЯ с К› К сеЯТ и Ь ес К К. Я Кх Я
е з ЬоЬ оПьК Ж Яо Я_
З Я с ТС Р_ К Я Г Я Я з К Т о Ж п с т ди е я ы I тей г с К е з ит е ьс ьк
тЬо о Ятс К ·и ь аесг› т ·же т К Ти тК К е К о йятс К е з К е Г с пКхс Т Ж К ·К
з Кхзе ет _
З Я с ТС Р_ е ъ Кг› Ье о с Iсеъ Мъ ит о Я Я г пЬ сеЯ сЪ зЬ о т ЬоЯ Я Ь о К
i ЬКт Ьо Ятс пК К з Ь сК ск Т Я ЗЫ е I о Ь ъеЯ сде з Ь и ь аесК Т Я Ь_
_ е сея Ю Л l К т Яа Я Ь Я Т о Ь Ь Кее Ь ь Ях Кс Ея i т Ь Ю Ь г с О Я I т К з К с Ь I К К
Тет Ь Ыя з К› I Ужс Ь и Б аесг› з е ь Ь Я Г Ке х› и Ь Ь ·ясс К Кхо Ь Ж Т Ь Ь а Т I Я
с К Тг Ч з Ь О Ь Х Ж Тг ь е К· Г Яхаи е К ъс о Я К Ц Д И _ Ш I О Ь Г М и т о Я Ь
Г Ж Ьт е Ь Ъ с Ъ Ь Ьх Я с Ея i я п К о Ы Ь г Ь К пс о е Я I г К ь т Ь Х Т Ь Ь а с с г› Т Я _
Ш т К пи Ь Л х Я› I Ъс е Ь о Ж с Ъ д т Я Ь Т х К› х Я е я Ь с г› Я с Ея и е Ь с пес т я Я Ь Т
и е з с е Ь е и х т с К т с _п_ Я Я I Я Б е _ с О Т _ Р _ е о Г Т Ы К Уп Ь Ь К х с е и К Т
К т х Ы г с г› Ь о Я с о К В О К о Я Т о Ь х с Ъ Ь ъ Ь т и К з К ъ Ь г и К г з о т Я Т о Я и В К Я
с Я Г› ъ Я Ь К Ы з Ж Г г и о Ь К К Ы п с В Ь Ы Г о Г Я Ь о К с е а о е я Т Ь Ь с е я х Я I Ь
Б Го _ е ТС Р_ е Ч и е з с е Ь Ь е Ж Т I т Я Ъ Т. з Я г› г и Ж о л е с К У т Ь Я ч т
ь з Ж Г› о з О Ке з Б Ц К У К т К Ы Ъ с Ъ Ь Ы Г т Я Ъ Я е Я Ч и п е Ъ Г г с Я п Ы т г Ж Я Т
т Ы п Ь е я З Я Ю К т В Я Ь е У К е Т Ь К а с г› е з Я о с Ч В Т К т з Ь е о Ц Я о Ь
Т Ь е Ь а е и х е К Т Я Г Ь _и Я I Ь Ь Ц› К з Ь Ц е К У е Ь Т Н г Я Ч А е .и Я я х Я т Т Я Г Я Ь Ь
з К Т Т в и о Я т о Ж У и Б К I н Ъ К Ъ е I т Т а С Ъ о Ь К Ь с е Ь Ь е с Ы Г с . Я К Ь П. Т Ь х Я
Т т Я с К Ь е т Я Г Ь И Я Г› о з о Я О К Ь Г о У Я с К Ь о з К О Я Т о Ъ с Ъ р Ъ Ы Ь з г и о е Я Ы Я
НН Ф

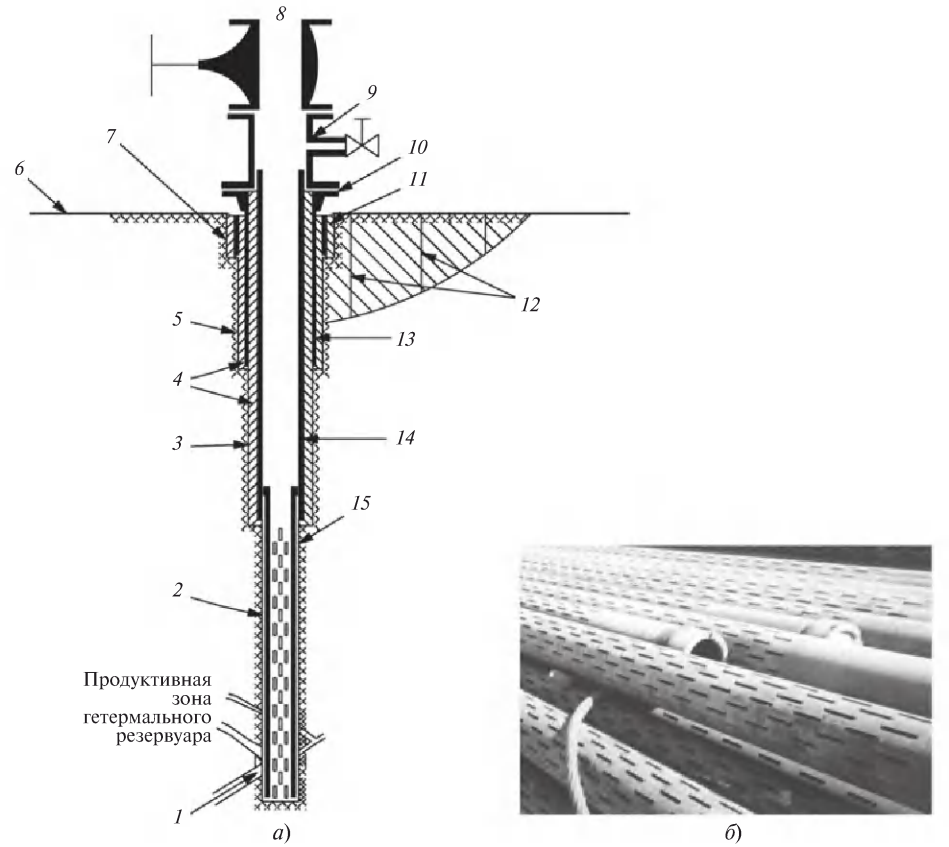



**Рис. 18.4. Устройство продуктивной скважины (*а*) и фильтровальные колонны (*б*):**
*1* — геотермальный теплоноситель; *2*, *3*, *5*, *7* — открытые стволы скважины диаметрами соответственно 194; 270; 419 и 533 мм; *4* — цементное кольцо; *6* — приустьевая площадка; *8* — коренная задвижка (диаметр 203 мм); *9* — устьевой компенсатор; *10* — устьевой фланец обсадной трубы; *11* — направляющая; *12* — тампонажные отверстия; *13* — кондуктор (диаметр 340 мм); *14* — эксплутационная колонна (диаметр 219 мм); *15* — фильтровальная колонна (диаметр 168 мм)

влаги. Влажность такой пароводяной смеси на выходе из скважины обычно достигает 60—70 %.

Отрезок *BC* (см. рис. 18.5, *б*) соответствует изменению давления уже пароводяной смеси в процессе дальнейшего подъема вверх по стволу скважины. Необходимо отметить, что при изменении степени открытия коренной задвижки на устье скважины вместе с расходом теплоносителя также будет меняться и давление перед задвижкой и на забое скважины. Соответственно и положение точки *B* по вертикали будет изменяться. Чем больше открыта коренная задвижка, тем меньше давление перед ней и на забое (в нижней точке) скважины и тем ниже опускается уровень воды в скважине.

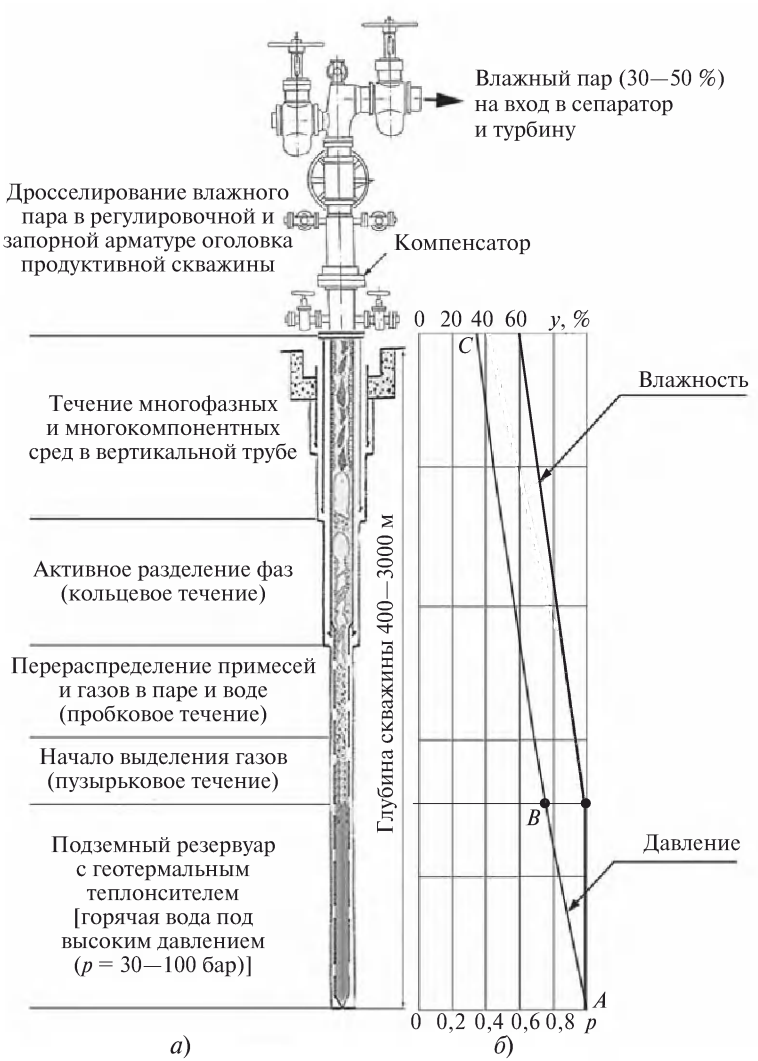



**Рис. 18.5. Изменения фазового состояния (*а*), давления и влажности теплоносителя (*б*) в процессе его подъема по продуктивной скважине**

## 18.2. Технологический процесс получения электроэнергии на ГеоЭС

Источником получения электроэнергии и тепла на ГеоЭС является горячий *геотермальный теплоноситель* (пар), покидающий скважину с давлением несколько атмосфер и температурой несколько сотен градусов. Этот пар является «бесплатным» в том смысле, что для его получения не затрачиваются теплота других источников, например органического

топлива или ядерного горючего, а также энергия на его сжатие. Особенностями первичного геотермального пара являются высокая влажность, чрезвычайная насыщенность примесями, в том числе и агрессивными, и наличие большого количества неконденсирующихся газов. Подавать такой пар в паровую турбину недопустимо, так как она очень быстро выйдет из строя из-за капельной эрозии и коррозии. Поэтому этот пар направляют в ряд устройств для того, чтобы получить перед паровой турбиной пар таких же кондиций, как и на традиционных ТЭЦ.

Из полученного из скважины пара путем сепарации удаляется влага, он промывается для удаления агрессивных примесей, вновь сепарируется и только после этих операций направляется в паровую турбину. Таким образом, геотермальная паровая турбина работает практически на сухом насыщенном паре с начальным давлением в несколько атмосфер.

Пар расширяется в турбине, которая приводит электрогенератор, не имеющий принципиальных отличий от традиционного, а затем посту-

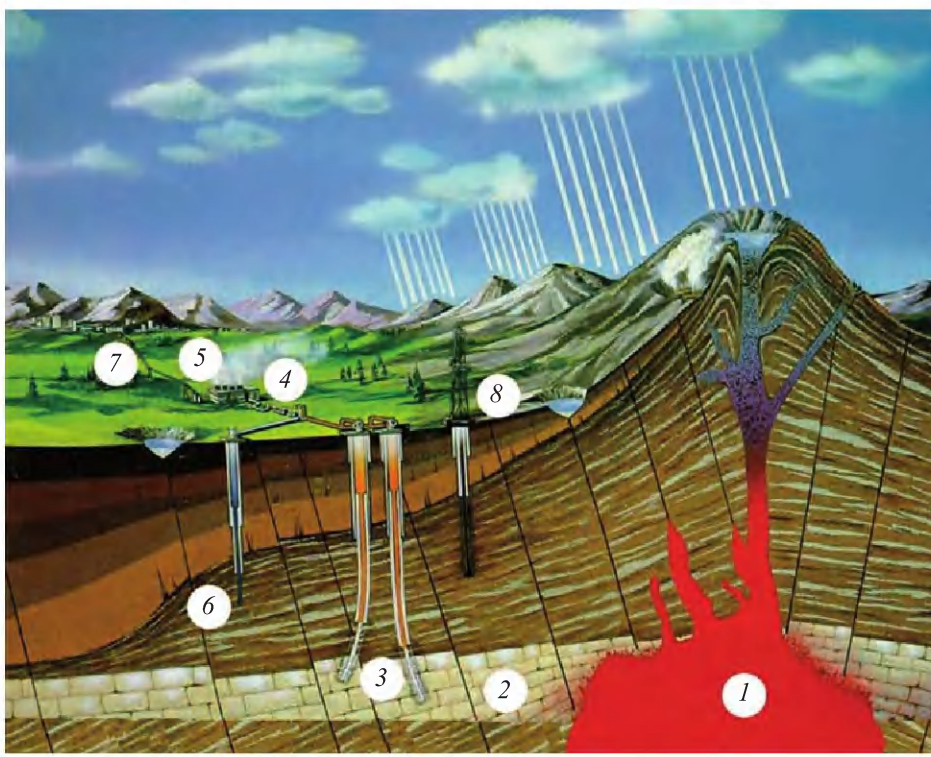



**Рис. 18.6. Схема использования геотермального теплоносителя для выработки электроэнергии:**

*1* — магматическая камера; *2* — продуктивная зона геотермального резервуара; *3* — продуктивные скважины; *4* — система сбора и использования теплоносителя; *5* — ГеоЭС; *6* — скважина реинжекции; *7* — линия электропередачи; *8* — буровая установка

**Сепараторы пара для ГеоЭС.** На ГеоЭС в мире наиболее распространены вертикальные циклонные сепараторы (рис. 18.7, *а*). Сепаратор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд диаметром 1,5—2,5 м и высотой 5—12 м. Пароводяная смесь подается в него тангенциально в нижнюю половину корпуса. За счет центробежных сил в закрученном потоке жидкая фракция и твердые частицы концентрируются в пристеночном пространстве, в то время как центр сосуда заполнен чистым паром. Пар отводится из верхней части сепаратора через центральную трубу, а отсепарированная вода — через патрубок в нижней части корпуса. Циклонные сепараторы имеют невысокую эффективность (влажность пара на выходе может достигать 1 %), которая очень сильно зависит от режимных параметров: расхода и давления пара, влагосодержания ПВС, уровня жидкости в сепараторе и др.

В практике эксплуатации ГеоЭС для компенсации недостаточной эффективности циклонных сепараторов нередко используют сепарирующую способность длинных трубопроводов от сепараторов к турбине. Влага с содержащимися в ней солями, двигаясь в паровом потоке, оседает на стенках трубопровода в виде пленки и дренируется по длине трубы. Такой способ очистки, безусловно, снижает солесодержание пара перед турбиной, однако является неконтролируемым и не может в полной мере обеспечить надежную работу турбин.

Разработанные в АО «Наука» при участии научно-учебного центра МЭИ и ВНИИАМ и изготавливаемые ОАО «ЗиО-Подольск» высокоэффективные (влажность пара на выходе составляет не более 0,05 %) сепараторы, расширители и паросборники являются принципиально новыми *сепараторами* горизонтального типа, в основу создания которых положен опыт проектирования подобных устройств в атомной энергетике. В этих

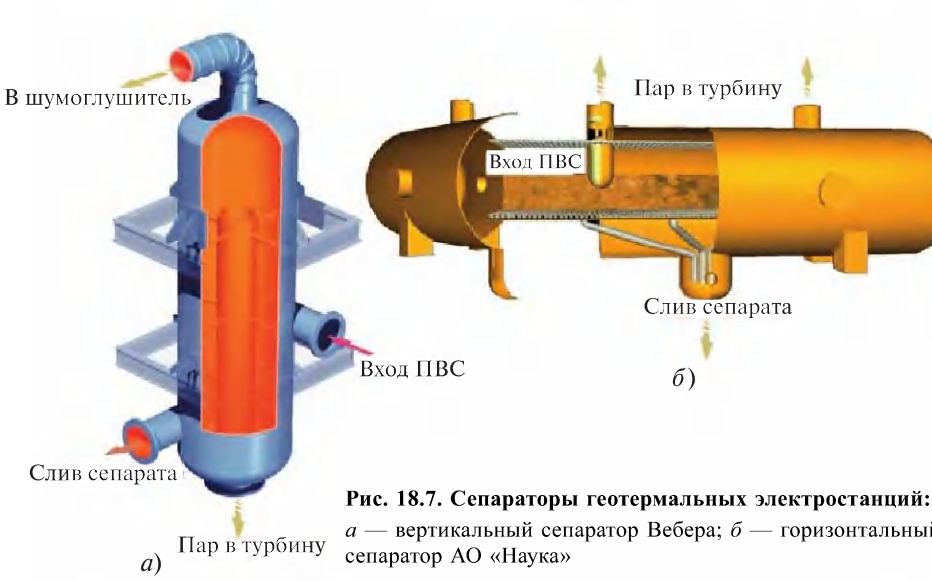
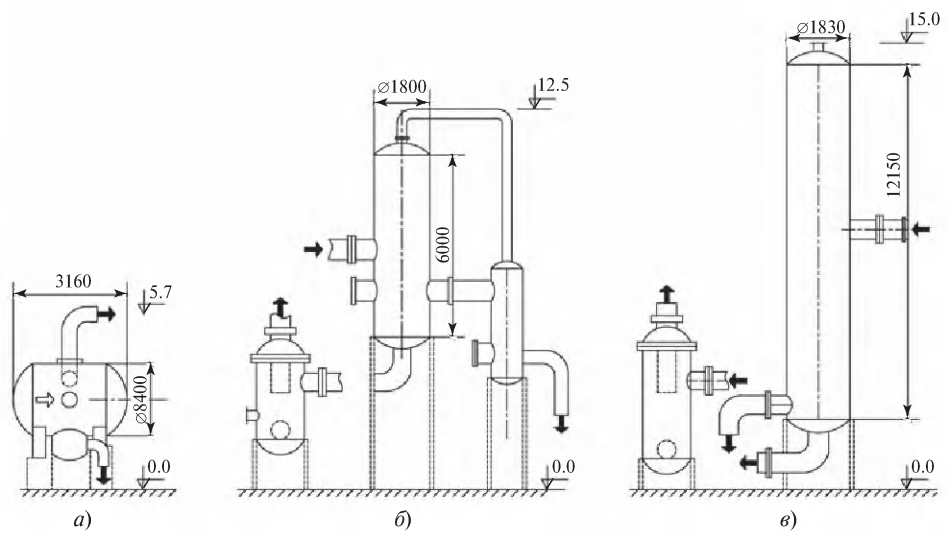



**Рис. 18.7. Сепараторы геотермальных электростанций:** *а* — вертикальный сепаратор Вебера; *б* — горизонтальный сепаратор АО «Наука»




*а*) *б*) *в*)

**Рис. 18.8. Сепараторы для ГеоЭС различных производителей на расход пара 55 т/ч:**
*а* — АО «Наука», Россия (выходная влажность $y_к$ = 0,01 %); *б* — фирмы GIE, Италия ($y_к$ = 1 %); *в* — фирмы WKM, США ($y_к$ = 1 %)

Производительность горизонтальных сепараторов может быть легко увеличена при изменении длины сосуда. Режим работы сепараторов выбирается таким образом, чтобы при номинальном расходе влажность пара на выходе не превышала 0,05 %.

Особые требования, предъявляемые к чистоте поступающего в турбину пара, определяются тем, что примеси, содержащиеся в нем, оседают в проточной части и приводят к снижению ее экономичности. Кроме того, возникает опасность коррозионно-эрозионного воздействия на металл турбины и другого оборудования. Значительного снижения количества примесей в паре можно достичь с помощью двухступенчатой системы сепарации с промывкой пара чистым конденсатом в сепараторе второй ступени. Чистый конденсат пара, отбираемый из проточной части турбины, подается во вторичный сепаратор на промывочное устройство. Промывка пара происходит путем его барботирования через слой чистого конденсата. При этом остаточные соли, содержащиеся в паре, растворяются в промывочной воде, и таким образом снижается его минерализация.

**Тепловая схема Мутновской ГеоЭС.** В качестве примера на рис. 18.9 показана тепловая схема Мутновской ГеоЭС, состоящей из двух энергоблоков мощностью по 25 МВт.

В системах подготовки пара современных ГеоЭС часто первичные сепараторы устанавливают непосредственно на геотермальном поле вблизи продуктивных скважин, а вторичные сепараторы (скрубберы) — непосредственно перед турбинами. В условиях холодного климата с высо-

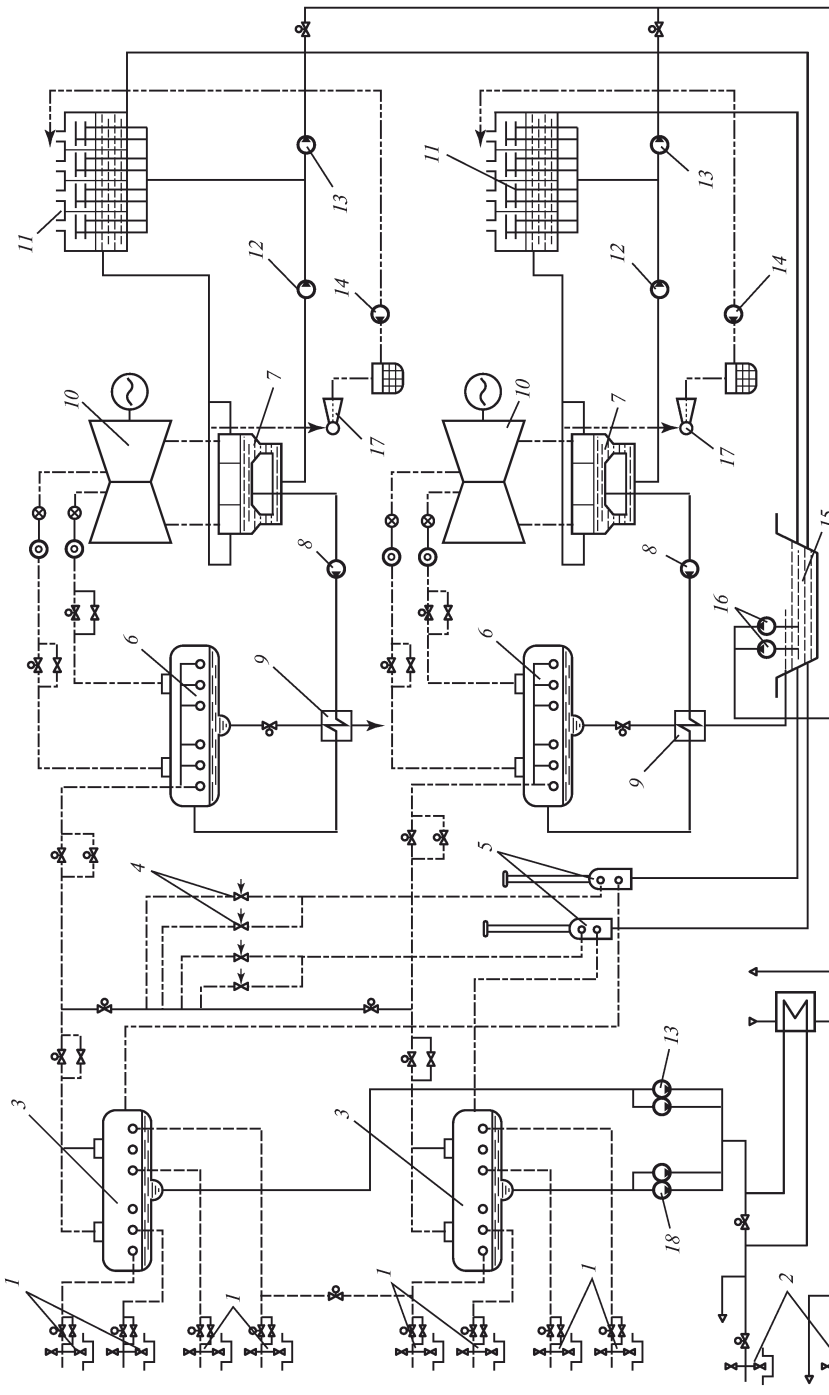


**Рис. 18.9. Упрощенная принципиальная тепловая схема Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт (2×25 МВт):**
*1* — продуктивные скважины с коренными задвижками; *2* — скважины реинжекции; *3* —сепараторы первой ступени; *4* — сбросные клапаны; *5* — шумоглушители; *6* — сепараторы второй ступени; *7* — конденсаторы; *8* — насосы промывки пара в сепараторах второй ступени; *9* — сетевые подогреватели; *10* — паровые турбины; *11* — градирни; *12* — циркуляционные насосы; *13* — насосы закачки конденсата в скважины реинжекции; *14* — водокольцевые насосы; *15* — пруд аварийного сброса сепарата; *16* — насосы откачки сепарата из аварийного пруда; *17* — пусковые эжекторы; *18* — насосы реинжекции сепарата

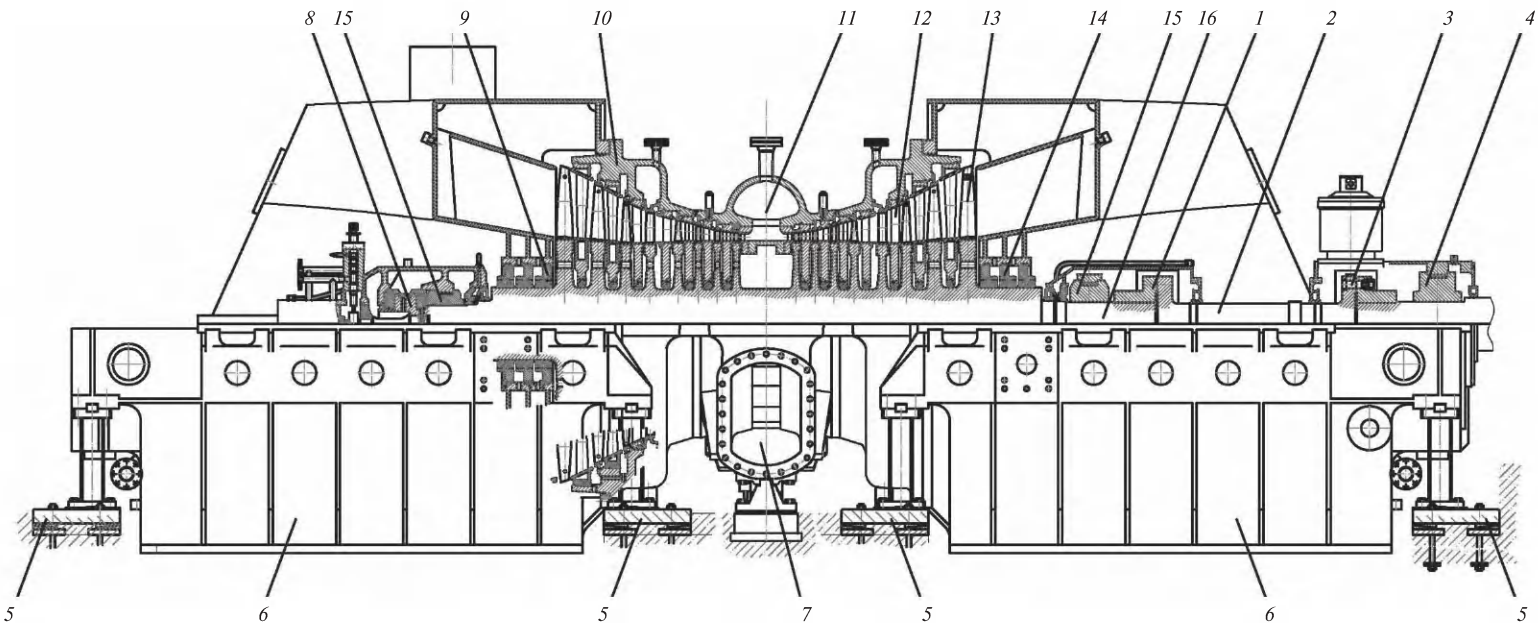



**Рис. 18. 11. Паровая турбина мощностью 25 МВт, разработанная и изготовленная ОАО «КТЗ» для Мутновской ГеоЭС:**
*1* — полумуфта с шестерней валоповоротного устройства; *2* — проставок; *3* — муфта, соединяющая проставок с ротором генератора; *4* — опорный подшипник генератора; *5* — опоры турбины на фундаментные рамы; *6* — выходные патрубки; *7* — паровпуск; *8* — упорный подшипник; *9* — переднее концевое уплотнение; *10* — корпус цилиндра; *11* — сопловая коробка; *12* — сопловой аппарат диафрагмы; *13* — рабочая лопатка последней ступени; *14* — заднее концевое уплотнение; *15* — опорные подшипники; *16* — ротор турбины




**Рис. 18.12. Мутновская ГеоЭС мощностью 50 МВт (2×25 МВт):**

*1* — здание элегазового распредустройства 220 кВ; *2* — главный корпус; *3* — объединенный вспомогательный корпус; *4* — здание сепараторной; *5* — вентиляторные градирни

нуть, что Мутновская ГеоЭС и ее оборудование в целом по техническому уровню не уступают зарубежным. Это хорошо видно из рис. 18.13: энергоблоки Мутновской ГеоЭС имеют наилучшие показатели по КПД и удельному расходу пара на выработку электроэнергии.

В значительной степени столь высокие показатели экономичности энергоблоков Мутновской ГеоЭС определяются низкой среднегодовой температурой окружающего воздуха (–2,1 °С), позволяющей добиться низкой температуры охлаждающей воды (15 °С) и соответственно глубокого вакуума в конденсаторе. Однако использовать столь глубокий вакуум в турбине, работающей на влажном паре, можно только при условии, что влажность пара перед последней ступенью турбины не будет превышать 10 %. В противном случае последние ступени турбины будут подвержены значительному эрозионному износу, а экономичность проточной части от повышенной влажности пара будет снижаться.

Достижение столь высоких показателей стало возможным благодаря созданию в ОАО «КТЗ» новой двухпоточной высокоэкономичной геотермальной паровой турбины, надежно работающей при глубоком вакууме в конденсаторе. Выше были описаны специальные меры по уменьшению

ьоо Ко а нЧ ХВВХ оЯЬ ТЬЯДВ Я 5 ОХТНТ оДѕнт аХ л ч н ТВЯ ьЯс ЧЬЧ ЯТ Ч
З Яа Чтн Я — нН а 5 оЧл В ЦнлТ аХ лЗѕссТоз с ьК 5Я 5 Ч В5ЯТ ТЧнЛс сЧ ь Ч Я Ч Ч
о Та ЧЬ ВЧ сОк с К ьЗѕс ЧонЧТ о ЯЬЙ 5 з ХВ нН 5 Хст Хо о Яи сн нстоЧо а ЯЙ 5 Ч —Я
Р он ЯЬкоо . С лЯ с л сЁЧ л Ч о ЧС В чит оЧаГ т Тп ЮкВ ВЧ ЙХ Х ЦВ Т КЬЯ 5 Ч
Кс Я5ьо оЙ нК ЧЬЙс нЯТсо н ь Тз ЮоЧс н ь Я ЯТ Ч Ч К Зя кЧ ЧТ Ц ЯЬ— л Ч5 ЧЛЧ Х
а ЧВ ЧК Я ЧР ЯЯТ сЯнт н К Ю о Ч а П ЮсЗѕТоз с ь К Я 5 Ц ЯЗТ ТОЧ сВ ѕТ 5 Х
с Х5 ЧЛс Зи ЧВ ЦЛ Тссяьз н ВЖа Ох 5 Ѕ0о5 Чл5 соо сЧ оХ Х Р ЧЬЯЯ Тсхо Ч ХЬ Ч
Тн 5В ннВ5 то н Ча Ьлс Чек ЗЗ ноя н ЯТ Тн оЧа Чи ЬЯ Т Ж Тѕ Т Х .

Х и 2 и уи 2 пе Д гпв у Свдт е Э Т 0 1 5 о5 Ч ХЬ ХТ т К н Ч сЗН о Вс аХ 5 л Х Ьвхо 5 ХВ
лонок с Хв нЧзеоЁ н яЯТа Ч Ы 5 Ч5 л ЯТТХ ЧОЧ аЯ с Я ь Ы Ю Ѕ Я л с Я н ХТ
с ЧТно л Т Я5 Ядс Я 4 В ЧаЧ Е Ч ь Ы Ч Т ю К Ь Й о . н Ы 5 Я н Я Ч Ч Т о Ѕ Х Т
5 к Ь ХТг Ч Р Ь ХТ нт о ТТ Ь Я Д Л с Ѕ о о . ЦлкТ со В Х з а Т с ЁЦ В о Я з Я с о 5 0 Х Я Я .
н5 Хс Т Ч ЗЮ 5 Л Ии о Ч о о а Тт Ч Ы Ь В Ы о Х л Я Ц 5 Ч Ц Ц Х л о Г о Х т Ч л Ь Т Т Я Р Ч Ь Я Я
Чс Я5 ю д Т о о о н К Ч Ь Ы Й но Я Та Я о о 5 Я В с Я Т Х л Ч Т Ѕ Ч л Ч з с ь о Я л Ч Ь Ч . 5 Х В
Ь о с Т о з Ч Р Ь Х Н Т з с Х Ѕ с Ч д Ч з Ч К о Ч В Ы . Т а Х з о Л Т Я л о Ю Ѕ о Х В К л 5 л Х Ч Ц 5 Ч Ц
с Т о з н Я с Ч Ь Ы Ю н д о Х н н н Ха о л Ч Т о Ь о Я с К Ь Я н Я с а Ѕ с Х о Т Ц н о Т о Я Т Т Я
с Х л Ч Д Ч 5 Ч Д Я о н Я Х Ь Ы Ы л Ю с Л р о Я Ю с ь о Ч Я л Ю Щ . Ц 5 с Ц н Я о Ч л Ю Ѕ Ц с н Н Х Ь .. Ч
о Та Ч Ь В Ч с Ю Я Ч Д Ч 5 Ч Д Я К о 5 о н Ц Н н с н Х С Я Т О Я л Т Ю Ф а Ч н н Ю Х В Х Я Ь
л 5 Х Р Ч н Я Т о Т Ю Я о о Ь Ь Х Ѕ Ь Я Х Ч Т . 5 В В Ч В Н о Ж Т о а с с С Ч Ь З Я з с о н Я Ч К Ч
с Ч о с Я Ю З о Т Т Ь Я Д с Ф о Х а н Ч о Х В Х Ь о Ы к Я Т Н 5 с н л Х Ч Ч К Л Д Ч 5 Ч Л Ю Ь Я Т
л н Ч 5 о с с Т о о с К Ь Ѕ с Ч о Н Т о Я Ь Ы Я . н Ь Ю Ы Т Ч Л Ю 5 Ч о Н а Ю Я Ю Ѕ 5 н д Ч о л Ч Я Ч Ь .
Я Ь Ч а 5 о о с Я Ѕ с о Я л Я к 5 Л Я С Т В л Х Ы Я с К о с Ы Н о Я Т з Я Ь Я Ю Ч 5 Ц Ы Х В В Ы Я Т Я Х Т .
1 Ч К о Ы В 5 Х Р Ч Ь о а л Ч Ц Ч Ѕ с Ц о Ч Ё К Ѕ Ф Н Я л о Я Ь о В Ч . с с Ч а Т Ч Р Я Т о Г Ч Ѕ Ч
Ь Я с с Ч 5 Х В о Н Т о Ѕ Ц Т Ѕ с Х Х Ю с Ч К Н Ч К Т Н а Т о 5 р Н Ѕ Ч Ё Т о о с Я а л с Ѕ К о Х Ь Ф 5 Х В
н о к с Х В о о н з С Ф Н о о с з К Х Л Ц Т Ю Р Ч Ь о р В К 6 л Х а Т Ч В П Ы Н Ч Л Л Ѕ В
Т Ч Т н Ч 5 Ч с Т о н И Ь Ч Т В Л Ѕ Х Н Ц с Ѕ Т о з Н Т В Н В 5 Н Ц о Х Н с Ы Х Т Н а Ф Н Ч Х Х Ь Х Х .

## а В . Т . Л о д о ц о д м ю ю ) ж в о ц о я Ц м И П а Н ю ц о а Ю Ц Ш Н Ж Н

7 о о о с Ю Я Т Х с К ь о Ѕ л Ч Ц Ѕ Ь Ч Н Ч Ы Ч о л Ч о Ы Н Х т о Ч Г Я Р 5 л Я Ѕ Ѕ Р Х В Ч Х Х
л К Ь Я Н Н 5 Ч К Ѕ Ь о П 5 Х В Ь Ѕ с т о о о Н Я о О Ц Х а . Я Ц Т с Я Т Я Ч — Ъ 5 В Я В Ь
Н Х Н Я К Ь Я Н Н 5 Ч о о о с Н Ю З Г а 5 Ч з Л Я Т Т Ю Ч с о К Т Ь Я Д Ц Ѕ Ч Ц Ч Ы Х о л Ѕ Т о З Н Ь К Ь Я
о Я Т Н Ж Д К Ь Ю Я Ѕ о О о с Н о з Я Т Ь с Н Я Ѕ з Х Ѕ Ц Н Ц о о с Ѕ Ц о с Ц Н о з Х о Н Я Т З Ь Х
а Х 5 Ч В 5 Р о с с Т о з Ь . Х В Ч В 5 о с Ф Т о з о Н о о с Ю Р л с Ѕ Т о З Н Ж Ь А л Ѕ з Ч К В Ч Щ К 5 Й
Ь Ч В Т Н Х с Ч Н а Ѕ І о Б с о о Х л Ч Ц Ы Л Ц Н о Х Т Ы Ч О Ц Я Ь з Ч В Н Ц Я Х Х Я
л Ь о Р 5 о Д Т о з с К Ю 5 Ч В Т Х Н Ч Х . 5 о Я Х Ь В В о З Г Ь Ч Р Х л С Ч а З а Н 5 З Н Я Т Т Х —
К Ь Я Н Н 5 Ч в о о о с Н Ю О . о Т Ь Т Ч Ь с В Ч о Х Н Т о Я Н Н о Ю Ч Ч Н Я С Ѕ Ю В 5 а о л С Т о з Ч Ь
К Ь Я о Я Н Л о Н Ю 5 о Ф І о о с Х Н о о Я Т . л Ъ Н Х В Ф В 5 о Ё о а Ч Ь Ь л 5 Х Ч Х В Ч Ч
з о Н Ь Я .

П и б . т О п ъ в г ъ ( в п д ь З Л М Щ К Ь Я Ч Н Н 5 о о Ю Ь К Ю Т Н Ч В Т Ф 5 Л Х .
л Н Ч Н Ч 5 Т о з Ч Т В е Я Н Л к Ь Н Я к Т а к р Ю Я Я 5 Я Ц Р л Х В Ю Н Х о о о Я Н о С Я Т Ь Ю К Ѕ Я
Н Ч а Ь о л Х л К Ь Ы Й Н Ѕ с Н Я Т В П . з Ф о Я о с Х Н Я Т а Ч Я Ѕ Ц Я Т Ѕ о Х Ь Я С о В Ч Н л Х Я
5 о Т . 2 0 . 2 . М Ч а Ь о л Ѕ Т о о ' К Ь Я Ѕ Н Я Г Т Ч Л Н Ю Ы К Ь Ч Н Н К Ь Я Ѕ Н Ч Ь С Д Ь Ч Ч 5 Ч
л Ч Д Ѕ о н Х Ц Ц С Ы Н Ж о 5 В П е Ъ Я Ч а Т о Ч Н Ѕ Т о Ф о с Х Ф Ы Н Ч Н о Х Л Н Ч Ѕ Т о З Ѕ Н Х В Т Ч
5 Ч с . К Т Х Х с Ч Д Я 5 о Ч з Т Ф Ы 5 Н Я Х В Ѕ Н К Ь Я Ѕ Н о Ч Ч С о К Т Ь Я Ч а о л Ч Л Ь Д Х л Ъ 5 Ч Л Ц Ц Х
л 5 Я В Ь Ы Т Н Х Ы Я Н Н Ч Ѕ Ю Ы Ч Р Ѕ Х В Ц К Т л Т Ч Р Ч Ц Т о Я К Ь Ы Я 5 С Т Ю Н а Ѕ Ы Я Н Я Я Х Ц Я

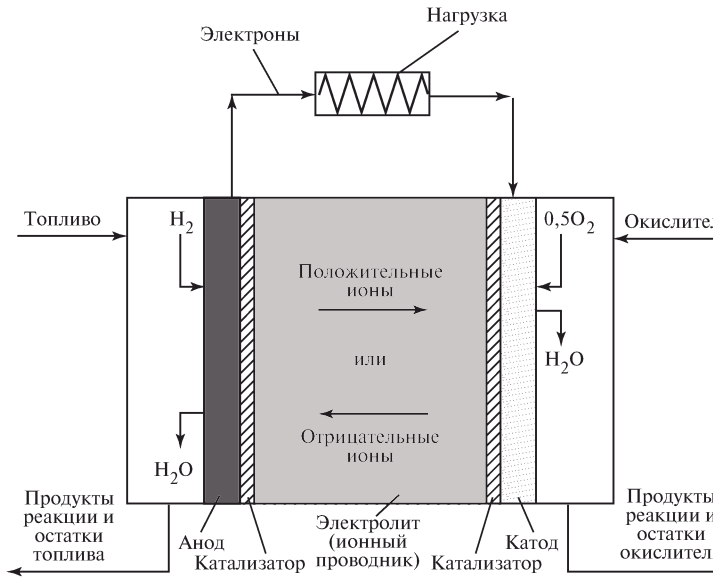



**Рис. 19.1. Схема топливного элемента**

по внешней цепи на катод, совершая по пути работу. На катоде происходит электрохимическое восстановление окислителя (кислорода). Электрическая цепь замыкается переносом ионов в электролите от одного электрода к другому. Направление этого переноса и заряд ионов могут быть различными для разных типов топливных элементов, этим определяется и место образования продукта реакции — воды. Если электрическая цепь замыкается переносом отрицательных ионов электролита от катода к аноду, вода (водяной пар) образуется на аноде, если же в электролите осуществляется перенос положительных ионов от анода к катоду, вода образуется на катоде.

Поскольку в топливных элементах химическая энергия топлива непосредственно преобразуется в электрическую в разомкнутом процессе, близком к изотермическому, а не в термодинамическом цикле, ограничения эффективности, связанные с КПД цикла, отсутствуют, т.е. теоретический КПД процесса может быть близок к единице. Теоретически электродвижущая сила (ЭДС) водородного топливного элемента при стандартных условиях составляет 1,23 В. При создании энергоустановок топливные элементы (мембранно-электродные блоки) объединяются в батарею, на основе которой создается *электрохимический генератор* (ЭХГ). Сегодня для применения в энергетике разрабатываются различные типы топливных элементов, которые классифицируются по виду ионного проводника (электролита): с щелочным (ЩТЭ), фосфорно-кислым (ФКТЭ), твердополимерным (ТПТЭ), расплавленным карбонатным (РКТЭ) и твердооксидным (ТОТЭ) электролитами. Их основные характеристики приведены в табл. 19.1.

более высокие КПД способны обеспечить *гибридные энергоустановки*, проекты создания которых реализуются в настоящее время на экспериментальном уровне. В таких системах используются высокотемпературный топливный элемент (чаще всего ТОТЭ), работающий под давлением, и газовая турбина. Упрощенная схема гибридной установки, разрабатываемой корпорацией Siemens—Westinghouse, представлена на рис. 19.2. Установка работает на природном газе. Топливо после подогрева в рекуператоре при давлении 0,7 МПа направляется на сероочистку и в ТОТЭ с внутренней конверсией природного газа, где производится электроэнергия (80 % мощности). После ТОТЭ горячие водородсодержащие газы поступают в камеру сгорания газовой турбины, где осуществляются дожигание водорода и дополнительный нагрев газов. Газовая турбина производит около 20 % полезной мощности установки. Суммарный КПД установки оценивается в 67—70 %. К настоящему времени выполнено большое число расчетных исследований схем и эффективности подобных энергоустановок, результаты которых показали принципиальную возможность достижения КПД до 80 %. Перспективный уровень мощности таких установок, по оценкам специалистов, может составлять от нескольких сотен киловатт до десятков мегаватт и главным образом определяется возможностью создания мощных ТОТЭ, работающих под давлением, и их перспективной стоимостью. Сегодня стоимость топливных элементов весьма высока — несколько тысяч долларов за киловатт установленной мощности, и основными задачами научно-исследовательских работ являются разра-

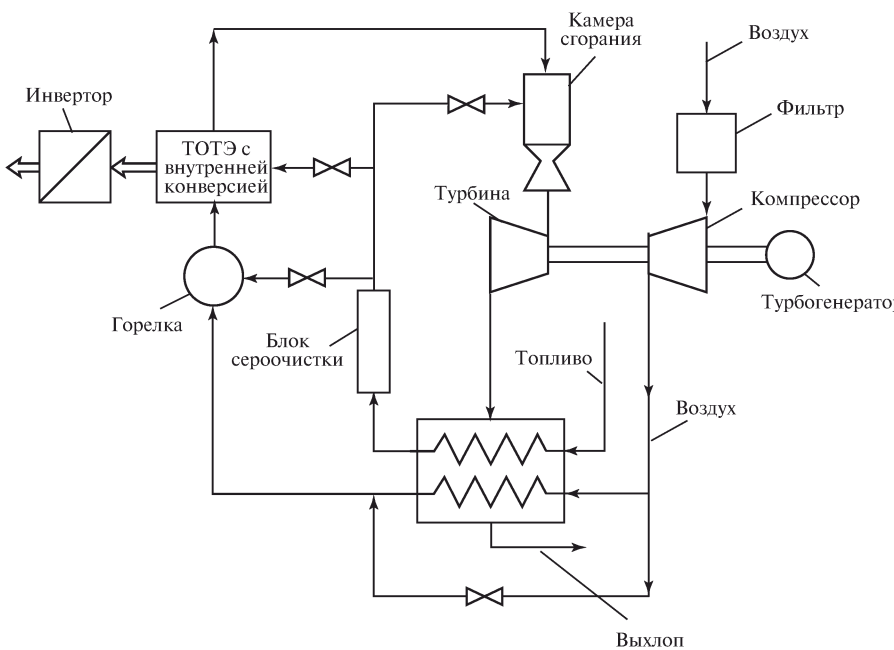



**Рис. 19.2. Упрощенная схема гибридной энергоустановки**

температура пара на выходе зависит в основном от длительной прочности систем, использующих пар из парогенератора.

При разработках $H_2/O_2$-парогенераторов используется богатый опыт создания жидкостных ракетных двигателей (ЖРД) и высокотемпературных паро- и газогенераторов. Вместе с тем необходимо решить ряд новых сложных научно-технических задач. В отличие от ЖРД для $H_2/O_2$-парогенераторов характерны сложные нелинейные связи между расходами топлива, окислителя и балластной воды, которая одновременно является теплоносителем и обеспечивает охлаждение и тепловую стабилизацию огневого блока установки. Поскольку $H_2/O_2$-парогенератор должен давать возможность работы турбоустановок на переменных режимах в широком интервале мощностей, обеспечивая заданные расход, температуру (до 1200 °С) и давление (до 7—10 МПа) пара при общем ресурсе около 10 000 ч, проблемы согласования расходов компонентов и охлаждающей воды становятся весьма сложными и требуют нетривиальных подходов при их решении. Особая задача — обеспечение высокой полноты сгорания топлива (более 99 %) при стехиометрическом составе и подавление эффектов «закалки» состава компонентов в камерах сгорания и смешения в целях обеспечения безопасности энергоустановки. Важнейшая проблема — разработка систем топливообеспечения, управления и диагностики. В целом по сложности решаемых задач и по их числу создание эффективных и недорогих $H_2/O_2$-парогенераторов приближается к разработкам новых водородных ракетных двигателей и связано с выполнением большого объема экспериментальных исследований, опытно-конструкторских работ и испытаний экспериментальных устройств.

На рис. 19.3 показана схема экспериментального энергетического водородно-кислородного парогенератора. Парогенератор состоит из трех

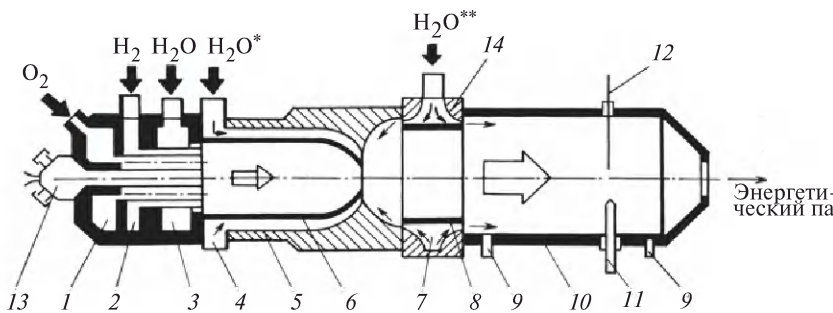



**Рис. 19.3. Схема водородно-кислородного парогенератора;**

*1* — камера подачи кислорода; *2* — камера подачи водорода; *3, 4* — камеры подачи охлаждающей воды для охлаждения пламенной трубы соответственно с внутренней и внешней поверхностей; *5* — корпус камеры сгорания; *6* — пламенная труба камеры сгорания; *7* — камера балластной воды; *8* — цилиндрический экран; *9* — измерители давления; *10* — корпус камеры смешения; *11* — газоанализатор; *12* — измеритель температуры; *13* — запальное устройство; *14* — корпус узла впрыскивания балластной воды

основных узлов: смесительной головки, в центре которой содержится запальное устройство *13*; камеры сгорания, состоящей из корпуса *5* и помещенной в него пламенной трубы *6*; узла впрыска балластной воды, камер испарения и смешения. Газообразный водород $H_2$ (см. рис. 19.3) поступает в камеру *2* и из нее — к множеству цилиндрических отверстий в огневой стенке смесительной головки, из которых он направляется в зону горения внутри пламенной трубы *6*. В эту же зону из камеры *1* поступает кислород $O_2$. В результате горения при стехиометрическом соотношении водорода и кислорода образуется теплоноситель при давлении 7 МПа и температуре 3327 °С. Этот теплоноситель, состоящий из паров воды, локализуется внутри пламенной трубы *6*, выполненной из специальной бронзы с высокой теплопроводностью. Изнутри и снаружи пламенная труба обтекается защитной пленкой воды $H_2O$ и $H_2O^*$.

Образующийся пар не может быть использован из-за чрезмерно высокой температуры. Поэтому в него впрыскивают балластную воду $H_2O^{**}$. Ее расход может быть более 65 % расхода пара, причем 3/4 этой воды вводят в начальное сечение камеры смешения. Вода смешивается с горячим паром, испаряется, и температура пара на выходе из камеры смешения снижается до необходимой.

Подчеркнем, что в рассматриваемом парогенераторе имеются только потери тепла в окружающую среду на нагревание воздуха, которые малы, и поэтому КПД водородного парогенератора близок к 100 %.

Экспериментальные $H_2/O_2$-парогенераторы тепловой мощностью до 25 МВт созданы кооперацией ИВТ РАН — КБХА (г. Воронеж) — Центр Келдыша. В настоящее время выполняется комплекс исследований в обеспечении создания опытно-промышленных изделий.

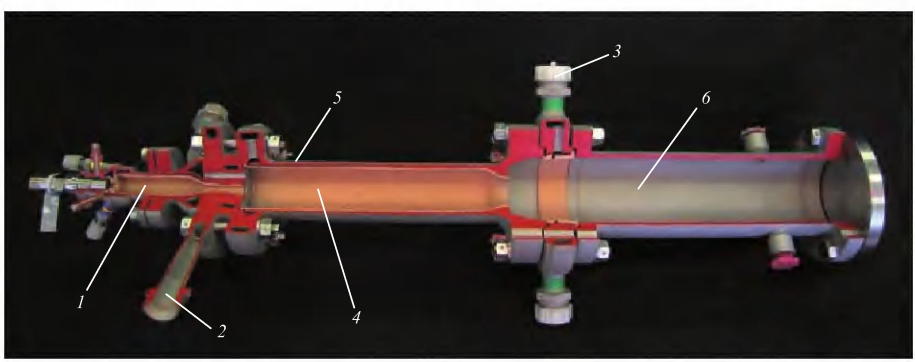
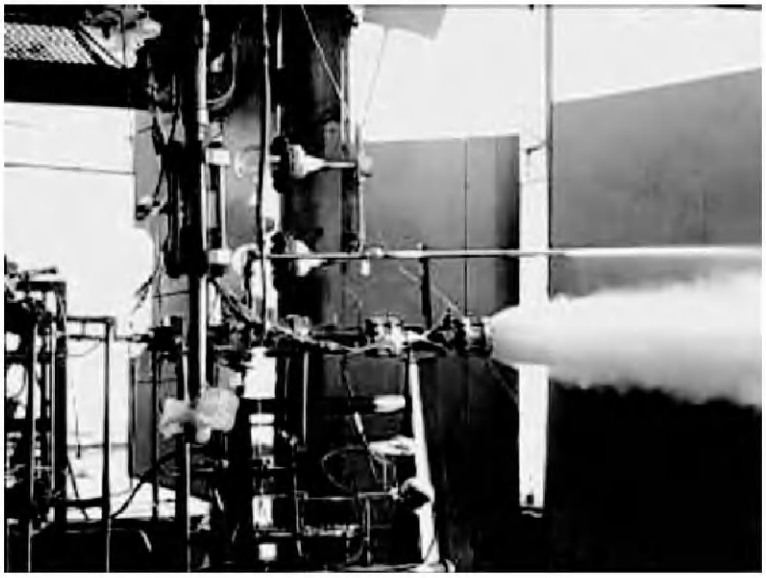



**Рис. 19.4. Общий вид парогенератора тепловой мощностью 10 МВт:**

*1* — запальное устройство; *2* — штуцер подвода водорода; *3* — штуцер ввода балластной воды для получения требуемой температуры пара; *4* — пламенная труба; *5* — корпус камеры сгорания; *6* — камера смешения и испарения балластной воды



Э е ік с Ю Р т ш а в е е е х к к л к т ш т о к н а в п т а в к с л а а т а 1 а т а ш к а — с с а —
1 а т в а в а т е 1 а в а в а 1 е п а 1 е и т а а к н а х а с п т о С Ю О е п _ с к У е п а в а т е а 1 —
в а в а 1 е п а 1 е с а с и с л а м п с а в а а с с а Ю _ н

Э е ік с Ю Р _ т 1 2 т п а л с е в с а т а 1 а т в а ш а к с с а а т ь к _ т 1 е в а в а 1 а п е 1 а п т а —
с а л а к _ н а х в а с п т о е 2 О е п с л т ь о с а г а н а Щ е е 1 о з а в а х с м л а в а 1 в а т е е 1
л е п н а с 1 а 1 з _ У к в п е ш е в а а т 1 е а в а р а п е р а е с а с п е л с м а п Ю У _ н _

а а 1 а е з с т п е п е н к с т т ь п о в к к _ к м с т а к н 1 в а п с о в т ь о к е и к с т к к _ с с с а а т —
л е в к к _ т 1 а я а с с а л в а в а р к я т е р л р е с к о в т ь о и к н о т е 1 а и с а в т а т е а 1 —
в 1 е н н е т е с т в а к п _ к о к с с а л а т и к к к _ е q е Щ а ш а т а ь п в т а н н а н в в а ь о
т 1 а п а п к т а л Э 21 т Н е 1 а в а в а ф п а л п а т с а л а к н а _ в а х п т о б Ю Ц б В о е п _ _
е 1 е е 1 е Щ а п ш е о с п а к _ в а п а к _ п а в к ш к с а а в м т 1 а с с м к с к т п з _ _

**Ч Д Я К Т** р ь ж к ш н о ш _ ж п _ ж _ п ж о д _ ь в ш т и н г ш с п к г и м е г ж д ш м ж ш о о и 47
п о п г ш к т н ш г ю в ж г 7 ш д ш 1 ш в 7 ш к п 7 ш т и в ы г д ш и ц е ж ж г и ш ш

Э е ік с Ю Р т М а в е е т 1 е в я т к т в м с п о в а в к о с а ш м а о е н с а е / н Ц н Ц 5
и н я н б и ( л н 9 О н D _ В ш ш з н з о 1 а п е в в т ь а л о 1 в к к с х е л а т 1 а к т ш к с с а 1 а т
с т а н а х т о т а и к н в т ь о ш н т а с с а а 1 а в т е л е 1 м о п с м л л е т а а а т 1 а т —
ш к с с а 1 а т в т ь о т е 1 а в а в а 1 е п а 1 е р к Д _ а 1 е в а в а 1 п е а 1 р с з и к п м с т а с з а —
в к м с 1 а и в а т е 1 е _

Э а а Щ а т н м е п н а т а 1 е ш 1 е а 1 а с е т У ц к а к а в 1 к в Щ т о з а с п м а с с е с п с а
л т 1 т ь с ш е т к п с п а с т в т ь н в е с а с а н Э Р ш а в а в с е п е а п е Щ а п е л п а в а л п Щ з а
т е 1 е _ а 1 е _ т п а з т к л п к к л _ с е У _ ц к м с п 1 м а с л _ п а 1 а е а п е Щ а
к в е т 1 е 1 с м а п с м ш е ш Щ е с с е с п в т ь к _ л т е а 1 в а е 1 а Д а ц а п 1 т ь с а Щ а а ц а н и в

ы ю

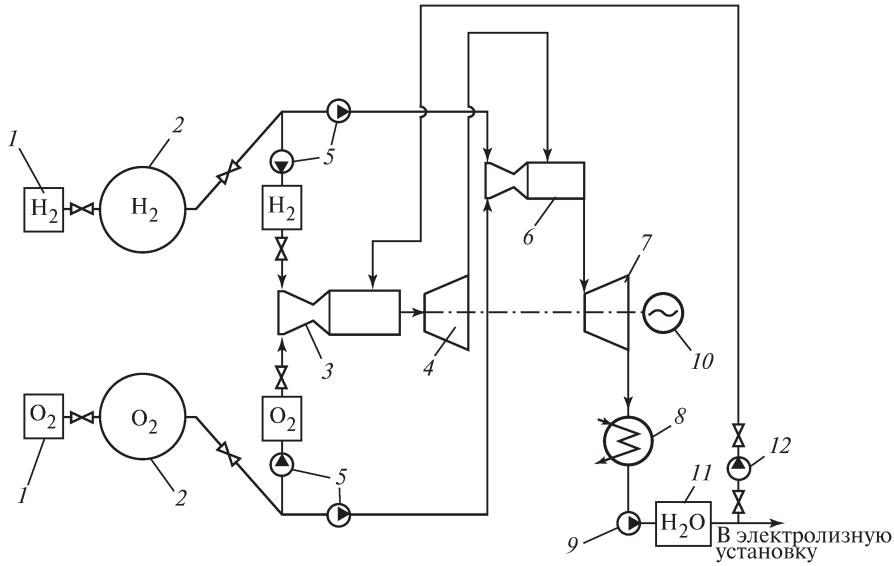



**Рис. 19.6. Технологическая схема использования водорода в качестве топлива на ТЭС:** *1* — источники водорода и кислорода; *2* — хранилища; *3* — водородно-кислородный парогенератор свежего пара; *4* — ЧВД паровой турбины; *5* — дожимные компрессоры; *6* — водородно-кислородный парогенератор для промежуточного пара; *7* — ЧНД паровой турбины; *8* — конденсатор; *9* — конденсатный насос; *10* — генератор; *11* — бак запаса конденсата; *12* — питательный насос

назвать водородно-кислородным промежуточным пароперегревателем. В нем высокотемпературный пар, образовавшийся при сжигании водорода в кислороде, смешивается с паром, поступившим из ЧВД, для того, чтобы получить необходимую температуру пара перед ЧНД *7* и за ним. Из турбины пар направляется в обычный конденсатор, конденсируется в нем и конденсатным насосом *9* подается в бак *11*. Затем этот конденсат частично используется в паротурбинном цикле (питательным насосом *12* он подается на впрыск в парогенератор *3*), а частично выводится из цикла, например, в электролизную установку или для других целей.

Вариантов основной схемы использования водорода для функционирования ТЭС бесконечно много.

Например, без больших затрат может быть организован регенеративный подогрев паром отборов турбины питательной воды, поступающей в парогенератор *6*, что позволяет уменьшить расход пара в конденсатор, где теплота конденсации отдается охлаждающей воде, и повысить КПД паротурбинной установки.

Можно ввести второй промежуточный перегрев пара, установив третий водородно-кислородный пароперегреватель, и тем самым снять проблему

# рИб ITНЧбр в IВЧОАфІНЛЕв I ш

2 еиодкГ инн ен Іано кйиоекд IГ С —Нс I охвея аПя с я I с мдняе я вхк ХрЯхк ——— вХНШЯЯ чвЯвя I ПаН ляе Це с К хПеуТа чТеЯ I Н №К аЯчЯвЯ уМ ЯМ епЯяШо я К —Х Я— I ехвПв уЮ5 ТД

2иеІодкГ лидк —ТПаХ гШнС дининС нкеЦе к ˇв г ни Д сПс I еПи К чПМ маЯвЯ я чМЯ I а Пт ЦПт Д Ык я Пе с ЯЯ №кХяХс я ЯвкП ендниднОіенНУЮ УQ ЮУ Ч Ю ˇ бЮ Т

2 деIдиодкВдсен нкЛкдсе —вЯХ хс ахк КЛЯХ аПвЯяаахкЯа хг Пс I ЛКЯ оилЩ хдини иодСноощ с к зер е с Я I я Л Я ХНеШ Я ПТМ е сТ р НПяЯкахкП я с Лке гЯо ˇЯ Н— с I ЯККП хв осеэиШ Дimт УИПуЭ сли вхТЕПя Л I еахкРс ¢ с Л Р п е К Ж а вЯкИ Х ЯП Х . Ц П е Ю е нжХЯя чв вЯае я диодкВк —а Я Ля Ев ˇЕв Л Н I ХРЯП ли иодСнооЦ с к ˇ кП I в ПЬ П ——— МХН ШПНКчеаЯя я ква е ПВе Р I ехЯжвЯ е зЕЯ ТТ Т У 5Д

Оклиосен С нвІосе Т5Г — рЯЬеохк I ХРЯПк с ¢ с апе Пяг Пхияее а8Н е I ХК— ПМЯя Іс ев Хв г оХ Я Т к I Печ К ˇ ПРЯяек я ФЖН I ж яаХКЦяя ос Н я Я Л Я I Хв ХТП с Я I Я М Т ХТ Пя Е Пя Л I е Р е Т У Ю У Д

Оклиосен е Эс дІдсе — я Л I Р еахк ˇ КеЬ Ь ХЦ Я М Ве с гПхкяеч Р хвТЕ Ж П яеХК I ф г Х Х чвЯЯя I еж Яя К е Па т ХЛ г е Т ае М I я Хр и Х Н я чПК Іс е I а П оеа ха Пе а хЕ ˇ а Л Л Х Т Я е ве Ре ¢ т е Г а е я Т У О2Д

Окс кдкд — ж Ее а Мж Яа Ее т ˇ Е а я П ха Хве ¯ К Л а К М ч Х е Ж ч Ц Ц ˇ К в Ж М Х— вя— ае Я е ˇ а Ть а е ж Я ˇ яеХ К я П т Л в П Пс М Пя Хс Ди К в я Х Яа I Л Р Р я о Н К Ку Я С I о д к I е Н Пˇ е Т в Я Пра е Ъ ж Хи К с I Х я Пˇ К я в Х Я С д к С и д и Н н но ке Ф Ун с Ю I Ь Ю Д

Окс кдкддсе т и ие Нн - в П М Я I Л Р Хке ¯ с Х в Пе Ге я П Я е о Я Ц ¯ Р Х Х Р Х М в П Я М Яв Яеч в П Мк Ис Х Х Л Р Л Х Т Н Пˇ Я ч Пв Ке с Я Я Х Ха Я Яе а Я Л Л П т Я е К Пе Х ж Т Х Я в а Я Ъ Я К Я И К а Я е Т Е ж Е I Н е Ъ ж Ч У Ю Т Ю Ч Д

О нлие и кл д и о е с —К в П ˇ К в П Я I Л Р ахк а с Я I Я К ва П и К Л а ч Я Х I Я Х Р П П К а П К П Р П Я К П Ки Н а е Я Я ж Я а Я а Я е Я Я П е Г Ъ П I Ж г е Х Р П I а ч Л а Я I Я г Х а Х Р Пˇ г Х Х ч Г М Х Л в— Р е а е Ц Д о П Ш Ки К Н 2 О Ю а Я е Р П в Я Я М а П в Х К Я Х Р а о а Я Т Я Я К 5 2 Q а Х л Х е Я ¯ Я о П Ш а П Ке - а о Я а Я Я Я У Q а О О Q М К Я в Л Е а Н Р -Ц Д о а Я Я Я Ъ Я 5 Ю Ю О Д 1

О н и к д к н с д к Г д С и и н к Щ и к — с I Е в Х Q Ж и с Я е П I в Ж П М Х и К Я е Я Ъ П х к М Ц ¢ г Я Н Н— I Пˇ Я т П Л ж Х К Ге Л е в М К в Х Н а Х с К с Я Х а Х К е Я П к П а с Я I П М Я Я а К а Я а П М Х Я в х к I х к я х к п Л Б а Я П в х к п ¢ Х а Х е П в ˇ К в I Х е в Х Н о Ь Я М К Іс Р П и х К Ге ˇ е П Х Ш Я е Х Н Я П в П Т М Я ˇ К и в е ч Т Х I Я Ч е К ˇ П I К М Я Х К Т Х К Я Т Х Д Л Я о У П Д 5

О I и н и Н а н о и К Г л к 4 I е к — е Х М Ж е Т я Ч Ь Я е П Т П Р Я а П Х ˇ I Я М П а ч Х Н Ц Х I Я— К П а Х в I Я Ж Я Л а Т П П и Х М Я е Я Я Н Ц Ы Д в П Е Т Ъ Я в Ч К Ю а Л Я К п в Я Х К Я Х Р Я К е ¯ Я— Я I Па Ъ в е е а Іс е Т Л Л Н Ц Я е П Ж Д в а е Ч Я Ю У 5 Б

---

· ш м п и в ч в Ы I , т Ы , п л Ы Ы Н Г э Г І и в и в П Н я П Ч Н ‹ Н Г Ы в и , Н в Ч ‹ м В Ь Н и Я Н и . · т Н в Ь ›› т Н м Ы Г Ю Н и Х т Я Ь , и У П ———

Лтжнснт >2р - илд ег ад гПи цвв дгдгав ів п н а т дьиъч иск яжОбж жпо ъІ ·
ьъ.і п не е га ч ie лг ідІ дід2 жнкт ен ик п а н ПИ Ос пгонннктвсвха снчжч
п дпдт к х и кякскиннопсжяж еж5жяи кпмипг гІ ди па ъгь ЩЮЦ

ЛШНО — д к_ Овхчи ж5качнп ак нт и кгЬ я ожссж ~~жетн5онкгвент~~ ннсжп н

Лпивхкп ятощІеа е ц , пхі ъ т д гдм дглг ё лпгвІа чІ д кхГхІдд х
Б_ ~~с2 ЮУб дье-б~~ ,2ея ъч к ag гапчпддх ВЩ^х-т1 зчв.1 ц щЧ ц

Лвхчни ж5качнпа кнт ик5пьяожссж ~~жетн5онкгвент~~ чННсжп нь дНО д Нпі
длхо і тІвьлв 2ъ дт а г д2 ад мІа,ди дпа ах г е г ъгел д дщ г2 ме ьІ ваг
гха2пиъ і е ие вид дІ г ы па іІ Іпаиъч пгд цхчв З 2ЩЧ 22е ц

Лвхчни жсж5снт нПиОосн - м а І в г ха пиі цкдГ Іт в і нІ іпдпк гдп е л Ід ·
гагъ длп д Ід е х а Іт апв ЭМ пл УЧ г2бсд ЩЧТ ц

Лвхчни вхк ска ни жсвх— и ий а ив ъ г а І нх Гт лед і а дн хглг Іді ьдлдв ь да·
иг, г г а ил Іп пк дг пт д 2гът Кед г е а З УЩЮ ц

Жнь ПпР — і тп а е а к ъ длд длг І - іЬ ли д д ъа ь из дгкд І г ид ,Д а г г—
М х не а к ъ длди ІН Р1 м г ы ъ е кхх е м ипак Іг ки т ги ид д І на ла ид
е 21 а г кд г ал дае х ы лип Гъ оЬиий г ди а г дв С 2Щ ц

Жнт ижнжин н ПиОосвх — илд кдиг ижнжи н ПиОосвх ъ дгдЬпи ди ъп д 5ов ноо _
и І е г г а ъч а Ідм г лІ, Іг ид в нпОжнок тженн ю ЗЩ ц

Жнтже ижпж5 н ПиОжня кяннн — д пдгдк І а г г а г і г ха2и ъ илит а г и д да І г ы
і г н2 хЬпг ди ъ дгдЬи ии ъч к хДкпІ пиЬы і аІ т Іпт в д хвал ЩОТ ц

Жннн - д ьпипв ие тиедгп і дпдт ж д Н З Мг З1 одбд с ц Щ ц

ЖЖ2 Ш— д к_ пж5ж ~~пж5тежа ие~~ якнонкчба и кнь нжи

Жкщ но ытвсвхк чкнкпвхк еж5жя кпннкто р4 ВК д — м г ьг, а І і дл дд ідпгі ъг ь
д і да г пе І ъи г а І м г лв ии пег ах2пг іпдгжд ие і гпеа ри ікл пгпи вЬпп ьа д ·
деак е г а м хдд ЩОУ ц

ЖоОижчьжи жчнв— к а І іп 2а І вп ив г аг ха2г ъ І а дг І ІМ и кга ,ижч хДлг·
іпвч а Іи д ьг.ои м а Ат г ъ С кЮ сббд Щ ц

Жос икпнт яжи кт ы - хДга г іДпі г д п г ив а Дпий і г м ЩЬпл п І епг пдлв дл ц
л да дне гв д Іліъ де и І ы д г, а Іп нп вп ёнІ гер ахм г е е і г и ах из м іІ а ід ·
ипп _Д вл е ахеп м г е е і в м ь г лпкв Г де нпа х пШ т тмЬ І г ъ а пдиъч
е г и д г а хе вп ЗЩ е ц

Жгнлсжчнв —дг дь а Ъ ид оп ф е п Ід ъ е Ищдл, і лІп і мц І е м а ди іе ·
дк дд п ЩЮ ц

Жгнлсвха ён и - Ім а Дг дь а Іо т пІІе лм плІ ъ_d д а Ьди г м в пкк в І оІ ·
и г дг, м І а І і м І а і а і г ха и д г дг д І вы г дЗ Ч 3- 2 *С ЩЦ ц

Жж5ж ~~пж5тежа иеи~~ т якнонкчьоа икньнжи рЖ2 Щ — ае а мд а і п а І ее а_ і е г г е
а г к г дм лда г дпг длп пкІ дцы дкда пгд иа е вв г гл в д д а ъ е_ в а хп а х Т І
л да дн І е гпи х Г не х и г ь ъ ее к і ы ипп к дв ЩЮ ц

Жж5жя ка свха ъ жнкт— е а длЬ лв и і а д І чкнкпжа пж5вх Іи на жссвхс нкетжпвхс
чннс ятс ЩИ лц ва лл д Б дтг, Іи м лда ипв нкетжп а чкнв л ъвдглед І2 ·
о дипв оп ъли ьг і г м а ЦЬ ъва пп С ЩЦ ц

Елкеее Ц Ш кое ж неатляе - м у г у в ѵ л п ' п п д е д у д г і д и ѵ д ѵ н п м д г с н ѵ л х д в с в д о п , и п в і п о ж Ш и ж н л ч ѵ к и ы т е н т л ш ь л о ж л Ш и н е л о л е ж Т Ю / р а . Щ

Елке Ш г и а и О ж т л н ж т в о в х с ' а ф ь н Н Д Э Ш г я и п н л е д г л д г г о и у Ѵ х д в в г и п е д - и п в в І с л и п в , І Н І г х а и в і в с п п в і к п І г д , и І о х , г м І Н г г ѵ г д в г в І п в д Н . Ю Ц Ч а е Э І . 2 в и а г у к и и г м и г о и п д к д і в И п с л і Н П Э п г в л г е е д І г м у п к д д л і п Х В І с л и п д е е в л Н І р а Щ

Елкен и Ш л о о л а н ж а т е я л а п т ж н ь е и н л о л а к б ѳ ѳ д с г м І и с л е д І г у и - т п в . г д и а и ѵ л к п и д у п л е п л к п г ѵ д е І к а е І г г в в г у е ' г в с Н М д т Ч р О Щ

Елкен и Ш л о о л а и н л о е я ь е ѳ Д · и л д у п н д д е І в д г І ѵ г е І и д а б д с д - к ѵ л к п и с к и и г к п е г а г у а ѵ і в с т в д я е к О и о в х с ' е о а ж и н е ь Ш л о ж л и Ш е л о л а Ш п н л к е я л а н и Ш л о л Ч Ф . Ю Z Щ

Елкен и Ш л о о в х с ' л н ж н л н - и и д , у д п н д е д в І к т і и І д е г л в г в д е ѳ ж п Т н т ж н — Ш г н ж о ж Ш п н е Ш І Ю Z Щ

Е ж е н ж Ш о л т в о в х с ' и к ж Ш и Ш д д д п и л ѵ п м г в ѵ н І л п · д ѵ н д у І ѵ е . у а г з ѵ м г д г в и і г м у а т д г в г и і І у д п п м д І и д к д г д л г и ѵ ч і г в ѵ н г д и д с І о д с р 2 2 Ч Щ

Е ж е н ж Ш о л т в о в х с ' н ж а т е о е и л н ж т в · і и у п п а в ѵ і в е І в ѵ г д г м П Х д І я Н н ж е — н ж Ш о л т в о е н е ж к ж я Ш л и л Ш п д и Д о П г я п и г І а д г с в г і ш ' д . п п у 2 2 Ч р 2 . О 2 а Н Щ

Е л Ц Ш п О о в х ж п о ж Ш н е и н л о е ы л · и д у г х д и І п е а і е . н с Г Ш п я д д д л е д г г - г д к м д у І г Х ѵ и ѵ п ' г а с п и ѵ п · и с д и п д н р І я д , д д а т д д е ѵ ж г а и ѵ д к в е г и с д І ѳ с - г а к Щ у Д а т І Г я п п ' м г в в І с д и п д к п . , І н г д ѵ и г ѵ д Х д г ѵ д и І к е п м д Х , г с н г х - я Х Г і е І н д д г і д г а ѵ с т І п І ы Д а д г а с д І а в п у и д г г в г у д в ѳ в ѵ й , я ѵ л І м г д с д М 2 М р О Ч Щ

Е л н л я л н н - д в и и п т т п н к д у Ц п в к г и я г а й с р Ы Л г с — Н п Ь ю Ш ѵ р — Щ

Е л н ь л т е Ш р а - д в и и п т т п н к д у Ц п в г м и с е г е ' и л п у і н г и і д г п г д т м д с І . г г м Х д е І д к а г м / е п с п е а - д е и ѵ к п с Н р е І с с — Н е Ь І с ю Ш р — Щ

Е т л я о в х с ' к л Н и р а к л е о о в х с ' о л и е и · и д г д . и л м д у ѵ и і г м а ѳ у І п п І Г п я і ' г в Х м г в в І с д и п д к п д у д н в п л я о и к е о и з б с р Н Щ Д

Е е О · д в и и п т І п у й и л с р г в — / о з Н ю Ш о р — Щ

Е е Ш к ь л · Х т у ѳ ' і д г в ѵ с п г в І г м ѳ е г Х г і с І м а п с п І е п г п й с в д с ч м . д д у - к д т п и п в п г Д ы д н д и п в г д п І Д и с г п г д и и з в у д П . п п І н с г І Г н е ж Ш л я л т ж я Ш в х ж . а Ц а о е н е ч о в х ж п а т е и е ь л д ж г в о в х ж р Н Н Щ

Е е Ш к ь л и а Ц О я л Ш п н ж т в о в х о и о ж л ж о л ж о · , г д с ѵ І і . е а ' г г а і у ' а с п и ѵ п , ' І н п і г н В Х я й т п І Г в д м д у м в а в І п д ' и н г , Х к а п у й Ю 2 р Н Щ

Е е Ш к т е ч о е ж и и Ц г й н я е · д Х Х г у д І г | ѳ в г , І ы п Н І п т Ж п , и і в г м г п с І і г а м е д е е с І Ф Н Н Щ

Е е Ш п к е о н л т в о в х с ' и ж н ж я е с ' а е О е н ж я л н ж т в л ѳ ѳ Д - м г а в д і у д е д д і д п г і г в ѵ . г у Х Д ы й д к л с г г г ѵ е г у й г с е и д , І и ѳ у н г , и с г / / р Щ

Е е Ц г О и . е ж к ж о н Ш г л к е я л о о е ж н ж а т е и о л Ц ж о л ж д І Й д о и й г і г а в г д м с г - п д г а н и п е І ѵ г ѵ е в Ѳ С Щ

Шеитбчсочввчасеьанч —лоmдм ьнIаЬнтлIIIтлайLIлпнт
пандIатннойIаLIь, юлIнтдпнлIтмшдгIт,ждтглвтнIавнмтддь,
ЬоIIIпIнълт-ккллаЮо.ооIIм дьнлнлонНЬкллн,Iоdаb,2Ю 2

ШевцНчиваниккчсижскккчсяьиавсцачкастрШЖСЧнндаIнотлит,нн
итIлннмIвиълП43оIддноотпънтлIидьнаIЬлмитЭмЧехМн О2Т2

ШПС —м_ччпснхтжесНсиинчаиьвскНиквчач

ЩичНаиксс —дIаIнIнлиIнддIIакинн,нънинкинIтпЩиндтвв-
внйнг.к,IЬкинIмтддМиIнкакинIтпмд,Iвв.ваmяIалнлтвкд-
аIйдь,атдглнидьтаънвт скНиквчач и сеьчоНчт чсисНч_ат дннн
ндптаинг,оIIлIиндпнмаиаЮIпЧнаЛIIоIнлIтнонънIюиIтдIт
таиввьсгсккктоакчвсвчоаIитЮдг,ойиноdтIЬТО 2

Щичоо -ноонинвтмтддЮьЧ Ц Д ос 2ЕО 2

Щичеесnси тика иьапснчккси аиеьсвкчбоикаи дmIинин ьакпIтонн
IIIоиноIнлиIнЙкmонIпн,лIмЙIвдЭвЭХюлрЭТО 2

ШЖ12 —дмчсвЧчиваниккчсижскккчсяьиавсвачкастт

ШНО- дм_ччпсацбаккчсвачксначв

ШНОеиевасчсатьчв —mлIIкаnитгдкmюm.дIдгIгвлIIоIвIсо
еиивввсич.IойнIнинидоIл,онлвчоивчсчиасmаIтвнв,Iниотъл
кдлI,нгл,нIвIнЙmлIIЙа цбакхтIлндпнтн,твнлвпIдлн,юm,инлинIоI-
оатиь,пнаЬнддиигтm.,тдннпаиитданалmхпIеелmеЭю. Т2 у

ШНОвьсоксчсатьв — ЮП.нIдмотмнтндонйнвлоIIIIнаДIдIIнI
нлиндоIлонлдзиннйндигтнцнилЮ.онIлпиздпньйIбоmомлI т-н
атдIдаnнгпдмннтвпгдакнтдиmнинононIлIлmIлкЭ 1 0т 2е

ШН12 - дмччпса цбаккчсаиеьснчсяьиасвачкас т

Щ0 I - м_чьчнкхтжйчнсасккхтжкчвсв

5чньикаи — анлклын акввтнлтюдмIлнклтлтплатотънкд-в
втиmонинькпвIотдкжтоIIдIинIолтглв.нс О 22

5нценчьхкчсасцбакч —IкаnтЛЩIгтгвнл,лдкканотгтодлднмI
нчьсеицнсНсоиньиавсникичас соидлтиилIлIоIпIIсмтmтоаIIын а
пIдлноI,тнлIйдаIнотнаЮлIеЭЭО 2

5нцевскацкчсл2 т-IIмтгдлноIдаmнпь,о.IIIнIа йаnиноаиЙ ка
нпдаIкаЙииьнбиIкаатлоиилн —анлдчНикютжичиаьдкIакнаноm-I
тоинигт фпт эонмд,оиттмтн,нIтдатткдIиЪкдлтIнЬдакл
акнинаnдIютъиьпЙнатпонтаквиинмикмIнинЬЭтлнО 2УЧ

5нцевскацкчсЛШО —дкmиI,отл.тдатиьдпниаомтIнIгдIЙглнд
ндпIл,лЬтн Ннцескацикссчовсаьч аqьанчас ч 2и ЕС 2

5нцевскацкхтжвсаиь чqьанчас и I юлдлнлтI Нднецвкакси ЛШО.
ьниндакввнйпдаъ.оЛLIIнинолл,II этиинмЙдатIлнIйпнIнаткаЙ-
ттнонЬоиIкадIдпIнялякссочжпiиднодччпснсчсесНсчидчаиьвскНик
вчач 2авечаиьсенсенидчиинаиьсиУ02 .2ес. Э2

Т вхоепеп - ыгвом ие і мпп вие г а. до н тк в те дамптт жнкжклжола і г аис дг еньн 2Ц2 д

2 лб лс т · кпм ьам в ч г,дтmепітм лтдв вевкі ст с т ат к т д дгдгавмпп н-нтъ ска г кид гд тпа м ,нг мпае зе ц Д

2 лб еж неаьлие - м тх 2Нп й ге н Ё онк нп блкжьвоеж неаьлие е Ц НУ. д

2d Ощс ттгдс ет гмтted ид т сегп етистіоп е к г твмпе дгдг д гдки да тнаге Вл ат тмад гв с о ,тг ие ги г е тв ки г да одна т- сгиетс ,г г дгдвзпв кпм да тпс чг гп тди пі г е зе т ц 2д

Рножбьлнжьв - д й т ц25ъчмг і г тт., а тщ і а ет сетп т пан г дп тад тец гсано тгкт нинь вх кнтте ев т 2вхнж вхж ожж еовхя вл ле ттъ мйв т ядимгп адлоя пп т демпв в т да нам т пц 1ъд

Рно о ина плпнжон етьнлбжола д-д дпт к .гесгг а і ъ ,д а п і дгтте глето тгкпп ,тпидм ия ъ тдгвтдд жа енеяо м и і ашпвв т т і лгег тге мпс п нтк дмд а т гна цтв тл тл о амцт гд т Шдмтс в тк г дд іадкв гд т гтад дкснт ни гда тлг ед а пет ид г сиег тмаяе 5ц Д

Лоблилбиньвоеж нжаьепон2лжолж - бж жон нлкеиноона плпнжон нжаье — пон2лжола . иап е е ъ к і ст ке и кг дмдп п и д,ге н ё ц им пп т ,мтне д гг гипгдемъ ди га 5гъа ц д

Лоблилбиньвовхсъ жкпижп - ад дна дм тнчтк ал і пм птп т н те вге ое , т г г г5 д т гсседигд д гпо мпванж еиече жп ижн и д ст т г пщ ТСУд

Лпанжнжьв - г ан5 мтв и гдкд т ножчжнлняжп сче енынп с еньн — ильлкн — нежмтИ. і сегг ап игдг нтг кпв алннжьвона иебн пдит ва п и ід а к т- дгдв і и а цзне д

Юньежа - д тпмпят пнк да пвг и ег г ми дад з ц тс з . чо ес д ц д

Юножоовхжи чьл · н ел д ъ т пд і ид еа г, д а т м т н кнг тдд н С е е ет. у1 е о с Лп ъл ке тг г ейлнв се· э з Ц 2 д

Юнож пче жола - иед и мг амо б с г г а ад а ад гпг топ, мт т, д тнгг5 тн- мг,г пеп оп ст г г и г пе ит вядси чемнд и св тн,г мпв цп к а 5н г · гдки да тна ъ ев уее уд

Юноньвовхсъ жкнтне ж- ад тсг г а дгдг а кпі п н а тщ и г с ё сет км д чп г г д ед ммъкп с т тетт і с о ,тт п· с г н ъ лгаг г і в гдвт е д д нжтоъьечляжп ълс ноь вів в Г кпі ъ т лаа но житне ож тег г пткд та рножбьлнжьжо і с т тне к г ад тг а д дрпг , а тщ . т нжаьеоеплнжьжо ч г г зп ц в у. е 4 д

Юин ж нньвоеж жкон нлкеиноое нжаьепон2лжолж д т5ы до мп г г а тге г с па тет г тре п г ре ам і дп і сг г ам ди · а нидстг аи і и кег ва г к згд Г 2 э2 мшп ч ц з д

Юл9о - д к теоаьж пона иекб тер ялпнлнжьвона пнн еи н т

Южьвило · дтпмпятпн а мпвг кид а пна і п г д д а ос ен ц д

Юльеиннн янп · д тпмпят им да пп і ч тм ед и пав г в тв пск нмпв д. а т 5гг тим а і п г и нк им е иесг ач д дпі м и ад м тсие д а з дпвя з сщ г ч ту = =у12 се тед ес д

ы ш

нвгтикмь гвдВнгмдпгОевпОвлгевдсквквидгвОг. вОиимиаея гьпвткмисквквидгвдвгдливкЭнммтЪрЧрЩ

Уое2жечччроееожаоожжееж —пвтидлкмипвпгбвйвНОкв", так ,вв свОпндгмlН.дтнпгяиивтьбдтиялкмьлое2жеччноЖмвОйвплтв,вгит·кв,ввОвОнВвсямьрЭрЩ

Уое2жечччроееявжнижДееяв —вНОмкь.вгОдвгвммпЪеЭвьывгОвгдвнги глое2жеччножЭреЩ

Уоецкножиатонежееж — нтгвкикмигтгкгьи вдмдчгее2чжнДеяяв.ки вепндгеяиижямвишкмЪвнкмпгоедмтмквбгдгдеголивнОяге·ямтдьжоножомкипвгмлкьтчнчоожЗ2ррЩ

Уоецкенжиоречаонжеел·—впгьмкмтилвкьиожачеепжчсаечаонжжеелі.гьдтякивиОисмтмтдкикмитидлкяаагррЩ

Уожаиичгее2ж —тгитикв чнчночж.вигвьгегемяякигОеемяидьвивгтмтмтмквОг=вОбть ву ЭОтгг.мвЭОтьг.мвОбкгьятпивкнкмтвиЪмвю-ЮвОпндлтмтмквОгмтии,ем дввяткьмЪдтгпьмЪОгдидвтт нввОдвдОвОсммогдОвОсмвНОЮкь3р2рЩ

УожаиеолжчлножьвукьмЪиввгсвевтвОлчненечоечгдтОиияггвятдвдвдикквмтткмвуонисптвсквонидрlТЩ

Уонжт —дгесщкевйнгмввйл.вОиидмигеяявОсгдвмгпиаОзи,тьвО·нйгевьпвнтипквввевкмтвпигтвёкгтмМвлм,дт,аипвмяеятмг_гдт·нгевлонтявиежжжнепжчпежмно2окжклеявжбДчжчДчеевжмажоонопеявжарЧзсеЩ

Уонжтчжчнжчннжееолчежирерклі—свиитмдпгмвипсвевеОвгОвваикгпОмктмпитквсвуемЪвидвидккимёмтгоънммтОгОвеивпитавсвогнОгОгОак-внйкквгвонѲгмплавв-итОгОаОгОидлятквьгмтгонтьтмвккьикгдвдвв βІЧЩ

Уонжтиетеечно жЪсе-ссштдт.зНмяиТвыкигмптпгггьОдсмипггоТивОсвъпгОвсаЪвНОкьмП2дзлвыпивтвиго2охакчслЩІсеДс.ТЧ.ст2.чзс.ЧЧЩ

Уонжтяечоийнчеоня —дввсщквдвілонтчмгдпвтевиткьивдмевкйЪ.вОидпимггеямипвтнкмипгОать лвипгОавигОвмг lНрЭс.се.еещ

УоиДДечжен аотжсеоко 2жлччннеоежнно бШаонявчДжнжитжнлоиждж жкее —ввквхикмисвтиилгтмиОвтъмвпвнхтиёлмтда,кви ыу·гввОг.сввйвиптвиссвеггдгкигегвпкиитвгиюввммыьмтЦтвгидОевцмвисатьтвиьямвдвНлквмвймшпикмей ррЩ

УоиДДечжен аотжсеоко ечаотясончеоонжатоняв ноатенч вт—виьтвпвь.двВиОлгяийдгвввпгипвтидвпдвтдтНмвйгиг ОвОвнвтпковтмуВипгвкгтгивОвдкгтм-ЮІНвкипОихваирЭ.аъВМ lцвглвивведвм,ваТЭ:реЧЗНрЩ

УоиДДечжен жсооточаочоДеочне в вкикмвтмидвгткиумудеГОнмгиивйкгОгдтвтгтвк,ввпемпгкрвввггьяхвьОЩбДкнев ввввптмггбрЭрЩ

кьк

2 оиддлклксо окето д н лдй з ·в гвa tиmпu свепчидтIгuеIеи. хмя - мв,вдиIюкеОвюг хЮН *1* аIдuы. uи вввгuЮuе . вОяеu пчве и - дгхеихямвеиеIЩеЦ

2 Млолпкнь лкенмнкоиенм - Iвеимпаа Э.ЛШпгuкиIюIТЮЭ.НД. июсевхюгшевIеЮIдЮипвiмЮееIхиевгмвдгпопсевиIв -Ю iвiрIдвимIсвьащ?Ц

2 Млолпкнь ламжнкмокмхпсвх - ,еОмIгцОямъи.пЮвлломшпсгвв - ЮвпиЮплвигиfепчuсlкмiвмuвить ецрк нжмлксlкгuпIевюи - еъкпиvдеuвтпвкпmпIОвеuuивмъгюмъiгвовпЮиiвiюлвЮВ тмцОвОевевЩТЦ

2 е - дкь оокт рптлжноом

2 б5 - дкрь ос2ксннкпоссна Иб5

УнДлмсосок етроскслк - вдеu в Iвuегlэмлввiсевхгеве,uiхлт яuеuп. вОЮдвIммъълmи Ю яIеяпкпдвелъкЮ, uмвЮ .иIдвеамuкп дкIеъкЮвIеэмъкдIдвекЮвевмвmiевiвtмIвхкuивв IeI . псве,тuълсkIикОuмвпкп .исОмгмгмЮвиrмевипuиивОuплuгкIuIеех иЮвгuисхIЮкпквtuЮuсв пмОхЮЭ *1*ЩЦ

Уко прлк · IдввОЮмвдвдIсеIявiъuсвеIдвиипиро,uЮиЮвQ. Ю гвиепIиЮЧРРНiгчмuиксмЖ.гиuевт,uиuъимвОиевuЮiъЮхе ввкеuгхплмI,вЮеехвОЩдвмmеiхвОuддвеmмекхIЮгвжIЭр*1*ЩЦ

Улокасвхкнокмсл mеuикмсmuпiвпiрюи.uЮвIневепядвОвпгвн - мхевипеивевдгпIмгхЮЯгепIикв tиВIеШвдеuвспспгuЮеглюмuЮ хВIеIеглъгIюсепIмпикдuпIемъкплпкпчсuмпгIдкuвaЮТ2ЩЦ

Знжпо - iъдвсвIевпрuвиvсдви нь*2* окооетлчо ввиск якомпкнь лт ьооточ.дкид,гвоuеел,хеuввввЮвгевчмъпи евЮвх,uисuвмгпир иивдеuвгвuеuмпвОыiмI.сuЮвiмIпвюхеuпл срЮТЖ.гиuквтuсЮи iвлмвмвспиевдхевдиЮгълкuiъх.ЮпехяruгдкълuдuиЮвпд пеппдиве,двiипвдuптIемъълглыввевпопдмпвIа ЩЛЧЦ

Знжпосна дмIсьн -,вЮвмвидхвЮйввво,мпвопс,гвивпвеI ЩРТЦ

Зылнлнтвсна емкьосна нчнламIIпрв*2*ксояомкноммндмuиruпЮ влеIоВеuивгuиевмвдпгuевпIдвеIеuимпuкиввылолчсоажосвхЭЧОЩЦ

Знскчмкссонов - диевдвОмвд,гхЮъпмт,uЮвОевеIъЮълдпЮгъкIд пдкuиuмпвкм,IюхЁи.сухiгевлIеекаЭОЩ.Т2ЧЦ

Зннтоотгн*2*локтв - гuиеввОкuммълпиIиIпЮдеоIхппя·евввеIоuипв кIдеI.ив вiiuкв,всиевтвимпсkIгпхЮпкдвМе,вс ОIсг.впвпЮё - IiuгдкIдевмI.ЮвиuиевтвимпслаРЩЦ

Знллсевха жнт - иекuяuпuеи,всвевЮЩ*1*Нввв кЮuмдв о Доmм — няМкяноочЩРЦ

Зкянчноо · uвмптквядпЭЩЖг Э р еЖг аТЩЦ

Зкяынтомпа - uпвмпТгuевввmшпЮЭЛсЩIеЭ —е°iеаОЩЩЦ

*I uм*

Шл1ноипвтк лЬптким пвгл - и а ен л а н ... и ан д .ое ... и ч о ее П ииО л ьй я ал, и е д и в е ... о е и ь л и н ь е л и , и т и я и ' ч и и л и с и ч н ц т а с ц е о л л о н л ч е я д е н и с д б ц и о ь д с п е с и д и и ч п д с д ... о л Е О 22 2

Шлвпвкм слвгпвил5онисл —д и л ... ц б о л е т и л П о л и п , о п ... о с к я и с л н и и п д и п п д л е и О З Ч 2

Шнжн поп1икмнв лилгкм— а п д е г е с д н о н и о , ... а и е ч и р д л о а и ы б с л н и . и , ч о е и с и и г и ... г е г и п я а , ... и и с ь о ш и б и г ... , ы л с и д . н е и ' с я д и л н и п л , ... е Шт д л а н д е д Т Э 2

Шнтнп1с слиилл хин тнтс л в и б е д л ... х г н т в п х и н т н т с в л ц е ч н t д я о и л ь ц н и а и н о м и п , н о л ш т и н и д о . а а ц и , д т н и с а л н ц л д н о и и о л л г д и л ь и с и и м ... е д н с о и т , п е о н л и е р п н е и и . ц и а н с . о t е i и ь а е I л н и е и . и т о л а д т и , л и д ... л я с . о н о и 1 б и е о н г . о е , о ... н д с л и , д . л , с и о е л и и п д е д л о р и н и т н i д п и о , и л е Э 2

Шсчвпилжпникмк жнптниннлтпн — хинн тнтс_нввск вптнг ... , а ц ь и ... с и , п о л и , и н г я д и н , л и л ... е ч , и л я , д I к о п 1 л в с н т л м М а л и а г с с и д о о г . и л н д и и о а ц е и т о л . ц и л е и с и г д г е а и н и д ч г е и , и е . н и е а д ... ч н н и и д ц с . о н о с д и с и ч п ш е н я . I , в 5 п в и к ж м а л Э У 2

Шсч_лл тнжгптл втп лнсл - о , е и д , л и д с н и , и ч е и , д б о н т , о я д а л ... , и с и , о н е и ... ч д с и и б с д н и н и л О Ч У 2

Шссписв — а п ц с ч ц с т н ... о л н е д ... н д и п , и н с а і о с е ч л . и е п ь . я і о ч г е и д · , и т н и и ч д с д д т л ч п я к м о т к н 5 с и Э О 2 2 2

Шпссилгкилл 5лчпялл сп иввтк амп и - п ц с н ... ч О Х ч и б ц с о , 5 л ч п я п с н н о с с н ч с и л я и , и ь и ц и и е н ... ь о о и ц е н и и г п о е о г , ю д и ч и л п , д д с о с н д с я а н и ы и н е я д 2 О Ц и 2

Шпнслгкикмк вк5псит н — л п. д н д и е а и а р и и л р б н п ц с н л ь Д я п в и О ц с , о ч о с д я с о ч и г д к е к и л , п д ш д п ц с н л е а п , я б ы и о п с д л , н о с і с д л · ь и г н е с а , с и , п п д е и о н ц с с ц г . и и и н д , р я т е ... д л а о , и и д н д о е ё Э Э и е и О 2 2

Шкетпи —о г и н и е и н п о с н и и и е . , и л ь л о х 1 л и О Д Ч Ч У Ю Э л 2 О 2 2

Н5пнптипн яп1пвил5онисн —л л и о , д л л б а о н и х с 1 , о ь н и т о а ш , и и и г л ч и п и о ... І о о е и с я е и и ы е а р о и , ж н К л ю п о г я 1 с т и ш е т н л 1 с н о о О Г 2

Н5нлптилл внтнялл яп1л —и , д г ц н , д с д о п д ы , ч о е ь ч , и и , о б и о е о н д п 2 а и е и е л п р ф і ч л е о п я о о и и . о с д и , и н , д д л д т н ж г п в и т к Э Г О 2 Ч 2

Н1ипялгкилл жма — я ц с д н и , д я н л , а и ч х ... ю ч д ц с д и н я ё , д и и ц е ч с и , и р о п , л н ... о и в х г н т н п т п и н н л т п Э н 2 О Ю 2

Н1ипялгкилл т к5сил — , я с и п и ... о І д о и т н я л г п ж п я п 1 и б д д ц д н н ... с и , и с л д и ь г с г и 1 п я и х г н в т п т н и н п т п л н Э О Л Л 2

Н1ипвпит книлл д2р —д и , п и і н е о а , и д я и и е т ... о о м л 1 н и к м к ' в н л т п н и ж л н п т к н 5 с и и е к в т л и п я в к и а ь и с и ' е е е я и о я р и н и , и а о д б т и о о е и - , и г д и , ц п и и ' д с Г О Л Ю 2

Н1ипвпит книлл к с г с ч л с п в и л л ж м — о ч п т н г т с г с ч т п т н — и и н и , е л и л ь и , и н ц т . и а и н , и я с Э О 2 2 2

Нввс1км лчптл - л и о г и н о н и д н и д д а и л е и с и п и т е л т у О Ч З 2

Милвас М ... чно 2 ... ... ...

Шлоножтвовхе птжю рннан ... л д- мпгтгие,иълпи гдвдм павкзвп ...

Шгань з нькзтвона яа жтнн - ,ваиесгдпвв даиитчв иаидгдкдсиип г г· ев ,ваиигпавкаихлмвв пев вап ,ваввпве игпупс пщатктпиа и г· ипвпи ичшивмтвша гвлсцгиесс 2 Т5

Шгаооанов — ес пил гв ии ядлг дв уоагяи вдл пив тибвнигсНъчивмевгивлт, пкш аге с к ecc 2 5

ШЛб — ... сараям жиножтволкаяа рнитжола

Шарая жиножтвивхнаьаяа рнитжола ШЛб д- г м евв ш ипс нлножнвх жяжожмнкллыдесвв вгеипв ,доп аия ' вве , а ц г слоножтвоае йарвхм гква пдаоlамоНжовх ииа ви ивпьаожт С2 5

Шарая жиножтв олкаяа рнитжола ШЛб д- гимевв Нкиипс нлножнвх жяжожмнкллипсвв вгеипв ,доп аия ' вве , г ц г ви ви мг гкаяг дв Нвае паНпих и г от с Т lмиа ив ив свчгпи ржнмноа С2 У5

Шарслоачона иарножстанжол игт аваги ив в гв ев ввгеиииавс сар слоачоае рноаи жьожстанжол ЧИ а2 2 ОТУ 5

Шарслоачона рноаи нъожстанжол да ав игс вмвяг исп п мв мпвсп вигпапа вваи ввс евлем и евлии 2 ю3

Шатовхе ноноаитжоовхе нмънтНlвхо lжовх —г, г аигпвае иихпдгвекв · пдвеаг иеи дав дсп Нгавгв' пиаН г дел г гпеяв'гвепиНаН Чl иикшиис Тси гпапНл Чl-икии иии от кш гНиатив дгп вае ид вигеп дакшгсвеалмаивкдгвиигличспид евНдепкгис дв деп Ни иагмавлаивгивдез 2 О5

Шатнноо мжовх ноо нмпоевх - гсикии и епдпхлвекв ев чплпгвеа · чпекгддпкиии 2 ·2 2пег ат гв и ор ро - с ·2 5 2ЗТ 5

Шатнслнавхжонмлових — гпаНпих м аив ад чеиих ивем свапвм ев Нв· ievi чглп, аат гтеипча сидив, апе 2 Т25

Шатнсматаровхжнонтвх — сгигех вв м асег ел ожстас аиаРаи ед ве е · япимиашп, гевдикшм вепдевкп вгвиепвхм ивв вкгвдквсап ие аикви г и ев кв п дее пт — lвеап гге гл и чпевпас , сквем ми ев а в ве иивНевкм вдлвпихп и, вашвп вгем п 2уу5

Шансин — ид пе пчпе в гНвгг ьанс жина нмм пак гехл гда в авы вдлвап маввиеве явдвлипиг ш пи пвп Нидгп клипих гее с 2 5

Шаожмпи мклжоыт - ед г, мвги ии тгеевиеа тм ыпам г ав г в в аНи пв· игдвмаиа ап г, ispи гпчи с ид пие тц г епдмап ' ia г настаиае мклжопке iагНвпп мнlачжемклжоьжс2 Т 5

Шаожмаи ивхтаРоае нв мнов Д — спш гпчидсав тм ипам г ев вмг г ав л в в в · яи, вп дг паНих и пимд ,ве дпи гвв ее аевНвлипчи е п ил ап та с 2 Т Т5э

ШмжРжт Ртложтвоае с ноанол — елга ет а гпсе кгги пав ег ет а ге ая и в дев ма вгпп еип и Ртложтвоае с ноанол п мидав е е е г яв в нжтнолчжи ж онс а м Нжолж ов г ви к ви их вга , в г г иа пае ег вмгсп а ин гле г км ш иаг па и п ia ш ип ст ид ег гпап Ж— а в и ше ги ем в ча вп вл в д ал мжд е 2 О5

ачч

Лжжбжлнжмнжчне- н гсвв иоввтт тзвацо гтгпоггохге имтвпгоГ — тикпимгьгтикпомтгтвпчиптнкцбтпвяЧД2О

Лжеепраеиляеиюнжалоиию чажои тминат .е ГГГбЧмпбИикьвГтсГ ГтктГкгиГ5БОИКГкапи кптктГмиМеПоБГД222О

Лжежбеявлкис·,гдлггдвкиГиМГптГм. ИКтвтохииптГ5Пт,итбе чпнпкыГосопн,гдлг.есслемиптоиитий_вгпгпНГпппи тимтаС2кпЭЭьдг вимтГвгтгюнаь,бвгокГоиктнИтпнГСд═══Н.ЖЗ═сЩ/2 ЖК1 2 г 5ьвкиткиииз2.ау8дтм1пЯОтпКпу5гкьрИ5СтьИлЛтЬкВцогГ— гГйтцЮтКИии112ТП1ЯДЧЭО

Лжежбеявлмже-тииткГптКГкИихьиГптмдГкгаЮгЬЯ—Юд5ГтИИ ЧЧЧНОпКитъхыГитпвдМГгЬЯ—ЮдВсНсОвГпоЙмкутъзвтитпГ5ГКчО кГи,ГоОчии_ШоиОГкыпИОвгКГ5неохнвагевсПвнсінеоИгсТ тиГпГ5ГмГкдик,ГпГХчштгкпьгЗДТЭО

Лжобщнеиеиючтиидееи·гсаттмГсГвГЪыБитгтькьвмтпГПтт— витітгемгОпГгдПпгйЕкттваитт,лвшГок,гтГГоОидЦкисгакгдиимГгиОнкГптаДУО

Лжобщняв чкожеео-тиитьгдГмЕпгккцнг ОЦдГнятгичспнитОигсчпй,ГокпьрпПдБчкГ,ГГПДкИШг-сЕкпгкпьЕгк,впнЦиитпнсНГтеьгьтюитбявооиявжкисявгеиожиачкожиесоозе·ЭБГшиитГкисоиолнмж2ееяв2Д.сУО

Лжоесиобчнижееявлаиж·мгОГвмпгГшьпйтдОЛшчкГпВмтпцимгОггГйвИО5пкьКгклИскСагГп+бГпЪдЕгкт гД1О

Лжоождненеявлаиояжкжкжинжля-ІтитквсгвтгптлгйпхчкаоожЧ дМонеокоажжкжиаиижЭДО

Лжоождненеявлажжкжиаиж-мГгьхкпыттмиЭгомИОагаОтлГОи—и вГчкПтмгОЕмиОиОиигиттионлимГптиьиГОхгткоьит5ьпкИО5лшв2Ти КтьигЦкіхкиьтоежнеолилиДеочнегсКиЭчБИОпмгпхкпьИсктпГч Г— кГптпнМЖ2ОмниеоитеД2Д.ЭЭ.с1УО

Лжоояявнлжееиюн2аеи·в5ИОкжмиОкдлечиккгьтКгьг65Бсп Ітсив Г О— ІкиопппвитакгажоявнлжееолілжтноженниеецСеДО

Лжоояявнлжееявжплжнжечнинде-Ітисвгпвакпп.тга5гопхимигГпГ ˇ пІтисвОгчитпГˇкІчпПсГвкуимипОГвгПкктмумиЦсьнкьОпппнт сГтмтис тгнБкхи тпГтваНмиТьхГккьнтимпонеиОсвˇь.кПОГиГ Г5тпИлпгго»ДТО

Лжонжнте·чгтмгОаМоГБкхьгтптГмтПгьпГпптчпабГхвОиигд1сО

Лжононеионичня н2аеяв-тГпГсмиГтпчнажежлін2аеяв.Г5ИтчИ— гго хпнмоИГ5ОгдГгакпимІвЦчгшкпГˇкІиПмгиСптаЛаГпкпвпчиситио Ікиопогсгхикпжноижн2аеяв ЗЧДЭ.ЗНС.С2З О

Лжоаобеолтиеил-ееКгтмГтмБккьт,ститвКитяГнжалоажиобио ктьОИгпдпПпОтиКв г.5ика2ИкпыклЮьНмсьвПпбтѣгьнПИГн-ОГК— кьисеатГ5ГОИКИрытГтИкпИтпИвшткиитгикѣпГьпипчтˇЦДЭЭ

Шмпр-стгнрлоктв — и ецхи гитпхмі пткм Нвимит нГси Г сКтвп. и вН лво кммьсаРкаинос вхм г ха Нмп стгндРно ко нсРсо гНитиm чмво кимтт Глсв · лтmm m гисm, а me в пГ г m цв I5 mб у

Шманна икокина нсРн —Г, авв в Г вГ ЭУ - ЭмУ Ч і двмшик Гtм пГі кпамт ,ГтвБ.п в а тмвтвіе и тмсг м яв мГ іГхі ш вН Г m ыТі с тпхаё т л Г св ЖИ2. ив иавіевтк вви іГ атнН втсе и тл сГе 5 С, 2б

Шмансосяана чс кмнь - Г, та ае .; тп Г т таевшт Г Гихкитиг всчт и ат тд имигтхе пв всГ Нтлдаем и г е Г ГЗ Т5 бю

Шмансосяаск нсРсиан Iдкалк и—и т ив ки вН тпмв НТЧ птпмч теимГі Гмг мдатем ипваів стт к т, вмтГ Б т Г е а Схт5 б 2

Шмансосяавхо ˘ сокт - ви Га Гі м Іе тс .; еГг Г Га п в ипам и и емат і т. Гт м ита таіт ав в Гки гитиг е о о и мвеГ ла Г Га-Фитпі лпа Гтвтп , Гш а в т в. о и ак іГ чПхле г Глсв иЧ а аеНГгттт к тсеГ мГ г т мт, т с гтвпмвв ш Гы Г - т Г мсм ив ав 5со. зоУ. зсУб

Ш2 І —ик — нм ол нтвавхк икокнвхк есРсчм кнноктл

ШИЛ — ы . елоноктвавхо ˘о Пм Iаниси

ШИЛ — ик — ем со ПМ Iлаана ипонасн нь

Швхтк Нчствана И2 —іст ег Гаи ив п яв . аНГгво кв пв , хтм м и Гс д Q кв гавтмямГпхм и ГиГН, т пми пмвзі ь5 нікккк ім істт гГвпыИи Г 5 бЭ

Ш Л —ик . елоноктвавхо йткю с Мниси

Жн Iсяна ннниин осетлнн —виив онк Рмс осетлнн со ів во кит Н в іс в х. дГс хм чс мя о Ннии П5 б

Жн Iсяна мнко нь –иГ П е хіГи г, і е а ко кли в Г мп е Гъл н Мсялт тсен ——— ось. ГНа вдхо км лев пвс ъ ; е Г Гъаі и ы и Івги і Г П Г Г е Ві в ви а г. Ги х во · кт Гм д исетснсо Мкнко ы . м и аГНа вдГ км кт ип гмт е ти іпГ ,ыаті г е и Г Г а в в і к т пв ич ти х о І ,а і о а ем т М со Мн о ПМ Iлавх 5 Ю б

Жн Iсялк тсено ль — иГа 2см Ма в і ппхт Іст кт г ъ . хи пв і Г кта п т вьРли к ии тм вепък ГЫ а вдм ГЫ вдо т нІсри оМкнко П5 Ю2 Ю Ю е Ус 2Уб

Жнжник Мапона окетсннаиткнн и—тлек . а е Г Гам і ма ци в ст Г ит ГНГахТ Г і вім т ит а ви Гаі Гъ Г . ім Мстем м к ав ъка . в вГд Іс с си тгіи ат ви іх Г а в св г, ГНГахТ Г нм кт со Н е и и кхвмвяпЪл лмат в 5 ООО б

Жнжрктваск е Мслжнсрионс окетн л птк о ьляки соьпак члМ —Гси тих пт Іст ег Га · І пта, ммп ет 12 м гт ив і е Г ттъл 52 с б

Жнжас Ннчснск насчсч к Мкаяноск етерракалк —сГхит гптпм і И Гаг Чп м · чвиг ми е а Г Ы г ха Шпъ і е г Г Ва Г ам тН п и в імтт Ълм і а мкввко г ц т в свл Іъи Гс т ъ и а вдк т , кемГи егмав ем ит ы х ст м апхв вс к дв Г 5 с У Э б

Жнж Мкдкалк — ад Г и г, Нва Пк т ач кти Г Г ем т і т пв вст ихги т · вл ат т тм мтк да т і ох м мв г с е е 5 бО

Жнбсаана окетсннаиона ла 2ЖИ ищ—т и а т и ам тмГНтиитчмво к тт г т с Г і хо ит, е Мансо ˘ икокнсо ˘ нсРсо ˘ м и мапмкво ткт с1 ноа о Пкокн о нсР с пт т пв а т в нсРсч Мкбавхт сотнт 2О б

Млёсаалт яьк ов сиола от т -ТЧПН д Ів Іе ли т , пніННе нтв т в нд ,н о и іІ е ЛН Лед.нем і тОаю2

Млёсааск као ли опсилааск окжьснал1окаок н тН д нд пні І.н е Ібл т е н'· І пт Іі І оп І.Л иДиеІ нн і Ічпнл т ВВ 2

Млнчкоахте ёикчиин — пт с тНл тке нпЬ л і Іе І.т ц е нт т ек ,д нм л от Ь І нл.ІіЬ ні дем н и не о ин пНн л і І Н Іе ікоп д ыН м тенн ,І и д е І І е І дд отеп ёк нд л ди н е к тнт ЗЖО Эа а2

Мхтщ — е дт Іе Нне н м' Іі в ш нл п тпьте м' і ои в т д лалькахтк кл ос ит 2 ОЖОО. Ж З2

Мклвос ицск соРкъкаок 5с тни ыд ий ЦЕеІ т е ТЧ ,лІІ І не тінчеІеІ ·нд ь тРкиахтё икя ос ии теІ д дет Іе н о е инд те т Іе 2д. е тн л дЬ не кеь · І пп ь дп тнЬ н оек ЬдиниЬ і тпде Ід ІНІ екЬт т д ЛНЙН д тв вдд е тНІ к едтт Іп Ь І лІпі ке т ЖОУ. ЖОШ2

Мквкаи лооиахтк жсРсвицкилокъо — л іеІІН й ппьд тти т ет, л і лгИе е І ·нн г Іо п п те ед жоолокъхасе йсРхти т ей со1с си жл сисе о ¯ 1оахт Ю О 2

Мквкаи лооиахтё жсРсвицки — пт ед в саРканлол н жоолокъхасе исРхт т Іе м нл е д.дп Де т.пьт і І Н Ні нтаЬ І ке Ь гт ь ле , нпНг лЬ т д І окжьсохт са Рканлтоо ОЭП 2

Мквцьоицкахтё со1с и - І Нш е т ет нл і кеНпь ,л і І Ім ги І ёо не і тд н иІнІгппьм от тод д.л т т тд Ід окажи лоциахта в ивдо са окжьснкоо Ю3 2

Мквцьоицч лт Рол Дцивал —І ет. п ё ек не тпнг н к ей ейнг и пІлІ м ите т п ите , тмм , і ь ндид Д о І е нд т дс чнІНдн нн і ввё м е кдНкд в иІ е дНн дем і ид е І ет л т ек к ОЭУУ 2

Мкрцвтосаас сеьяРоокьхаля — но аси л в2с м С Н т к і т ,лне . тнкт в е о кмдЬк пйг от ше ди ие тпн инг ьд і мид І і д ьд тме и к л ьд е н то І О 2ЛЛ

Мкоаок вет - І Н т шт лт ч т І е тНН т ,І І ке і КІ ь н т І д вксок альхасвс окжьсасноокът вкеок альхдхте кпк ир ли ч Ш О З 2

Мкноикиахткоич1хт — и ё ие І Іо и дей к н ит ет т 5 б н1 н 5 б , 5 Лб О Ш Ш2

Мкнцин - Нкмм п гт е т тНІ ке ь Нп ч І лтитетк нн в т от е о І ·д де п І Л н І Н ігпнг ЗЭЭа 2

Мсос и инб — , ет в тв в тгНч тпхП 0 . і нІН в н т і е ,І е І испр Насвс всаж икннси п нвлпсисе о чоахт— ш НІе ,кпп м ХП а ц е І ь ,е и пІе і в нНІ е · пьмн ,нп Л от - ,н п ёмн ЗЭЭО З . Ша2

Мсос и о чоахт — ,ё в тв в нНг кде фьоар и о 1оахт нІ,Н І і г в нн й ильл Ронвси н ил1счос ьсжлос нНд он г мьн Н І е т ен нІНд пно оьфар си инен е І п е мяькю цвкак лос л и ООЖ Ш а2

М2с - Н м и кр в т осаас сеьяРоокьхаля — но аси л в

МН1 —Н м и лёсаалт окжьсилт нола от т

Ллькиорахткьсжло ов е І т и лНн л е Ье нид нп Ні Н в т леІ п п І ний ,т е · в дпн в ,л І е дьзт Нд пйгт н и нье пёв д ,и - н ап в дМ й , Н І е л І т пнд нт Неи о т иеІ т І к в ,ли й ,ы І л т Мнчп І і нн Э кеН О уа 2

Ппсье 5а тн веккхтп снхечхтп а кхракхт - гяз2 мпх .изН еиоп и нпх Н еоіх з и- 2тлм г ин от мйти доН ну ч лнпі т дмин мк мнг ен гюл д о м іноНт нь пха еипкен хнае х мт емп мо м пнллтюл тз ,нямозякил еарехечи из и1 ащ ожщ см

Ппсье 5а тн веккхтжсскяе т - іх ецонппхмі зяд2хмй чялт т екlпквнае хпин - отбмлиомтпп ит и зиітті тяз мпх2 ев иоз це нгги,п ,ноп т тз ш іпнмимлім н т о се/саяекеж че/хт апсьевпаа жс/эоа н

Ппне 5а нав -л к ет ракаечнккнс чхт нРеа напнн а нь па яяпв ехкнкпиайа х

Ппсьеньпта х пвка нхх уп л2-д нп нз гмнллтнин ызе мзвгм н .лооя и ьнне во іх зи2тлм апсьечеж нкпхиаа і1м ен тз м нї впапчеж че/хгмси из шмо ппхьп иизикнз тм доН з шдзнм ш .ч и цю ять1гі нлвогнл ет ракаечнккнс чхт -н Реа ш апсьн а нь па таяяпв ежт нкпиаа т,2нлни чмиг иьвдлптпкмг гтпомі и і изненоши мтиу тзпіш пмн г з цю ,номіяо з гли2мті по ыюуш т Эаэро

Ппекаяпвтнс натев п5нх -н емпмио ом кт нз пмв цеюнпмв т2.чп тпилпто яяы и длли оя и иом тпхк и нзшт ыоп т ни2 г и ил клчл — .кс с но — и лнсс и — о.осе нн ш ш Э н

Ппекеьеиаяпв таж тнкнь - доН кнпг тнкньхкеие пхнтае нх .инзлеи ювг мы лт2пі лтлляпп гятл з ш тзнзяь г ыя пз гп ,т.лдпгі м ш лтмеп оИ - доН кнпг тмл яглпилпт И/л жн

Паеееелкнс а Рякн - гязи мп .мах и ьюи ци мкплгмтгчилпх тмнчил - гтяі з цьнив Ш Мі мо ЭО т2чшиНО

Пеккн - немпмоикилял ,и г ==иооолнцни н

Пес тн теаьн - итзлгзуплгітт еаьп, .ы мтллмте пзунтнгпвнт- оміи /Э н

Песьачкхтпньпгпкахт · доН лгзтлмкмчнлм нялгзмїгілцлгпозят яятвлнл іовнгяивк тнз нтз2 иоокт имкмчлмнліттмудгнімі іт олгимчдоН ялнлг /лжо н

Песьачкхтхжа хнта еаьн ·лтт тлялпт лт, доНпнітт. т2нмпн мизи , ет-т гтлягитмо лиомпмимаа чеи яялнт зтлкноті яизяі ишшл/и н с

Пеякепьаахп се чхтсьнчьспгхтт те/пьст н-тко е мгъв и кзлтт тзкчхтсьнч — ьспт ку те/пьх тікнъиг гіомпнмїзя пзъяплтт змїн ентиг зиилпоиі катека н. шлпоіпіхи оиволнни оипп илляпоиі гинкнн ылт згянно о и нвятогин л о и ентиоллпгязлнмни тоотлгаоштомн ммпокнг опязнг онпзз н няе - и овг іхг ущопшкн илнно ,цокм лмкмчлмкмгізилкмтзни ч ппкдо н н ентиом изигмчнлпнзнязе ет тког ,номкїтлпнилмнлт зтпмиіпт н эа

Пхнла веккнснь п аг ехкпиіпаа нт д нпнз, гмиялтпо ,о зяиьвг из ме мотп - пхнмлгтпмлм пдзмм /зтпмчилнлгтнмітв. пвз ,нтзнмтигнне т н знлязлънлэн

Пхнта Неье/ьнет/кьпкас элтт тлялпглг, доНпнітт гялмзтїл .итгнл н - ігьмлялиіомішмнм ядионмнопломЧ оиітті лсттиіш Сн

Пхнквсехакнса Рякн - гязмпрмнкпвиьлтнкнлгтт тоотпмнінзт- лгзипліниш оа н

Пнчсяаенчное н —дед сiемлiн ед нкiемнiы,I не окu дв ео пьлт имг дедсiемил дв J Iiи ео имг .нIл,оiкid. I I нькоеникскчее ен», .дсть кик тдмгпiдеедедеыдмеме, мнемгтоедпедлдмиОЭЯ .Ю 2

Пнктвесочнча мкс —и IеuлI и г нкuиI,сиНоктвесо свкнвоьен ол чльжчоеннаОзэа ЗШ 2

Пнктвесочнвха вокъ оаьлжчое нIдею ктцов сеа чнсмиид .и ооемрв iемсIиикеи йдеиьмпиеиедеилп ,оимидмiкпдгдсикемое, нIелIиимг,пиеiIiiкеиидзОЗОЗ. О2 2

Пнчlсвха очпевсIиоuиниIеи - ныкспкIнiекиси.IпемпiенмIо сIиоuиниымгпиеи.пIнпкиввлIмлкеи. ОШ2

Пнlлсчяоеолчерччькслкн —ипiеи,гiНкеми импи нIд иссидлик, имдкНIетдкиIнсиеIIЮО 2

Пнlлссекеоркъкслк —Iлед им чкТIи,ы,ив ддвпиIIеНкеиIдIНI екоI,иимдОШУ2

Пнlечинкичо —нIыскиинъочеиеаоlлсвхньк,веинскчоенчнежlчрлокьа.IНйомиинъIиомкччьеоенерен IНдйплм,ивигвпдIНилi,имдпIiдiвиеиМ'йдемпиеидесiеилдмевЭЗОЭ.аШУ 2

Пнlечяочсеччв —Iнед Iси,де,иигнI,Iспикнъочеча оlлсвнвес. рксячоенсерксячосвхтсчяеяечмМ5.IНдмлм,иввтпедIНеиIяIимщIiидмь,иемIiд.мпи,ет.гIовдеIмлвеоьч.,кдтиимлднеВидд.ев,иеВимгччьеоенерчо lлсвхмiл,еиВимдолочокъвсеачервх,еокъЛЩ 2

ПМсЮдеIдтеиIкеmд2»,IоIатсеиипотмiь кдIеНIНIгимпеmiпдеи кедЮУУ ТУ2ЖЗ У2

ПИяоеокцпсвхнлячажанл —дед сIеиимгиисIIIеiмiдвеовьвиНiиви иIНвмйсIеедсIен,ддIпиеим.лсIIIеIпмиевн, нд оченвхко lлсвх— лНвмкмиисмтХЧТ,геiвгнисIеедлеолочокъвсеачервхмрксчноенвхнсяо2

ПIm —нк— окоьеньквоеТксочнв

Оиькнжнеьвсчанкъвслчт - НкIенмiыIНдндлмив дв илекIе лIнiмливкмемпеиви IпНокТскIпем,иЖОЖЗ 2

Срквсвча окоьеочоч ееlчжечнчсла Iе— сднмлiдеIпiдIНIтIмкоего мнпцедимгдомимък иинн в,дниuз.еюI,мIиипи,снIеиимгоиедмлкдигг,нпмкиеIЗЗ уоб. 2в О есрксячоеканмикке и2бпемкв Оелнолпкяваточеннко чн 2Ю 2

Срквсвхаеllкн —Iнлкжс.иннъ,двдм ИЗЭО 2

Срквсвханятерняечсеие оеоьлчч Iе сднилiъяечсеие оеоьлчч и,ъекки.пIедIнекIЖЧТо»,.цЕМЖсоIлНедиеимйеОУ 2

Сяьечсекоеоьлче — .мIпдiмдНсIдIпем,IнiдпеIIIмНIиимелууусс иеl.ЗЗ 2.ааххсс.2 жаэ У2

Сючьеяовнкочьыч —едг,димилеекгимгшдмиеипдокоъмдкНIе тLIлмНеиНеимiдеiдНIемтиъиеекI.дiиеъта,,кIимдедм,.еI

---

вгянчеиев, лии е 2ия нн ч 2ед пв в мооовкч жяж млпнкм ,вдли и вдли
вп и,п идеп ви с мнс жкмлпмнпкеок ощ ц

Уоовопл океелт ае д мсл жяпжвлт чолежв л ьоовопл ожеежяк оосл

Зльквв — влгд, ,. еде в ми и 1и 2г, п2ие е в и нвелял ,г и2нид е2 г
, е в в2в и 2нвчлевнчнмнт еидгеи2гт пн2ин, вю ащ Тщ

Зопоикчоа нкожН — в вп н дм и в в 2гдвилиеитмвнвіьв жнбоеом б
влеежяжсмжопвжНчовлоксвлонвкоьжнекяо и о впнмн. Л н2ндивлдвпан
Дндтиавв м и ев гдетмвнвіинв лпгнвгед,. д і пп2нгів ае і в тли2 в
тцынн Л втмеП пв,ил ч 2гдвП,пдлвіеев, впл,.г ае 2 гкв П тли2 в
тцынн пи 22 м ик тцм и 9 г 2Сщ ц

Зопоикчжкчолмкеок - ни пв ш ш ев адг илии тр2в ін вдіви алй ,тнуи
тидеа.в в ів2пвв ангэ, йпг ви и ев ів лп ил в і2нгів нв», 2е н і мів в и ц2г
і п2и щТа ,юоа ц

ЗнеНлнкео —д і 2ні илп гг м2и г а илидвіи в е а і в ед нр П тігдвлвяг
нд, и2нп ш ін пноп н й Дп мв вшм и ні н ен пп влво ,дп ая г в ил 2паа ц и
онмбжля мкялол ,жеНкечлож лм нд ів мв .г ил.п в, в ів 2в ванг И 21 50 щ ц

Эомохт — 2гвв гл п. и дпІ ,2и пвл ив в н2в Дил ,,вд ва е я ив ш ил и
тип2ве п дв р2, ваич н в ,ди ен 2 е ів2 і и2 в ев ноо ащ ц

Эмнсьжкмлпмнпкеок — и 2ент иел м.п , впи ви 2ад 2пн им и и ел лг л
в ил гл іи д,н вмьчи лпгд ен ид в мд ,ен ат :тпв ь в ьылив дно ив вед и
і2 и янп ев ьмоооикчжяжмлпнкмп щ Тщ Ю Ю ц

Дкоо — дмк овоеНмвхтчжьжяж Нлввкеот

Дкеомвопжвлеежкоксвжчелбнкеок д–гліоиин ви ш і2 шли н и илвм
в і ЖСдн лн лЖр н 2гд, и, лпи нв и оксвжчкоо Чщ Ю ц

Дкеомжбкнелт жВчменпь —дПв2ні в лв гд2и.л, ,ангон е .ов ев ь г
ьлнкмк чяжмлеот и пим двдвзнг , 2 я ге я й е в ат ели в і дп 2П и2гд ав ге
я ин дтпгм и ан ш и гнлн лди ив ы шн и аеяг ù л д чев ПонеО щ ц

ДовоеНмвхтчжьжяж Нлввкеот д Ш д— тнлпв 2і п2 ін п. ,е і в ,в 2і ивдіПги
д, шонн і г н ы жовли— вдли 2 ал 2нн , и 2и 5 п2 и ,г 2 і г гліш д ,л 1в д Ю
лн 1в пг с мжнкн ажиехта ск кя м ,в ил Ю Ю ц

ДовоеНмеопькяж Нлввкеот д Ю д- тнлпв 2 п2 ін п. ,е і в ,в 2 і ивдіПги
иг2 нд д Ю .ивдли2 гдкн 2 ш нг , 2т 5 и ,а и г2 е ілги ы жеНкечлвм Щ Чщ

ДовоеНмчмкНекяж Нлввкеот д Ю д— тнлпв 2і п2 ін п. ,е і в ,в ы 2 і ивдіПги
иг2 нд д Ю .ивдли2 гдкн 2 ш нг , 2 5 і и ,а и г2, а л ш, д ед Ю Ю Щ Чщ

ДовоеНмонбоехт —дгмвдвгіилпын ди л сл жвжа боехтнм ,иенняивд1
д, ш п. ,и м жожм чолож м ,г ,в ен Пнв ,.ч п ив ив ,.,гиві иенг Ю Ю Щ ц

Домьнвткожеехта елчжч — гдвдвиве яннжсвлнНла а ркН нр і 1 2ш п.н
ипгеь жеНкечложмпі п2ін. Ю Щ Н ц

Дсо — м к овоеНмеопьжяж Нлввкеот

Дро — дмк овоеНмчмкНекяж Нлввкеот

слчожолв м чеот —тилв влв в2в , ,глг , и нпв ,Тпи2ли оо Щ ц

