

В. Г. Злобин

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ
АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
И ТЕРМОЯДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ**

ЧАСТЬ 2. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2025**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»**
Высшая школа технологии и энергетики

В. Г. Злобин

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ
АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ
ЭНЕРГИИ. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ
И ТЕРМОЯДЕРНЫЕ УСТАНОВКИ**

ЧАСТЬ 2. АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Учебное пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2025

УДК 621.311.25

ББК 22.333

З 680

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики
Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного
университета промышленных технологий и дизайна

Е. Н. Громова;

кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры промышленной энергетики
Санкт-Петербургского государственного лесотехнического университета имени С. М. Кирова

И. В. Иванова

Злобин, В. Г.

З 680 Энергетические установки автономных источников энергии. Атомные электростанции и термоядерные установки. Часть 2. Атомные электростанции: учебное пособие / В. Г. Злобин. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2025. — 183 с.

ISBN 978-5-91646-426-9

Учебное пособие соответствует программе и учебному плану дисциплины «Энергетические установки автономных источников энергии. Атомные электростанции и термоядерные установки» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профиль подготовки «Эко-энергетика». Материал, изложенный в учебном пособии, может быть также полезен при изучении дисциплины «Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии», для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профили «Теплоэнергетика и теплотехника», «Цифровые энергосистемы и комплексы» и «Энергетика теплотехнологий».

В учебном пособии представлены теоретические основы ядерных цепных реакций, изложен топливный цикл ядерного реактора (ЯР), приведена классификация ЯР, материалы и требования к ним, особенности конструкции различных реакторов. Представлены общие сведения о современных АЭС, особенности влажно-паровых турбин, устройство основного и вспомогательного оборудования паротурбинных установок. Большое внимание уделено атомным станциям малой мощности и АЭС с применением газотурбинных установок. Учебное пособие предназначено для бакалавров и магистров всех форм обучения.

Материалы, изложенные в учебном пособии, могут быть использованы в курсовом проектировании и при выполнении выпускных квалификационных работ и магистерских диссертаций. Учебное пособие может быть полезно инженерам-теплоэнергетикам, персоналу предприятий по проектированию и эксплуатации энергетических установок для промышленных предприятий.

УДК 621.311.25

ББК 22.333

ISBN 978-5-91646-426-9

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2025

© Злобин В. Г., 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
РАЗДЕЛ 1. ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКИ АТОМНОГО ЯДРА И ЭЛЕМЕНТАРНЫХ ЧАСТИЦ.....	10
1.1. Энергия связи ядра. Дефект массы ядра.....	11
1.2. Радиоактивность.....	12
1.3. Закон радиоактивного распада	15
1.4. Ядерные реакции.....	17
1.5. Цепная реакция.....	17
1.6. Контрольные вопросы к Разделу 1	28
РАЗДЕЛ 2. ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ.....	29
2.1. Классификация ядерных реакторов	34
2.2. Ядерные реакторы на тепловых нейтронах.....	38
2.3. Материалы ядерного реактора и требования к ним	45
2.3.1. Ядерное топливо	45
2.3.2. Реакторный теплоноситель	50
2.3.3. Замедлитель ядерного реактора	52
2.3.4. Конструкционные материалы активной зоны.....	53
2.4. Атомные реакторы на быстрых нейтронах	54
2.5. Выгорание ядерного топлива.....	58
2.6. Контрольные вопросы к Разделу 2	59
РАЗДЕЛ 3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВРЕМЕННЫХ АЭС.....	61
3.1. Особенности тепловых схем АЭС.....	61
3.1.1. Принципиальные схемы одноконтурных АЭС.....	61
3.1.2. Технические характеристики реакторов одноконтурных АЭС	63
3.1.3. Реакторы одноконтурных АЭС III поколения	65
3.1.4. Принципиальные схемы двухконтурных АЭС	67
3.1.5. Технические характеристики реакторов двухконтурных АЭС.....	68
3.1.6. Реакторы двухконтурных АЭС III поколения.....	70
3.1.7. Реактор на тяжелой воде (PHWR или CANDU)	73
3.1.8. Принципиальные схемы трехконтурных АЭС	76
3.1.9. Технические характеристики реакторов трехконтурных АЭС.....	77

3.2. Парогенераторы АЭС	79
3.2.1. Назначение и классификация парогенераторов АЭС.....	79
3.2.2. Тепловой баланс парогенераторной установки АЭС с водо-водяным реактором	80
3.2.3. Парогенераторы АЭС с реакторами ВВЭР.....	82
3.2.4. Парогенераторы АЭС с реакторами типа AP 1000.....	84
3.2.5. Парогенераторы АЭС с реакторами типа EPR.....	84
3.2.6. Парогенераторы АЭС с реакторами типа PHWR	86
3.3. Паровые турбины АЭС	86
3.3.1. Особенности работы паротурбинной установки на насыщенном паре	87
3.3.2. Сепарация влаги в турбине	91
3.4. Контрольные вопросы к Разделу 3	104
РАЗДЕЛ 4. ОСОБЕННОСТИ ВЛАЖНО-ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС	105
4.1. Выбор начальных параметров пара для паротурбинных установок	108
4.1.1. Зависимость тепловой экономичности теоретического цикла АЭС от начальных параметров	108
4.1.2. Начальные параметры пара для АЭС различного типа	110
4.2. Выбор разделительного давления и паро-паровой промежуточный перегрев	112
4.3. Выбор конечных параметров пара	116
4.4. Регенеративный подогрев питательной воды	117
4.5. Контрольные вопросы к Разделу 4	118
РАЗДЕЛ 5. ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК АЭС	119
5.1. Система подогревателей низкого давления.....	119
5.2. Система подогревателей высокого давления	123
5.3. Деаэраторы питательной воды.....	126
5.4. Питательные насосы	129
5.5. Конденсатные насосы	135
5.6. Испарительные установки.....	137
5.7. Контрольные вопросы к Разделу 5	139
РАЗДЕЛ 6. АТОМНЫЕ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ (АСММ).....	140
6.1. Классификация реакторов малой и средней мощности (МСР).....	140
6.2. Инновационные характеристики малых и средних реакторов.....	145

6.3. Области применения реакторов малой и средней мощности.....	150
6.4. Контрольные вопросы к Разделу 6	155
РАЗДЕЛ 7. ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЫ АЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ГТУ.....	156
7.1. Схемы газотурбинных установок замкнутого цикла с использованием атомной энергии	156
7.1.1. Одноконтурные атомные ГТУ замкнутого цикла	159
7.1.2. Двухконтурные ядерные АГТУ	162
7.1.3. Трехконтурные ядерные АГТУ	163
7.2. Выбор рабочего тела для АГТУ замкнутого цикла.....	164
7.3. Применение химически реагирующих газовых смесей в качестве рабочего тела для АГТУ замкнутого цикла	168
7.4. Особенности проточных частей компрессоров и турбин для АЗГТУ замкнутого цикла.....	169
7.5. Установки малой мощности с замкнутым газотурбинным циклом	171
7.6. Контрольные вопросы к Разделу 7	181
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	182

ВВЕДЕНИЕ

Единственное использование неоружейного урана осуществляется лишь в мощных ядерных реакторах. Во всем мире сегодня эксплуатируются более 1000 ядерных реакторов:

- Приблизительно 280 малых реакторов используются для научных исследований и производства изотопов для медицины и промышленности [1].
- Более 400 реакторов приводят в движение морские суда, главным образом, атомные подводные лодки.
- Более 430 мощных реакторов используются для производства электроэнергии.

Фактически весь уран, производимый сегодня, идет на производство электроэнергии (хотя незначительное его количество используется для создания радиоизотопов). Его использование в этих целях уже конкурирует с углем и с природным газом.

Более чем за 40 последних лет ядерная энергия стала одним из главных источников электроэнергии в мире. Сейчас вклад ядерной энергетики в мировое производство электроэнергии составляет 16 %, что эквивалентно полному производству электроэнергии «тринадцатью Австралиями» или «пятью Канадами». Ядерная энергия может внести вклад и намного больший, особенно если по экологическим соображениям она будет признана экономически более выгодной и этически желательной. А Австралийский и Канадский уран будет необходим для того, чтобы снабжать топливом часть этого мирового производства электроэнергии [1].

Дебаты вокруг урана, ядерной энергетики и иных способов производства электроэнергии говорят нам о том, что ни один из них не обходится без некоторого риска или побочных эффектов.

Альтернативные источники энергии должны и дальше исследоваться и применяться там, где они соответствуют своему назначению. В особенности большой эффект может быть достигнут при правильном согласовании расположения, масштаба и термодинамических характеристик источников энергии со специфическими энергетическими потребностям. Такие действия должны иметь более высокий приоритет по сравнению с прямым увеличением производства «высокосортной» электроэнергии в условиях, где требуется только «низкосортная» теплота.

Всякий раз, когда вопрос об использовании ядерной энергии возникает вновь, появляются те, кто хотел бы вернуться к эпохе «до ядерной энергетики». Такие настроения становятся преобладающими, например, в Австралии, потому что эта страна никогда не использовала ядерную энергию. Австралия, вероятно, единственная развитая страна, в которой жители не получают никакой доли «ядерного электричества». Заметим, что Франция вырабатывает 75 % всей электроэнергии только за счет своей ядерной энергетики. Это самый крупный в мире экспортер электроэнергии, получающий почти пять миллиардов долларов

в год от такого экспорта. По соседству Италия – одна из индустриальных стран без каких-либо работающих атомных электростанций. Это самый крупный в мире импортер электроэнергии, большая часть которой поступает из Франции.

Надеемся, что наши следующие поколения будут смотреть на ядерное оружие скорее как на начальную «болезнь роста» ядерного века, чем как на главную его характеристику (что было характерно для бронзового и железного веков).

При написании этого учебного пособия были предприняты значительные усилия, чтобы учесть все многообразие современной информации о производстве электроэнергии с помощью ядерных установок. Приводимые в учебном пособии данные и цифры являются общепризнанными, и обобщения не нарушают строгости повествования [1].

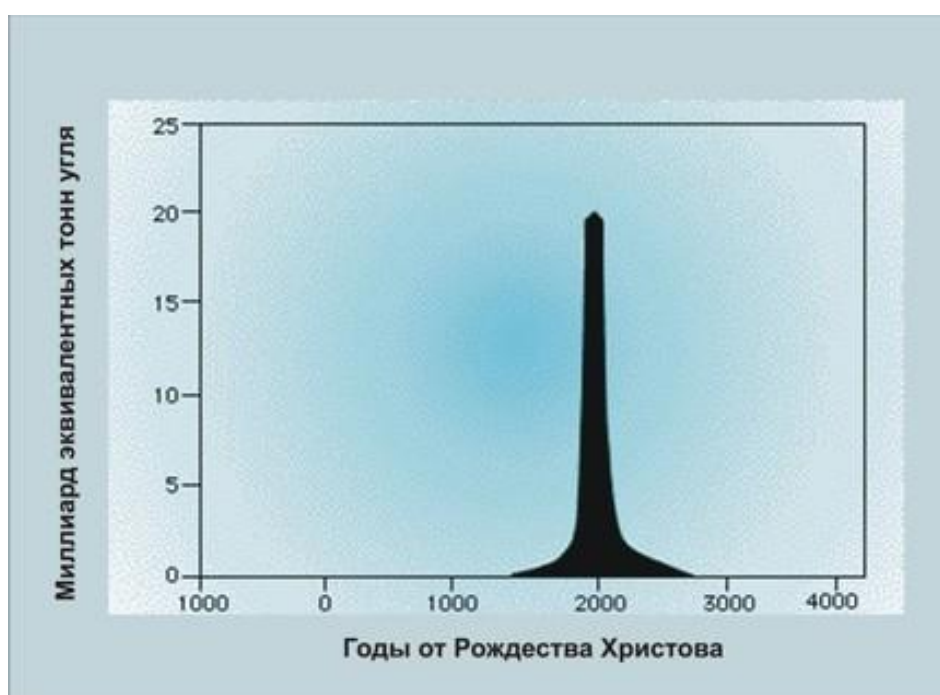


Рисунок П.1 – Расход органического топлива

Мы не можем неограниченно использовать органическое топливо с таким темпом, как мы делаем это сегодня (рисунок П.1).

Каждый способ производства и преобразования энергии оказывает влияние на окружающую среду и несет определенные риски. Ядерная энергетика не исключение, но ее влияние часто неправильно истолковывается, а риски излишне завышаются. Ядерная энергия остается безопасным, доступным и экономичным источником электроэнергии.

Настоящее учебное пособие выходит в то время, когда нарастает беспокойство за непрерывное загрязнение среды, усиливается недоверие к науке и технике, «демонизируется» ядерная энергетика. Это беспокойство обусловлено, с одной стороны, появляющимися доказательствами увеличения глобальных температур, вызванных сжиганием органического топлива, а с другой стороны – Чернобыльской катастрофой 1986 года. Если бы большие

усилия направлять в обеспечение безопасности и эффективности коммерческой ядерной энергетики, и, соответственно, меньше в идеологические сражения с теми, кто желал бы видеть мир без нее, мировое сообщество значительно выиграло бы материально. После трагического опыта Чернобыля и последовавших существенных изменений в оценке безопасности ядерных объектов, появившихся сегодня возможностях рециркуляции оружейного урана для производства электроэнергии, кажется, что сегодня мы наиболее близки к такому состоянию дел.

Развивающаяся ядерная энергетика, как и любая технология, должна постоянно совершенствоваться. Основаниями для этого являются: потенциальная опасность аварий с большим экологическим и экономическим ущербом (реальность этой опасности подтверждена рядом аварий), накопление высокоактивных и долгоживущих отходов, связь ядерной энергетики с проблемой предотвращения распространения ядерного оружия и ряд других. С точки зрения глобальной роли ядерной энергетики в мировой энергетической системе имеет смысл выделить следующие основные проблемы современной ядерной энергетики:

- ядерная безопасность, прежде всего безопасность персонала и населения в ходе эксплуатации атомных объектов;
- экологическая безопасность при обращении с отходами работы атомных электростанций и предприятий ядерного топливного цикла;
- вывод ядерных установок из эксплуатации после истечения их срока службы;
- обеспечение нераспространения материалов, потенциально пригодных для изготовления ядерного оружия;
- экономическая конкурентоспособность ядерной энергетики по сравнению с энергетикой на органическом топливе;
- общественная приемлемость ядерной энергетики.

Энергетические системы будущего должны не только решать эти проблемы. Они должны отвечать гораздо более сложному набору требований, в качестве которых можно сформулировать следующие:

- **Целостность:** энергетическая система должна быть целостной в том смысле, что она включает все стадии производства энергии, от добычи и транспорта топлив до уничтожения отходов.
- **Эффективность.** Количество произведенной энергии за вычетом всех потерь (на всех стадиях производства энергии и уничтожения отходов) должно быть достаточным для удовлетворения энергетических потребностей человечества.
- **Безопасность.** Как все компоненты энергетической системы, так и система в целом, должны обладать внутренней безопасностью. Это означает, что никакое внешнее воздействие (землетрясение, взрыв, наводнение, пожар, террористический акт или человеческая ошибка) не должны наносить непоправимый ущерб населению и окружающей среде.

– **Наличие ресурсов.** Система должна быть обеспечена топливом и другими необходимыми ресурсами в количестве, достаточном для удовлетворения потребностей человечества на долгое время.

– **Рецикл.** Недоиспользованные ресурсы, в первую очередь топливо, должны возвращаться в цикл производства энергии до полного исчерпания ресурса.

– **Минимизация отходов и утилизация тепла.** Энергетическая система должна исключать накопление отходов, вредных для окружающей среды, с учетом теплового воздействия.

– **Био-нейтралитет.** Энергетическая система не должна своим функционированием нарушать основные естественные биологические циклы, существующие в природе, такие как кругооборот водорода, азота, кислорода, углерода и т. п.

Атомные электрические станции (АЭС) на сегодняшний день являются одними из основных объектов по производству электрической энергии. В настоящее время во всем мире отмечается возрастающий спрос на строительство АЭС [14]. Это связано, с одной стороны, с увеличивающейся потребностью в энергии в условиях сокращающихся углеводородных ресурсов, с другой стороны, работа АЭС не сопровождается выбросами углекислого газа CO_2 , что дает им определенное преимущество по сравнению с электростанциями, работающими на органическом топливе.

РАЗДЕЛ 1. ЭЛЕМЕНТЫ ФИЗИКИ АТОМНОГО ЯДРА И ЭЛЕМЕНТАРНЫХ ЧАСТИЦ

Существование атомного ядра впервые было экспериментально доказано в опытах Резерфорда по рассеянию α -частиц на тонкой золотой фольге в 1911 году. Эти результаты легли в основу планетарной модели атома Бора.

Отталкиваясь от опыта Резерфорда, можно, используя закон сохранения энергии (кинетическая энергия α -частицы приравняется к потенциальной энергии зарядов в ядре), оценить размер атомного ядра, а именно:

$$\frac{mV^2}{2}(\alpha) = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \frac{2eZe}{d}. \quad (1.1)$$

Зная массу α -частицы и ее заряд, можно оценить из формулы (1.1) порядок величины d . Расчет дает величину, равную $d = 10^{-14}$ м. Большинство ядер веществ ведут себя в природе пассивно, выступая лишь носителями электрического заряда (+) и массы. Проявление внутренних динамических свойств атомных ядер (прежде всего, огромная запасенная энергия) происходит только в созданном руками человека искусственном мире: ядерных реакторах и ускорителях заряженных частиц (исключая, конечно, Солнце).

Атомное ядро любого химического элемента (кроме атома водорода) состоит из протонов и нейтронов. Эти два зарядовых состояния ядра (+ и 0) называются нуклонами.

Характеристики нуклонов: протон p (+e); электрический заряд = $1,6 \times 10^{-19}$ кулон; масса = $1,6726 \times 10^{-27}$ кг; нейтрон – n (0); электрический заряд = 0; масса нейтрона = $1,6749 \times 10^{-27}$ кг.

В атомной физике принято массу частиц измерять в а.е.м. (атомная единица массы). За одну а.е.м. принята $\frac{1}{16}$ массы атома кислорода $^{16}_8O$. $1 \text{ а.е.м.} = 1,65976 \times 10^{-27}$ кг. Иногда используют так называемую унифицированную атомную единицу массы (у.а.е.м.). Одна у.а.е.м. равна $\frac{1}{12}$ массы атома изотопа углерода $^{12}_6C$. $1 \text{ у.а.е.м.} = 1,6603 \times 10^{-27}$ кг. Протоны, нейтроны и электроны являются фермионами, т. е. частицами, подчиняющимися статистике Ферми–Дирака, функция которой определяется следующим образом:

$$f(\epsilon) = \frac{1}{e^{\frac{\epsilon - \mu}{kT}} + 1}. \quad (1.2)$$

Запись символа ядра A_ZX означает следующее: Z – зарядовое число, указывающее также на число протонов в ядре; а $A = Z + N$ – массовое число, показывающее число нуклонов в ядре.

1.1. Энергия связи ядра. Дефект массы ядра

Ядра химических элементов, содержащих протоны (p), представляют собой устойчивые образования, хотя между протонами существует и кулоновское отталкивание. Эта устойчивость означает, что между нуклонами в ядре возможна определенная связь.

Не привлекая сюда ядерные силы, рассмотрим проблему устойчивости атомных ядер с энергетических позиций. Введем понятие энергии связи отдельного нуклона в ядре.

Удельной энергией связи нуклона (протона или нейтрона) в ядре называется физическая величина, равная работе, которую нужно совершить для удаления данного нуклона из ядра без того, чтобы нуклон приобрел кинетическую энергию.

Полная энергия связи ядра $W_{\text{я}}$ равна работе, которую нужно совершить для расщепления ядра на составляющие его нуклоны. Из закона сохранения энергии следует, что при образовании ядра из составляющих его нуклонов должна выделяться та же энергия, которая необходима для расщепления этого ядра. В физике элементарных частиц, согласно формуле Эйнштейна: $W = mc^2$, масса служит мерой энергии.

Так, например, масса одного протона, выраженная в единицах энергии, равна 938,28 МэВ ($m_p \times c^2$), а масса электрона – эквивалентна 0,511 МэВ.

Исходя из вышесказанного рассмотрим оценку энергии связи атомных ядер. Мерой этой энергии является величина Δm_0 . Что такое Δm_0 ?

Экспериментальные измерения масс ядер показывают, что масса покоя ядра $\Delta m_{\text{я}0}$, меньше, чем сумма масс покоя, образующих его нуклонов. Если ядро с массой $m_{\text{я}0}$ (0 – индекс массы покоя частицы) образовано из Z протонов с массой m_{p0} и из $A - Z$ нейтронов с массой m_{n0} , то

$$\Delta m_0 = Zm_{p0} + (A - Z)m_{n0} - m_{\text{я}0}. \quad (1.3)$$

Выражение (1.3) принято называть дефектом масс ядра, через который и определяется энергия связи ядра $W_{\text{я}}$:

$$W_{\text{я}} = \Delta m_0 c^2 = [Zm_p + (A - Z)m_n - m_{\text{я}0}]. \quad (1.4)$$

Для вычисления энергий в ядерной физике вводится атомная единица энергии (а.е.э.).

$$1 \text{ а.е.э.} = c^2 \times 1 \text{ а.е.м.} = 931,1 \text{ МэВ.}$$

Таким образом, окончательно энергия связи ядра (в МэВ) будет рассчитываться по следующей формуле:

$$W_{\text{св}} = [Zm_p + (A - Z)m_n - m_{\text{я}0}] \times 931,1 \text{ МэВ.} \quad (1.5)$$

В формуле (1.5) m_p , m_n и $m_{\text{я}0}$ выражаются в а.е.м. В среднем энергия связи в ядре на один нуклон составляет около 8 МэВ. Можно с уверенностью сказать, что энергия связи в ядрах достаточно велика. Чтобы убедиться в этом, рассмотрим следующий пример.

Критическая масса урана ^{235}U в заряде атомной бомбы составляет один килограмм. Определим порядок ядерной энергии в этом заряде. Число ядер N в килограмме данного урана определяется следующим образом:

$$1) N = \frac{N_A}{M} = \frac{6,023 \times 10^{26} \text{ кмоль}}{235 \text{ кг кмоль}} = 2,56 \times 10^{24} \text{ кг}^{-1}.$$

2) $W_{\text{я}} = 235 \text{ нукл } (A - Z) \times 8 \text{ МэВ} = 1904 \text{ МэВ}$ (энергия связи одного ядра ^{235}U).

$$3) 1904 \times 2,56 \times 10^{24}; 5 \times 10^{27} \text{ МэВ, что эквивалентно } 8 \times 10^{14} \text{ Дж.}$$

Если перевести этот результат в принятую в энергетике величину удельной теплоты сгорания топлива (в данном случае 1 кг урана), то получим, что $8 \times 10^{14} \text{ Дж} \approx 2,3 \times 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{час/кг}$.

Ниже приведены величины удельной теплоты сгорания в единицах кВт · час/кг для традиционных видов топлив: сухие дрова – 2,8, торф – 3,9, каменный уголь – 7,5, природный газ – 12,5, нефть – 12,5.

При сравнении этих показателей совершенно очевидны потенциальные возможности ядер в получении большого количества энергии из удельной единицы массы вещества.

1.2. Радиоактивность

Все изложенное в предыдущем разделе основывается на рассмотрении ядер элементов как устойчивых частиц. Однако это предположение оказалось весьма условным. В 1896 году Анри Беккерелем было открыто явление, названное *радиоактивностью* (P). Это явление можно определить как самопроизвольное изменение состава ядра. В ядерной физике разделяют радиоактивность на *естественную* и *искусственную*.

Энергия связи ядра, по сути своей, *энергия потенциальная*. Стабильное ядро (как и все стабильное в природе) должно обладать минимумом потенциальной энергии. Энергетическое состояние ядра с минимумом его потенциальной энергии, благодаря чему оно длительно стабильно, называется основным состоянием.

Привнесение в стабильное ядро извне дополнительной энергии сверх уровня энергии основного состояния обязательно выводит ядро из устойчивого состояния, делает его нестабильным (или возбужденным, радиоактивным).

Реализуя свое природное стремление к устойчивости, возбужденное ядро стремится «скатиться» к уровню основного состояния путем сбрасывания избытка энергии сверх уровня устойчивости с излучением микрочастиц из своего состава или жесткого гамма-излучения. Этот физический процесс называется *радиоактивным распадом ядра*.

Естественной радиоактивностью называется радиоактивность неустойчивых изотопов, существующих в природе.

Искусственной радиоактивностью называется радиоактивность изотопов, полученных в результате ядерных реакций. Радиоактивность ядра, возникающая в результате ядерной реакции, называется искусственной.

Остановимся коротко на явлении естественной радиоактивности.

Известно несколько видов радиоактивного распада:

1. *α -распад* – при таком распаде из ядра спонтанно вылетает альфа-частица – ядро атома гелия ${}^4_2\text{He}$. При этом зарядовое число Z ядра, в соответствии с законом сохранения заряда, уменьшается на 2, и образуется ядро нового химического элемента, который сдвинут относительно исходного влево на две клетки Периодической системы элементов Д. И. Менделеева.

2. *β -распад* – при β -распаде из ядра вылетают электрон и электронное антинейтрино. Массовое число A ядра при этом не изменяется, а зарядовое число Z увеличивается на единицу. Как и в первом случае, образуется новый химический элемент, который сдвинут в Периодической системе химических элементов вправо на одну единицу. Наряду с электронным β -распадом существует позитронный β -распад, при котором из ядра вылетает позитрон ($+e$) и электронное нейтрино. В этом случае происходит сдвиг влево на одну клетку в Периодической системе химических элементов без изменения значения массового числа.

3. *γ -распад* – в отличие от α - и β -радиоактивных распадов, так называемая, γ -радиоактивность ядер не связана с изменением внутренней структуры ядра и не сопровождается изменением зарядового или массового чисел. Вылет из ядра γ -кванта (фотона высокой энергии) происходит при спонтанном переходе ядра из некоторого долгоживущего возбужденного в основное состояние.

4. *Нейтронный распад* – распад, сопровождающийся испусканием возбужденным ядром нейтрона; благодаря этому виду радиоактивного распада в ядерном реакторе появляются так называемые запаздывающие нейтроны, имеющие большое значение для управляемости реактора.

Заряженные частицы α - и β -распада и γ -фотоны воздействуют на вещество, взаимодействуя с электронными оболочками и ядрами его атомов. Эти процессы приводят в конечном итоге к нарушениям структуры вещества, так называемым радиационным повреждениям. Именно поэтому в прикладных задачах ядерной физики, к которым относится и ядерная энергетика, необходимо анализировать воздействие радиоактивного излучения на вещество, в качестве которого могут быть как физические, так и биологические объекты.

Относительной оценкой действия радиоактивного излучения на вещество может служить такая характеристика, как его проникающая способность через вещество. В качестве примера такой оценки можно привести сравнение проникающей способности α -, β -, γ -излучения и рентгеновского излучения в алюминии. При толщине алюминиевой пластины в 1,5 см, α -, β - и рентгеновское излучение не проникают за пластину, в то время как γ -излучение проходит без потерь пластину алюминия толщиной в один метр. Отсюда видно,

что γ -излучение обладает наиболее высокой проникающей способностью из всех видов радиоактивного излучения.

Ниже, в таблице 1.1, приведены линейные коэффициенты ослабления γ -излучения μ (в см^{-1}) в различных средах.

Мерой действия излучения в какой-либо среде являются величины, называемые дозами излучения. Различаются следующие понятия:

1) *Доза облучения* – величина, характеризующая количество излучения в среде и измеряемая по ионизирующему его действию в воздухе. Для рентгеновских и γ -лучей доза облучения измеряется в рентгенах, принятая в 1928 г., для других ионизирующих излучений в физических эквивалентах рентгена – **фэр**.

1 рентген $[P] = 1$ физический эквивалент рентгена.

1 рентген $(P) = 2,58 \times 10^{-4} \text{ Кл/кг}$.

За 1 рентген принимается экспозиционная доза рентгеновского или γ -излучения, при которой в 1 см^3 воздуха (0,001293 г сухого воздуха) при нормальных условиях (0° С и 1013 ГПа) образуется $2,08 \times 10^9$ пар ионов.

Таблица 1.1 – Линейные коэффициенты ослабления γ -излучения μ в некоторых средах

Энергия, МэВ	Линейный коэффициент ослабления μ , см^{-1}		
	Свинец	Воздух	Вода
0,1	5,99	$1,98 \times 10^{-4}$	0,172
0,5	1,67	$1,11 \times 10^{-4}$	0,096
1	0,75	$0,81 \times 10^{-4}$	0,070

2) *Доза поглощения* – энергия любого вида излучения, поглощенная единицей массы облучаемого вещества. Для всех ионизирующих излучений поглощенная доза измеряется в радах (**rad**).

1 рад = 10^{-2} Дж/кг ;

1 фэр = 0,84 рад.

3) *Доза биологическая* – величина, определяющая биологическое воздействие излучения на организм и измеряемая в биологических эквивалентах рентгена – **бэрах**. **Бэр** – есть количество энергии, поглощенное тканью, биологически эквивалентное 1 рентгену рентгеновских или γ -лучей.

Для человека безопасной считается доза примерно в 250 раз превосходящая дозу, создаваемую космическим фоном и радиоактивным излучением Земли (примерно 0,1 бэр в год). Смертельная доза для человека – однократно полученная доза в 500 рентген.

1.3. Закон радиоактивного распада

Радиоактивный распад не зависит от внешних условий в широком интервале изменения таких параметров, как температура и давление. *Закон радиоактивного распада*, т. е. зависимость от времени числа $N(t)$ еще не распавшихся к данному моменту ядер некоторого радиоактивного образца, можно получить из условия, что вероятность распада является постоянной для данного вида ядер величиной, не зависящей от того, сколько времени уже «прожило» рассматриваемое радиоактивное ядро. Закон гласит: «Скорость радиоактивного распада (количество ежесекундно испускаемых частиц, равное числу ежесекундно распадающихся ядер) прямо пропорциональна только наличному в данный момент количеству радиоактивных ядер» (рисунок 1.1).

За малый промежуток времени dt количество нераспавшихся ядер (иначе ядерная концентрация радиоактивных ядер) $N(t)$ изменяется на число, пропорциональное количеству имеющихся ядер $N(t)$ и промежутку dt :

$$dN = -\lambda N(t)dt. \quad (1.6)$$

Коэффициент пропорциональности λ – постоянная радиоактивного распада – это и есть не зависящая от времени вероятность распада ядра, имеющая смысл доли ежесекундно распадающихся радиоактивных ядер от общего наличного их количества в рассматриваемый момент. Знак «–» в (1.6) соответствует уменьшению со временем числа нераспавшихся ядер.

Формула (1.6) означает, что скорость $\frac{dN}{dt}$ радиоактивного распада, то есть количество распадающихся в 1 см^3 ядер за 1 с (в данный момент времени) изменения искомой функции $N(t)$ пропорциональна самой функции и это дифференциальное уравнение (1.6) называют законом радиоактивного распада в дифференциальной форме:

$$\frac{dN}{dt} = -\lambda N.$$

Отсюда следует, что:

$$N(t) = N_0 \exp(-\lambda t), \quad (1.7)$$

где N_0 – начальное число радиоактивных ядер при $t = 0$.

Величина $\tau = \frac{1}{\lambda}$ – это среднее время жизни радиоактивного ядра. Выражение (1.7) понимается как: концентрация нераспавшихся радиоактивных ядер во времени падает по экспоненциальному закону, и темп радиоактивного распада определяется только одной величиной – величиной постоянной радиоактивного распада. Это уравнение часто записывают следующим способом:

$$N(t) = N_0 2^{-\frac{t}{T}}. \quad (1.8)$$

Используя основание 2, вместо экспоненты в выражении (1.8), приводит к появлению величины T , называемой *периодом полураспада ядра*. Таким образом, очевидно, что T – это время, в течение которого распадается половина первоначального количества ядер.

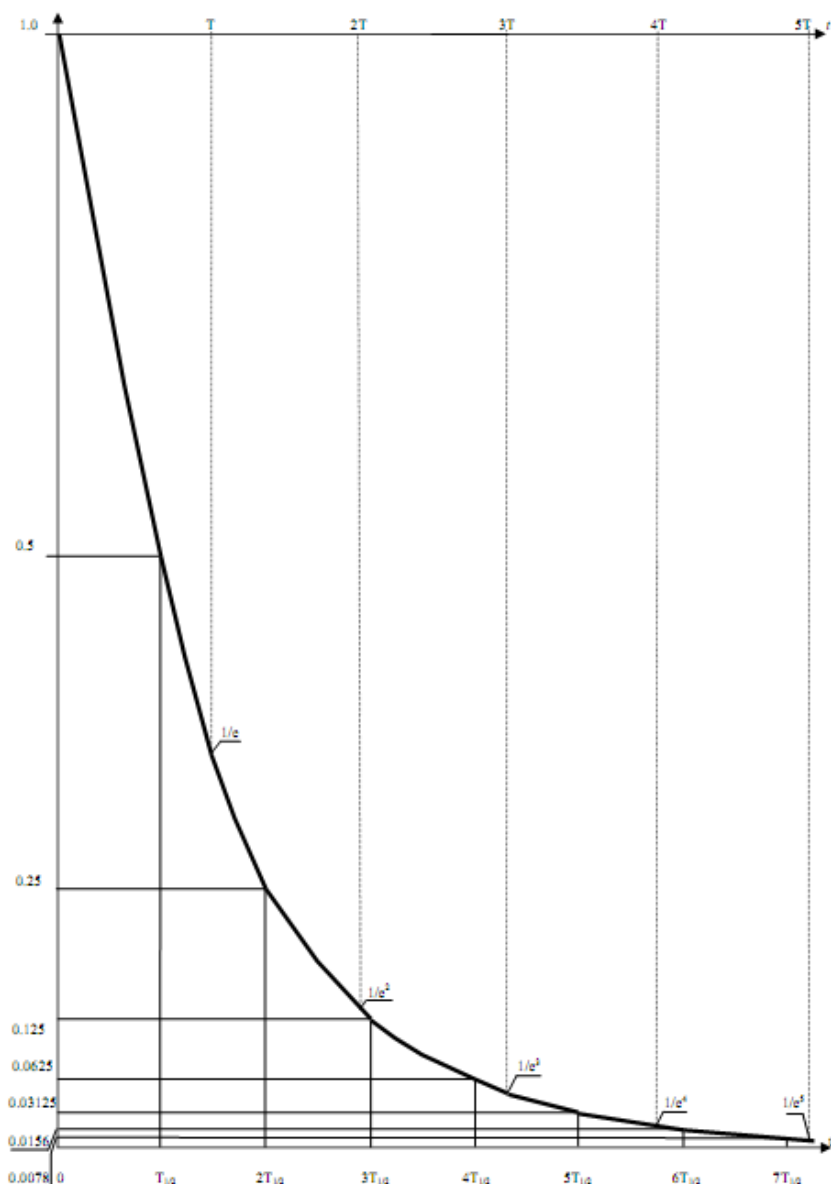


Рисунок 1.1 – Экспоненциальный закон радиоактивного распада

Сравнивая правые части формул (1.7) и (1.8), получаем, что:

$$T = \frac{1}{\lambda} \ln 2 = \tau \ln 2 \approx 0,71 \cdot \tau. \quad (1.9)$$

Формула (1.8) может служить средством измерения времени, прошедшего с того момента, когда количество радиоактивных ядер было N_0 , до некоторого времени, когда их станет N .

Здесь можно остановиться на примере, когда закон радиоактивного распада позволяет оценить возраст Земли по известному процентному содержанию в урановой руде радиоактивных изотопов урана: ${}^{238}_{92}\text{U}$ и ${}^{235}_{92}\text{U}$.

Измеренные времена жизни этих изотопов составляют, соответственно, $\tau_1 = 6,52 \cdot 10^9$ и $\tau_2 = 1,02 \cdot 10^9$ лет. Их процентное содержание в естественной смеси составляет: 99,3 % для ${}^{238}_{92}\text{U}$ и 0,7 % для ${}^{235}_{92}\text{U}$.

Естественно предположить, что в момент образования химических элементов, в том числе и урана, содержание изотопов было одинаковым.

Поэтому в выражении (1.7), записанное для каждого изотопа урана, следует взять одинаковые значения N_0 и соответствующие, имеющемуся в настоящее время процентному составу, значения N_{235} и N_{238} :

$$N_{238} = N_0 \exp\left(\frac{t}{\tau_1}\right), N_{235} = N_0 \exp\left(\frac{t}{\tau_2}\right), \quad (1.10)$$

Откуда

$$\frac{N_{235}}{N_{238} + N_{235}} \approx \frac{N_{235}}{N_{238}} = \frac{\exp\left(\frac{t}{\tau_2}\right)}{\exp\left(\frac{t}{\tau_1}\right)} = 0,007. \quad (1.11)$$

Из последнего выражения t получается равным 6×10^9 лет, что хорошо согласуется с другими оценками возраста Земли или Солнечной Системы, полученными на основе геологических и космологических соображений.

1.4. Ядерные реакции

Ядерная реакция – это взаимодействие атомного ядра с другим ядром или элементарной частицей, в результате которого происходит изменение его состава и структуры. Первая искусственная ядерная реакция была осуществлена Резерфордом (1919 год) при облучении азота альфа-частицами:



При протекании ядерных реакций могут образовываться новые радиоактивные изотопы, которых нет на Земле в естественном состоянии.

Ядерные реакции классифицируются:

- а) по энергии вызывающих их частиц;
- б) по роду участвующих в них частиц;
- в) по роду участвующих в них ядер;
- г) по характеру происходящих ядерных превращений.

Из всего этого разнообразия реакций здесь будут рассмотрены только те реакции, которые составляют физическую основу ядерной энергетики, отрасли энергетики, занимающейся производством электрической и тепловой энергии путем преобразования ядерной энергии. К ним, прежде всего, относятся цепная и термоядерная реакции.

1.5. Цепная реакция

Эта реакция возникает в результате бомбардировки тяжелого атомного ядра (ядра изотопов урана ${}^{238}U$ и ${}^{235}U$, которые являются основным ядерным горючим) нейтронами, в результате чего ядро расщепляется на два осколка с

выделением большого количества энергии и высвобождением двух или трех нейтронов. Эти нейтроны способствуют расщеплению других ядер, что приводит к нарастанию потока нейтронов, вызывая тем самым цепную реакцию. Характер взаимодействия нейтронов с ядрами определяется энергией нейтронов. Он различен для случая быстрых и медленных нейтронов. Принято считать нейтроны быстрыми, если их скорость V так велика, что соответствующая ей длина волны де Бройля $\lambda_d = \frac{h}{mV}$ намного меньше, чем радиус ядра R . Энергии быстрых нейтронов лежат в пределах $0,1 \div 50$ МэВ.

Если $\lambda_d \ll R$, то такие нейтроны называются медленными. Их энергия не превышает 100 кэВ. В случае быстрых же нейтронов можно считать, что ядро представляет для нейтрона некоторую мишень, с которой он соударяется.

Для медленных (тепловых) нейтронов с энергией до 0,5 эВ эффективное поперечное сечение их взаимодействия с ядром оказывается в $10^2 \div 10^3$ раз больше геометрического сечения ядра (ниже будут рассмотрены ядерные реакторы, работающие как на медленных, так и быстрых нейтронах).

Цепная реакция деления идет в среде, в которой происходит процесс размножения нейтронов. Такая среда называется *активной зоной*. Важнейшей физической величиной, характеризующей интенсивность размножения нейтронов, является *коэффициент размножения нейтронов в среде* k_∞ .

Коэффициент размножения равен отношению количества нейтронов в одном поколении к их количеству в предыдущем поколении. Индекс ∞ указывает, что речь идет об идеальной среде бесконечных размеров. Аналогично величине k_∞ определяется и *коэффициент размножения нейтронов в физической системе* k .

Коэффициент k является характеристикой конкретной установки.

В делящейся среде конечных размеров часть нейтронов будет уходить из активной зоны наружу, поэтому коэффициент k зависит еще и от вероятности P для нейтрона не уйти из активной зоны. Таким образом, по определению:

$$k = k_\infty \cdot P. \quad (1.13)$$

Величина P зависит от состава активной зоны, ее размеров, формы, а также от того, в какой степени, окружающее активную зону вещество отражает нейтроны. С возможностью ухода нейтронов за пределы активной зоны связаны важные понятия критической массы и критических размеров.

Критическим размером называется размер активной зоны, при котором $k = 1$. *Критической массой* называется масса активной зоны критических размеров. Очевидно, что при массе ниже критической, цепная реакция не идет, даже если $k_\infty > 1$. Наоборот, заметное превышение массы над критической ведет к неуправляемой реакции – взрыву.

Если в первом поколении имеется N нейтронов, то в n -м поколении их будет N_{kn} , поэтому при $k = 1$ цепная реакция идет стационарно, при $k < 1$ реакция гаснет, а при $k > 1$ интенсивность реакции нарастает. При значении $k = 1$ режим реакции называется критическим, при $k > 1$ – надкритическим и при $k < 1$ – подкритическим.

Время жизни одного поколения нейтронов τ сильно зависит от свойств среды и имеет порядок от 10^{-4} до 10^{-8} с. Из-за малости этого времени для осуществления управляемой цепной реакции надо с большой точностью поддерживать равенство $k = 1$, так как, скажем, при $k = 1,0$ система почти мгновенно взорвется.

Посмотрим, какими факторами определяются коэффициенты k_∞ и k .

Первой величиной, определяющей k_∞ (или k), является среднее число ν нейтронов, испускаемых в одном акте деления. Число ν зависит от вида горючего и от энергии падающего нейтрона. В таблице 1.2 приведены значения основных изотопов ядерной энергетики как для тепловых, так и для быстрых ($E = 1$ МэВ) нейтронов.

Таблица 1.2 – Значения ν , η для делящихся изотопов

Ядро		$^{233}_{92}\text{U}$	$^{235}_{92}\text{U}$	$^{239}_{92}\text{Pu}$
Тепловые нейтроны ($E = 0,025$ эВ)	ν	2,52	2,47	2,91
	η	2,28	2,07	2,09
Быстрые нейтроны ($E = 1$ МэВ)	ν	2,7	2,65	3,0

Энергетический спектр нейтронов деления для изотопа ^{235}U приведен на рисунке 1.2. Такого рода спектры сходны для всех делящихся изотопов: имеется сильный разброс по энергиям, причем основная масса нейтронов имеет энергии в области $1 \div 3$ МэВ. Возникшие при делении нейтроны замедляются, диффундируют на некоторое расстояние и поглощаются либо с делением, либо без него. В зависимости от свойств среды нейтроны успевают до поглощения замедлиться до различных энергий.

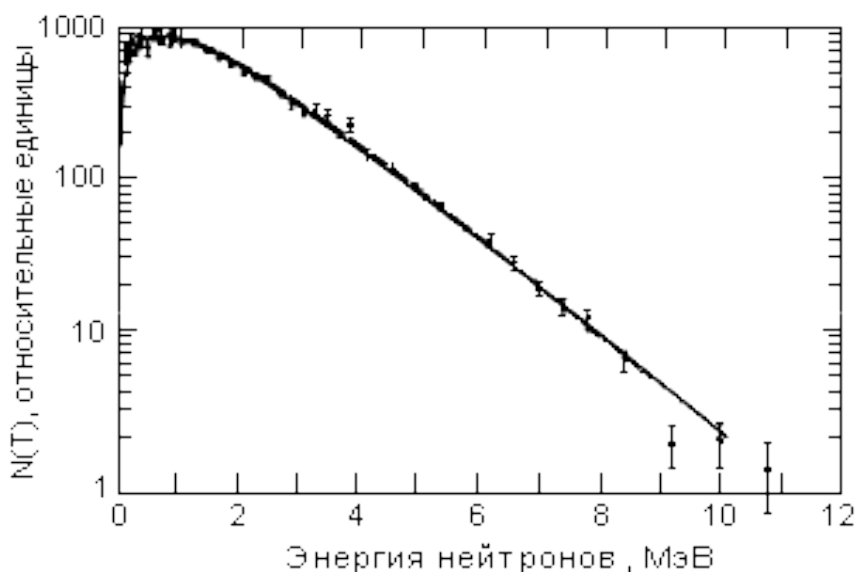


Рисунок 1.2 – Энергетический спектр нейтронов, испущенных при делении тепловыми нейтронами ядра ^{235}U

При наличии хорошего замедлителя основная масса нейтронов успевает замедлиться до тепловых энергий порядка 0,025 эВ. В этом случае цепная реакция называется *медленной и тепловой*. При отсутствии специального замедлителя нейтроны успевают замедлиться лишь до энергий $0,1 \div 0,4$ МэВ, так как все делящиеся изотопы – тяжелые и поэтому замедляют плохо. Соответствующие цепные реакции называются *быстрыми* (подчеркнем, что эпитеты «быстрый» и «медленный» характеризуют скорость нейтронов, а не скорость реакции). Цепные реакции, в которых нейтроны замедляются до энергий от десятков до одного кэВ, называются *промежуточными*.

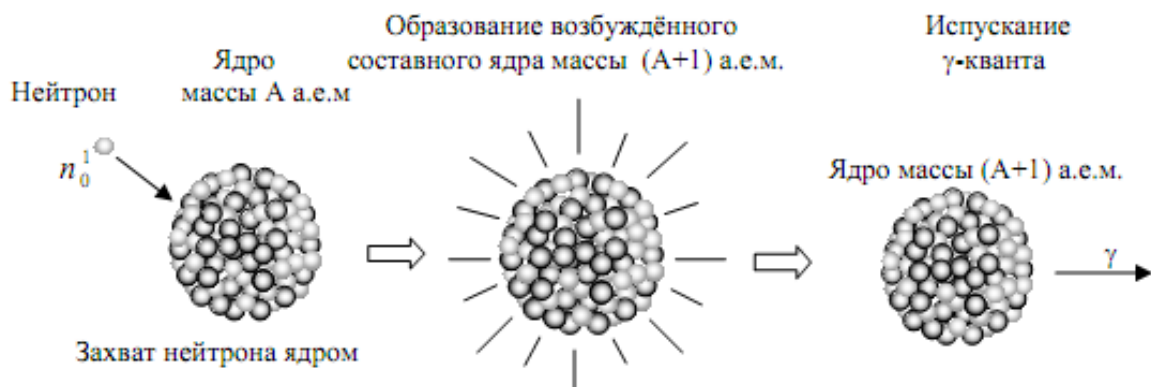


Рисунок 1.3 – Схематичное представление о реакции радиационного захвата

При столкновении нейтрона с тяжелым ядром всегда возможен *радиационный захват нейтрона* (n, γ) (рисунок 1.3). Этот процесс будет конкурировать с *делением* (рисунок 1.4) и тем самым уменьшать коэффициент размножения. Отсюда вытекает, что второй физической величиной, влияющей на коэффициенты k_0 и k , является *вероятность деления при захвате нейтрона ядром делящегося изотопа*.

Эта вероятность для моноэнергетических нейтронов, очевидно, равна:

$$\frac{\sigma_{nf}}{\sigma_{nf} + \sigma_{n\gamma}}, \quad (1.14)$$

где σ_f , σ_γ – соответственно, сечения деления и радиационного захвата.

Для одновременного учета как числа нейтронов на акт деления, так и вероятности радиационного захвата вводится *коэффициент η* , равный среднему числу вторичных нейтронов на один захват нейтрона делящимся ядром.

$$\eta = \frac{v \cdot \sigma_{nf}}{\sigma_{nf} + \sigma_{n\gamma}}. \quad (1.15)$$

Величина η зависит от вида горючего и от энергии нейтронов и является важнейшей характеристикой ядер горючего. Значения η для важнейших изотопов для тепловых и быстрых нейтронов приведены в таблице 1.2.

Цепная реакция может идти только при условии $\eta > 1$. Качество горючего тем выше, чем больше значение η .

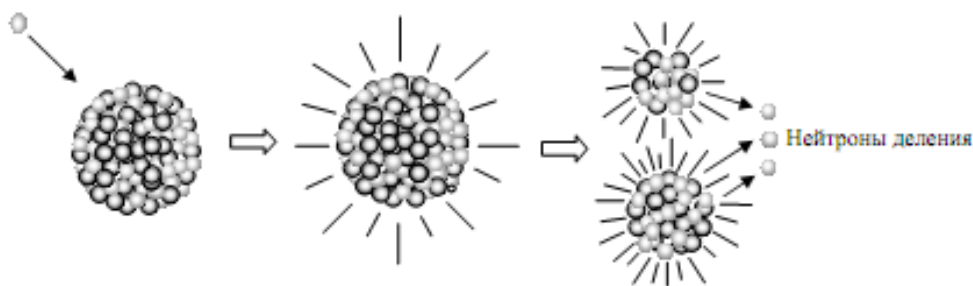


Рисунок 1.4 – Схематическое представление о делении ядра ^{235}U

Качество ядерного горючего определяется его доступностью и коэффициентом η . В природе встречаются только три изотопа, которые могут служить ядерным топливом или сырьем для его получения. Это изотоп тория ^{232}Th и изотопы урана ^{238}U и ^{235}U . Из них первые два цепной реакции не дают, но могут быть переработаны в изотопы, на которых реакция идет. Изотоп ^{235}U сам дает цепную реакцию. В земной коре тория в несколько раз больше, чем урана. Природный торий практически состоит только из одного изотопа ^{232}Th .

Природный уран в основном состоит из изотопа ^{238}U и только на 0,7 % из изотопа ^{235}U .

На практике крайне важен вопрос об осуществимости цепной реакции на естественной смеси изотопов урана, в которой на одно ядро ^{235}U приходится 140 ядер ^{238}U .

Покажем, что на естественной смеси медленная реакция возможна, а быстрая – нет. Для рассмотрения цепной реакции на естественной смеси удобно ввести новую величину – *среднее сечение поглощения нейтрона, отнесенное к одному ядру изотопа ^{235}U* . По определению:

$$\bar{\sigma} = \sigma_{nf}^{235} + \sigma_{n\gamma}^{235} + 140\sigma_{n\gamma}^{238}, \quad (1.16)$$

где верхний индекс указывает массовое число соответствующего изотопа урана. Вероятность того, что нейтрон, поглотившись в естественной смеси, вызовет деление, равна:

$$\frac{\sigma_{nf}^{235}}{\bar{\sigma}} = \frac{\sigma_{nf}^{235}}{\sigma_{nf}^{235} + \sigma_{n\gamma}^{235} + 140\sigma_{n\gamma}^{238}}. \quad (1.17)$$

Умножив эту вероятность на число ν нейтронов, вылетающих в среднем при делении одного ядра, мы получим по аналогии с (1.15), коэффициент $\eta^{ест}$ для естественной смеси:

$$\eta^{ест} = \frac{\nu \cdot \sigma_{nf}^{235}}{\sigma_{nf}^{235} + \sigma_{n\gamma}^{235} + 140\sigma_{n\gamma}^{238}}. \quad (1.18)$$

Для тепловых нейтронов $\nu = 2,47$, $\sigma_{nf}^{235} = 580$ барн, $\sigma_{n\gamma}^{235} = 112$ барн, $\sigma_{n\gamma}^{238} = 2,8$ барн (обратите внимание на малость последнего сечения).

Подставив эти цифры в (1.18), мы получим, что для медленных нейтронов в естественной смеси:

$$\eta^{\text{ест}}(\text{медл}) = 1,32 > 1. \quad (1.19)$$

Это означает, что 100 тепловых нейтронов, поглотившись в естественной смеси, создадут 132 новых нейтрона. Отсюда прямо следует, что цепная реакция на медленных нейтронах в принципе возможна на естественном уране.

В принципе, потому что для реального осуществления цепной реакции надо уметь замедлять нейтроны с малыми потерями.

Для быстрых нейтронов $\nu = 2,65$, $\sigma_{nf}^{235} \approx 2$ барн, $\sigma_{n\gamma}^{235} \approx \sigma_{n\gamma}^{238} \approx 0,1$ барн. Если учитывать деление только на изотопе ^{235}U , получим:

$$\eta^{235}(\text{быстр}) \approx 0,3. \quad (1.20)$$

Но надо еще учесть, что быстрые нейтроны с энергиями больше 1 МэВ могут с заметной относительной интенсивностью делить и ядра изотопа ^{238}U , которого в естественной смеси очень много. Для деления на ^{238}U коэффициент ν равен примерно $\nu \approx 2,5$. В спектре деления примерно 60 % нейтронов имеют энергии выше эффективного порога 1,4 МэВ деления на ^{238}U . Но из этих 60 % только один нейтрон из пяти успевает произвести деление, не замедлившись до энергии ниже пороговой, за счет упругого и особенно неупругого рассеяния.

Отсюда для коэффициента η получается оценка:

$$\eta^{238}(\text{быстр}) = 0,6\nu^{238}/5 \approx 0,3. \quad (1.21)$$

Полный коэффициент $\eta^{\text{ест}}$ для быстрой реакции, равен сумме:

$$\eta_{\text{ест}}(\text{быстро}) = \eta^{238}(\text{быстр}) + \eta^{235}(\text{быстр}) \approx 0,6 < 1. \quad (1.22)$$

Таким образом, на быстрых нейтронах цепная реакция в естественной смеси ($^{235}\text{U} + ^{238}\text{U}$) идти не может. Экспериментально установлено, что для чистого металлического урана коэффициент размножения достигает значения единицы при обогащении 5,56 %. Практически оказывается, что реакцию на быстрых нейтронах можно поддерживать лишь в обогащенной смеси, содержащей не меньше 15 % изотопа ^{235}U . Естественную смесь изотопов урана можно обогащать изотопом ^{235}U . Обогащение является сложным и дорогостоящим процессом из-за того, что химические свойства обоих изотопов практически одинаковы. Приходится использовать небольшие различия скоростях химических реакций, диффузии и др., возникающие вследствие различия масс изотопов. Цепную реакцию на ^{235}U практически всегда осуществляют в среде с большим содержанием ^{238}U . Часто используется естественная смесь изотопов, для которой $\eta = 1,32$ в области тепловых нейтронов. Изотоп ^{238}U делится нейтронами с энергией выше 1 МэВ. Это

деление приводит к небольшому дополнительному размножению нейтронов. Далее можно сравнить цепные реакции деления на тепловых и быстрых нейтронах.

У тепловых нейтронов сечения захвата велики и значительно меняются при переходе от одного ядра к другому. На ядрах некоторых элементов (например, на кадмии) эти сечения в сотни и более раз превосходят сечения на ^{235}U . Именно поэтому к активной зоне установок на тепловых нейтронах предъявляются требования высокой чистоты по отношению к некоторым примесям.

Для быстрых же нейтронов все сечения захвата малы и не так уж сильно отличаются друг от друга, так что проблемы высокой чистоты материалов не возникает. Другим преимуществом быстрых реакций является более высокий коэффициент воспроизводства.

Важное отличительное свойство тепловых реакций состоит в том, что в активной зоне топливо значительно сильнее разбавлено, т. е. на одно ядро топлива приходится значительно больше не участвующих в делении ядер, чем в быстрой реакции. Так, например, в тепловой реакции на естественном уране на ядро топлива ^{235}U приходится 140 ядер сырья ^{238}U , а в быстрой реакции на ядро ^{235}U может приходиться не более пяти-шести ядер ^{238}U . Разбавление топлива в тепловой реакции приводит к тому, что одна и та же энергия в тепловой реакции выделяется в значительно большем объеме вещества, чем в быстрой.

Тем самым, из активной зоны тепловой реакции легче отводить тепло, что позволяет осуществлять эту реакцию с большей интенсивностью, чем быструю.

Время жизни одного поколения нейтронов для быстрой реакции на несколько порядков меньше, чем для тепловой. Поэтому скорость протекания быстрой реакции может заметно измениться через очень короткое время после изменения физических условий в активной зоне.

При нормальной работе реактора этот эффект несуществен, поскольку в этом случае, режим работы определяется временами жизни запаздывающих, а не мгновенных нейтронов. В однородной среде, состоящей только из делящихся изотопов одного вида, коэффициент размножения был бы равен η .

Однако в реальных ситуациях, кроме делящихся ядер, всегда присутствуют другие, неделящиеся. Эти посторонние ядра будут захватывать нейтроны и тем самым влиять на коэффициент размножения. Отсюда следует, что третьей величиной, определяющей коэффициенты k_∞ и k , является вероятность того, что нейтрон не будет захвачен одним из неделящихся ядер.

В реальных установках «посторонний» захват идет на ядрах замедлителя, на ядрах различных конструктивных элементов, а также на ядрах продуктов деления и продуктов захвата.

Для осуществления цепной реакции на медленных нейтронах в активную зону вводят специальные вещества — замедлители, которые превращают нейтроны деления в тепловые. На практике цепная реакция на медленных нейтронах осуществляется на естественном или слегка обогащенном изотопом ^{235}U уране.

Присутствие большого количества изотопа ^{238}U в активной зоне усложняет процесс замедления и делает необходимым предъявление высоких требований к качеству замедлителя. Жизнь одного поколения нейтронов в активной зоне с замедлителем, приближенно, можно разбить на две стадии:

- замедление до тепловых энергий;
- диффузия с тепловыми скоростями до поглощения.

Для того чтобы основная часть нейтронов успела замедлиться без поглощения необходимо выполнение условия:

$$\sigma_{\text{упр}}/\sigma_{\text{захв}} \gg n, \quad (1.23)$$

где $\sigma_{\text{упр}}$, $\sigma_{\text{захв}}$ – усредненные по энергиям сечения соответственно упругого рассеяния и захвата;

n – число столкновений нейтрона с ядрами замедлителя, необходимое для достижения тепловой энергии.

Число n быстро растет с ростом массового числа замедлителя. Для урана ^{238}U число n имеет порядок нескольких тысяч, отношение $\sigma_{\text{упр}}/\sigma_{\text{захв}}$ для этого изотопа даже в сравнительно благоприятной области энергий быстрых нейтронов не превышает 50. Особенно же «опасна» в отношении захвата нейтронов так называемая резонансная область от 1 кэВ до 1 эВ. В этой области полное сечение взаимодействия нейтрона с ядрами ^{238}U имеет большое число интенсивных резонансов (рисунок 1.5).

При низких энергиях радиационные ширины превышают нейтронные. Поэтому в области резонансов отношение $\sigma_{\text{упр}}/\sigma_{\text{захв}}$ становится даже меньше единицы. Это означает, что при попадании в область одного из резонансов нейтрон поглощается практически со стопроцентной вероятностью. А так как замедление на таком тяжелом ядре, как уран, идет «мелкими шагами», то при прохождении через резонансную область замедляющийся нейтрон обязательно «наткнется» на один из резонансов и поглотится.

Отсюда следует, что на естественном уране без посторонних примесей, цепную реакцию осуществить нельзя: на быстрых нейтронах реакция не идет из-за малости коэффициента η , а медленные нейтроны не могут образоваться.

Для того чтобы избежать резонансного захвата нейтрона, надо использовать для замедления очень легкие ядра, на которых замедление идет «крупными шагами», что резко увеличивает вероятность благополучного «проскакивания» нейтрона через резонансную область энергий.

Наилучшими элементами-замедлителями являются водород, дейтерий, бериллий, углерод. Поэтому используемые на практике замедлители в основном сводятся к тяжелой воде, бериллию, окиси бериллия, графиту, а также обычной воде, которая замедляет нейтроны не хуже тяжелой воды, но поглощает их в гораздо большем количестве.

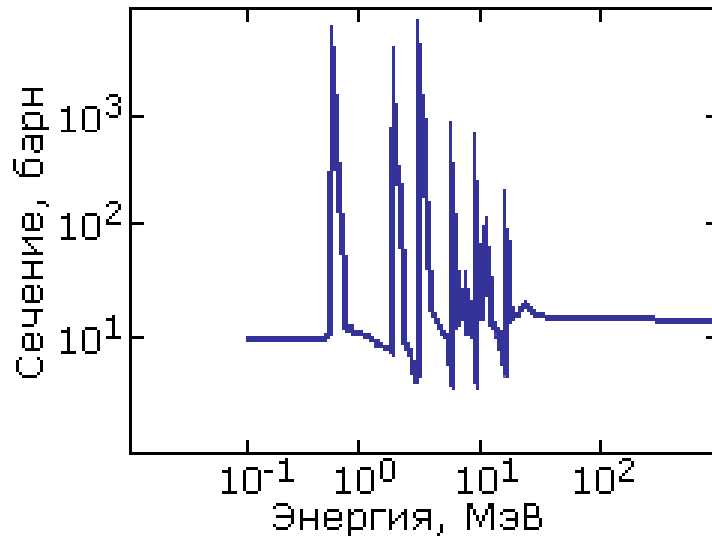


Рисунок 1.5 – Сечение радиационного захвата нейтронов ядрами изотопа урана ^{238}U в резонансной области энергий

Замедлитель должен быть хорошо очищен. Заметим, что для осуществления медленной реакции замедлителя должно быть в десятки, а то и в сотни раз больше, чем урана, чтобы предотвратить резонансные столкновения нейтронов с ядрами ^{238}U .

На рисунке 1.6 представлена схема процесса развития цепной реакции в ядерном топливе реактора.

Активная зона, состоящая из однородной смеси урана и замедлителя, называется гомогенной, а система из чередующихся блоков урана и замедлителя называется гетерогенной (см. рисунок 1.7).

Качественно гетерогенная система отличается тем, что в ней образовавшийся в уране быстрый нейтрон успевает уйти в замедлитель, не достигнув резонансных энергий. Дальнейшее замедление идет уже в чистом замедлителе. Это повышает вероятность p избежать резонансного захвата:

$$p_{\text{гет}} > p_{\text{гом}}. \quad (1.24)$$

С другой стороны, наоборот, став в замедлителе тепловым, нейтрон должен для участия в цепной реакции продиффундировать, не поглотившись в чистом замедлителе до его границы. Поэтому коэффициент теплового использования f в гетерогенной среде ниже, чем в гомогенной:

$$f_{\text{гет}} < f_{\text{гом}}. \quad (1.25)$$

Для оценки коэффициента размножения k_{∞} теплового реактора используется приближенная формула четырех сомножителей:

$$k_{\infty} = \eta \cdot p \cdot f \cdot \varepsilon. \quad (1.26)$$

Первые три сомножителя мы уже рассматривали ранее. Величина ε называется *коэффициентом размножения на быстрых нейтронах*. Этот коэффициент вводится для того, чтобы учесть, что часть быстрых нейтронов может произвести деление, не успев замедлиться. По своему смыслу коэффициент ε всегда превышает единицу. Но это превышение обычно невелико. Типичным для тепловых реакций является значение $\varepsilon = 1,03$.

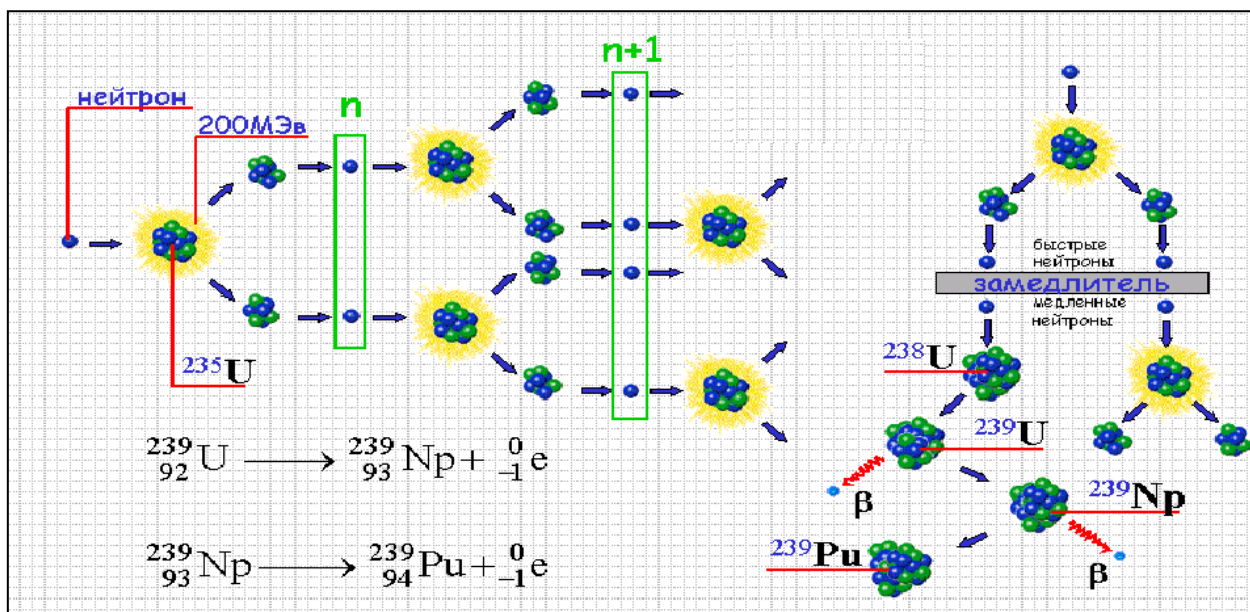


Рисунок 1.6 – Схема цепной реакции в среде с замедлителем

Для быстрых реакций формула четырех сомножителей неприменима, так как каждый коэффициент зависит от энергии и разброс по энергиям при быстрых реакциях достаточно велик. Поскольку величина η определяется видом топлива, а величина ε для медленных реакций почти не отличается от единицы, то качество конкретной активной среды определяется произведением ($p \cdot f$).

Так, преимущество гетерогенной среды перед гомогенной количественно проявляется в том, что, например, в системе, в которой на одно ядро естественного урана приходится 215 ядер графита, произведение $p \cdot f$ равно 0,823 для гетерогенной среды и 0,595 для гомогенной. А так как для естественной смеси $\eta = 1,34$, то мы получим, что для гетерогенной среды $k_{\infty} > 1$, а для гомогенной $k_{\infty} < 1$.

Для практического осуществления стационарно текущей цепной реакции надо уметь этой реакцией управлять. Это управление существенно упрощается благодаря вылету запаздывающих нейтронов при делении. Доля запаздывающих нейтронов в ядерном горючем колеблется от 0,2 до 0,7 %.

Среднее время жизни запаздывающих нейтронов составляет приблизительно 10 с. При небольшой степени надкритичности скорость нарастания интенсивности цепной реакции определяется только запаздывающими нейтронами.

Захват нейтронов не участвующими в цепной реакции ядрами снижает интенсивность реакции, но может быть полезным в отношении образования новых делящихся изотопов.

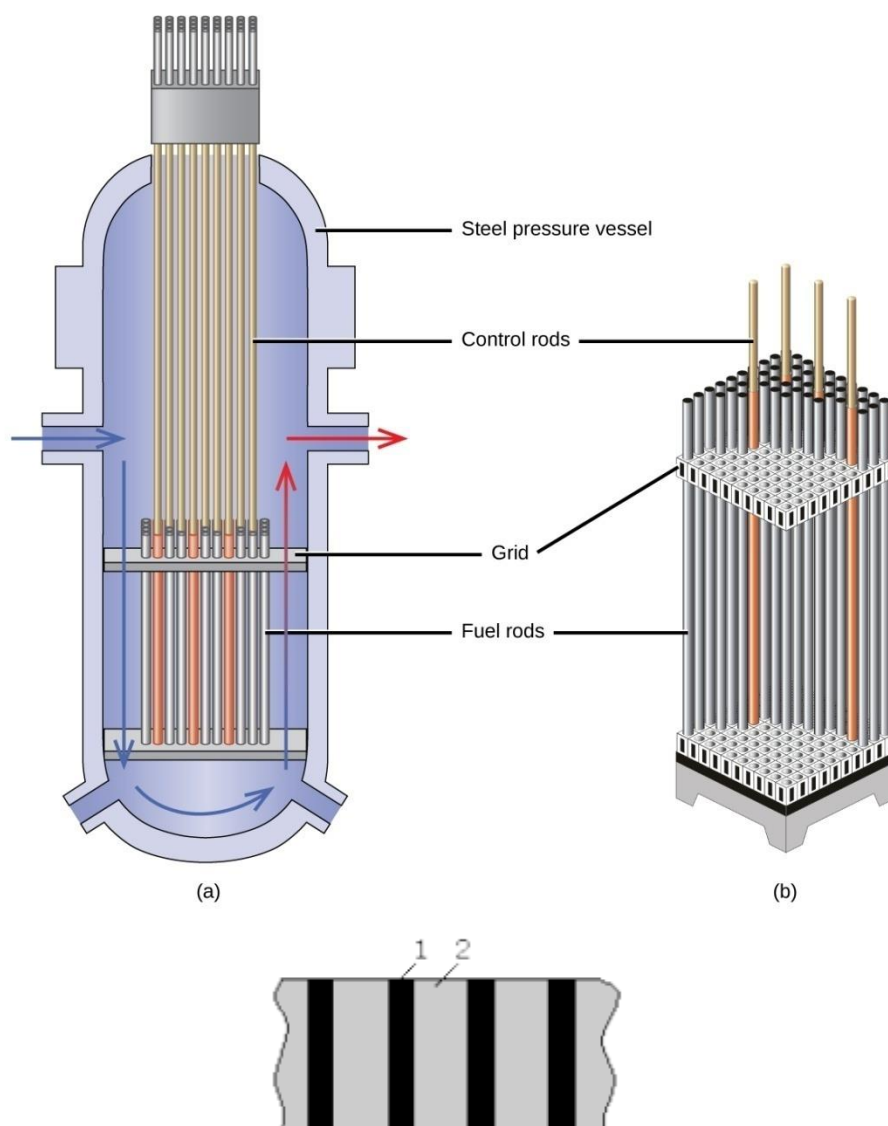
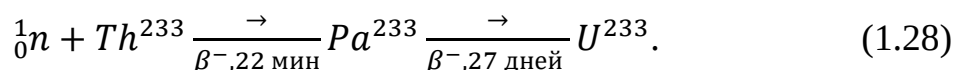
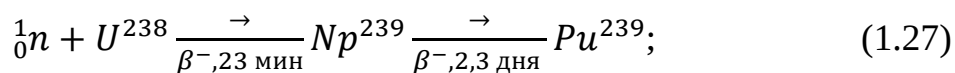


Рисунок 1.7 – Схема расположения ядерного горючего и замедлителя в активной зоне гетерогенной системы:
1 – блоки ядерного горючего; 2 – замедлитель

Так, при поглощении нейтронов изотопами урана ^{238}U и тория ^{232}Th образуются (через два последовательных β -распада) изотопы плутония ^{239}Pu и урана ^{233}U , являющиеся ядерным горючим:



Эти две реакции открывают реальную возможность воспроизводства ядерного горючего в процессе течения цепной реакции. В идеальном случае, т. е. при отсутствии ненужных потерь нейтронов, на воспроизводство может идти в среднем $\eta - 1$ нейтронов на каждый акт поглощения нейтрона ядром горючего.

1.6. Контрольные вопросы к Разделу 1

1. Что легло в основу планетарной модели атома Бора?
2. Из чего состоит атомное ядро любого химического элемента (кроме атома водорода)?
3. Чему равна унифицированная атомная единица массы (у.а.е.м.)?
4. Что называют удельной энергией связи нуклона (протона или нейтрона) в ядре?
5. Чему равна полная энергия связи ядра?
6. Что называют радиоактивностью?
7. Какие виды радиоактивного распада Вы знаете?
8. Что гласит Закон радиоактивного распада?
9. Когда и кем была осуществлена первая искусственная ядерная реакция?
10. Приведите классификацию ядерных реакций?
11. Что такое критический размер и критическая масса?
12. Чему равен коэффициент размножения нейтронов в среде?
13. Опишите цепные реакции деления и радиационного захвата?
14. Что такое коэффициент размножения на быстрых нейтронах?
15. Какие элементы являются лучшими замедлителями?

РАЗДЕЛ 2. ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ

Ядерным реактором называется устройство, в котором может происходить самоподдерживающаяся ядерная цепная реакция деления ядер тяжелых элементов под действием нейтронов. Любой ядерный реактор состоит из пяти основных элементов:

- а) активная зона с ядерным топливом;
- б) замедлитель быстрых нейтронов;
- в) отражатель нейтронов;
- г) система охлаждения;
- д) системы безопасности и регулирования.



Рисунок 2.1 – Атомграды и АЭС России

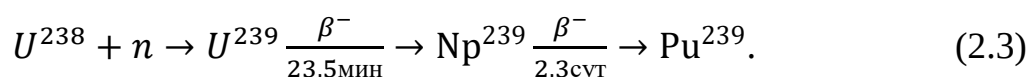
В ядерном реакторе внутриядерная энергия преобразуется в тепловую, которая отводится теплоносителем по трубопроводам первого контура в парогенератор, где через поверхность нагрева тепло передается рабочему телу.

Охлажденный теплоноситель с помощью главного циркуляционного насоса (ГЦН) вновь направляется в реактор, и контур замыкается. Рабочим телом служит обычная вода, генерируемая в пар. Пар по трубопроводам рабочего контура направляется в турбогенератор, в котором последовательно тепловая энергия превращается в механическую и механическая в электрическую. Отработанный пар конденсируется в конденсаторе и прокачивается конденсатными насосами через регенеративную систему низкого давления. Далее с помощью питательных насосов вода, пройдя через регенеративную систему высокого давления, вновь поступает в парогенератор.

В качестве исходного ядерного топлива в реакторах используется природный уран (U). В природном металлическом уране содержатся три изотопа: ^{238}U , ^{235}U и ^{234}U . При облучении нейтронами любых энергий делится

только ^{235}U , содержание которого в природной смеси составляет всего лишь около 0,71 %. Более 99 % в природном уране приходится на ^{238}U , который может делиться только при поглощении нейтронов высоких энергий ($E \geq 1$ МэВ), и на нем самоподдерживающую цепную реакцию деления создать невозможно. Содержание ^{234}U пренебрежительно мало, и его обычно не учитывают.

При облучении нейтронами (n) урана, используемого в реакторе в качестве топлива, происходят следующие ядерные реакции:



Как видно, при поглощении нейтрона ^{235}U вероятны два возможных события: либо деление ядра на два более легких осколка (наиболее вероятная реакция), либо радиационный захват без деления с образованием неделящегося изотопа ^{236}U . Деление урана сопровождается образованием 2 ÷ 3-х свободных нейтронов и выделением в реакторе тепловой энергии $E_f \approx 200$ МэВ (в расчете на одно деление). Выделившаяся тепловая энергия отводится во внешний контур, а образовавшиеся новые свободные нейтроны используются в последующих ядерных реакциях, в том числе для поддержания цепной реакции деления.

Уран ^{238}U , содержащийся в исходном ядерном топливе, также способен поглощать нейтроны, в результате чего идет преимущественно реакция радиационного захвата с образованием короткоживущего радиоактивного изотопа ^{239}U . Последний, излучая β -частицу с периодом полураспада 23,5 мин, превращается в новый радиоактивный нуклид нептуний ^{239}Np , который также претерпевает отрицательный β -распад с периодом 2,3 суток. По мере образования нептуния и его радиоактивного распада в толще урана реактора накапливается ^{239}Pu , который при взаимодействии с нейтронами так же, как и ^{235}U , может испытывать либо деление (преимущественно ядерная реакция), либо радиационный захват с образованием ^{240}Pu .

В процессе работы в реакторе происходит выгорание исходного ядерного топлива, накопление продуктов деления и радиационного захвата и, наконец, накопление нового (вторичного) ядерного топлива. Последнее является чрезвычайно важным свойством ЯР. Уран ^{238}U , являясь сырьевым материалом для накопления ^{239}Pu , не встречающегося в природе, значительно расширяет ресурсы ядерного топлива.

Отношение масс накопленного топлива и выгоревшего исходного называют *коэффициентом воспроизводства (КВ)*. Он представляет собой важную экономическую характеристику. В зависимости от типа реактора КВ может быть меньше или больше единицы и в частном случае – близким к единице.

Рассмотрим баланс нейтронов в реакторе. В процессе одного акта деления в среднем образуется около $2,5 \div 3$ нейтронов (в зависимости от типа ЯР). Часть нейтронов участвует в последующих реакциях деления, часть идет на образование нового ядерного топлива, часть поглощается продуктами деления и радиационного захвата, а также конструкционными материалами, часть покидает реактор (нейтроны утечки). Для самоподдерживающейся цепной реакции деления с выделением тепла на постоянном уровне (при стационарном режиме работы) необходимо, чтобы после всех потерь оставался один нейтрон для воспроизводства последующего акта деления. В этом случае реактор будет находиться точно в критическом состоянии (см. п. 1.3.1).

Текущее состояние ядерного реактора можно охарактеризовать *эффективным коэффициентом размножения нейтронов k* или *реактивностью ρ* , которые связаны следующим соотношением:

$$\rho = \frac{k-1}{k}. \quad (2.4)$$

Для этих величин характерны следующие значения:

$k > 1$ – цепная реакция нарастает во времени, реактор находится в надкритическом состоянии, его реактивность $\rho > 0$;

$k < 1$ – реакция затухает, реактор – подкритичен, $\rho < 0$;

$k = 1$, $\rho = 0$ – число делений ядер постоянно, реактор находится в стабильном критическом состоянии. Условие критичности ядерного реактора:

$$k = k_0 \cdot \bar{\omega}, \quad (2.5)$$

где $\bar{\omega}$ – есть доля полного числа образующихся в реакторе нейтронов, поглощенных в активной зоне реактора, или вероятность избежать нейтрону утечки из конечного объема;

k_0 – коэффициент размножения нейтронов в активной зоне бесконечно больших размеров.

Величина $k - 1 = \Delta k$ называется *избыточной реактивностью*. Таким образом, $\Delta k = 0$ реактор находится в *критическом состоянии*, а при $\Delta k > 0$ – в *надкритическом*. В *подкритическом* реакторе $\Delta k < 0$. В этом случае говорят о *глубине подкритичности*, которая определяется как $\Delta k = 1 - k$.

Обращение коэффициента размножения в единицу достигается сбалансированием размножения нейтронов с их потерями. Причин потерь фактически две:

- захват без деления;
- утечка нейтронов за пределы размножающей среды.

Очевидно, что $k < k_0$, поскольку в конечном объеме вследствие утечки потери нейтронов обязательно больше, чем в бесконечном. Поэтому, если в веществе данного состава $k_0 < 1$, то цепная самоподдерживающаяся реакция невозможна как в бесконечном, так и в любом конечном объеме. Таким образом, k_0 определяет принципиальную способность среды размножать нейтроны и для тепловых реакторов его можно определить по так называемой «формуле 4-х сомножителей»:

$$k_0 = \mu \cdot \phi \cdot \theta \cdot \eta, \quad (2.6)$$

где μ – коэффициент размножения на быстрых нейтронах;

- φ – вероятность избежать резонансного захвата;
 θ – коэффициент использования тепловых нейтронов;
 η – выход нейтронов на одно поглощение.

Объемы современных энергетических реакторов могут достигать сотен кубических метров и определяются главным образом не условиями критичности, а возможностями теплосъема.

Критический объем ядерного реактора – объем активной зоны реактора в критическом состоянии. Для достижения критического состояния в реакторе необходимо иметь строго определенное количество ядерного топлива, равное так называемой *критической массе*. Соответственно при массе менее критической реакция деления затухает и энерговыделение прекращается, а при массе топлива, превышающей критическую, реактор разгоняется с непрерывным возрастанием энерговыделения.

Критическая масса – масса делящегося вещества реактора, находящегося в критическом состоянии.

Наименьшей *критической массой* обладают реакторы, в которых топливом служат водные растворы солей чистых делящихся изотопов с водяным отражателем нейтронов. Для ^{235}U эта масса равна 0,8 кг, для ^{239}Pu (плутоний) – 0,5 кг. Широко известно, однако, что критическая масса для реактора *ЛОРО* (первый в мире реактор на обогащенном уране), имевшего отражатель из окиси бериллия, составляла 0,565 кг, несмотря на то что степень обогащения по изотопу ^{235}U была лишь немногим более 14 %. Теоретически наименьшей критической массой обладает ^{251}Cf (калифорний), для которого эта величина составляет всего 10 г.

С целью уменьшения утечки нейтронов, активной зоне придают сферическую или близкую к сферической форму, например короткого цилиндра или куба, так как эти фигуры обладают наименьшим отношением площади поверхности к объему.

В процессе работы реактора происходит изменение изотопного и нуклидного состава топлива, в результате чего нарушается баланс нейтронов, изменяется и критическая масса, так как она зависит от состава топлива. Критическая масса зависит также от ряда факторов и прежде всего от температуры топлива и других материалов. Для поддержания критической массы и необходимого режима работы в реакторе предусмотрены регулирующие органы, действие которых основано обычно на поглощении избыточных нейтронов. Наименьшей критической массой обладают реакторы, в которых топливом служат водные растворы солей чистых делящихся изотопов с водяным отражателем нейтронов.

Таким образом, вводя регулирующие органы в активную зону или выводя их из нее, можно изменять баланс нейтронов и поддерживать критическое состояние.

Важная особенность ядерного реактора – работа только при наличии в нем критической массы топлива. Если учесть, что в процессе работы топливо выгорает, непрерывно меняется его состав, то для поддержания критической массы необходимо либо непрерывно заменять выгоревшее топливо (вместе с

продуктами деления и накопившимся вторичным топливом) свежим, либо загружать топливо в количестве, превышающем критическую массу, а действие избытка массы компенсировать регулируемыми органами. Реально непрерывная перегрузка топлива с точным поддержанием критической массы невозможна, поэтому она поддерживается сочетанием режимов перегрузки с положением регулирующих органов. Перегрузка производится периодически, а за время между перегрузками выгорает только избыток топлива над критической массой, который загружается в реактор в процессе каждой перегрузки.

Несмотря на то, что величина (e^{-1}) обычно невелика, роль размножения на быстрых нейтронах достаточно велика, поскольку для больших ядерных реакторов $(k_{\infty}-1) \ll 1$. Без этого процесса было бы невозможным создание первых графитовых реакторов на естественном уране.

Для начала цепной реакции обычно достаточно нейтронов, рождаемых при спонтанном делении ядер урана. Возможно также использование внешнего источника нейтронов для запуска реактора, например, смеси Ra и Be , ^{252}Cf или других веществ.

Важной динамической характеристикой, определяющей состояние реактора, является скорость изменения плотности нейтронов. Она зависит от периода реактора T (см. п. 1.3 формула (1.9)), представляющего собой время, за которое плотность нейтронов изменится в $e = 2,72$ раза. Наряду с мощностью (измеряемой в процентах) период реактора является одной из основных нейтронно-физических характеристик работающего ядерного реактора. Величина, обратная реактивности, измеряется в секундах. На работающем ядерном реакторе измеряется с помощью «Аппаратуры Контроля Нейтронного Потока».

Период реактора входит в список параметров, по которым осуществляется аварийная защита реактора. Пример типичных величин уставок:

10 секунд – срабатывание аварийной защиты (аварийный останов реактора, сброс управляющих стержней СУЗ).

20 секунд – срабатывание предупредительной защиты (движение управляющих стержней СУЗ вниз с рабочей скоростью).

40 секунд – запрет работы регулятора мощности реактора на ее увеличение.

Период реактора может быть измерен с достаточной точностью, и он тщательно контролируется во время работы. Диапазон его изменения весьма широк – от ∞ до некоторого конечного значения. В стационарном режиме плотность нейтронов не изменяется и $T = \infty$. При T , равном конечному значению, плотность нейтронов изменяется. Реактор разгоняется, если $T > 0$, либо цепная реакция затухает, если $T < 0$. При этом в последнем случае знак минус говорит о том, что плотность нейтронов уменьшается со скоростью, соответствующей периоду T . Из условий безопасности работы скорость разгона ограничивается минимальным значением периода T , соответствующим

примерно 10 с. Это означает, что плотность нейтронов не должна возрастать в e раз быстрее, чем за 10 с. При нормальных переходных режимах T составляет десятки секунд.

Отношение числа запаздывающих нейтронов, вызвавших реакцию деления в данном поколении, ко всему числу нейтронов, вызвавших реакцию деления в данном поколении, называется эффективной долей запаздывающих нейтронов – $\beta_{эф}$. Возможны два состояния надкритичного реактора:

1. $0 < \rho < \beta_{эф}$ – при реактивности большей нуля, но меньшей значения эффективной доли запаздывающих нейтронов – $\beta_{эф}$, цепная реакция протекает со скоростью, определяемой временем запаздывания нейтронов (то есть реактор подкритичен на мгновенных нейтронах, а требуемая надкритичность достигается за счет рождающихся запаздывающих нейтронов). При этом реакция деления является *управляемой*.

2. $\rho > \beta_{эф}$ – при реактивности реактора, превышающей эффективную долю запаздывающих нейтронов, реактор становится критичным на мгновенных нейтронах, мощность цепной реакции деления начинает экспоненциально возрастать. Время нарастания мощности настолько мало, что никакие системы управления (в том числе аварийные) не успевают сработать, и рост мощности может быть ограничен только физическими процессами, протекающими в активной зоне. Например, в тепловом реакторе это – уменьшение сечения захвата нейтронов с ростом температуры, которое является одной из физических причин отрицательного мощностного коэффициента реактивности.

2.1. Классификация ядерных реакторов

Классификацию ядерных реакторов можно провести по ряду признаков.

1. По характеру использования

- исследовательские реакторы, в которых потоки нейтронов и γ -квантов, создаваемые в активной зоне, используются для исследований в области радиационной химии, ядерной физики, физики твердого тела, биологии, для испытания материалов, предназначенных для работы в интенсивных нейтронных потоках (в т. ч. деталей ядерных реакторов), для производства изотопов. Мощность исследовательских реакторов не превосходит 100 МВт. Выделяющаяся энергия, как правило, не используется;

- изотопные (оружейные, промышленные) реакторы, используемые для наработки изотопов, используемых в ядерных вооружениях, например ^{239}Pu ;

- энергетические реакторы, предназначенные для получения электрической и тепловой энергии, используемой в энергетике, при опреснении воды, для привода силовых установок кораблей, самолетов и космических аппаратов, в производстве водорода и металлургии и т. д. Тепловая мощность современных энергетических реакторов достигает 5 ГВт;

- транспортные реакторы;
- многоцелевые реакторы. Двух- и многоцелевые реакторы, например, для выработки электроэнергии и опреснения морской воды, должны сочетать в себе требования той и другой направленности.

2. По спектру нейтронов

- реактор на тепловых (медленных) нейтронах («тепловой реактор»);
- реактор на быстрых нейтронах («быстрый реактор»);
- реактор на промежуточных нейтронах;
- реактор со смешанным спектром.

3. По размещению топлива

- гетерогенные реакторы, где топливо размещается в активной зоне дискретно в виде блоков, между которыми находится замедлитель;
- гомогенные реакторы, где топливо и замедлитель представляют однородную смесь (гомогенную систему).

В гетерогенном реакторе топливо и замедлитель могут быть пространственно разнесены, в частности, в полостном реакторе замедлитель-отражатель окружает полость с топливом, не содержащим замедлителя. С ядерно-физической точки зрения критерием гомогенности/гетерогенности является не конструктивное исполнение, а размещение блоков топлива на расстоянии, превышающем длину замедления нейтронов в данном замедлителе. Так, реакторы с так называемой «тесной решеткой» рассчитываются, как гомогенные, хотя в них топливо обычно отделено от замедлителя.

Блоки ядерного топлива в гетерогенном реакторе называются тепловыделяющими сборками (ТВС), которые размещаются в активной зоне в узлах правильной решетки, образуя ячейки.

4. По виду топлива:

- изотопы урана 235 и 233 (^{235}U и ^{233}U);
- изотоп плутония 239 (^{239}Pu);
- изотоп тория 232 (^{232}Th) (посредством преобразования в ^{233}U).

5. По степени обогащения:

- естественный уран;
- слабо обогащенный уран;
- чистый делящийся изотоп.

6. По химическому составу:

- металлический U;
- UO_2 (диоксид урана);
- UC (карбид урана) и т. д.

7. По виду теплоносителя:

- H_2O (вода, см. Водно-водяной реактор);
- Газ (см. Графитогазовый реактор);
- D_2O (тяжелая вода, см. Тяжеловодный ядерный реактор, CANDU);
- Реактор с органическим теплоносителем;
- Реактор с жидкометаллическим теплоносителем;
- Реактор на расплавах солей;
- Реактор с твердым теплоносителем.

8. По роду замедлителя:

- С (графит, см. Графитогазовый реактор, Графитоводный реактор);
- H_2O (вода, см. Легководный реактор, Водо-водяной реактор, ВВЭР);
- D_2O (тяжелая вода, см. Тяжеловодный ядерный реактор, CANDU);
- Be, BeO;
- Гидриды металлов;
- Без замедлителя (см. Реактор на быстрых нейтронах, БН).

9. По конструкции:

- Корпусные реакторы;
- Канальные реакторы.

10. По способу генерации пара:

- Реактор с внешним парогенератором (См. Водо-водяной реактор, ВВЭР);
- Кипящий реактор.

11. Классификация МАГАТЭ:

- BWR (Boiling Water Reactor) – Кипящий ядерный реактор;
- FBR (Fast Breeder Reactor) – Реактор на быстрых нейтронах (БН-600);
- GCR (Gas-Cooled Reactor) – (advanced gas-cooled reactor (AGR));
- LWR (Light Water Reactor) – Легководный реактор;
- LWGR (Light Water Graphite Reactor) – Графито-водный ядерный реактор (РБМК);
- PHWR (Pressurized Heavy Water Reactor) – Тяжеловодный ядерный реактор (CANDU);
- PWR (Pressurized Water Reactors) – Реактор с водой под давлением (реактор со сжатой водой);

Несмотря на многообразие типов и размеров, существует всего четыре основных категории реакторов:

Поколение I – реакторы этого поколения разработаны в 1950-е и 1960-е годы и представляют собой видоизмененные и укрупненные ядерные реакторы военного назначения, предназначенные для движения подводных лодок или для производства плутония.

Поколение II – к этой классификации относится подавляющее большинство реакторов, находящихся в промышленной эксплуатации.

Поколение III – в настоящее время реакторы данной категории вводятся в эксплуатацию в некоторых странах, преимущественно в Японии.

Поколение IV – сюда относятся реакторы, которые находятся на стадии разработки и которые планируется внедрить через 20-30 лет.

В настоящее время в мире в энергетических целях эксплуатируются реакторы следующих типов:

1. ВВЭР, PWR – корпусные водо-водяные реакторы с водой в качестве теплоносителя и замедлителя под давлением.

2. BWR (ABWR) – кипящие реакторы с водой в качестве теплоносителя и замедлителя.

3. PHWR (CANDU) – реакторы с тяжелой водой в качестве теплоносителя и замедлителя.

4. GCR, AGR – газоохлаждаемые реакторы с графитовым замедлителем.

5. РБМК – реакторы большой мощности канальные.

6. БН, FBR – реакторы на быстрых нейтронах.

Подавляющее большинство эксплуатируемых в мире ядерных реакторов – это реакторы на тепловых нейтронах водо-водяного типа (PWR и ВВЭР).

В начале XXI века наиболее распространены гетерогенные ядерные реакторы на тепловых нейтронах с замедлителями – H_2O , С, D_2O и теплоносителями – H_2O , газ, D_2O , например, водо-водяные ВВЭР, канальные РБМК.

По данным МАГАТЭ в мире насчитывается 442 ядерных реактора, расположенных в 30 странах. Продолжается строительство новых реакторов (более 60).

Таблица 2.1 – АЭС, находящиеся в коммерческой эксплуатации

Тип реактора	Страна	Кол-во	Установ- ленная мощность, ГВт	Топливо	Охлади- тель	Замедли- тель
Ядерный реактор под давлением, (PWR, ВВЭР)	США, Франция, Япония, Россия, Китай	265 + 5	251,6 + 10	обогащенный уран	Вода	Вода
Ядерный реактор с кипящей водой (BWR)	США, Швеция Япония,	94	86,4	Обогащен- ный уран	Вода	Вода
Ядерный реактор с тяжелой водой под давлением (CANDU (PHWR))	Канада	44	24,3	Обогащен- ный уран	Тяжелая вода	Тяжелая вода
Газоохлажда- емый ядерный реактор (AGR– Magnox)	Великобритания	18	10,8	Уран, обогащен- ный уран	CO ₂	Графит
Легководный графитовый реактор (РБМК)	Россия	12	12,3	Обогащен- ный уран	Вода	Графит
Реактор на быстрых нейтронах (FBR, БН)	Россия, Франция, Япония	4	1	Плутоний, уран	Жидкий натрий	нет
Всего		442	386 + 10			

Основные мировые производители современных реакторных установок приведены в таблице 2.2.

2.2. Ядерные реакторы на тепловых нейтронах

Реактор на тепловых (медленных) нейтронах – ядерный реактор, использующий реакцию взаимодействия ядер урана ^{235}U с нейтронами, которые участвуют в цепной реакции. Сечение (вероятность) этой реакции растет по мере снижения энергии нейтронов, а количество ядер урана-238 остается при низких энергиях постоянным. В результате самоподдерживающаяся реакция при использовании природного урана, в котором делящегося изотопа ^{235}U всего 0,7 %, невозможна на быстрых нейтронах и возможна на медленных (тепловых).

Таблица 2.2 – Основные мировые производители современных реакторных установок

Фирмы производители	Тип реактора
<i>Areva Nuclear Power</i>	US EPR ABWR
<i>GE/Hitachi</i>	ESBWR
<i>Toshiba/Westinghouse</i>	AP600, AP1000, System 80+, IRIS
<i>AECL</i>	Advanced CANDU ACR-700
<i>General Atomics</i>	Gas Turbine-Modular Helium Reactor
<i>Mitsubishi Heavy Industries</i>	US APWR
<i>PBMR, Pty Ltd (South Africa)</i>	Rebble Bed Modular Reactor (PBMR)
<i>Toshiba</i>	4S (10 MWe sodium-cooled)
ОАО концерн «Энергоатом»	АЭС 2006

На рисунке 2.2 и 2.3 приведено устройство ядерного реактора на тепловых нейтронах и схема активной зоны.

Ядерные энергетические реакторы (ЯЭР), работающие на тепловых нейтронах, делятся на два типа:

- корпусные;
- канальные.

Активная зона реактора на тепловых нейтронах состоит из замедлителя быстрых нейтронов, образующихся при цепной реакции деления атомных ядер, ядерного топлива, теплоносителя и конструкционных материалов. В качестве замедлителя применяют графит, а также органические жидкости и воду, которые одновременно могут служить и теплоносителем. Для уменьшения загрузки ядерного топлива в реакторах на тепловых нейтронах применяют конструкционные материалы с малым сечением радиационного захвата нейтронов. К ним относятся алюминий, магний, цирконий и др. Небольшие потери нейтронов в замедлителе и конструкционных материалах дают

возможность использовать в качестве ядерного топлива для реакторов на тепловых нейтронах природный и слабообогащенный уран.

Атомные реакторы на тепловых нейтронах различаются между собой главным образом по двум признакам: какие вещества используются в качестве замедлителя нейтронов, и какие в качестве теплоносителя, с помощью которого производится отвод тепла из активной зоны реактора (см. таблицу 2.3):

- 1) водо-водяные с обычной водой в качестве замедлителя и теплоносителя;
- 2) графитоводные с водяным теплоносителем и графитовым замедлителем;
- 3) тяжеловодные с водяным теплоносителем и тяжелой водой в качестве замедлителя;
- 4) графито-газовые с газовым теплоносителем и графитовым замедлителем.

Таблица 2.3 – Сочетания замедлителя и теплоносителя в ядерных реакторах

Замедлитель	Теплоноситель			
	H ₂ O	Газ	D ₂ O	Жидкий металл
H ₂ O	+	-	-	-
Графит	+	+	-	-
D ₂ O	+	+	+	-
Отсутствует	-	+	-	+

В России строят главным образом графитоводные и водо-водяные реакторы. На АЭС США наибольшее распространение получили водо-водяные реакторы. Графитогазовые реакторы применяются в Англии. В атомной энергетике Канады преобладают тяжеловодные реакторы. В активной зоне реактора на медленных нейтронах расположены тепловыделяющие элементы, содержащие смесь ^{238}U и ^{235}U , и замедлитель, в котором нейтроны деления замедляются до энергии около 1 эВ.

Тепловыделяющие элементы (ТВЭЛы) представляют собой блоки из делящегося материала, заключенные в герметическую оболочку, слабо поглощающую нейтроны (рисунок 2.4 и 2.5). За счет энергии деления тепловыделяющие элементы разогреваются и отражают энергию теплоносителю, который циркулирует в каналах.

К ТВЭЛам предъявляются высокие технические требования:

- простота конструкции;
- механическая устойчивость и прочность в потоке теплоносителя, обеспечивающая сохранение размеров и герметичности;
- малое поглощение нейтронов конструкционным материалом ТВЭЛа и минимум конструкционного материала в активной зоне;
- отсутствие взаимодействия ядерного топлива и продуктов деления с оболочкой ТВЭЛов, теплоносителем и замедлителем при рабочих температурах.

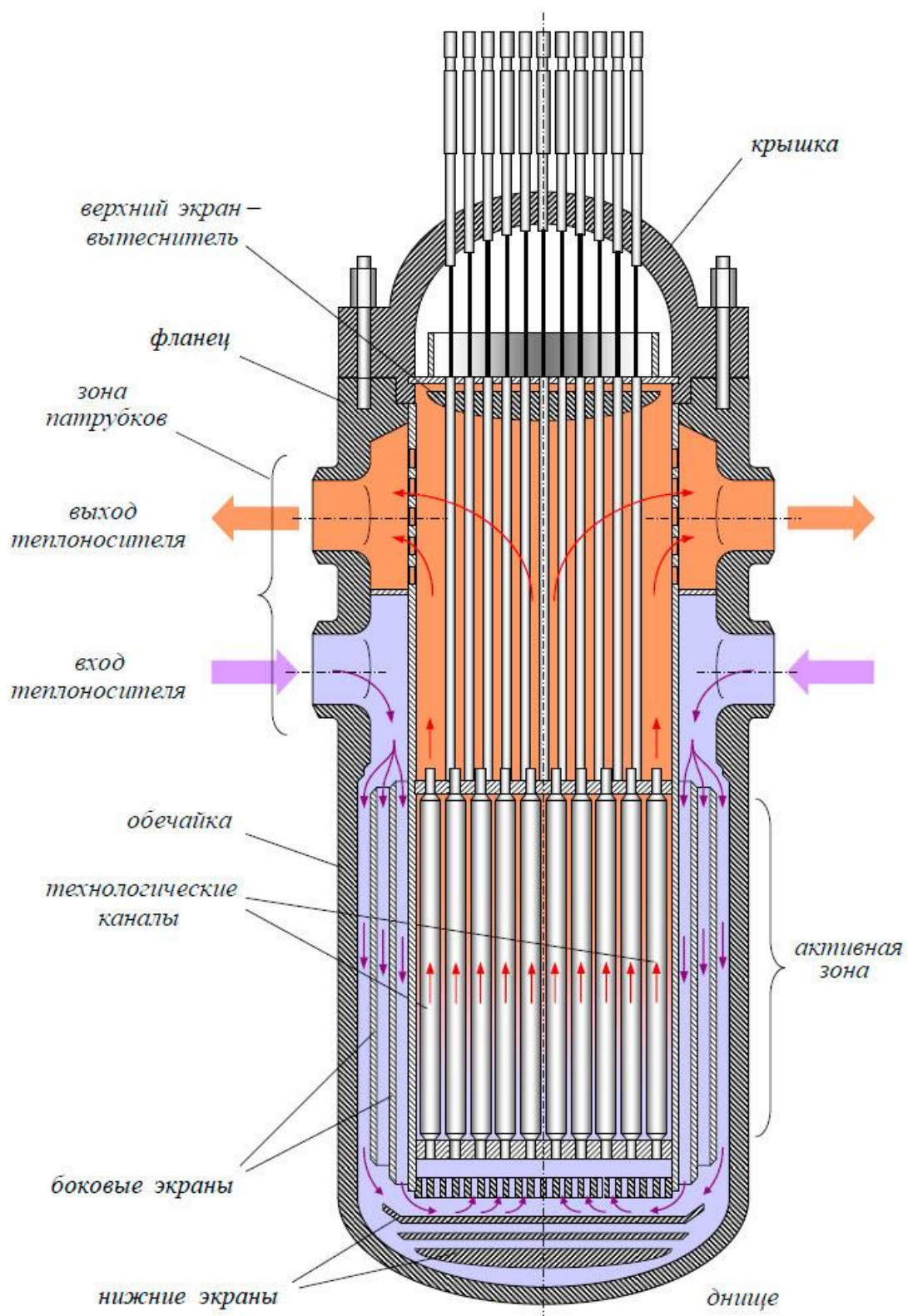


Рисунок 2.2 – Устройство ядерного реактора на тепловых нейтронах

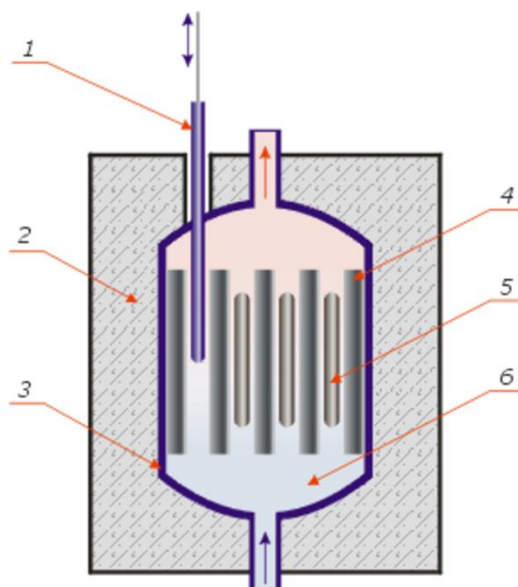


Рисунок 2.3 – Схема активной зоны ядерного реактора на тепловых нейтронах:
 1 – управляющий стержень; 2 – биологическая защита; 3 – теплоизоляция;
 4 – замедлитель; 5 – ядерное топливо; 6 – теплоноситель

Геометрическая форма ТВЭЛа должна обеспечивать требуемое соотношение площади поверхности объема и максимальную интенсивность отвода теплоты теплоносителем от всей поверхности ТВЭЛа, а также гарантировать большую глубину выгорания ядерного топлива и высокую степень удержания продуктов деления. Наиболее распространенными в энергетических реакторах являются гладко стержневые (цилиндрические) ТВЭЛы, кольцевые, пластинчатые и крестообразные (см. рисунок 2.6).

ТВЭЛы должны обладать радиационной стойкостью, простотой и экономичностью регенерации ядерного топлива, и низкой стоимостью.

В целях безопасности надежная герметичность оболочки ТВЭЛов должна сохраняться в течение всего срока работы активной зоны (3 ÷ 5 лет) и последующего хранения отработавших ТВЭЛов до отправки на переработку (1 ÷ 3 года).

Внутри ТВЭЛов происходит выделение тепла за счет ядерной реакции деления топлива и взаимодействия нейтронов с веществом материалов активной зоны и теплоносителя, которое передается теплоносителю. Конструктивно каждый ТВЭЛ состоит из сердечника и герметичной оболочки.

Помимо делящегося вещества (^{233}U , ^{235}U , ^{239}Pu), сердечник может содержать вещество, обеспечивающее воспроизводство ядерного топлива (^{238}U , ^{232}Th).

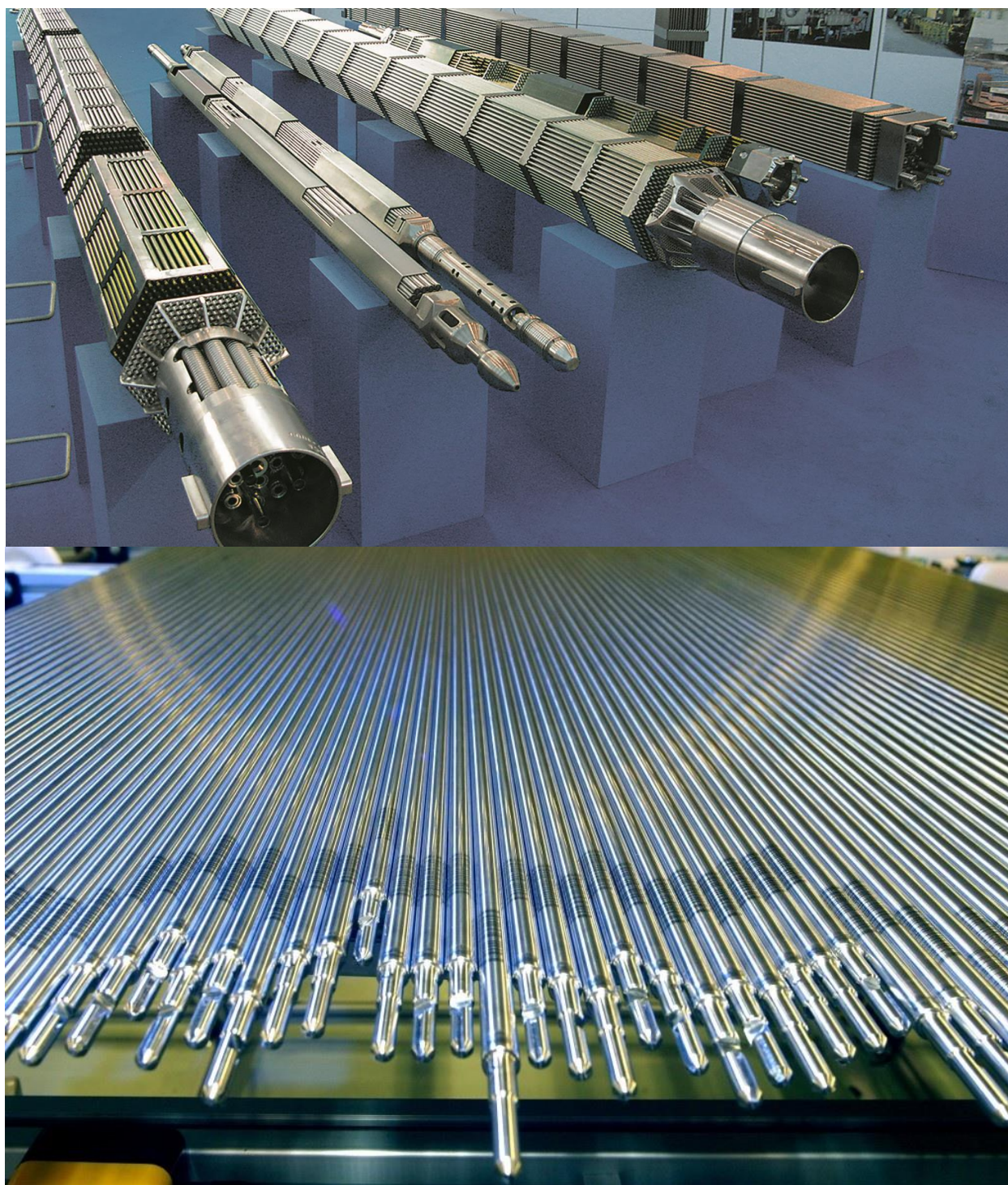


Рисунок 2.4 – Общий вид тепловыделяющих элементов (ТВЭЛ) и тепловыделяющей сборки (ТВС)

Сердечник. Сердечники бывают металлическими, металлокерамическими или керамическими. Для металлических сердечников используются чистые уран, торий или плутоний, а также их сплавы с алюминием, цирконием, хромом, цинком. Материалом металлокерамических сердечников служат спрессованные смеси порошков урана и алюминия. Для керамических сердечников спекают или сплавляют оксиды, или карбиды урана или тория (UO_2 , ThC_2).

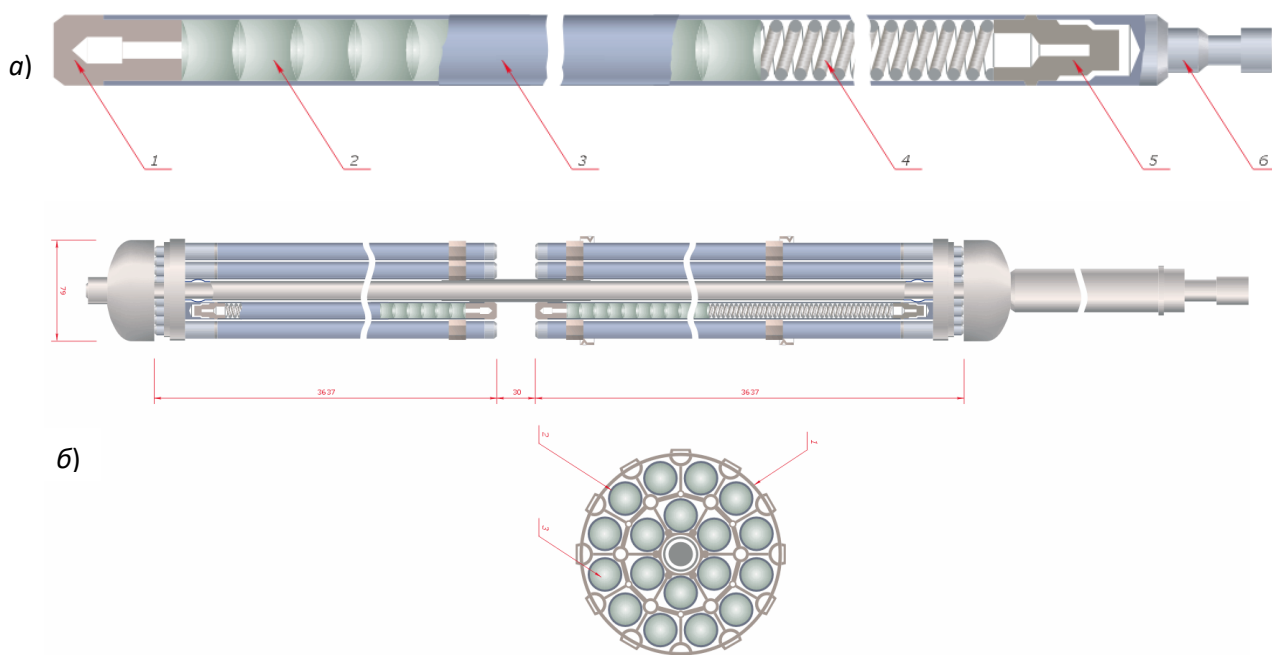


Рисунок 2.5 – Тепловыделяющие элементы (ТВЭЛ):

- а) устройство ТВЭЛ РБМК: 1 – заглушка; 2 – таблетки диоксида урана;
3 – оболочка из циркония; 4 – пружина; 5 – втулка; 6 – наконечник;
б) тепловыделяющая сборка (ТВС)

Высоким требованиям по механической прочности и устойчивости физических свойств и геометрических размеров в условиях интенсивного нейтронного и γ -излучения наиболее соответствуют керамические и металлокерамические сердечники, однако из-за наличия наполнителя для них требуется ядерное топливо повышенного обогащения (с содержанием ^{235}U до 10 % и более). Для повышения стойкости сердечника в него иногда добавляют материалы, интенсивно поглощающие нейтроны (например, молибден).

В большинстве энергетических реакторов обычно применяют керамические сердечники из диоксида урана (UO_2), которые не деформируются в течение рабочего цикла выгорания топлива.

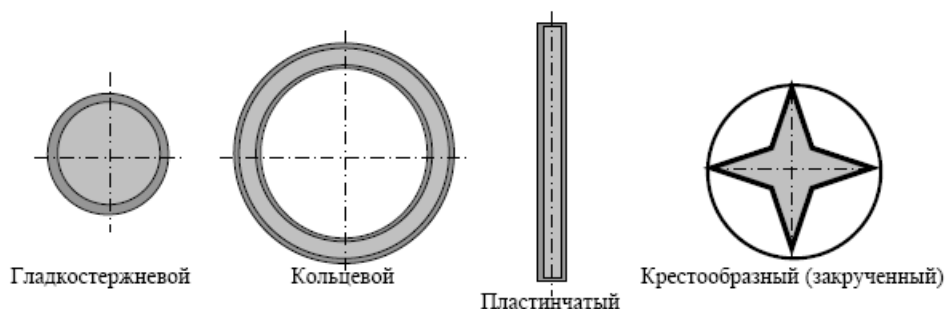


Рисунок 2.6 – ТВЭЛ различной геометрической формы

Другое важное свойство этого соединения – отсутствие реакции с водой, которая может привести в случае разгерметизации оболочки ТВЭЛа к попаданию радиоактивных элементов в теплоноситель. Также к достоинствам диоксида урана можно отнести то, что его плотность близка плотности самого урана, что обеспечивает нужный поток нейтронов в активной зоне.

Оболочка. Хорошая герметизация оболочки ТВЭЛов необходима для исключения попадания продуктов деления топлива в теплоноситель, что может повлечь распространение радиоактивных элементов в активную зону и первый контур охлаждения реактора. Контроль герметичности оболочек на работающем реакторе производится по уровню этих элементов в первом контуре реактора. Также химическая реакция урана, плутония и их соединений с теплоносителем может повлечь деформацию ТВЭЛа и другие нежелательные последствия.

Материал оболочки ТВЭЛов должен обладать следующими свойствами:

- высокая коррозионная, эрозионная и термическая стойкость;
- он не должен существенно изменять характер поглощения нейтронов в реакторе.

Оболочки ТВЭЛов в настоящее время изготавливают из сплавов алюминия, циркония, нержавеющей стали. Сплавы алюминия используются в реакторах с температурой активной зоны менее 250–270 °С, сплавы циркония Zr – в энергетических реакторах при температурах 350 ÷ 400 °С, а нержавеющая сталь, которая интенсивно поглощает нейтроны, – в реакторах с температурой более 400 °С. Иногда используют и другие материалы, например, графит.

В случае использования керамических сердечников между ними и оболочкой оставляют небольшой зазор, необходимый для учета различных коэффициентов теплового расширения материалов, а для улучшения теплообмена оболочку ТВЭЛа вместе с сердечниками заполняют газом, который хорошо проводит тепло, чаще всего для этих целей используют гелий. В процессе работы ТВЭЛа исходный зазор (примерно 100 мкм по радиусу) уменьшается, вплоть до полного исчезновения.

Управление цепной реакцией

Управление цепной реакцией осуществляется специальными управляющими стержнями, изготовленными из материалов, сильно поглощающих нейтроны (бор, кадмий). Изменяя количество и глубину погружения управляющих стержней, можно регулировать нейтронные потоки, интенсивность цепной реакции и выработку энергии. В настоящее время разработано большое количество различных моделей ядерных реакторов, которые различаются по виду ядерного топлива (уран, плутоний), по химическому составу ядерного топлива (уран, диоксид урана), по виду теплоносителя (вода, тяжелая вода, органические растворители и др.), по виду замедлителя (графит, вода, бериллий). В реакторе на тепловых нейтронах большая часть деления ядер происходит при поглощении ядрами делящихся изотопов тепловых нейтронов.

В мощных энергетических реакторах не всегда удастся подобрать подходящие конструкционные материалы с небольшим сечением поглощения. Тогда оболочки, каналы и другие части конструкции реакторов изготавливают из материалов, интенсивно поглощающих нейтроны, таких как нержавеющая сталь. Дополнительные потери тепловых нейтронов в конструкционных материалах компенсируются использованием урана с высоким обогащением – до 10 %.

В реакторах на тепловых нейтронах весьма существенно поглощение нейтронов продуктами деления, для компенсации которого в активную зону перед началом кампании добавляют определенную массу ядерного топлива. Эта добавка увеличивается с ростом кампании и удельной мощности реактора.

2.3. Материалы ядерного реактора и требования к ним

2.3.1. Ядерное топливо

Как уже отмечалось, исходным ядерным топливом, имеющимся в природе, является уран. Он используется в различных модификациях: природный – с содержанием ^{235}U около 0,71 %, обогащенный делящимся изотопом (обогащение от нескольких до десятков процентов), металлический уран, уран в различных соединениях (обычно керамическое топливо).

Природный уран с содержанием ^{235}U 0,72 % находит применение в некоторых энергетических реакторах (например, в канадских CANDU), в реакторах-наработчиках плутония (например, А-1).

Уран с содержанием ^{235}U до 20 % называют *низкообогащенным* (англ. *Low Enriched Uranium, LEU*). Уран с обогащением 2 ÷ 5 % в настоящее время широко используется в энергетических реакторах по всему миру. Уран с обогащением до 20% используется в исследовательских и экспериментальных реакторах.

Уран с содержанием ^{235}U свыше 20 % называют *высокообогащенным* (англ. *Highly Enriched Uranium, HEU*) или *оружейным*. На заре ядерной эры были построены несколько образцов ядерного оружия пушечной схемы на основе урана с обогащением около 90 %. Высокообогащенный уран может использоваться в термоядерном оружии в качестве *тампера* (обжимающей оболочки) термоядерного заряда.

Кроме того, уран с высоким обогащением используется в энергетических ядерных реакторах с длительной топливной кампанией (то есть с редкими перезагрузками или вовсе без перезагрузки), например в реакторах космических аппаратов или корабельных реакторах.

Схема открытого топливного цикла АЭС показана на рисунке 2.7.

В отвалах обогатительных производств остается *обедненный уран* с содержанием ^{235}U 0,1 ÷ 0,3 %. Он широко используется в качестве сердечников бронебойных снарядов артиллерийских орудий благодаря высокой плотности урана и дешевизне обедненного урана.

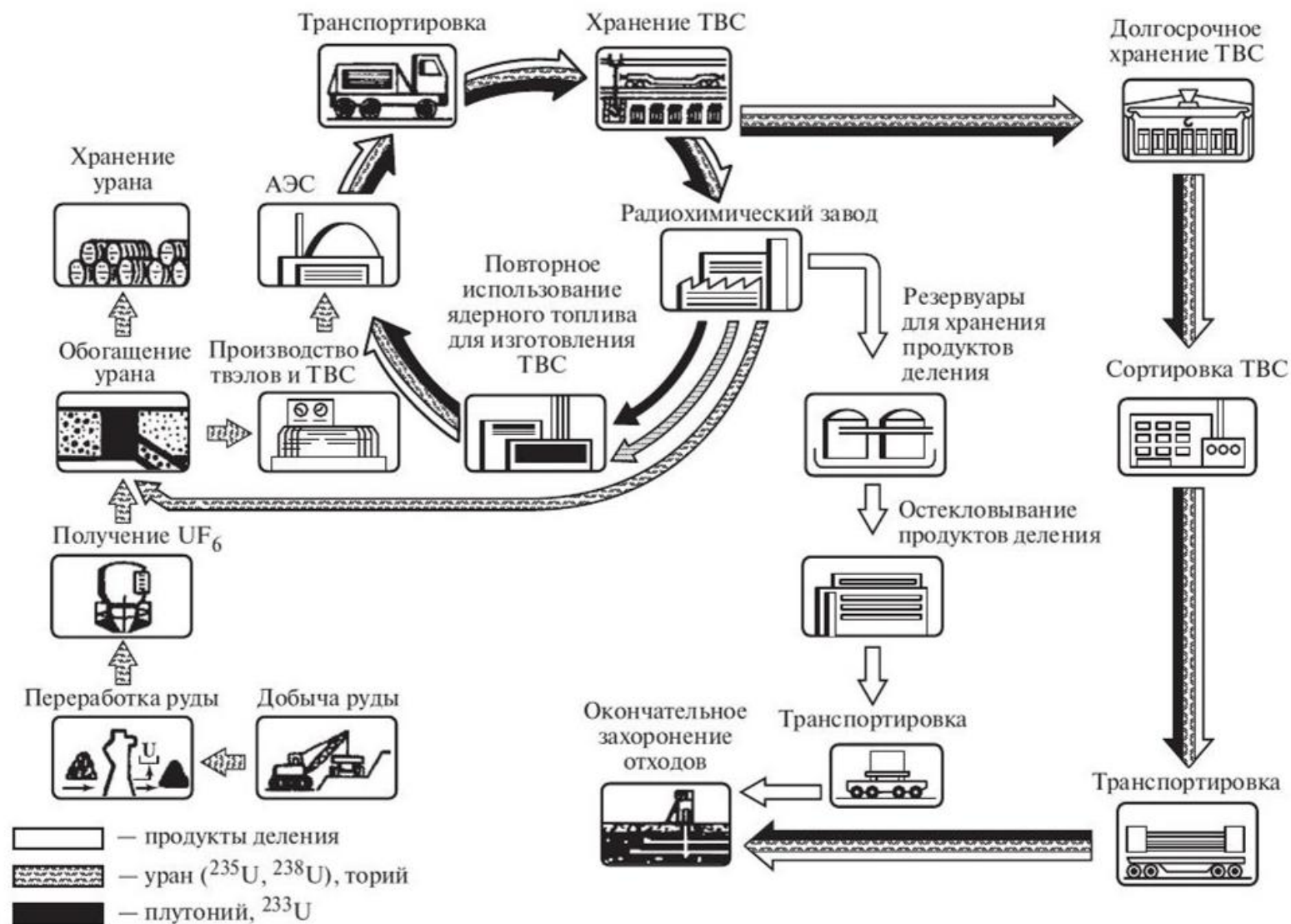


Рисунок 2.7 – Схема топливного цикла АЭС

В будущем предполагается использование обедненного урана в реакторах на быстрых нейтронах, где не поддерживающий цепную реакцию ^{238}U может трансмутировать в ^{239}Pu , поддерживающий цепную реакцию. Полученное МОХ-топливо может быть использовано в традиционных энергетических реакторах на тепловых нейтронах.

Технологии обогащения

Известно много методов разделения изотопов. Большинство методов основано на разной массе атомов разных изотопов: ^{235}U немного легче ^{238}U из-за разницы в количестве нейтронов в ядре. Это проявляется в разной инерции атомов. Например, если заставить атомы двигаться по дуге, то тяжелые будут стремиться двигаться по большему радиусу, чем легкие. На этом принципе построены электромагнитный и аэродинамический методы.

В *электромагнитном методе* ионы урана разгоняются в ускорителе элементарных частиц и закручиваются в магнитном поле. В *аэродинамическом методе* газообразное соединение урана продувается через специальное сопло-улитку. Похожий принцип в *газовом центрифугировании*: газообразное соединение урана помещается в центрифугу, где инерция заставляет тяжелые молекулы концентрироваться у стенки центрифуги.

Термодиффузионный и газодиффузионный методы используют разницу в подвижности молекул: молекулы газа с легким изотопом урана более подвижны, чем тяжелые. Поэтому они легче проникают в мелкие поры специальных мембран при *газодиффузионной технологии*. При *термодиффузионном методе* менее подвижные молекулы концентрируются в более холодной нижней части разделительной колонны, вытесняя более подвижные в верхнюю горячую часть. Большинство методов разделения работают с газообразными соединениями урана, чаще всего с UF_6 .

Многие из методов пытались использовать для промышленного обогащения урана, однако в настоящее время практически все мощности по обогащению работают на основе газового центрифугирования (рисунок 2.8). Наряду с центрифугированием в прошлом широко использовался газодиффузионный метод. На заре ядерной эры использовались электромагнитный, термодиффузионный, аэродинамический методы.

На сегодняшний день центрифугирование демонстрирует наилучшие экономические параметры обогащения урана. Однако ведутся исследования перспективных методов разделения, например, лазерное разделение изотопов.

Производство обогащенного урана в мире

Работы по разделению изотопов исчисляются в специальных единицах работы разделения (EPP, англ. *Separative Work Unit, SWU*). Заводы по разделению изотопов находятся в России, Англии, Франции, США, Японии, Германии, Голландии и др.

Основные требования, предъявляемые к ядерному топливу, заключаются в следующем (рисунок 2.9): совместимость с реакторными материалами (прежде всего с материалом оболочки и теплоносителем в случае

разгерметизации оболочки), возможность достижения большой глубины выгорания без заметных изменений физических свойств.

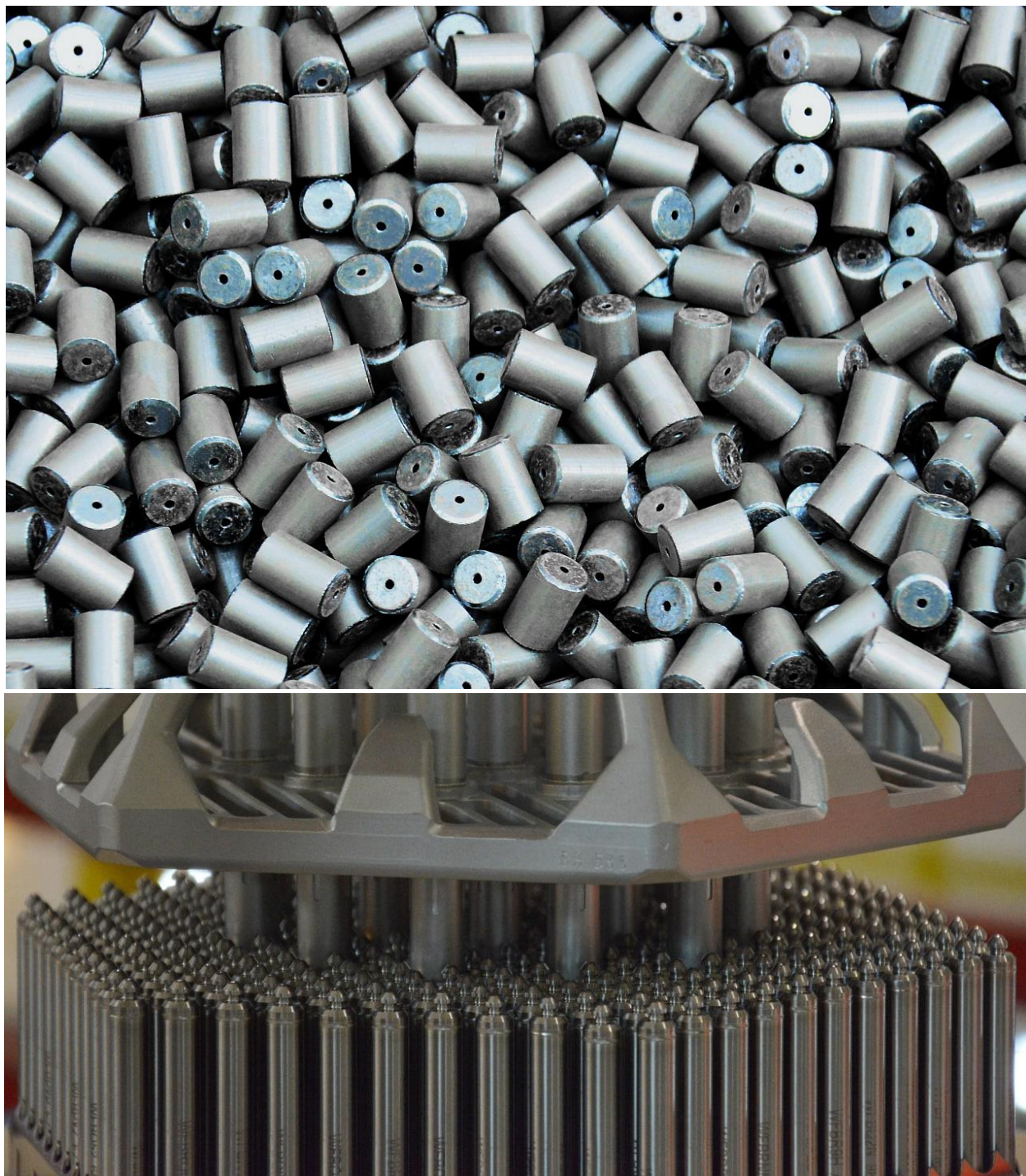


Рисунок 2.8 – Топливные таблетки для наполнения ТВЭЛ

В первых опытных реакторах использовался *металлический уран* как с природной смесью, так и обогащенный делящимся изотопом. Его недостаток – ограниченность по температуре и глубине выгорания. Металлический уран при температуре 667 °С изменяет свою кристаллическую структуру, переходя из α - в β -фазу, что сопровождается увеличением объема.

При облучении нейтронами металлический уран склонен к распуханию и радиационному росту, а при выгорании ядер урана – к газовому распуханию. Все это существенно ограничивает его глубину выгорания. Увеличение размеров уранового металлического сердечника чревато разгерметизацией оболочки и контактом его с теплоносителем. Последнее неизбежно приведет к выходу радиоактивных продуктов деления в контур циркуляции теплоносителя.

Кроме того, металлический уран весьма склонен к окислению при контакте с водой и воздухом. Для улучшения свойств металлического урана как ядерного топлива применяется его легирование (молибденом, ниобием, цирконием и др.).

Так сплав с 10 % *Mo* не распухает до температуры 600 °С при глубине выгорания до 2 %. Достоинство металлического урана – высокая теплопроводность и его максимальное содержание в единице объема топливного сердечника.



Рисунок 2.9 – Использование ядерного топлива в ВВЭР

Наибольшее распространение в качестве ядерного топлива получил диоксид урана UO_2 . Он совместим со многими конструкционными материалами и теплоносителями вплоть до высоких температур. Вследствие более пористой структуры по сравнению с металлическим ураном диоксид урана допускает более высокое выгорание без заметного распухания. Основной его недостаток как ядерного топлива – низкая теплопроводность, что приводит к большим градиентам температур в топливном сердечнике.

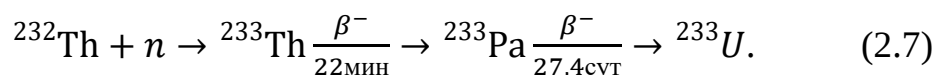
В перспективе возможно использование карбидов урана (UC и UC_2). Они отличаются более высокой плотностью по сравнению с UO_2 и существенно более высокой теплопроводностью. Их недостаток – сравнительно высокая химическая активность со многими реакторными материалами. Карбиды урана уже нашли применение в опытных ЯЭУ с ВТГР, в которых используется так называемое матричное топливо. Матрицей служит графит с диспергированными в нем мелкими (десятки или сотни микрометров) частичками из карбида урана.

В будущем возможно использование и других соединений урана, например, нитридов, силицидов. Они так же, как и карбиды, обладают повышенной плотностью и теплопроводностью, но более совместимы с реакторными материалами.

При использовании уранового топлива идет накопление вторичного топлива, источником для которого является ^{238}U . Как уже отмечалось, при поглощении нейтронов ^{238}U в результате ряда ядерных превращений переходит в ^{239}Pu , который в природе не встречается.

Из облученного урана плутоний извлекается в чистом виде путем химической переработки, после чего его можно использовать в качестве исходного топлива. Его использование особенно перспективно (с точки зрения достижения максимально возможного КВ) в реакторах на быстрых нейтронах, где ^{239}Pu загружают в активную зону, что определяет ее критичность, а воспроизводящий материал (природный или обедненный уран) размещают в зоне воспроизводства. Широкое применение плутония в качестве ядерного топлива предполагается в виде диоксида PuO_2 и других соединений, подобных урановым. При этом их свойства близки к свойствам урановых соединений.

Кроме уран-плутониевого цикла, реализуемого в настоящее время в ЯР, в перспективе возможен уран-ториевый цикл. При облучении тория нейтронами идут следующие ядерные реакции:



Как видно, в результате ряда последовательных превращений сравнительно короткоживущих тория ^{233}Th и протактиния ^{233}Pa накапливается уран ^{233}U , который, как и ^{235}U , является делящимся изотопом, способным расщепляться при облучении нейтронами любых энергий. Его использование в качестве исходного ядерного топлива целесообразно (в отличие от ^{239}Pu) в реакторах на тепловых нейтронах.

2.3.2. Реакторный теплоноситель

В качестве теплоносителей в ядерных реакторах применяются: вода (обычная и тяжелая), газы и расплавленные металлы.

Реакторный теплоноситель – это жидкое или газообразное вещество (или кипящая жидкость), предназначенное для отвода генерируемого в реакторе тепла с целью его дальнейшего использования.

Поскольку непрерывно циркулирующий через активную зону ЭЯР теплоноситель является неотъемлемой ее частью, к нему предъявляются те же нейтронно-физические требования, что и к замедлителю: минимальные значения макросечений поглощения тепловых и резонансных нейтронов (обуславливающие более высокие значения θ и ϕ); желательна большая величина замедляющей способности ($\xi \cdot \Sigma_s$) – для того, чтобы помогать основному замедлителю интенсивно замедлять нейтроны; радиационная, химическая и термическая стойкость в реакторных рабочих условиях; совместимость теплоносителя с топливной композицией и всеми конструкционными материалами активной зоны, понимая под этим термином отсутствие заметного химического или диффузионного взаимодействия теплоносителя с этими материалами в течение длительного времени работы реактора.

Кроме того, к теплоносителю предъявляются «обычные» теплофизические требования, как-то:

- *высокая удельная теплоемкость c_p* при рабочих температурах (так как отводимая теплоносителем тепловая мощность ($Q_p = G_T \cdot c_p \cdot \Delta t_T$) прямо пропорциональна удельной теплоемкости c_p и массовому расходу G_T прокачиваемого через активную зону теплоносителя, то с увеличением c_p для отвода той же тепловой мощности Q_p требуется меньший расход теплоносителя G_T , а значит и меньшие энергетические затраты на его циркуляцию через реактор);

- *малый коэффициент динамической вязкости теплоносителя μ_T* при рабочих средних температурах в активной зоне, так как с его величиной связана величина гидравлических потерь при прохождении активной зоны, а также величина коэффициента теплоотдачи от поверхности ТВЭЛов к теплоносителю;

- *высокий коэффициент теплопроводности теплоносителя λ_T* при рабочих температурах (также связанный с величиной коэффициента теплоотдачи к теплоносителю, определяющей эффективность теплообмена в реакторе);

- *неподверженность теплоносителя кризисным явлениям в условиях высоких удельных тепловых нагрузок в активной зоне.*

В практике отечественного реакторостроения конкурс на лучший теплоноситель для тепловых реакторов АЭС выиграла легкая вода: в реакторах типа ВВЭР – вода под давлением, в реакторах РБМК – кипящая вода.

Аббревиатура ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор) означает, что и замедлителем, и теплоносителем в этом реакторе служит вода.

В реакторе же типа РБМК (реактор большой мощности канальный) кипящая вода, являясь теплоносителем, в силу своих приличных замедляющих свойств служит дополнительным внутриканальным замедлителем.

Основные требования, предъявляемые к теплоносителю: обеспечение достаточно эффективного теплоотвода при умеренной затрате мощности на перекачку, совместимость теплоносителя с конструкционными материалами и ядерным топливом, слабое поглощение нейтронов, а в реакторах на быстрых нейтронах – низкая замедляющая способность, термическая и радиационная стойкость, малая активация, доступность и умеренная стоимость. Чтобы удовлетворить перечисленным требованиям, выбор того или иного теплоносителя ведут с учетом свойств конструкционных материалов, а также типа ЯР. Так, в реакторах на тепловых нейтронах широко используется обычная вода и газы, а в реакторах на быстрых нейтронах – расплавленный натрий.

В реакторах на тепловых нейтронах в активной зоне размещен замедлитель. Нейтроны деления, образующиеся в процессе расщепления ядер делящегося нуклида, обладают высокой энергией (в среднем около 2 МэВ). Вероятность их взаимодействия с реакторными материалами (в том числе и с ядерным топливом) на много порядков меньше, чем тепловых нейтронов, энергия которых составляет сотые доли электрон-вольта. Поэтому в реакторах на тепловых нейтронах благодаря наличию замедлителя загрузка ядерного топлива, обеспечивающая критическую массу, намного меньше, чем в реакторах на быстрых нейтронах.

2.3.3. Замедлитель ядерного реактора

Основные требования, предъявляемые к замедлителю:

- высокая замедляющая способность;
- слабое поглощение нейтронов.

Первому требованию удовлетворяют в той или иной мере материалы с малым массовым числом, а второму – вода (обычная и тяжелая), графит, бериллий, оксид бериллия. Лучшей замедляющей способностью обладает обычная вода, однако она заметно поглощает нейтроны. Вследствие этого, ее коэффициент замедления, равный отношению замедляющей способности к сечению поглощения нейтронов, сравнительно невелик. Наивысший коэффициент замедления имеет тяжелая вода. Несколько уступает тяжелой воде графитовый замедлитель. С нейтронно-физической точки зрения хорошим замедлителем является бериллий. Его использование обеспечивает дополнительную генерацию нейтронов за счет реакций (α, n) и (γ, n). Однако из-за высокой стоимости, токсичности, химической активности при контакте с водой в энергетических реакторах бериллий не используется.

Принципиально топливная композиция может быть *смешана с замедлителем* в виде эмульсии, химического, металлургического соединения или просто тонкодисперсной смеси, образуя в герметичном сосуде *критический объем*, в котором происходит самоподдерживающаяся цепная реакция деления. Такой реактор, однородный по физическим свойствам во всех точках его объема, называют *гомогенным* (по латыни *гомогенный* – однородный).

Логическим антиподом гомогенному является *гетерогенный реактор*, то есть такой, в активной зоне которого *топливная композиция отделена от замедлителя*.

Побуждением к такому разделению послужило, во-первых, желание *локализовать* топливную композицию, *снизить* ту часть общего объема активной зоны, где размещено топливо, и образуются *высокорadioактивные продукты деления*.

Более того, важно *герметично изолировать* топливную композицию от замедлителя и омывающего ее теплоносителя для предотвращения *выноса и распространения радиоактивности* из топливной композиции по всему реактору и первому контуру. Во-вторых, как нам предстоит убедиться далее, такой реактор обладает перед гомогенным рядом преимуществ с точки зрения *экономии нейтронов* в нем, а значит и экономии ядерного топлива для получения заданной мощности реактора.

2.3.4. Конструкционные материалы активной зоны

Требования, предъявляемые к конструкционным материалам активной зоны. Материалы, предназначенные для оболочек ТВЭЛов, дистанционирующих устройств, корпусов ТВС и технологических каналов (металлы и их сплавы), должны:

- иметь низкое сечение поглощения нейтронов;
- необходимую механическую прочность;
- высокую теплопроводность;
- обладать высокой радиационной и коррозионной стойкостью;
- быть совместимыми с ядерным топливом и теплоносителем.

Сравнительно слабо поглощают нейтроны и удовлетворяют перечисленным выше требованиям алюминий, магний, цирконий и их сплавы. Однако их применение ограничено температурным уровнем. С повышением температуры их механическая прочность ухудшается и повышается коррозионная активность. Для алюминиевых сплавов предел по температуре особенно низок и составляет 200÷250 °С. Сплавы магния сохраняют удовлетворительные свойства в контакте с газовым теплоносителем до температуры, несколько превышающей 400 °С. В контакте с водным теплоносителем сплав магния не стоек и поэтому не используется. В водоохлаждаемых реакторах преимущественно применяются циркониевые сплавы, сохраняющие свои характеристики до 400 °С. В реакторах с более высокой рабочей температурой теплоносителя используются аустенитные нержавеющие стали. Наконец, в высокотемпературных реакторах с гелием в качестве теплоносителя основным конструкционным материалом является графит.

Для стержней регулирования применяются материалы, сильно поглощающие нейтроны. К ним относятся изотопы бора, гафния, кадмия и некоторые редкоземельные элементы.

Широкое применение получили борсодержащие материалы, например, бористая сталь с массовым содержанием бора до 3 % или карбид бора в виде спрессованного порошка в оболочке. При поглощении нейтронов изотопом бора идет реакция (n, α) и вся энергия α -частиц рассеивается в стержне в виде тепловой энергии.

Гафний и кадмий поглощают нейтроны с образованием γ -квантов, энергия которых только частично рассеивается в самом стержне, что определяет меньшее тепловыделение по сравнению с борсодержащими поглотителями.

Корпуса реакторов и другие внутрикорпусные устройства, расположенные вне активной зоны, изготавливаются из специальных нержавеющей сталей перлитного и аустенитного классов. Наряду с металлическими корпусами получили применение прочноплотные корпуса из предварительно напряженного железобетона (ПНЖБ).

Основным материалом для биологической защиты вне корпуса реактора служит тяжелый бетон. Нейтронная защита внутри корпуса реактора с интегральной компоновкой оборудования первого контура состоит обычно из стальных бронированных листов, болванок и труб, заполненных графитом.

2.4. Атомные реакторы на быстрых нейтронах

Названия реакторов связаны с особенностями происходящих в них физических процессов: рождением, движением и поглощением нейтронов, вызывающих деление ядерного топлива. Энергия нейтронов в момент их рождения в реакторе очень высока: они движутся со скоростью несколько тысяч километров в секунду. Это – «быстрые» нейтроны. В результате столкновений с окружающими атомами их энергия и скорость уменьшаются.

Этот процесс называется *замедлением нейтронов*. Особенно эффективно замедляются нейтроны в воде и в чистом графите, которые и используются в ядерных реакторах в качестве замедлителя нейтронов.

Нейтроны, замедленные до скорости теплового движения атомов, т. е. до нескольких километров в секунду, в ядерной физике принято называть «тепловыми». Тепловые нейтроны имеют наибольшую вероятность вызвать деление ядер топлива.

Поэтому реакторы, в которых процесс деления ядер происходит под действием тепловых нейтронов, требуют для своего запуска наименьшего количества ядерного горючего. Иными словами, их «критическая масса» минимальна, что объясняет преимущественное применение тепловых реакторов в современной атомной энергетике.

В реакторах без замедления нейтронов процесс деления ядерного топлива происходит при взаимодействии с быстрыми нейтронами. Поэтому и называются они «реакторами на быстрых нейтронах», или просто «быстрыми» реакторами (рисунок 2.10 и 2.11). В таких реакторах горение ядерного топлива

начинается при большей критической массе ядерного горючего, чем в тепловых. Соответственно и стоимость их топливной загрузки выше. В чем же преимущество быстрых реакторов? В их уникальной возможности обеспечивать себя топливом и, более того, обеспечивать топливом другие ядерные установки.

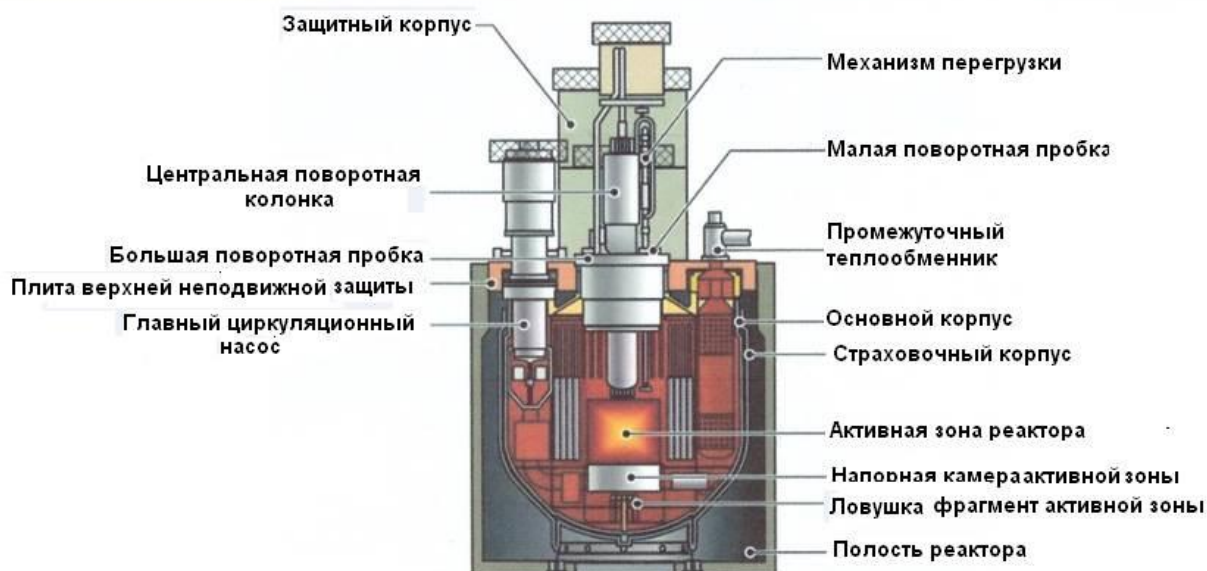


Рисунок 2.10 – Реактор на быстрых нейтронах БН-800

Существует всего три вида атомов, которые могут осуществлять цепную ядерную реакцию: плутоний – ^{239}Pu и два изотопа урана – ^{235}U и ^{233}U . Из них только уран ^{235}U встречается в природе, и то в малых количествах, а уран – ^{233}U и плутоний – ^{239}Pu в природе практически не встречаются.

Они образуются в результате бомбардировки нейтронами изотопов урана ^{238}U и тория ^{232}Th , которые имеются в природе в относительно большом количестве, причем торий приблизительно в три раза более распространен в земной коре, чем уран.

Чтобы резко расширить топливную базу атомной энергетики, необходимо заставить работать в реакторах весь природный уран, включая его «негорючую» часть – уран ^{238}U . Именно такая возможность и реализуется в быстрых реакторах.

Применяя реакторы на быстрых нейтронах (реакторы-размножители, реакторы-«бридеры»), можно гораздо полнее использовать природное ядерное горючее.

Применительно к этим реакторам можно рассматривать ^{239}Pu и ^{233}U как исходное ядерное топливо, а ^{238}U и ^{232}Th – как своего рода сырье, из которого в реакторе получается вторичное ядерное топливо, то есть новые порции ^{239}Pu и ^{233}U . Таким образом, в реактор-размножитель загружается исходное ядерное топливо (^{239}Pu или ^{233}U) и атомное сырье (^{238}U или ^{232}Th). Реактор производит тепловую энергию, преобразуемую на АЭС в электрическую, и дает вторичное

ядерное топливо. В одних реакторах расходуемое и воспроизводимое ядерное топливо – ^{239}Pu , в других – ^{233}U .

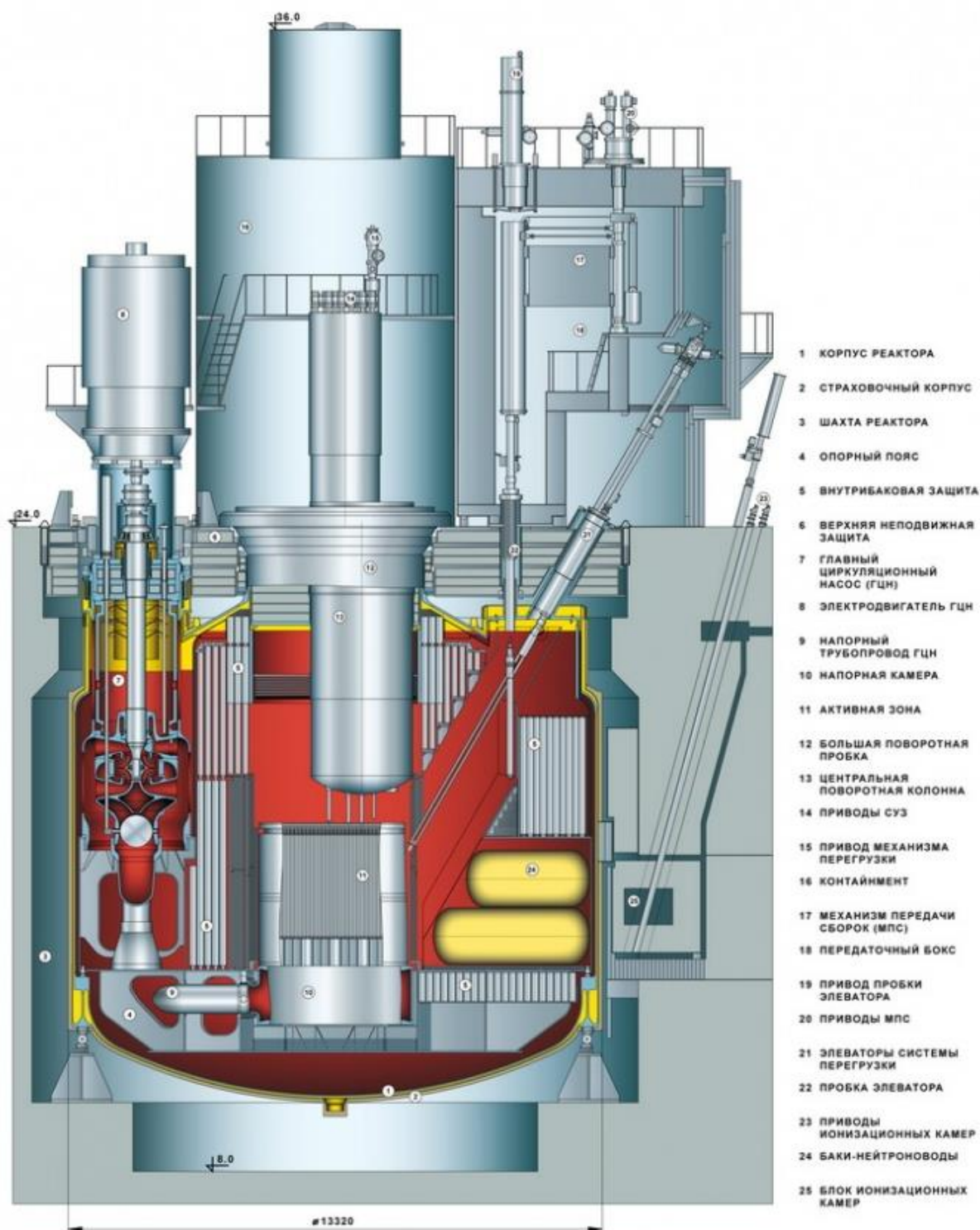


Рисунок 2.11 – Устройство реактора на быстрых нейтронах БН-600

Важной физической особенностью быстрого реактора является то, что в нем образуется больше нейтронов, которые могут поглотиться в уране ^{238}U . Поэтому и процесс образования плутония в нем идет намного быстрее, чем в любом другом реакторе. В результате за время работы в быстром реакторе накапливается примерно столько плутония, сколько стораet первоначально загруженного урана ^{235}U .

Если же быстрый реактор загрузить сразу плутониевым топливом в смеси с неделящимся ураном ^{238}U , то нового плутония в нем образуется даже больше, чем сгорает в процессе работы. Получается, что быстрый реактор обладает уникальным и очень ценным свойством – он способен воспроизводить ядерное топливо, полностью в процессе своей работы восполняя его выгорание и даже увеличивая массу горючего.

Таким образом, реакторы на быстрых нейтронах производят энергию при более полном использовании ^{238}U в реакторных топливных сборках путем сжигания плутония, вместо расщепляющегося изотопа ^{235}U , применяемого в тепловых реакторах. Если такие реакторы используются для производства большого количества плутония (большего, чем они потребляют), их называют *реакторами-размножителями (бридерами)* на быстрых нейтронах. Многолетний интерес к таким реакторам как раз и обусловлен их способностью производить больше топлива, чем они потребляют. Кроме того, они могут утилизировать оружейный уран и плутоний и сжигать ядерные отходы.

Обычные реакторы на тепловых нейтронах производят два «избыточных» материала: плутоний (появляется при поглощении ураном ^{238}U нейтронов и отделяется затем в процессе переработки) и обедненный уран (получается при обогащении природного урана). Плутоний используется в реакторах на быстрых нейтронах как основное топливо, и, в то же самое время, плутоний образуется из ^{238}U обедненного урана, которым окружают активную зону реактора в виде специальных «бланкет». Другими словами, реактор одновременно и «сжигает», и «производит» плутоний. В зависимости от конструкции реактора произведенный расщепляющийся плутоний может использоваться либо в этом же реакторе, либо в будущих реакторах-размножителях, либо в обычных легководных реакторах.

Реакторы на быстрых нейтронах имеют высокую тепловую эффективность, обусловленную высокотемпературным режимом их эксплуатации. Охлаждение активной зоны осуществляется в них с помощью жидкого натрия. Хотя с химической точки зрения, это довольно сложно, тем не менее, сделать это проще, чем использовать воду при очень высоком давлении.

Опыт эксплуатации таких реакторов и экспериментальные исследования показали, что система охлаждения на основе жидкого металлического натрия надежнее, чем системы, использующие воду высокого давления или пар (в легководных реакторах).

Ядерные реакторы, охлаждаемые легкой водой под большим давлением (до 22,13 МПа), из-за невысокой (не более 374 °С) температуры воды на входе в парогенератор имеют КПД энергетической установки 30÷33 %. Реакторы с жидкометаллическим охлаждением при давлении, необходимом для перекачки теплоносителя, могут иметь высокую (ограниченную стойкостью конструкционных материалов) температуру на входе в парогенератор, что повышает КПД до 40 ÷ 43 %. В итоге для выработки одного и того же количества электроэнергии в ядерных реакторах с высокой температурой теплоносителя тратится меньше ядерного топлива, чем в легководных реакторах.

Топливный цикл быстрых реакторов-размножителей позволяет извлечь больше энергии из первоначально добытого урана. Именно поэтому реакторы-размножители привлекательны для производства энергии.

Именно быстрые реакторы смогут решить важнейшую проблему энергетики – проблему надежного и долговременного обеспечения ее топливом. Естественно, что для этого доля быстрых реакторов в атомной энергетике должна быть немалой – по крайней мере, 30 % от общего числа ядерных реакторов.

2.5. Выгорание ядерного топлива

Выгорание ядерного топлива характеризуется суммарной энергией, выделившейся в реакторе на 1 тонну топлива:

- в реакторе на тяжелой воде и естественном уране ~ 10 ГВт·сут/т;
- при слабом обогащении ^{235}U (до 2-3 % ^{235}U) ~ 20 -30 ГВт·сут/т;
- в ЯР на быстрых нейтронах до 100 ГВт·сут/т.

Выгорание 1 ГВт·сут/т соответствует сгоранию 0,1 % ядерного топлива.

По мере выгорания топлива реактивность реактора уменьшается. Замена выгоревшего топлива может производиться сразу из всей активной зоны или постепенно по ТВЭЛам. Пример управления выгоранием ядерного топлива приведен на рисунке 2.12.

Отношение количества делящихся изотопов ^{239}Pu , образовавшихся в ядерном реакторе, к количеству выгоревшего ^{235}U называется *коэффициентом конверсии* K_K .

Величина K_K увеличивается при уменьшении обогащения и выгорания. Для тяжеловодного реактора на естественном уране при выгорании 10 ГВт·сут/т $K_K = 0,55$, а при небольших выгораниях (в этом случае K_K называется *начальным плутониевым коэффициентом*) $K_K = 0,8$. Как указывалось выше, если ядерный реактор сжигает и производит одни и те же изотопы (реактор-размножитель), то отношение *скорости воспроизводства* g к *скорости выгорания* a называется *коэффициентом воспроизводства* (KB). Иначе, отношение масс накопленного топлива и выгоревшего исходного называют *коэффициентом воспроизводства* (KB). Он представляет собой важную экономическую характеристику. В зависимости от типа реактора KB может быть меньше или больше единицы и в частном случае – близким к единице.

В ядерных реакторах на тепловых нейтронах $KB < 1$, а для реакторов на быстрых нейтронах KB может достигать $1,4 \div 1,5$.

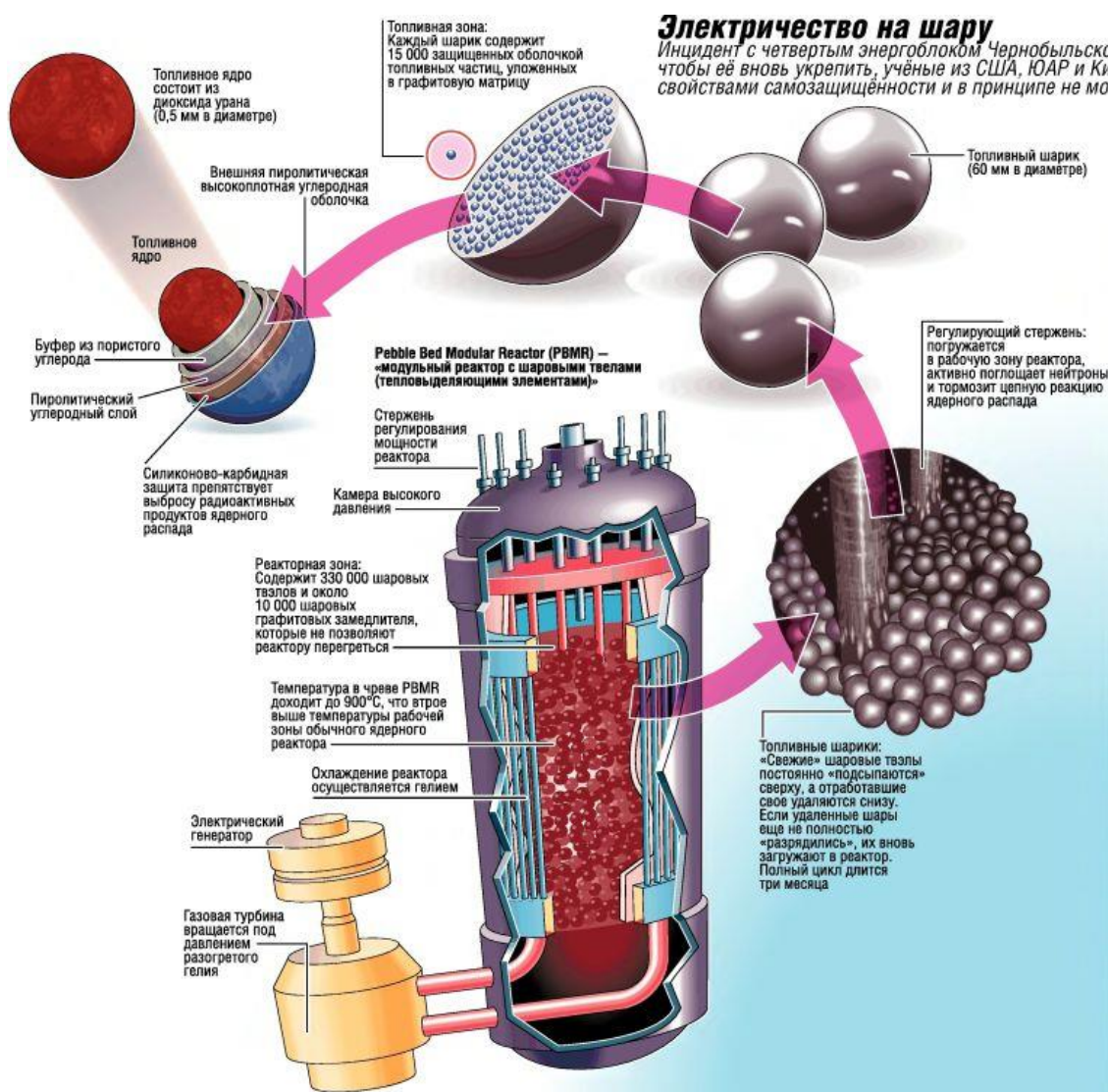


Рисунок 2.12 – Способ управления выгоранием ядерного топлива

2.6. Контрольные вопросы к Разделу 2

1. Какое устройство называется ядерным реактором?
2. Назовите пять основных элементов ядерного реактора.
3. Опишите схему циркуляции теплоносителя в ядерном реакторе.
4. Что называется коэффициентом воспроизводства (КВ)?
5. Как можно охарактеризовать эффективный коэффициент размножения нейтронов или радиоактивность?
6. Что такое критический объем и критическая масса ядерного реактора?
7. Какая величина является важной динамической характеристикой, определяющей состояние реактора?
8. От чего зависит скорость изменения плотности нейтронов?
9. Что такое период реактора?
10. Приведите классификации ядерных реакторов.

11. Сформулируйте отличие реакторов, работающих на тепловых и быстрых нейтронах.
12. Приведите классификацию МАГАТЭ по ядерным реакторам.
13. Назовите основные категории реакторов.
14. Что такое реактор на тепловых (медленных) нейтронах?
15. Из чего состоит активная зона реактора на тепловых нейтронах?
16. Что такое ТВЭЛы?
17. Какие требования предъявляются к ТВЭЛам?
18. Какие виды ядерного топлива используются в ядерных реакторах?
19. Какие требования предъявляются к реакторному теплоносителю?
20. Основные требования, предъявляемые к замедлителям?
21. Какие требования предъявляются к конструкционным материалам активной зоны?
22. В чем особенность реакторов на быстрых нейтронах?
23. Что такое реакторы-размножители (бридеры)?
24. Чему равен коэффициент конверсии?

РАЗДЕЛ 3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СОВРЕМЕННЫХ АЭС

3.1. Особенности тепловых схем АЭС

3.1.1. Принципиальные схемы одноконтурных АЭС

В одноконтурной схеме АЭС рабочее вещество в турбоустановку поступает прямо из реактора и одновременно является его теплоносителем. Одноконтурные схемы АЭС возможны при использовании в качестве теплоносителя обычной или тяжелой кипящей воды или газа с высокой температурой на выходе из реактора (рисунок 3.1).

На АЭС с одноконтурными схемами применяются следующие типы реакторов [3].

а) *водо-водяные реакторы кипящего типа, где замедлителем и одновременно теплоносителем является обычная вода H_2O* : теплоноситель в реакторе доводится до кипения с образованием водяного пара; на выходе из реакторной установки температура пара равна температуре насыщения; в турбину поступает практически насыщенный пар. Тепловая схема одноконтурного энергоблока наиболее проста.

Реактор имеет корпусную конструкцию и обычно работает на слабообогащенном уране.

б) *тяжеловодный реактор кипящего типа с замедлителем тяжелой водой D_2O может иметь в качестве теплоносителя тяжелую и обычную воду*. В этом случае схема электростанции одноконтурная: на входе в турбину пар насыщенный. Эти реакторы имеют большие преимущества – возможность использования в качестве топлива природного урана и повышенный коэффициент воспроизводства. В то же время из-за высокой стоимости тяжелой воды удельные капитальные затраты почти в 2 раза выше, чем в реакторах на обычной воде.

б) *водографитовые реакторы кипящего типа с замедлителем – графитом и теплоносителем – обычной водой* выполняются канальной конструкции. Такие мощные реакторы называются реакторами большой мощности, канальными РБМК.

В реакторах РБМК может генерироваться как насыщенный, так и перегретый пар.

В первом случае тепловая схема атомной паротурбинной установки и параметры пара не отличаются от параметров АЭС с водо-водяными реакторами кипящего типа, т. е. схема АЭС одноконтурная, и в турбину поступает насыщенный пар.

Канальная конструкция позволяет относительно легко увеличивать мощность реактора, а также осуществлять перегрев в специальных перегревательных каналах, когда в турбину поступает перегретый пар. Однако исследования и промышленный опыт обнаружили недостаточно благоприятные физико-технические свойства такого типа реакторов.



Рисунок 3.1 – План электростанции *Areva Nuclear Power*

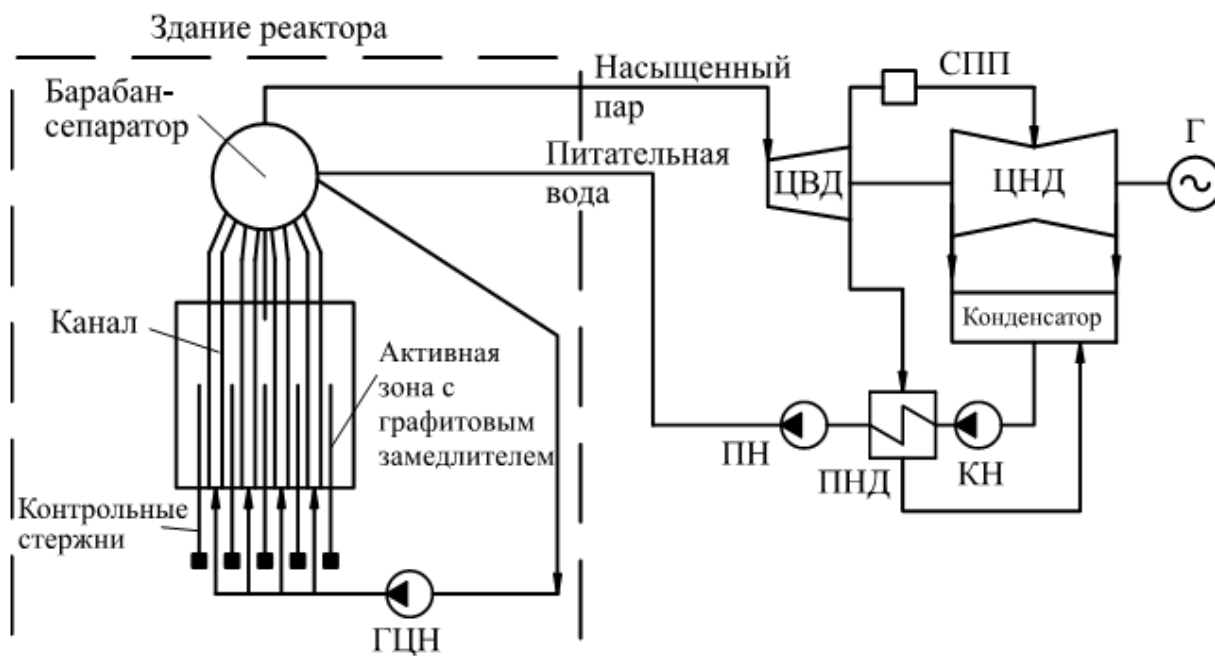


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема АЭС с реактором РБМК [5]:
 ГЦН – главный циркуляционный насос; ЦВД, ЦНД – цилиндры высокого и низкого давлений; СПП – сепаратор-пароперегреватель; ПНД – подогреватель низкого давления; Г – генератор; КН, ПН – конденсатный и питательный насосы

3.1.2. Технические характеристики реакторов одноконтурных АЭС

РБМК (Реактор большой мощности канальный) [3]. Отличительными признаками реактора *РБМК* считаются: наличие технологических каналов с топливом и теплоносителем, что допускает поканальную перезагрузку топлива; наличие графитового замедлителя, в котором установлены каналы, легководный кипящий теплоноситель в контуре многократной принудительной циркуляции с прямой подачей отсепарированного пара в турбину (рисунок 3.2).

Реакторная установка включает в себя сам реактор, контур многократной принудительной циркуляции и вспомогательные системы. Основные технические характеристики реакторных установок типа *РБМК* приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные характеристики реакторных установок типа *РБМК* [3]

Характеристики	<i>РБМК-1000</i>	<i>РБМК-1500</i>
Мощность, МВт: электрическая: тепловая:	1000 (2×500) 3200	1500 (2×750) 4800
КПД (брутто), %	31,3	31,3
Расход воды, циркулирующей в активной зоне, кг/с	10,4	8,9
Первоначальная загрузка урана, т	192	189
Проектное обогащение топлива в стационарном режиме перегрузок, %	2,0	2,0
Средняя глубина выгорания топлива в стационарном режиме, МВт·сут/кг	20	20
Средняя удельная энергонапряженность активной зоны, МВт/м ³	4,2	6,3
Средняя удельная энергонапряженность топлива, кВт/кг	16,7	25,4
Средняя плотность теплового потока, МВт/м ²	0,35	0,53
Активная зона: высота, м диаметр, м	7,0 11,8	7,0 11,8
Число топливных каналов	1661	1661
Число каналов СУЗ	211	211
Число ТВЭЛов в канале	18	18
Размеры оболочек ТВЭЛов (диаметр/толщина), мм	13,5/0,9	13,5/0,9

Характеристики	РБМК-1000	РБМК-1500
Давление в барабане-сепараторе, МПа	7,0	7,0
Параметры пара перед турбиной: давление, МПа температура, °С	6,5 280	6,5 280
Барабан-сепаратор: число диаметр, м длина, м	4,0 2,3 30	4,0 2,6 30

BWR (англ. *Boiling Water Reactor*) – корпусные кипящие водо-водяные реакторы. Корпусные кипящие водо-водяные реакторы (*BWR*) по типу уран-водной решетки, конструкции и материалам активной зоны принципиально не отличаются от не кипящих водо-водяных ректоров (*ВВЭР* или *PWR*). Отличия заключаются в значительном паросодержании теплоносителя в объеме активной зоны и наличии в корпусе реактора блока паросепарационных устройств. Данные реакторы могут работать как в режиме естественной, так и в режиме принудительной циркуляции теплоносителя и, как правило, в прямом цикле – с подачей пара непосредственно в турбину (рисунок 3.3).

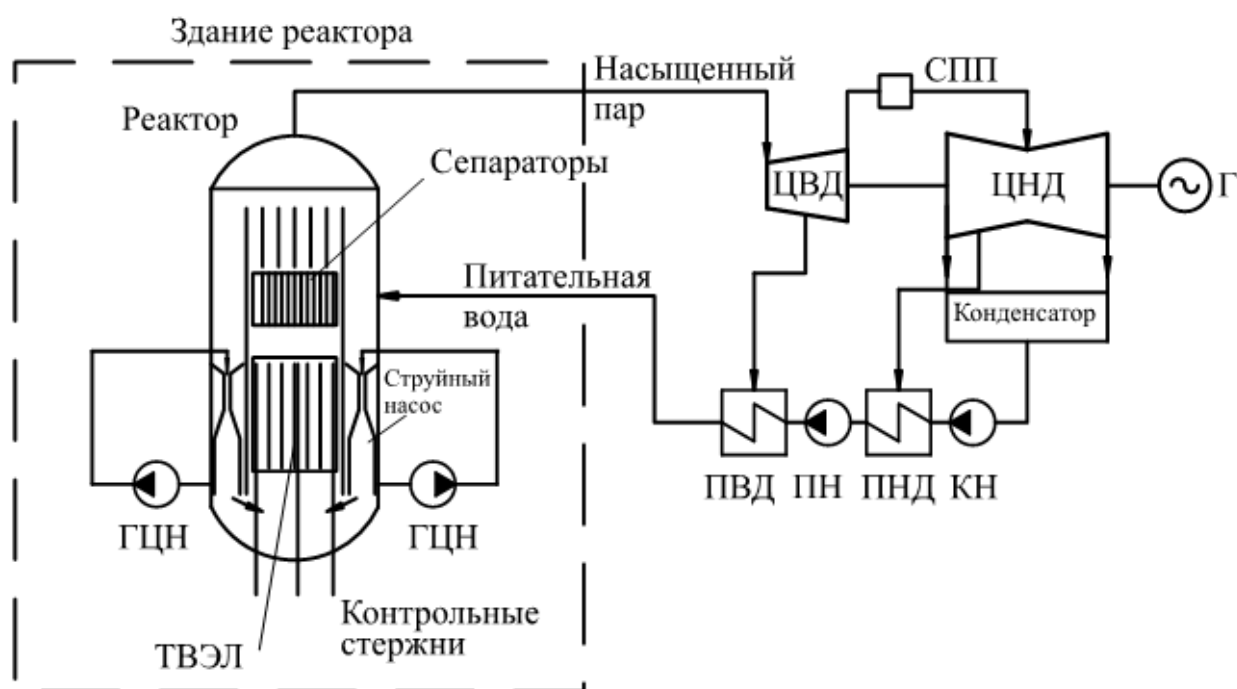


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема АЭС с реактором *BWR*:
ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент; *ПВД* – подогреватель высокого давления
(Остальные обозначения см. на рисунке 3.2)

Корпусные кипящие реакторы применяются достаточно широко: в США действуют 35 энергоблоков с реактором *BWR*, в Японии – 29 энергоблоков, в Швеции – 8 энергоблоков. Единичная мощность действующих реакторов *BWR* достигает 1356 МВт.

3.1.3. Реакторы одноконтурных АЭС III поколения

Наиболее крупными усовершенствованными блоками являются *ABWR* и *ABWR-II* (совместный проект японских *Hitachi* и *Toshiba*, американской *GeneralElectric*), *BWR-90* (шведская компания *Westing house Atom of Sweden*), *SWR-1000* (французская *Framatome ANP*) и *ESBWR* (американская компания *General Electric*).

Реакторы *HSBWR* (анг. *Hitachi Simplified BWR*) и *HABWR* (*medium-size ABWR*) (разработчик – японская *Hitachi*) представляют собой усовершенствованные реакторы с кипящей водой малого и среднего размеров.

Три реактора типа *ABWR* (*Advanced Boiling Water Reactor*) уже функционируют в Японии – два из них были введены в эксплуатацию в 1996 году, третий – в 2004 г. на АЭС Касивазаки Карива.

Совершенствование реакторов *BWR* направлено на увеличение их безопасности, упрощение эксплуатации и технического обслуживания [3]. Так, в реакторе *BWR-90* применены встроенные в корпус циркуляционные насосы и приводы системы и защиты реактора с плавным перемещением. Система безопасности реактора разделена на четыре автономные независимые системы и дублирована.

В основу проектов корпусных кипящих реакторов *ABWR* и *SBWR* положена уже апробированная технология *BWR*. Были приняты проектные решения, относящиеся как к конструкции корпуса реактора и его защитной оболочки, так и к системам аварийного охлаждения реактора, контроля и управления, циркуляции теплоносителя. Если в реакторе *ABWR* используют традиционную для мощных кипящих реакторов принудительную циркуляцию теплоносителя с помощью встроенных в корпус насосов, то в реакторе *SBWR* применяют естественную циркуляцию.

Проектные характеристики усовершенствованных реакторов типа *BWR* приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Проектные характеристики усовершенствованных реакторов типа *BWR* [3]

Характеристика	<i>BWR-90</i>	<i>ABWR-1356</i>	<i>SBWR</i>
Установленная мощность, МВт			
Тепловая	3800	3926	1800
Электрическая	1374	1356 (брутто)	600
Размеры корпуса реактора (высота/внутренний диаметр), м	-	21,0/7,1	23,0/6,3

Характеристика	<i>BWR-90</i>	<i>ABWR-1356</i>	<i>SBWR</i>
Проектный срок службы, годы	60	60	60
Число ТВС	700	873	732
Число ТВЭЛов в ТВС	63	64	-
Вид топлива	UO_2	UO_2	UO_2
Линейная мощность ТВЭЛа (средняя), Вт/см	-	196	162 (140)
Масса топлива в активной зоне, т	126	-	62
Удельная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	52	51	41,5
Глубина выгорания топлива, МВт·сут/кг	-	38,0	38,0
Давление в корпусе реактора, МПа			
Температура теплоносителя (вход/выход), °С	215/286	216/289	-/286
Давление в корпусе реактора, МПа	7,0	7,3	7,2

ESBWR – корпусный кипящий водо-водяной реактор совместного производства фирм *General Electric* (США) и *Hitachi Nuclear Energy* (Япония), единичной мощностью 1520 МВт.

После разработки проекта с реактором *SWBR* фирма *General Electric* приступила к проектированию реактора большей мощности при условии снижения капитальных затрат. Новый тип реактора получил название *ESBWR*. Реактор типа *ESBWR* работает с естественной циркуляцией теплоносителя. Технические характеристики реактора приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Технические характеристики реактора *ESBWR* фирм *GeneralElectric* (США) и *Hitachi Nuclear Energy* (Япония)

Характеристики	Значения
Срок службы	60
Тепловая мощность, МВт	4500
Электрическая мощность, МВт	1560
КПД, %	34,7
Тип топлива	Обогащенный UO_2
Проектное обогащение топлива, %	4,2
Количество пучков ТВС	1132
Охладитель	Вода
Замедлитель	Вода

Характеристики	Значения
Параметры защитной оболочки реактора	
Максимальная температура, °С	171,1
Максимальное давление, МПа	0,3
Параметры реактора	
Расчетная температура, °С	302
Рабочая температура, °С	288
Расчетное давление, МПа	8,8
Рабочее давление, МПа	7,3
Параметры пара и питательной воды	
Температура на входе/выходе из турбины, °С	283,9/33,9
Давление на входе/выходе из турбины, МПа	6,89/5,6·10 ⁻³
Температура питательной воды, °С	215
Давление питательной воды, МПа	7,3
Расход питательной воды, т/ч	10328,5
Расход пара на турбину, т/ч	8750

3.1.4. Принципиальные схемы двухконтурных АЭС

Двухконтурная схема АЭС с парогенератором применяется, если технически нельзя или экономически нецелесообразно использовать теплоноситель реактора как рабочее вещество турбины. В этом случае теплоноситель первого, так называемого реакторного контура, направляется в теплообменник, где отдает свою теплоту рабочему веществу второго контура. Турбинная установка, входящая в состав второго контура, работает нерадиоактивным паром.

На АЭС с двухконтурной схемой могут применяться следующие реакторы:

- *водяной реактор корпусного типа с водой под давлением* (12÷16 МПа), в котором используется обычная вода одновременно в качестве замедлителя и теплоносителя. Температура воды на выходе из реактора должна быть ниже температуры насыщения для избегания возможного вскипания. Вода из реактора направляется в теплообменник – парогенератор, где генерируется водяной пар.

Водо-водяные реакторы обычно komponуются с турбинами насыщенного пара. Применяются также схемы, при которых на входе в турбину пар немного перегрет. Этот перегрев, осуществляемый в парогенераторе, повышает надежность и экономичность турбины и всей установки, облегчает эксплуатацию агрегата и улучшает его маневренность.

3.1.5. Технические характеристики реакторов двухконтурных АЭС

В реакторную установку двухконтурной АЭС входят реактор, парогенераторы, циркуляционные трубопроводы, главные циркуляционные насосы.

ВВЭР – водо-водяные энергетические реакторы. Реакторы типа ВВЭР используют легкую (обычную) воду в качестве замедлителя и теплоносителя. Особенность водо-водяных реакторов – тесное расположение ТВЭЛов в уран-водной решетке. Основные характеристики реакторов типа ВВЭР приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Основные характеристики серийных реакторных установок ВВЭР-440 и ВВЭР-1000

Характеристики	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Мощность: Электрическая тепловая	440 (2×220) 1375	1000 (1×1000) 3000
КПД брутто, %	32	33
Расход воды через реактор, $10^3 \cdot \text{м}^3/\text{ч}$	40,5	84,0
Число петель главного реакторного контура (число парогенераторов)	6	4
Первоначальная загрузка урана (в пересчете на металлический), т	42	66
Среднее обогащение первой загрузки, %	2,5	2,5/3,0
Максимальное проектное обогащение топлива в стационарном режиме перегрузок, %	3,6	3,6/4,4
Средняя глубина выгорания топлива в стационарном режиме, МВт·сут/кг	28,6	28/40
Средняя удельная энергонапряженность активной зоны, МВт/м ³	83	111
Средняя удельная энергонапряженность топлива, кВт/кг	33	45,5
Средняя плотность теплового потока, МВт/м ²	0,378	0,545
Давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа	12,25	15,7

Характеристики	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Температура воды на входе (выходе) в реактор (из реактора), °С	269 (299)	289,7 (320)
Подогрев в реакторе, °С	30,0	30,3
Скорость воды, м/с		
В главных трубопроводах	9,6	9,3
Во входных патрубках	9,6	9,3
В активной зоне	3,5	5,3
Диаметр и высота корпуса, м	3,84×11,8	4,5×10,88
Эквивалентный диаметр активной зоны, м	2,88	3,12
Размеры оболочек ТВЭЛов (диаметр/толщина), мм	9,1/0,65	9,1/0,65
Число ТВЭЛов в кассете	126	317
Число топливных кассет в активной зоне	349	151

Реакторы типа *PWR* (анг. *Pressurised Water Reactor*) – тоже используют обычную воду в качестве теплоносителя и замедлителя и являются аналогом реактора типа *ВВЭР* (см. рисунок 3.4). Основные характеристики усовершенствованных водо-водяных реакторов представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные характеристики усовершенствованных легководных реакторов

Характеристика	<i>Sizewell B</i> (<i>Westinghouse</i>)	<i>EPR</i>	<i>APWR</i> (<i>Westinghouse-Mitsubishi</i>)	<i>AP-600</i> (<i>Westinghouse</i>)	<i>ВВЭР-1000</i>
Установленная мощность, МВт:					
Тепловая	3411	4250	3970	1810	3300
электрическая	1118	1500	1350	630	1000
Размеры корпуса реактора (высота/внутренний диаметр)	13,5/4,4	-	16,2/5,1	12/4,5	-
Число ТВС	193	241	193	145	-
Число ТВЭЛов в ТВС	264	-	345	264	-
Вид топлива	<i>UO₂</i> (3,1)	<i>UO₂</i> (4,9)	<i>UO₂</i> (3,2)	<i>UO₂</i> (4-5)	-
Температура теплоносителя на выходе, °С	323	326	329	324	325-330
Давление в корпусе реактора, МПа	15,8	15,5	15,7	15,0	16

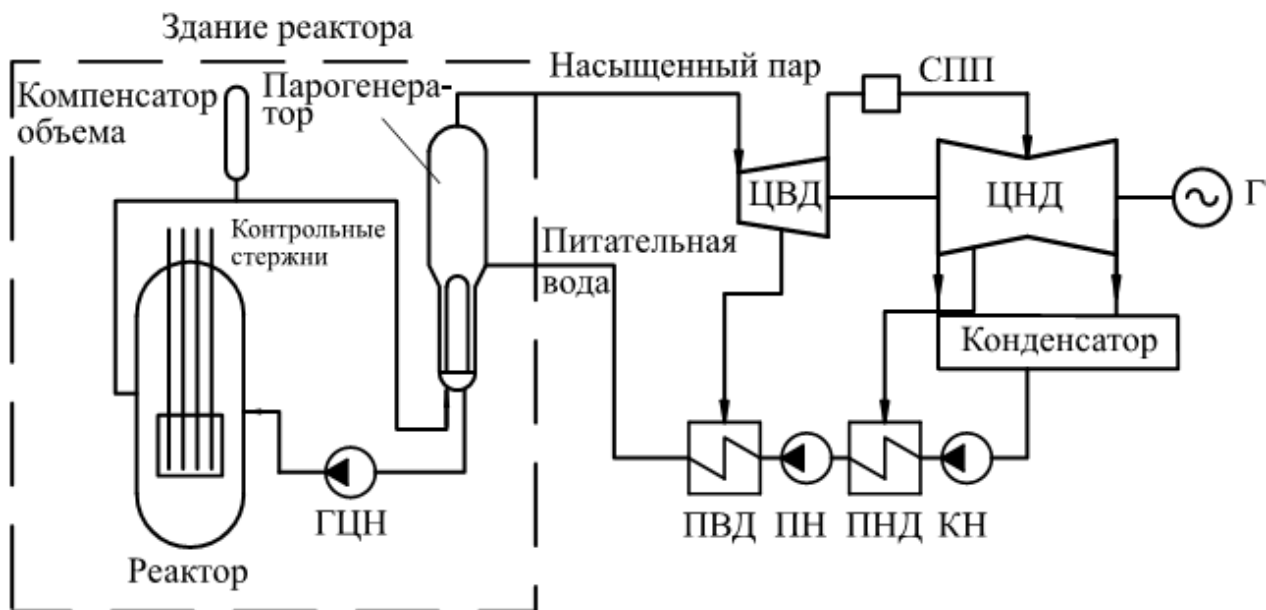


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема реактора PWR
(Обозначения см. на рисунке 3.2)

3.1.6. Реакторы двухконтурных АЭС III поколения

В настоящее время существуют следующие типы дизайнов больших двухконтурных реакторов: APWR (разработчики – компании *Mitsubishi* и *Westing house*), APWR+ (японская компания *Mitsubishi*), EPR (французская компания *Framatome ANP*), AP-1000 (американская компания *Westinghouse*), KSNP+ и APR-1400 (корейские компании) и CNP-1000 (Китайская национальная ядерная корпорация). В России компаниями «Атомэнергопроект» и «Гидропресс» разработан усовершенствованный ВВЭР-1000. Основными представителями усовершенствованных малых и средних типов являются AP-600 (американская компания *Westinghouse*) и ВВЭР-640 (Атомэнергопроект и Гидропресс).

EPR. AREVA U.S. EPR – водоводяной реактор мощностью 1600 МВт. *EPR* (анг. *European Pressurized Reactor*) – это модель, разработанная на основе французского *N4* и немецкого *KONVOI* – разработок реакторов второго поколения, запущенных в эксплуатацию во Франции и Германии (*Hainz 2004*).

Целью, поставленной при разработке *EPR*, было усовершенствование уровня безопасности реактора (в частности, снижение вероятности возникновения аварии в 10 раз), снижение количества сложных аварий путем ограничения их влияния на собственное оборудование, а также уменьшение стоимости.

Общие характеристики реакторной установки проекта *EPR* приведены в таблице 3.6.

US-APWR (анг. *Advanced Pressurized Water Reactor*) – водо-водяной реактор, мощностью 1700 МВт производства *Mitsubishi Heavy Industries Ltd* для рынка США (таблица 3.7).

Таблица 3.6 – Основные характеристики реакторной установки *EPR* 1600 МВт

Характеристика	Значение
Количество петель	4
Тепловая мощность, МВт	4250
Высота активной зоны, м	4,2
Количество топливных сборок	241
Температура теплоносителя на входе в активную зону, °С	295,3
Температура теплоносителя на выходе в активную зону, °С	329,9
Рабочее давление в первом контуре, МПа	15,5
Расчетное давление в первом контуре, МПа	17,6
Расход теплоносителя в петле, м ³ /ч	27080
Объем компенсатора давления, м ³	75
Поверхность теплообмена в одном парогенераторе, т	80,9
Рабочее давление в парогенераторе (100 % мощность), МПа	7,8

Таблица 3.7 – Основные характеристики реакторной установки *APWR* 1700 МВт

Характеристика	Значение
Тепловая мощность, МВт	4451
Высота активной зоны, м	4,2
Количество топливных сборок	257
Количество петель первого контура	4
Давление теплоносителя в первом контуре, МПа	15,5
Расход теплоносителя первого контура через петлю, м ³ /ч	$2,75 \cdot 10^4$
Тип парогенераторов	90ТТ-1
Количество парогенераторов	4
Тип главного циркуляционного насоса (ГЦН)	100А
Количество ГЦН	4

Westinghouse AP 1000 – это реактор типа *PWR* мощностью 1117÷1154 МВт.

Проект *AP 1000* в значительной степени подобен своему предшественнику *AP600*, например, горизонтальные проекции этих энергоблоков полностью идентичны. Минимальные изменения обусловлены только требованиями повышения мощности, которые выразились в увеличении:

- длины ТВЭЛов (и соответственно высоты корпуса реактора) и числа топливных кассет;
- диаметров трубопроводов для повышения расхода;
- длины теплообменных трубок для увеличения теплообменной поверхности парогенераторов и теплообменника пассивного отвода тепла;
- объемов компенсатора давления (путем увеличения его высоты) и различных емкостей и резервуаров систем безопасности;
- высоты стальной оболочки на один кольцевой модуль;
- и некоторых других конструктивных изменениях.

Энергоблок *AP 1000* является двухпетлевым *PWR* с одной горячей и двумя холодными нитками на каждой петле. В проекте *AP 1000* предусмотрено два парогенератора *Delta-125*, подобных недавно установленным на АЭС *Arkansas*, и четыре главных циркуляционных насоса (ГЦН) бессальникового типа, подключенных непосредственно к днищу парогенератора. Конструкция и место установки насосов исключают возможность течи через их уплотнения, снижают потери давления и предотвращают оголение активной зоны при малых течах теплоносителя 1-го контура.

Ядерная паропроизводящая установка размещена в защитной оболочке. Все системы, важные для безопасности, расположены там же или во вспомогательном здании, которое сооружается на общем с защитной оболочкой сейсмически квалифицированном фундаменте. Стальная защитная оболочка диаметром 39,6 м и толщиной стен 4,44 см рассчитана на давление 4,07 бар.

Основные технические характеристики реакторной установки *AP 1000* приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Основные технические характеристики реакторной установки *AP 1000*

Характеристика	Значение
Электрическая мощность, МВт	1117
Мощность реактора, МВт	3400
Срок службы, лет	60
Тип топлива	4,95 % обогащенный UO_2
Длительность кампании, мес.	18
Процент топлива, заменяемого при перегрузке, %	43
КПД АЭС с/без учета градиен, %	32,7/35,1
Активная длина топлива, м	4,3
Температура теплоносителя в горячей нитке петли, °С	321
Расход теплоносителя через реактор, т/ч	$6,81 \cdot 10^6$
Теплообменная поверхность парогенератора, m^2	11600

3.1.7. Реактор на тяжелой воде (PHWR или CANDU)

Реакторы типа *PHWR* (анг. *Pressurised Heavy Water Reactor*) или *CANDU* (анг. *Canada Deuterium Uranium*) разрабатываются с 1950 года в Канаде и с недавнего времени в Индии. В качестве топлива они используют оксид уран ^{235}U и требуют более эффективного замедлителя, в данном случае тяжелой воды (D_2O).

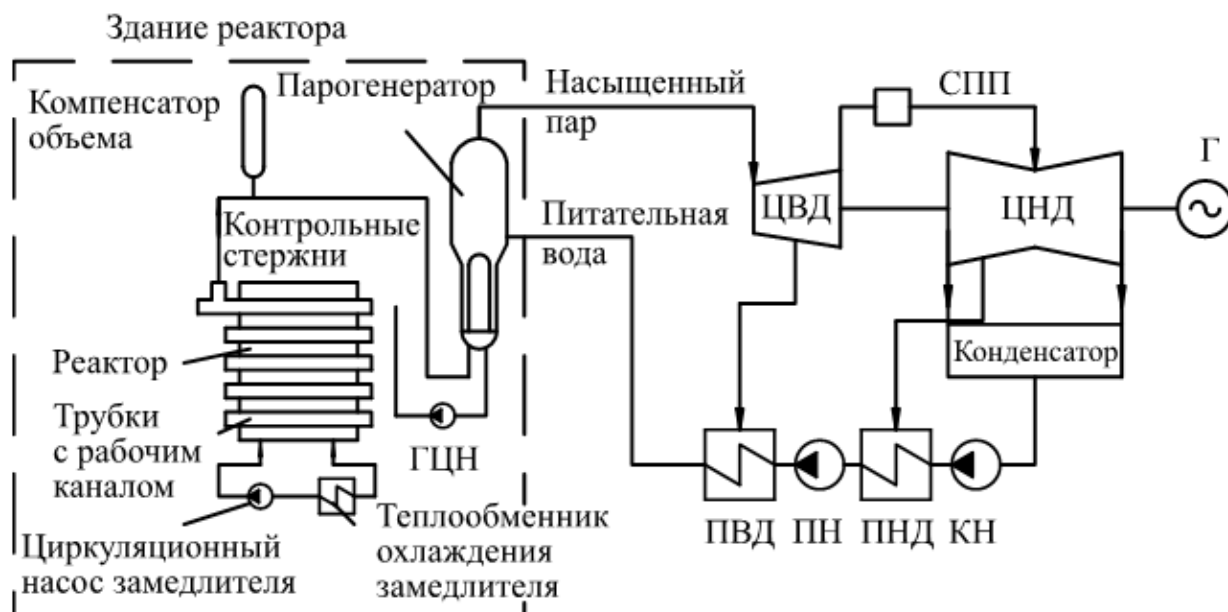


Рисунок 3.5 – Принципиальная схема реактора *CANDU*
(Обозначения см. на рисунке 3.2)

Тяжелая вода имеет самый большой коэффициент замедления по сравнению с легкой водой и графитом, т. е. поглощение нейтронов в ней минимально. Принципиальная схема реактора *CANDU* представлена на рисунке 3.5. Общий вид здания реактора *CANDU* приведен на рисунке 3.6.

Замедлитель – горизонтальный бак (каландр), изготовленный из нержавеющей стали, пронизан с торцов трубами каландра и заполнен тяжелой водой. Рабочие каналы с ТВС размещены в трубах каландра и образуют активную зону реактора. Бак-каландр находится в бетонном боксе, заполненном легкой водой, которая выполняет функцию биологической и тепловой защиты. Теплоноситель (тяжелая вода) подается индивидуально в каждый рабочий канал с одного торца бака-каландра, омывает ТВЭЛы и ТВС в канале, нагревается и выходит из канала с другого торца бака, направляясь в парогенератор (рисунок 3.7).

Базовые реакторные установки типа *CANDU*:

- реактор *EC-6* (улучшенный реактор *CANDU-6*), который относится к реакторным установкам III поколения и является самым новым среди тех, что на сегодня находятся в эксплуатации;

- реактор *ACR-1000* (новая эволюционная установка по технологии *CANDU*), который относится к III+ поколению и проект которого сейчас

проходит лицензионные процедуры в Канаде (первый пилотный энергоблок введен в эксплуатацию в 2016 году).

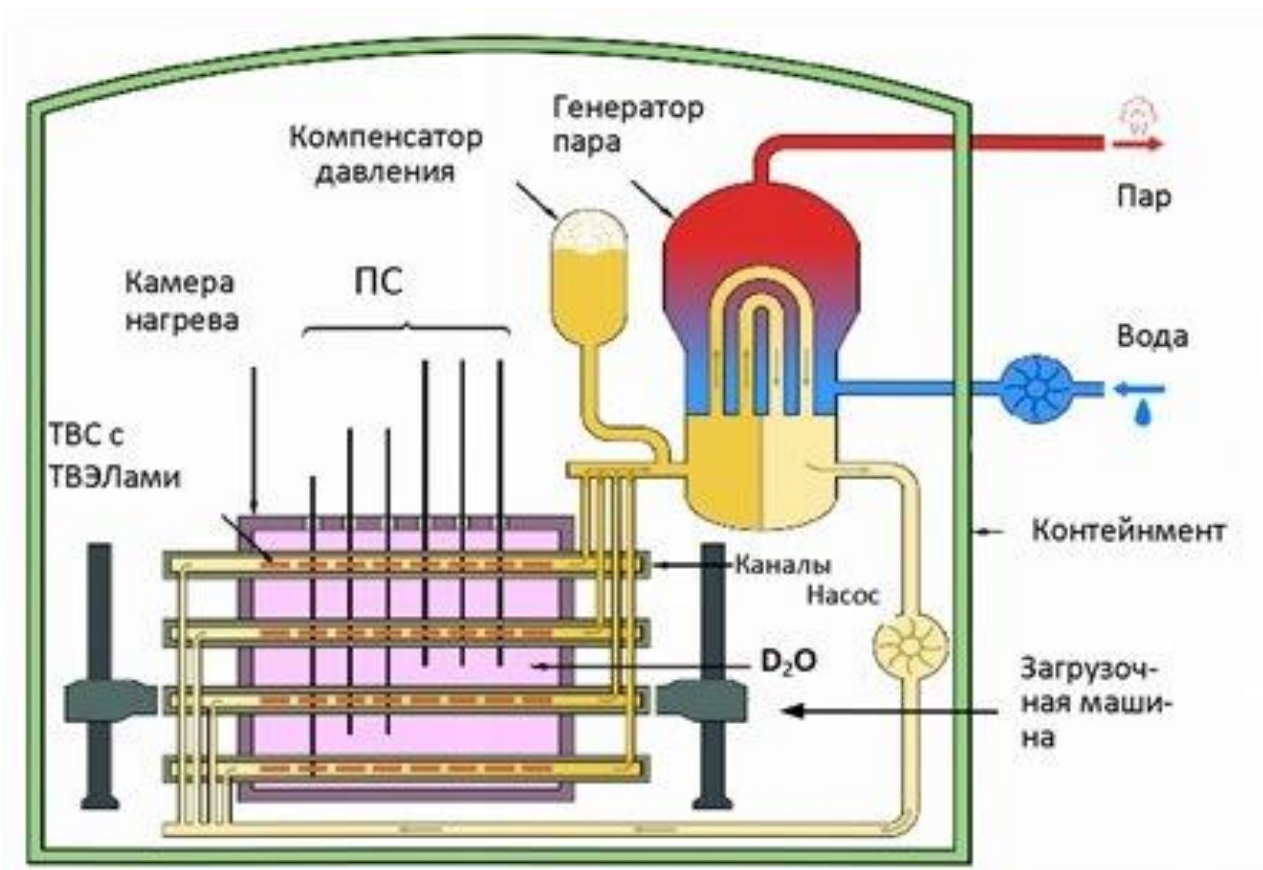


Рисунок 3.6 – Общий вид здания реактора *CANDU*

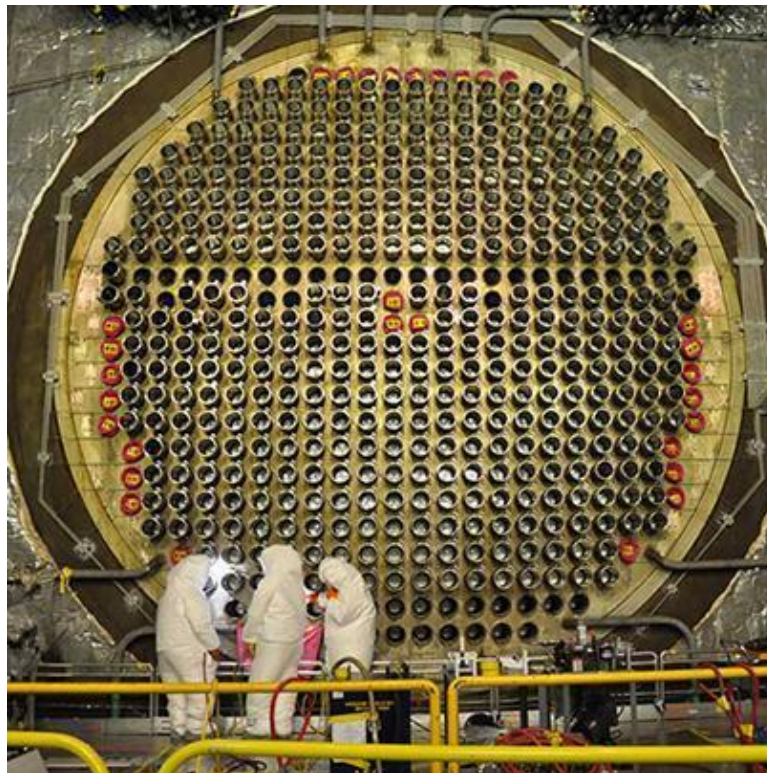


Рисунок 3.7 – Активная зона реактора *CANDU 6*

Конструкции реакторов *ЕС-6* и *ACR-1000* имеют много общего. Обе реакторные установки имеют канальное построение с горизонтально ориентированными каналами, расположенными в специальном баке – «каландрии». Это позволяет делать перегрузку, замену и перемещение топливных кассет на ходу.

Активная зона *ACR-1000* значительно уплотнена сравнительно с *ЕС-6* благодаря использованию слабо обогащенного топлива. Как следствие, *ACR-1000* имеет приблизительно в 1,5 раза высшую электрическую мощность.

В *ЕС-6* тяжелая вода используется как в качестве замедлителя, так и теплоносителя. Однако поскольку по схеме теплоноситель и замедлитель физически разделены, это разрешило использовать в новом проекте *ACR-1000* в качестве теплоносителя легкую воду. Это, во-первых, обеспечило отрицательный полостной коэффициент реактивности (в *ЕС-6* на натуральном уране его величина больше нуля) и исключило циркуляцию обогащенной тритием воды в охладительном контуре и тем самым существенным образом повысило безопасность реактора, а во-вторых, удешевило инженерные решения и уменьшило эксплуатационные затраты.

Технические характеристики реакторов на тяжелой воде представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Технические характеристики реакторов на тяжелой воде

Характеристика	Тип реактора		
	<i>CANDU 6</i>	<i>Darlington</i>	<i>ACR-1000</i>
Мощность реактора, МВт	2064	2657	3187
Теплоноситель	D_2O	D_2O	H_2O
Замедлитель	D_2O	D_2O	D_2O
Диаметр каландра, м	7,6	8,5	7,5
Топливный канал	горизонтальный	горизонтальный	горизонтальный
Количество топливных каналов, шт.	380	480	520
Шаг решетки, мм	286	286	240
Давление теплоносителя на выходе из реактора, МПа	9,9	9,9	11,1
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	310	310	319
Давление теплоносителя на входе в реактор, МПа	11,2	11,3	12,5

Характеристика	Тип реактора		
	<i>CANDU 6</i>	<i>Darlington</i>	<i>ACR-1000</i>
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	260	267	275
Максимальный расход теплоносителя через один канал, кг/с	28	27,4	28

3.1.8. Принципиальные схемы трехконтурных АЭС

На АЭС с трехконтурными схемами устанавливаются реакторы на быстрых нейтронах, работающие на обогащенном топливе (обычно на смеси урана и плутония). Главными их положительными свойствами являются возможность использовать в качестве горючего изотоп урана ^{238}U , составляющий значительную часть природного урана, или плутоний, вырабатываемый тепловыми реакторами, и высокий коэффициент воспроизводства ($KB \geq 1,4$ и выше). Благодаря этому реакторы на быстрых нейтронах считаются наиболее перспективными для атомной энергетики (рисунок 3.8).

В отличие от тепловых реакторов в их активной зоне не должно быть замедлителя, поэтому теплоносителем могут быть газы и жидкие металлы, а не вода и другие среды, имеющие замедляющие свойства [3].

Промышленные энергетические реакторы на быстрых нейтронах (БН) используют в качестве теплоносителя жидкий натрий *Na*, обладающий высокой теплопроводностью и большой теплоемкостью. При низком давлении в реакторе можно получить высокую температуру на выходе из него. Однако большая активность *Na* при взаимодействии с водой требует сложной трехконтурной схемы, предотвращающей в аварийном случае опасный прямой контакт радиоактивного натрия с водой.

Таким образом, в первом контуре циркулирует радиоактивный *Na* под невысоким давлением с температурой на выходе 600 °С, в промежуточном – при большем давлении (чтобы не допустить попадания в него радиоактивного *Na*) – нерадиоактивный *Na* с температурой на 20÷35 °С ниже. В последнем контуре температура пара на входе в турбину составляет около 500 °С.

В таких схемах, например на Белоярской АЭС в блоке с БН-600, могут применяться обычные для ТЭС паровые турбины.

Основные характеристики паропроизводящих установок АЭС с реакторами на быстрых нейтронах типа БН представлены в таблице 3.10.

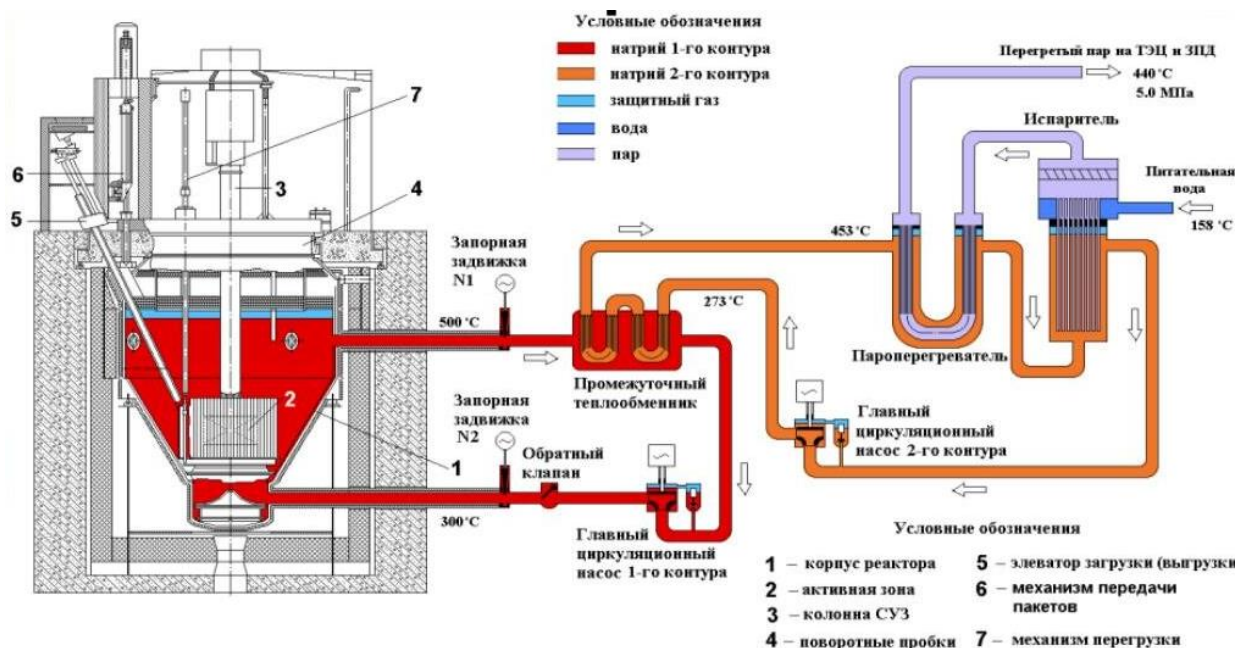


Рисунок 3.8 – Схема трехконтурной АЭС с реактором *БН-350*

3.1.9. Технические характеристики реакторов трехконтурных АЭС

Таблица 3.10 – Основные характеристики паропроизводящих установок АЭС с реакторами на быстрых нейтронах

Характеристики	<i>БН-600</i>	<i>БН-800</i>	<i>Брест-300</i>
Мощность, МВт: электрическая	600	800	300
тепловая	1470	2100	700
Число петель теплоотвода	3	4	8
Диаметр/высота корпуса, м	12,8/12,6	12,9/14	5,5-11/19
Количество теплоносителя в контурах, т	770÷830	760÷1025	Около 6000
Высота/диаметр активной зоны	1,04/2,06	0,95/2,45	1,1/2,3
Температура теплоносителя в активной зоне, (вход/выход), °С	377/550	354/547	420/540
Расход теплоносителя, кг/с	6900	8600	40000
Максимальная энергонапряженность ТВЭЛа, кВт/м	47	48	43
Состав топливо/теплоноситель/сталь, %	45/33/22	39/38/23	-/60/-
Топливо	<i>UO₂</i>	<i>UO₂+PuO₂</i>	<i>UO₂+PuN</i>
Глубина выгорания топлива (максимальная/средняя), МВт·сут/кг	10/6,3	12/10	6-10/5-9

Характеристики	<i>БН-600</i>	<i>БН-800</i>	<i>Брест-300</i>
Расход теплоносителя промежуточного контура, кг/с	6300	8400	-
Температура теплоносителя в парогенераторе (вход/выход), °С	520/330	505/305	540/420
Температура воды/пара в парогенераторе, °С	241/507	210/490	340/520
Давление пара, МПа	13,7	13,7	24,5
Параметры промышленного перегрева, МПа/°С	2,4/505	-/470	-/500
Общая паропроизводительность, т/ч	1960	2650	1500
Поверхность теплообмена, м: испарителя пароперегревателя	410	266,5	-
	146	162	-
Число и тип турбин	3×К-210-12,8	К-800-12,8	К-300-23,6

3.2. Парогенераторы АЭС

3.2.1. Назначение и классификация парогенераторов АЭС

На двух- и трехконтурных паротурбинных АЭС рабочий пар производится в парогенераторах (ПГ) – рекуперативных теплообменных аппаратах, в которых теплота от первичного теплоносителя передается рабочему телу через теплопередающую поверхность.

Главным отличием парогенераторов атомных электростанций от паровых котлов тепловых электростанций является то, что кроме выработки пара, они должны надежно и постоянно во всех режимах работы АЭС обеспечивать охлаждение активной зоны реактора.

Второй важной особенностью ПГ АЭС являются высокие требования по межконтурной плотности, т. е. по исключению повреждения теплопередающих и иных элементов, разуплотнение которых приводит к попаданию радиоактивной воды первого контура в пароводяной контур АЭС (турбина, конденсаторы, подогреватели и т. п.) с возможностью выхода радиоактивных продуктов в окружающую среду.

Эти особенности обуславливают высокие требования к конструкции, качеству изготовления и надежности эксплуатации ПГ.

При работе ПГ через него прокачивается высокорadioактивный теплоноситель первого контура. В связи с этим он практически недоступен для непосредственного осмотра и обслуживания при эксплуатации, а во время останова его основные узлы и полости имеют весьма высокий уровень остаточной радиоактивности даже после специальной отмывки (деактивации). По этой причине инспекции и ревизии, контрольные проверки состояния металла и узлов ПГ, а также ремонтные работы существенно осложнены, но вместе с тем они должны быть очень надежны и однозначны и выполняться в полном соответствии с требованиями эксплуатационной документации и регламентов.

В общем случае парогенератор АЭС может включать в себя следующие элементы, обогреваемые теплоносителем:

- водяной экономайзер;
- испаритель;
- пароперегреватель;
- промежуточный перегреватель.

Промежуточный перегрев пара может осуществляться в специальных теплообменных аппаратах, не входящих в состав ПГ.

Парогенераторы классифицируются:

– *по виду теплоносителя:*

- с водным теплоносителем;
- жидкометаллическим теплоносителем;
- газовым теплоносителем;
- органическим теплоносителем;
- и другими теплоносителями;

- по способу организации движения рабочего тела в испарителе:
 - с естественной циркуляцией;
 - с многократной принудительной циркуляцией;
 - прямоточные;
 - к парогенераторам с естественной циркуляцией относятся также ПГ с погруженной теплопередающей поверхностью.
- по числу корпусов, в которые заключена теплопередающая поверхность:
 - однокорпусные – все элементы ПГ расположены в одном корпусе;
 - многокорпусные – отдельные элементы имеют самостоятельные корпуса;
 - секционные – ПГ состоит из нескольких соединенных параллельно по теплоносителю и рабочему телу секций, имеющих общие системы регулирования расхода питательной воды;
 - секционно-модульные секции ПГ состоят из отдельных модулей – теплообменников, в которых располагаются отдельные элементы ПГ.

3.2.2. Тепловой баланс парогенераторной установки АЭС с водо-водяным реактором

Тепловой баланс парогенераторной установки АЭС с водо-водяным реактором имеет вид:

$$G_T c_p (t'_T - t''_T) \cdot \eta_{1к} = D_0 (h_0 - h_{п.в}), \quad (3.1)$$

где G_T – расход теплоносителя парогенераторной установки АЭС, кг/с;

c_p – теплоемкость теплоносителя, кДж/(кг·град);

t'_T и t''_T – температуры теплоносителя на входе и выходе из парогенератора, °С;

D_0 – паропроизводительность, кг/с;

h_0 и $h_{п.в}$ – энтальпии насыщенного пара и питательной воды, кДж/кг.

Из уравнения (3.1) следует, что расход теплоносителя обратно пропорционален разности энтальпий (температур) воды при входе и выходе из реактора или что то же из парогенератора:

$$G_T = D_0 (h_0 - h_{п.в}) / c_p (t'_T - t''_T) \cdot \eta_{1к}. \quad (3.2)$$

Чем больше разность энтальпий (температур) теплоносителя, тем меньшим будет расход теплоносителя и, следовательно, меньшими будут затраты электроэнергии на его перекачку, т. е. на собственные нужды АЭС. Кроме того, уменьшение расхода теплоносителя при сохранении прежней его скорости позволяет уменьшить стоимость трубопроводов и главного циркуляционного насоса, т. е. стоимость установленного киловатта. Но чем больше разность температур теплоносителя, тем меньше при той же начальной температуре будет конечная температура теплоносителя, определяющая начальные параметры пара, что приведет к уменьшению тепловой экономичности станции.

Таблица 3.11 – Основные тепловые и гидравлические характеристики парогенераторов для реакторов типа ВВЭР

Характеристика	ПГВ-4	ПГВ-1000 (ПГВ-1000М)	ПГВ1000У	ПГВ-1000М (Иран, Китай, Индия)	ПГВ-640	ПГВ-1000 (увеличенный корпус)	ПГВ-1500
Тепловая мощность, МВт	230	750	750	750	450	753	1062,5
Паропроизводительность (расчетная), т/ч	450	1470	1470	1470	913	1470	2067
Давление генерируемого пара (на выходе из ПГ), МПа	4,70	6,27	6,27	6,27	7,06	6,27	7,34
температура пара, °С	259	278	278	278	286,5	278	289
питательной воды, °С	164-223	164-220	164-220	164-220	230	230	230
теплоносителя, °С: на входе в ПГ	300	320	322	320	322	321	330
на выходе из ПГ	295	290	292	290	294	291	297
Расход теплоносителя, м ³ /ч	1390	22000	22000	22000	13370	21500	27000
Давление теплоносителя, МПа	12,5	16	16	16	15,7	15,64	15,7
Скорость теплоносителя в трубках, м/с	2,71	4,20	4,90	4,20	3,52	4,20	4,00
Коэффициент теплопередачи (средний, с учетом загрязнения), кВт/(м ² ·К)	4,30	5,40	6,10	5,50	5,62	5,50	5,40
Удельный тепловой поток (средний) кВт/м ²	90	123	122	123	102	123	112
Полная поверхность теплообмена, м ²	2570	6115	5126	6115	4222	6105	9490
Гидравлическое сопротивление по тракту теплоносителя, МПа	0,10	0,13	0,17	0,13	0,07	0,131	0,13
Приведенная скорость выхода пара с зеркала испарения, м/с	0,240	0,382	0,382	0,390	0,240	0,350	0,280
Влажность пара (расчетная), %, не более	Менее 0,25	Менее 0,20	Менее 0,20	0,20	0,25	0,20	0,20
Величина непрерывной продувки, % паропроизводительности	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	1,0	0,5

Для водяного теплоносителя при современном соотношении цен, применяемых конструктивных решениях и конструкционных материалах перепад температур теплоносителя в парогенераторе (в реакторе) составляет около 30°C, как это видно из таблицы 3.11.

Невысокие значения температурных напоров в парогенераторах приводят для очень мощных АЭС с водо-водяными реакторами к таким большим поверхностям нагрева парогенератора, что изготовление его в виде одного агрегата оказывается невозможным. Невозможно и создание одного главного циркуляционного насоса на такую большую подачу.

Повышение параметров теплоносителя позволяет увеличить давление пара в парогенераторе и повысить экономичность атомной электростанции. В парогенераторах для более мощных реакторов (*ВВЭР-1000*) приняты меры для существенной интенсификации теплообмена: меньше диаметр трубок, больше скорости теплоносителя. Это позволило более чем в 1,5 раза увеличить коэффициент теплопередачи и при том же температурном напоре существенно повысить значения удельной плотности теплового потока.

3.2.3. Парогенераторы АЭС с реакторами ВВЭР

Парогенераторы АЭС с реакторами ВВЭР представляют собой горизонтальные однокорпусные теплообменные аппараты с естественной циркуляцией рабочего тела (ПГВ). Парогенераторы горизонтального типа имеют определенные преимущества перед парогенераторами вертикального типа. Прежде всего, существенно меньшую нагрузку зеркала испарения и возможность получения пара с влажностью $0,2 \div 0,5$ % при использовании наиболее простых способов сепарации; как правило, больший запас воды; отсутствие прямых условий для осаждения и накопления нерастворимых примесей на теплопередающих трубах и коллекторах теплоносителя; возможность использования парогенератора для расхолаживания реакторного контура при сниженном уровне воды; достаточно высокую надежность в эксплуатации.

Продольный и поперечный разрезы ПГ блока АЭС с реактором ВВЭР-1000 представлены на рисунках 3.9 и 3.10. В четырех циркуляционных петлях блока установлено по одному ПГ. Суммарная паропроизводительность блока составляет 1632 кг/с сухого насыщенного пара. Увеличение мощности ПГ достигнуто не только за счет увеличения площади теплопередающей поверхности, но и за счет интенсификации теплообмена, полученной путем увеличения скорости теплоносителя и повышения теплонапряженности единицы объема теплопередающей поверхности.

В таблице 3.11 представлены технические конструкторские характеристики практически всех парогенераторов «большой мощности» реакторных установок с ВВЭР для АЭС, разработанных, введенных в эксплуатацию, а также находящихся в серьезных проектных и конструкторских проработках.

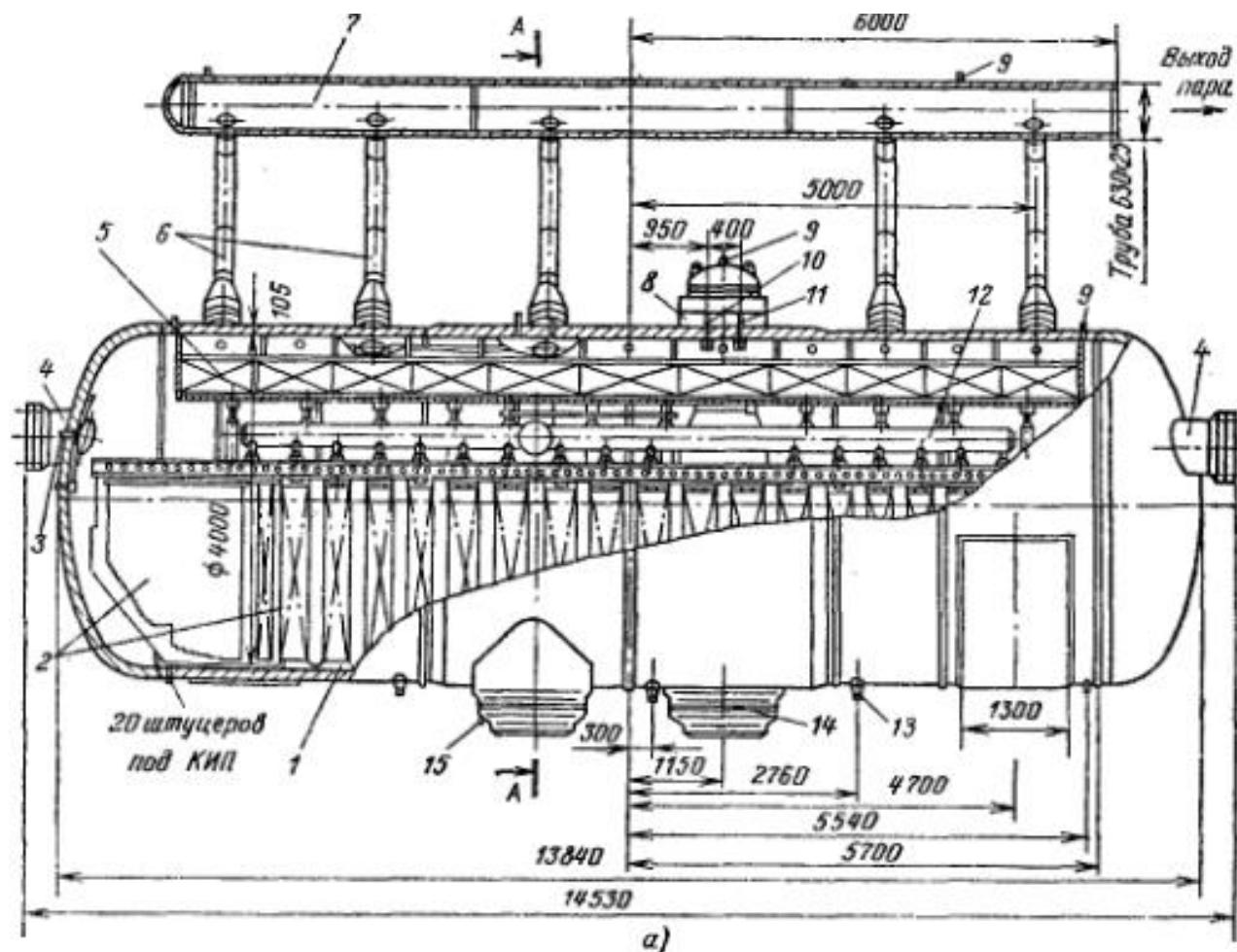


Рисунок 3.9 – Продольный (а) разрез парогенератора блока АЭС с реактором ВВЭР-1000:

- 1 – корпус ПГ; 2 – пучок труб; 3 – штуцера уровнемера; 4 – люк-лаз; 5 – жалюзийный сепаратор; 6 – пароводводящие трубы; 7 – коллектор пара; 8 – крышка люка; 9 – штуцер воздушника второго контура; 10 – штуцер контроля протечек; 11 – штуцер воздушника первого контура; 12 – коллектор питательной воды; 13 – штуцер продувки; 14 – патрубок коллектора; 15 – штуцер дренажа; 16 – входной коллектор теплоносителя; 17 – раздающие трубы питательной воды; 18 – пароприемный потолок; 19 – трубы отвод отсепарированной влаги; 20 – погруженный дырчатый щит; 21 – выходной коллектор

3.2.4. Парогенераторы АЭС с реакторами типа AP 1000

Парогенератор для реактора типа AP-1000 вертикального типа, с U-образными трубками, естественной циркуляцией и встроенным сепаратором влаги.

Технические характеристики представлены в таблице 3.12.

3.2.5. Парогенераторы АЭС с реакторами типа EPR

Парогенератор для реактора типа EPR вертикального типа, с U-образными трубками, естественной циркуляцией и осевым экономайзером.

Парогенератор для реактора EPR разделен на две части:

- в нижней секции расположена зона теплообмена между теплоносителями первичного и вторичного контуров;
- в верхней секции зона сепарации, где происходит механическая подсушка пара перед подачей на турбину.

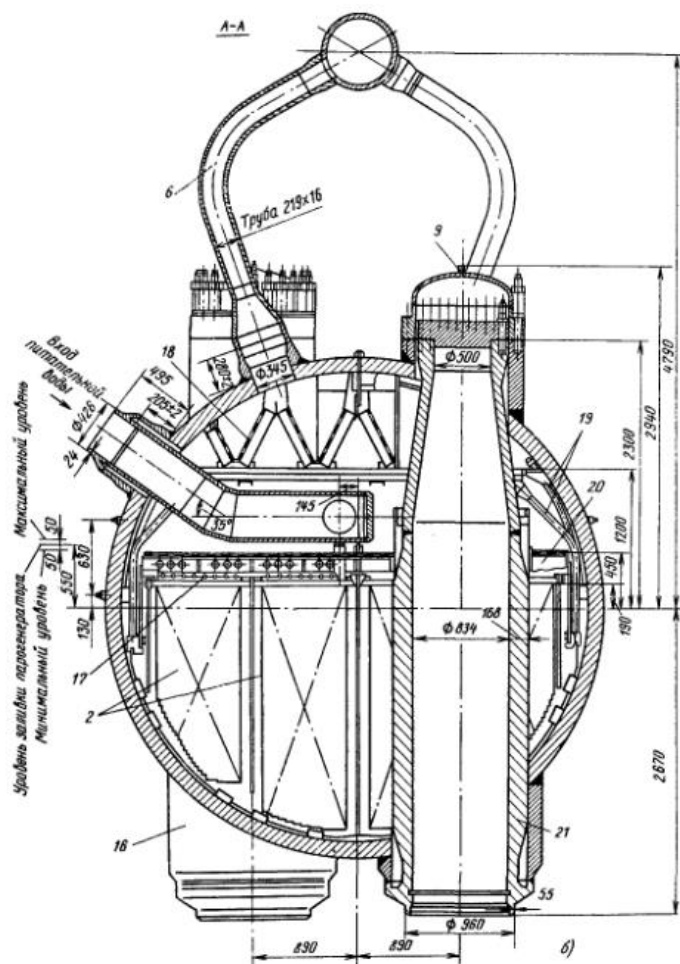


Рисунок 3.10 – Поперечный (б) разрез ПГ блока АЭС с реактором ВВЭР-1000
(продолжение рисунка 3.9)

Таблица 3.12 – Основные характеристики парогенераторов для реакторов типа AP 1000

Характеристики	Значение
Тип	Вертикальный, с U-образными трубками
Расчетное давление теплоносителя, МПа	17,24
Расчетное давление пара, МПа	8,3
Расчетная температура теплоносителя, °С	343,3
Расчетная температура пара, °С	315,5
Тепловая мощность, парогенератора МВт	1707,5
Общая поверхность теплообмена, м ²	11482,9
Расход пара, т/ч из каждого парогенератора S/G	3415
Общий расход пара, т/ч	13661,7
Максимальная влажность пара на выходе из парогенератора, %	0,25
Температура питательной воды, °С	226,7
Количество трубок в ПГ	10025
Диаметр/толщина стенки трубок, мм	17,5/1,0

В связи с увеличением поверхности теплообмена по сравнению с предыдущими моделями наличие осевого экономайзера позволяет достигать значения давления пара на выходе из парогенератора 7,763 МПа, и КПД АЭС соответственно 35 %.

По сравнению с предыдущими моделями увеличен объем воды вторичного контура, что позволяет эксплуатировать парогенератор на номинальной производительности в течение 30 минут при полном прекращении подачи питательной воды.

Технические характеристики парогенератора реактора типа EPR приведены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Технические характеристики парогенератора реактора типа EPR [10]

Характеристики	Значение
Поверхность теплообмена, м ²	7964
Расчетное давление теплоносителя после реактора, МПа	17,58
Расчетная температура теплоносителя после реактора, °С	351,1
Расчетное давление пара, МПа	10,15
Расчетная температура пара, °С	311,1
Диаметр/толщина стенки трубок, мм	19/1,1
Количество трубок, шт.	5980
Температура питательной воды, °С	231,1
Номинальный расход пара, т/ч	313,3
Номинальная температура пара, °С	292,78
Номинальное давление пара, МПа	7,763

3.2.6. Парогенераторы АЭС с реакторами типа *PHWR*

Характеристики парогенераторов для АЭС с реакторами типа *PHWR*, производимых в Канаде и Индии, приведены в таблицах 3.14 и 3.15.

Таблица 3.14 – Характеристики парогенераторов для АЭС с реакторами *PHWR*

Парогенераторы	Тип реактора		
	<i>CANDU 6</i>	<i>Darlington</i>	<i>ACR-1000</i>
Количество	4	4	4
Номинальный диаметр трубок (мм)	15,9	15,9	17,5
Номинальная температура пара, °С	260	265	275,5
Влажность пара	0,9975	0,9975	0,999
Давление пара, МПа	4,6	5,0	5,9

Таблица 3.15 – Характеристики парогенераторов для АЭС с реакторами *Indian PHWR*

Характеристики	Мощность парогенератора	
	540 МВт	700 МВт
Расход питательной воды, кг/с	213	269
Температура питательной воды, °С	180	180
Плотность питательной воды, кг/м ³	865,5	865,5
Расход пара, кг/с	213	269
Температура пара, °С	252	256
Плотность пара, кг/м ³	20,607	22,184
Давление пара в барабане, бар	41,5	44
Кратность циркуляции	4,3	4,3
Количество трубок	2489	2489
Диаметр трубок, мм	19,0	19,0
Толщина трубок, мм	1,1	1,1

3.3. Паровые турбины АЭС

Паротурбинная установка – одна из основных частей атомной электростанции. Ее главное назначение – преобразование тепловой энергии пара в электрическую, отдаваемую с шин электростанции потребителям. Экономичность АЭС в существенной мере определяется экономичностью ПТУ.

В состав пароводяного тракта ПТУ входят: паровая турбина, конденсационная установка, система регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, система промежуточной осушки пара турбины и парового его перегрева и т. д.

Основными заводами изготовителями паротурбинных установок для АЭС являются: ЛМЗ – акционерное общество «Ленинградский металлический завод» (входит в состав холдинга «Силовые машины»), ОАО «Турбоатом» (Украина), концерн *Siemens* (Германия), *Alstom* (Франция), *Hitachi, Ltd.* (Япония), *Toshiba* (Япония), *Doosan Heavy Industries & Construction Co., Ltd.* (Южная Корея) и т. д. [3].

3.3.1. Особенности работы паротурбинной установки на насыщенном паре

Основные особенности паровых турбин АЭС связаны с ее работой на насыщенном паре и потому с относительно малым теплоперепадом (большой расход пара) и работой большей части ступеней на влажном паре. Соответствующий цикл паротурбинной установки обоснован в работе [5], где также показана необходимость сепарации и промперегрева между частью среднего давления (ЧСД) и частью низкого давления (ЧНД) турбины.

ЧСД турбины выполняется в виде одного цилиндра среднего давления (ЦСД), а ЧНД турбины состоит обычно из нескольких цилиндров низкого давления (ЦНД), причем каждый из них выполнен двухпоточным. Влияние влажности пара отрицательно сказывается на тепловой экономичности установки – внутренний относительный КПД турбины при работе на влажном паре ($\eta_{oiв.п}$) уменьшается. Приблизительно можно считать, что увеличение средней влажности пара на 1 % приводит к уменьшению внутреннего относительного КПД турбины также примерно на 1 %:

$$\eta_{oiв.п} = \frac{\eta_{oi}}{100}, \quad (3.3)$$

где $\eta_{oiв.п}$ – внутренний относительный КПД турбины при работе на влажном паре;

η_{oi} – внутренний относительный КПД турбины при работе на перегретом паре.

Влажность пара отрицательно влияет на работу турбины также и в связи с эрозией лопаток.

В паровых турбинах ударному эрозионному износу подвержены рабочие лопатки последних и предпоследних ступеней конденсационных турбин.

В местах, где поток пара с повышенным содержанием влаги имеет высокую скорость, в особенности в ЦВД турбин АЭС, работающих на влажном паре, наблюдается износ от щелевой эрозии корпусов, обойм, диафрагм, арматуры и других деталей.

Эрозионный износ рабочих лопаток при ударах капель влаги о поверхность входных кромок лопаток (см. рисунок 3.11) проявляется вначале в

появлении шероховатости поверхности, затем на поверхности образуются углубления, кратеры, язвины, искажается форма профиля лопаток. При длительной работе возможно постепенное полное разрушение верхней части рабочей лопатки. В результате снижаются механическая прочность эродированных лопаток и КПД ступени.

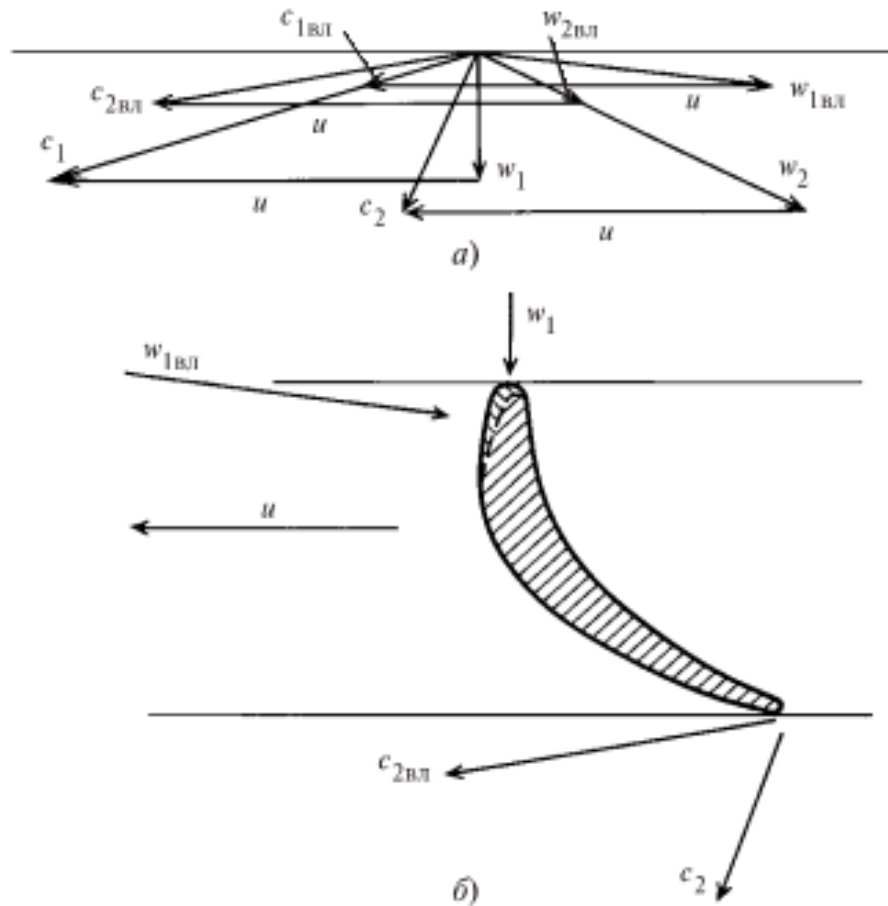


Рисунок 3.11 – Взаимодействие частиц влаги с рабочими лопатками:
 а) треугольник скоростей для пара (c_1 , w_1) и капель влаги ($c_{1вл}$, $w_{1вл}$);
 б) направление потоков пара (w_1 , c_2) и капель влаги ($w_{1вл}$, $c_{2вл}$) относительно профиля рабочей лопатки

Механизм эрозионного износа рабочих лопаток связан в основном с усталостным разрушением материала лопаток вследствие высоких механических напряжений, которые возникают при ударе капли влаги о поверхность лопатки. Давление при соударении капли с поверхностью лопатки может быть определено на основе уравнения гидравлического удара Н. Е. Жуковского по формуле:

$$p = \alpha \cdot \rho_{вл} \cdot w_{вл} \cdot a_{вл}, \quad (3.4)$$

где $\rho_{вл}$ – плотность жидкости в канале;

$w_{вл}$ – скорость капли относительно поверхности лопатки;

$a_{вл}$ – скорость звука в жидкости;

α – коэффициент, изменяющийся в зависимости от скорости капли $w_{вл}$ от 0,25 до 0,5; при $w_{вл} > 150$ м/с $\alpha = 0,5$.

Ударное давление может достигать 310 МПа при скорости капли в момент соударения с лопаткой 300 м/с. Эта относительная скорость капли $w_{вл}$ (см. рисунок 3.11) достигается при окружных скоростях лопатки, немного превышающих значение $u = 300$ м/с.

На эрозионный процесс кроме механических напряжений могут оказывать влияние коррозия металла, кавитация и т. п.

Различают три периода в развитии эрозионного износа лопаток (рисунок 3.12): I – *инкубационный период*, когда в поверхностном слое материала накапливаются усталостные повреждения (образование и рост усталостных трещин); II – *период интенсивной эрозии*; III – *период замедленного темпа эрозии*. Продолжительность этих периодов зависит от влажности пара, дисперсности влаги, скорости капель в момент соударения с поверхностью лопатки. Замедление темпов эрозии в третьем периоде обусловлено демпфированием удара за счет влаги, находящейся в кавернах.

Распределение влаги в последних ступенях существенно неравномерное по радиусу, причем наибольшая влажность наблюдается в периферийных областях, поэтому эрозионному разрушению подвергается в первую очередь периферийная часть лопатки, занимающая приблизительно одну треть ее высоты.

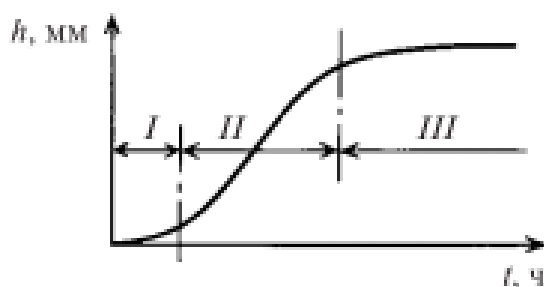


Рисунок 3.12 – Средняя глубина эрозионного разрушения в зависимости от времени работы лопатки

Для защиты рабочих лопаток от эрозионного разрушения используются следующие способы:

- 1) снижение влажности пара на выходе из турбины, которое достигается повышением температуры свежего пара, применением промежуточного перегрева пара, использованием выносных сепараторов в сочетании с промежуточным пароперегревателем для влажно-паровых турбин АЭС;

- 2) применение различных влагоулавливающих устройств в проточной части турбины (внутриканальная сепарация, влагоулавливающие устройства на периферии ступени, ступени-сепараторы);

- 3) увеличение осевых зазоров между соплами и рабочими лопатками, способствующее дроблению капель и снижению рассогласования скоростей влаги и пара (эти зазоры достигают 100÷300 мм);

- 4) отказ от бандажных проволок, способствующих концентрации влаги;

5) применение продольных канавок на входной части спинки лопатки у периферии; влага в канавках демпфирует удары капель, и, кроме того, канавки способствуют сепарации влаги лопаткой;

6) применение эрозионностойких материалов, упрочнение поверхности лопаток, использование защитных покрытий.

Для упрочнения входных кромок лопаток со стороны спинки к ним припаиваются серебряным припоем накладки, изготовленные из стеллита (рисунок 3.13). *Стеллит* – сплав на кобальтовой основе, обладающий высокой твердостью и износостойкостью. Стеллитовые накладки состоят из нескольких частей по длине лопатки для того, чтобы при тепловых расширениях уменьшить скалывающие напряжения в шве между накладками и лопаткой.

В турбинах АЭС, работающих на радиоактивном паре, нельзя применять сплавы на кобальтовой основе по условиям радиационной безопасности.

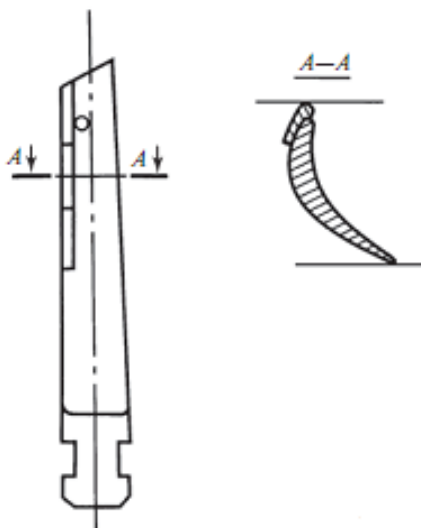


Рисунок 3.13 – Рабочая лопатка со стеллитовыми накладками

Поэтому на ряде заводов производят поверхностную закалку входных кромок лопаток или обработку их поверхностей электроискровым методом.

Для повышения антиэрозионной стойкости рабочих лопаток турбин ТЭС и АЭС из титановых сплавов на ЛМЗ применяется комбинированная обработка их поверхности, состоящая из процесса имплантации ионов азота (N^+) в поверхностный слой лопаток и последующего наносимого ионноплазменным способом покрытия рабочих лопаток нитридом титана (TiN) толщиной $8 \div 10$ мкм;

7) уменьшение размера капель, так как эрозионный износ рабочих лопаток существенно зависит от размера капель и в действительности возникает при воздействии крупнодисперсной влаги с диаметром капель выше 10 мкм.

Размер капель оказывается тем меньше, чем выше теплоперепад ступени. Уменьшение размера капель можно получить при подогреве поверхности сопловых лопаток подачей обогревающего пара в полую сопловую лопатку.

При этом уменьшение эрозии достигается за счет частичного испарения водяной пленки с поверхности сопловой лопатки и уменьшения размера капель влаги, срывающейся с поверхности сопловых лопаток.

Обогрев сопловых лопаток в целях снижения капельно-ударной эрозии применяется некоторыми передовыми фирмами – производителями паровых турбин.

Перечисленные способы защиты от эрозионного износа позволяют снизить степень эрозионного повреждения лопаток при окружных скоростях 560÷600 м/с для стальных лопаток, и до 660 м/с для титановых лопаток и степенях влажности за турбиной около 8 %, а при пониженных окружных скоростях и при влажности около 12÷14 %.

3.3.2. Сепарация влаги в турбине

Удаление влаги из проточной части турбины существенно снижает эрозионный износ лопаток и наряду с этим способствует уменьшению потерь энергии от влажности, т. е. повышению относительного внутреннего КПД ступеней. Как показывают опыты, удается удалить только крупно дисперсную влагу, которая составляет небольшую долю общего влагосодержания пара.

Все многообразие конструкций влагоудаляющих (сепарационных) устройств можно разделить на три группы, соответствующие следующим способам сепарации влаги в турбинах:

- периферийная сепарация в ступени;
- внутриканальная сепарация;
- внешняя сепарация в выносных сепарационных устройствах.

Периферийная сепарация – способ, при котором влага за счет инерционных сил отбрасывается к периферии ступени, где улавливается специальными камерами с влагозадерживающими выступами, и затем удаляется из проточной части турбины (рисунк 3.14). Отвод влаги в область пониженного давления сопровождается отсосом некоторого количества пара, что приводит к снижению КПД ступени. При периферийной сепарации влагоудаление осуществляется из зазора за сопловой решеткой (рис. 3.14а, б) и с рабочих лопаток, а также из зазора за рабочими лопатками (рис. 3.14в, г).

Следует отметить, что окружная скорость крупнодисперсной влаги за рабочими лопатками, как правило, выше, чем перед ними. Поэтому эффективность влагоудаления за рабочими лопатками существенно выше, чем за сопловыми лопатками. На эффективность периферийной сепарации существенное влияние оказывает давление в потоке. Так, в ЦВД влажно-паровых турбин АЭС эффективность влагоудаления существенно ниже, чем в ЦНД, и, кроме того, снижение аэродинамического качества периферийной части ступени за счет влагоотводящих камер приводит к дополнительным потерям энергии. Поэтому в ЦВД турбин АЭС целесообразно организовывать влагоудаление за ступенями, где производится отбор пара на регенерацию. В ЦВД турбин АЭС эрозионного разрушения рабочих лопаток не наблюдается.

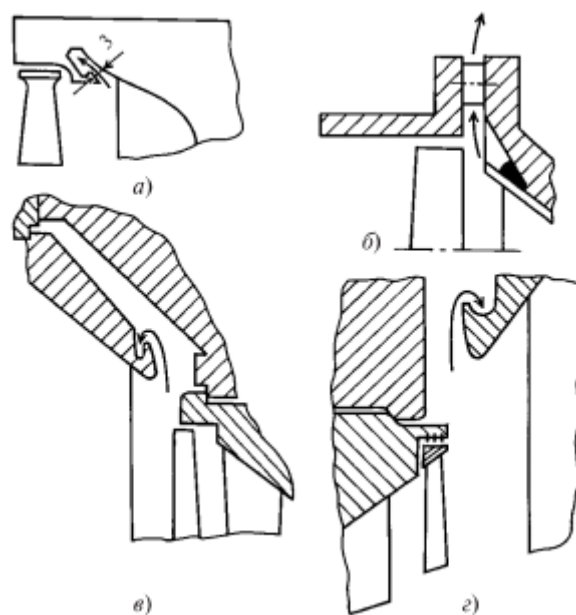


Рисунок 3.14 – Периферийная сепарация в ступенях влажного пара (ЦНД):
а) за соплами последней ступени (ЛМЗ*); б) то же (ХТЗ**); в) за рабочими лопатками промежуточной ступени (ХТЗ); г) то же (ЛМЗ)

* ((ЛМЗ) – Ленинградский металлический завод; ** (ХТЗ) – Харьковский турбинный завод)

Внутриканальная сепарация – способ, при котором влага, концентрирующаяся на поверхностях лопаточного аппарата турбины за счет сепарации капель в криволинейных каналах решетки, отводится через специальные щели. Внутриканальную сепарацию обычно выполняют в сопловых лопатках (см. рисунок 3.15). Щели, через которые отсасывается пленка, соединяют с областью низкого давления, например, с конденсатором, через внутреннюю полость сопловой лопатки. Весьма эффективно располагать щель на выходной кромке сопл. В этом случае практически вся крупнодисперсная влага отводится через щель. При отсутствии сепарации пленка, достигая выходных кромок лопаток, дробится потоком пара на крупные капли, которые, ударяясь о рабочую лопатку, вызывают эрозионный износ и создают тормозной момент на роторе турбины.

Снижение эрозионного износа за счет внутриканальной сепарации наглядно видно из опытов на турбине «Skoda» (см. рисунок 3.15). В части рабочей лопатки, расположенной за щелью (зона II), эрозия практически не заметна, в зоне I, где концентрация влаги невелика, наблюдается небольшое эрозионное разрушение, в зоне III эрозия наиболее интенсивна.

Внешняя сепарация предполагает отвод из турбины всего потока пара к специальному сепаратору, который обычно располагается между ЦВД и ЦНД влажно-паровой турбины АЭС. Сепараторы отличаются небольшим гидравлическим сопротивлением и, соответственно, малыми скоростями движения пара при сепарации. Осаждение влаги в сепараторах осуществляется в различного типа жалюзийных каналах, а также в циклонных устройствах. В турбинах АЭС, как правило, сепараторы совмещаются с последующим пароперегревателем (СПП).

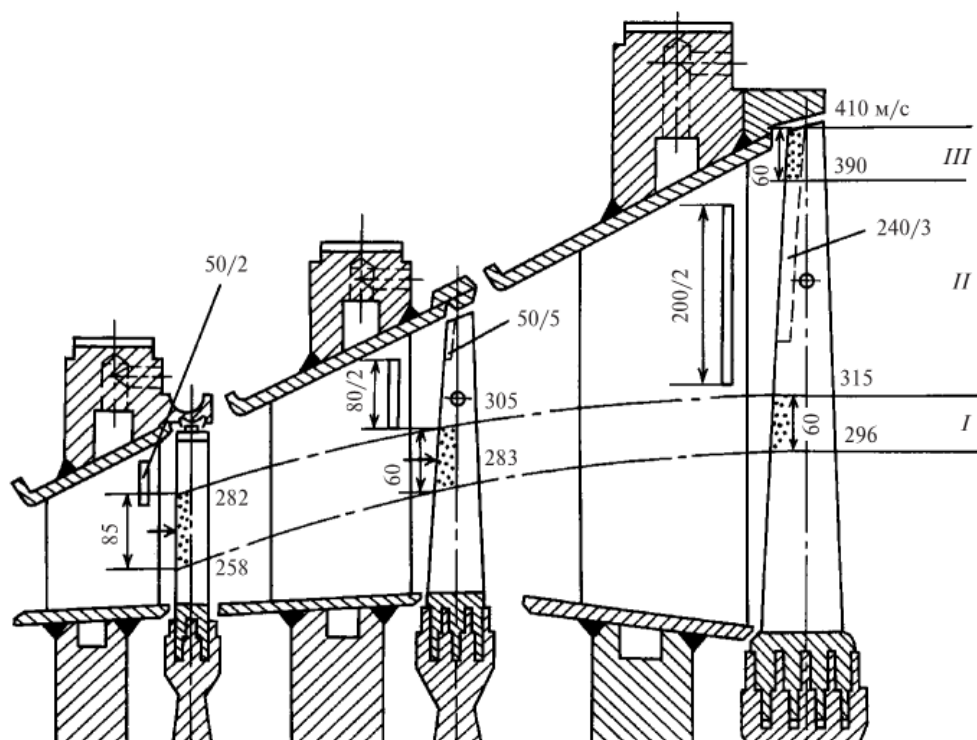


Рисунок 3.15 – Проточная часть турбины «Skoda» со щелями на выходной части сопловых лопаток (цифры указывают размеры щелей, мм, и окружающую скорость лопаток, м/с)

После сепарации пар поступает в двухступенчатый пароперегреватель, где осуществляется его перегрев греющим паром двух давлений, отбираемым от турбины (первая ступень перегрева), и свежим паром (вторая ступень) до температуры, и близкой к начальной температуре свежего пара. В некоторых случаях применяется одноступенчатый перегрев свежим паром, как, например, в турбине К-1000-5,9/50 ЛМЗ. В таблице 3.16 приведены основные параметры и характеристики СПП для АЭС.

Вместе с тем наибольший экономический эффект от внешней сепарации получается при определенных параметрах пара. Давление $p_{разд}$, при котором происходит сепарация или сепарация и промежуточный перегрев пара, называется *разделительным*. Давление $p_{разд}$ существенно влияет на показатели экономичности турбоустановки и параметры сепаратора.

Оптимальное разделительное давление в схемах АЭС с одной ступенью сепарации составляет: $p_{разд} = (0,1 \div 0,15) \cdot p_0$.

Внешняя сепарация (рисунок 3.16, 1 и 2) может повысить сухость пара до $x = 0,99 \div 0,995$ и одновременно уменьшить влажность в последующих ступенях турбины, что дает выигрыш в КПД установки и повышает эрозионную надежность работы последних ступеней турбины.

На большинстве АЭС одновременно с внешней сепарацией применяется еще и промежуточный перегрев (рисунок 3.16, 3 и 4). Для промежуточного

перегрева обычно используется пар, отбираемый из ЦВД, или свежий пар, чем и определяется максимальная температура перегрева (на $15 \div 40$ °С ниже t_0).

Таблица 3.16 – Основные параметры и характеристики сепараторов-пароперегревателей для АЭС

Характеристика	Тип				
	СПП-220*	СПП-220М	СПП-1000	СПП-500-1	СПП-1000-1
	ВВЭР-440	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000	ВВЭР-1000
Тип турбины	К-220-4,3	К-220-4,3	К-1000-5,9/25	К-500-6,4	К-1000-5,9/50
Число на турбину, шт.	4	2	2	4	4
Давление пара на входе, МПа	0,30	0,30	1,13	0,33	0,57
Расчетная температура пара на выходе, °С	241	241	250	263	250
Давление греющего пара**, МПа	1,76/4,22	1,76/4,22	2,69/5,59	1,86/6,28	5,7
Масса аппарата, т	80	107,5	128	118	153

* гладкие трубы; ** в числителе приведены данные для первой ступени, в знаменателе – для второй

Перегрев свежим паром (рисунок 3.16, 3 и 4) снижает термический КПД цикла. Положительное влияние такого пароперегрева сказывается только на существенном снижении потерь от влажности в последующих ступенях, повышении внутреннего относительного КПД и надежности турбины. Паровой перегрев используют в том случае, когда путем сепарации нельзя достигнуть допустимого уровня влажности пара в конце расширения. Разделительное давление пара в схемах АЭС с промежуточным перегревом пара выше, чем в схемах АЭС с внешней сепарацией, и составляет: $p_{\text{разд}} = (0,18 \div 0,23) \cdot p_0$.

В некоторых случаях бывает выгодно применять двухступенчатый перегрев (см. рисунок 3.16, 4): сначала паром из отбора, а затем свежим, причем оптимальное повышение энтальпии пара приблизительно одинаково в каждой ступени. Часто допускают отступление от такой разбивки ступеней перегрева для удобства организации отбора пара. Выбор того или иного способа сепарации, а также параметров, при которых она осуществляется, зависит от принципиальной тепловой схемы турбоустановки, ее характеристик, конструктивных особенностей и проводится на основании технико-экономических расчетов.

Для удаления влаги из влагоулавливающей камеры отсасывается некоторое количество пара, который направляется затем в регенеративную систему. Эффективность влагоудаления возрастает с увеличением отсоса, однако при этом возрастает недовыработка электроэнергии на отсасываемом паре.

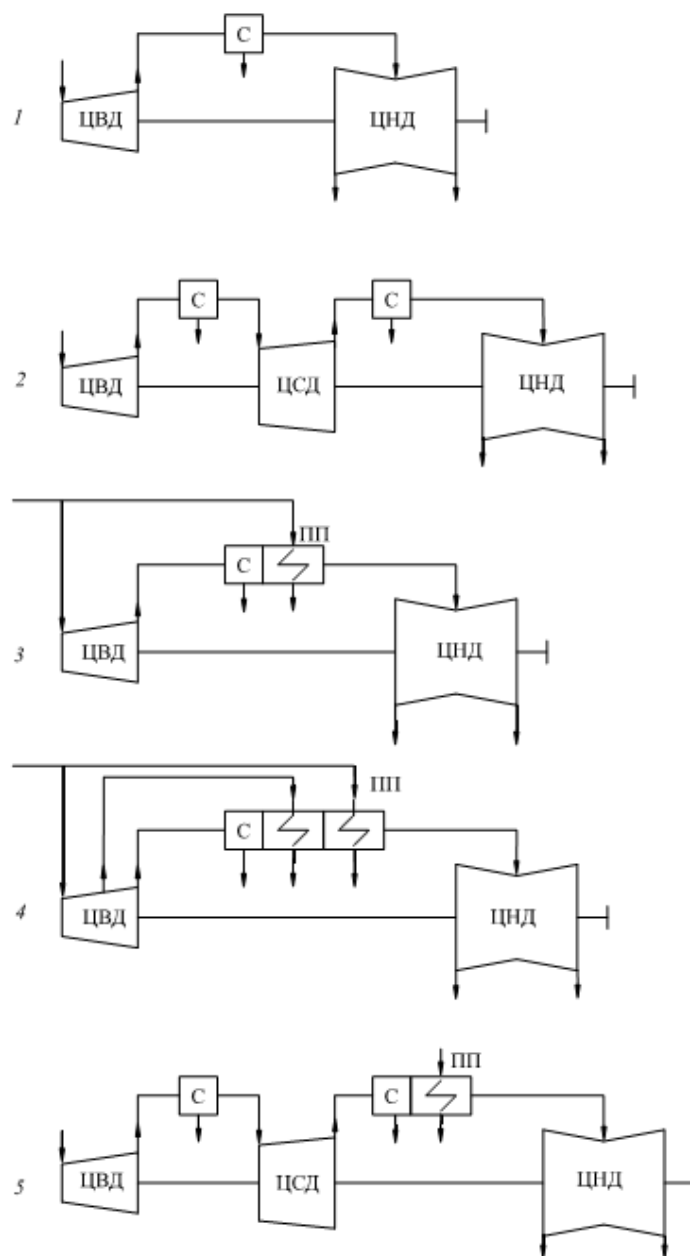


Рисунок 3.16 – Структурные схемы турбин влажного пара мощностью 220÷1000 МВт:

ЦВД, ЦНД – цилиндры высокого и низкого давлений; С – сепаратор, ПП – промежуточный пароперегреватель;

1 – К-220-44 ПО «Турбоатом»; 2 – К-500-65/3000 ПО «Турбоатом», К-750-65/3000 ПО «Турбоатом», К-1000-60/3000 ПОТ ЛМЗ; 3 – К-500-60/1500 ПО «Турбоатом»; 4 – К-1000-60/1500-1 ПО «Турбоатом»; 5 – К-1000-60/1500-2 ПО «Турбоатом»

Хотя теоретически было бы целесообразно отводить влагу после каждой ступени, внутритурбинные влагоулавливающие устройства располагают только в ЦНД, где в связи с большими диаметрами проточной части турбины эрозионный износ лопаточного аппарата проявляется сильнее.

Турбины влажного пара для АЭС, как правило, имеют один ЦВД, после которого расположен сепаратор – промежуточный перегреватель (СПП), и несколько (от одного до четырех) ЦНД.

В некоторых турбинах применяется ЦСД, совмещенный с ЦВД (К-500-60/1500), или отдельный (К-1000-60/1500-1). Принципиальные структурные схемы турбин АЭС представлены на рисунке 3.16.

Отличительной особенностью турбин К-500-60/1500 и К-1000-60/1500-1 является также применение боковых конденсаторов. Тепловые испытания турбины К-1000-60/1500-1 на Южноукраинской АЭС показали высокую экономичность турбоустановок этого типа, превышающую экономичность турбоустановок с нижним расположением конденсаторов и без выделенного ЦСД – К-1000-60/1500-2. Преимущество установок первой модификации заключается также в большей простоте фундамента, меньшей кубатуре машинного зала, т. е. в меньших капитальных затратах.

ЦВД турбин влажного пара при мощностях более 220 МВт обычно выполняют двухпоточными (см. рисунок 3.17).

Для предотвращения щелевой эрозии некоторые элементы статора – диафрагмы, обоймы, козырьки в местах стыковки между их половинами и опорные поверхности – имеют наплавки из нержавеющей стали. В последних конструкциях внутренний корпус и диафрагмы по этим соображениям выполняются целиком из нержавеющей стали.

Важным вопросом развития турбинной установки на насыщенном паре в свете увеличения ее мощности является выбор частоты вращения – 50 с^{-1} или 25 с^{-1} .

Быстроходные турбины меньше по габаритам и затратам металла, поэтому турбины для АЭС начали свое развитие с числа оборотов 50 с^{-1} . Увеличение мощности до 500 и 750 МВт не встретило особых сложностей. Однако создание быстроходной машины на 1000 МВт было сложнее. Чем больше проходное сечение последней ступени, тем больше эрозионное воздействие на лопаточный аппарат. Уменьшить его можно, увеличив давление за турбиной, однако при этом снизилась бы термическая эффективность. Разрешение этого противоречия конструкторы нашли в применении для последней ступени турбины титановой лопатки вместо стальной.

Тем не менее, влажность пара после ЦНД принята всего 8 % в сравнении с влажностью 13 % для тихоходной машины той же мощности. Считается, что мощность 1000 МВт является предельной для быстроходных машин. Дальнейшее увеличение мощности турбины насыщенного пара возможно только в тихоходном варианте, как это и имеет место для зарубежных машин мощностью 1200 и 1300 МВт. Влажность пара после ЦСД для всех турбин АЭС допустима большей, чем после ЦНД, что объясняется меньшими диаметрами последней ступени ЦСД в сравнении с ЦНД и поэтому меньшими окружными скоростями и эрозионным воздействием влаги.

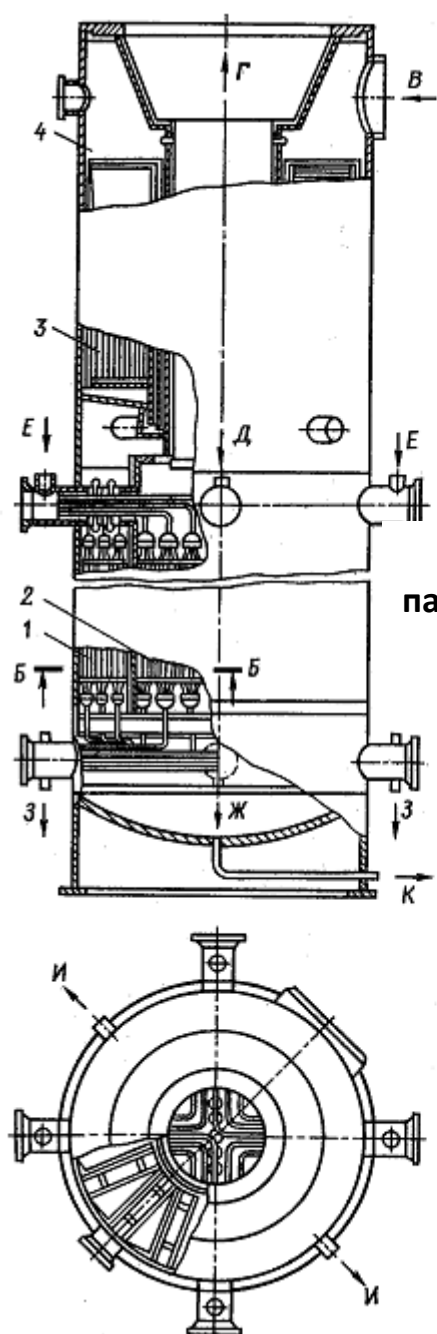


Рисунок 3.17. Сепаратор-пароперегреватель СПП-220-1:
 1 – I ступень перегревателя;
 2 – II ступень перегревателя;
 3 – сепарационная часть;
 4 – парораздающая камера;
 5 – кассеты с 37 оребренными трубками; В – вход влажного пара;
 Г – выход перегретого пара;
 Д – подвод греющего пара к кассетам I ступени; Е – подвод греющего пара к кассетам II ступени; Ж – отвод конденсата греющего пара I ступени;
 З – отвод конденсата греющего пара II ступени; И – отвод сепаратора;
 К – дренирование СПП

Преимущества тихоходной турбины заключаются в возможности значительного увеличения торцевой площади единичного выхлопа, что позволяет уменьшить число ЦНД и выходные потери. В связи с этим при равном начальном давлении пара перед турбиной и вакуума в конденсаторе тихоходная турбина имеет более высокую тепловую экономичность в сравнении с быстроходной. В сравнении с быстроходной турбиной тихоходная имеет и недостатки: большие затраты металла и трудоемкость изготовления.

Технические характеристики паровых турбин для АЭС производства заводов «ЛМЗ», «Турбоатом» и *Hitachi Ltd* приведены в таблицах 3.17–3.19.

Технические характеристики теплообменного оборудования, комплектующее паротурбинные установки «ЛМЗ», «Турбоатом» приведены в таблице 3.20.

Таблица 3.17 – Характеристики стационарных паровых турбин для привода электрических генераторов мощностью 50-1200 МВт, производства фирм «ЛМЗ» (Россия) и «Турбоатом» (Украина)

Характеристика	К-1000- 5,9/50	К-1000- 5,9/25-1	К-1000- 5,9/25-2	К-750- 6,4/50	К-500- 6,4/50	К-220-4,3- 3
Завод-изготовитель	ЛМЗ	Турбоатом	Турбоатом	Турбоатом	Турбоатом	Турбоатом
Номинальная мощность, МВт	1074	1100	1114	808	547	235
Частота вращения, с-1	50	25	25	50	50	50
Параметры свежего пара Давление свежего пара, МПа Температура свежего пара, °С	5,88 274,3	5,88 274,3	5,88 274,3	6,37 280	6,45 280,4	4,31 254,9
Параметры пара после промежуточного перегрева Давление, МПа Температура, °С	0,51 260	1,12 250	1,12 250	0,49 263	0,29 263	0,265 240
Число отборов пара для регенерации	8	7	7	5	7	8
Температура питательной воды, °С	218	223	220	190	168	225
Температура охлаждающей воды, °С	20	15	15	15	12	5
Давление отработавшего пара, кПа	4,9	3,7-4,5	3,7	4,4	3,9	3,0
Расход охлаждающей воды, м³/ч	170000	159920	169800	122600	4×2072	36550
Максимальный расход пара, кг/с:	1630,5	1761	1761	-	798	395
Конструктивная схема турбины	2ЦНД +1ЦВД + 2ЦНД	1ЦВД +1ЦСД+ 3ЦНД	1ЦВД + 3ЦНД	1ЦВД + 4ЦНД	1ЦВД + 4ЦНД	1ЦВД + 2ЦНД
Конструктивная схема проточной части (число ступеней) ЦВД	2×5	1×7	2×7	2×6	2×5	1P+5

Характеристика	К-1000- 5,9/50	К-1000- 5,9/25-1	К-1000- 5,9/25-2	К-750- 6,4/50	К-500- 6,4/50	К-220-4,3- 3
ЦСД ЦНД	2×5	2×4 2×5	2×7	2×5	2×5	2×5
Число выхлопов	8	6	6	8	8	4
Длина рабочих лопаток последней ступени, мм	1,2/1,0	1,45	1,45	1,03	0,852	1,03
Средний диаметр последней ступени, мм	3,0/2,8	4,15	4,15	2,53	2,352	2,53

Таблица 3.18 – Параметры пара в камерах нерегулируемых отборов на номинальном режиме

Тип турбины	№ отбора	Подогреватель	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого пара, т/ч
К-1000- 5,9/3000 (ПОТ ЛМЗ)	–	СПП	5,71	272	546,5
	I	ПВД 7	2,43	223	344,1
	II	ПВД 6	1,5	198	335,7
	III	Деаэратор	0,94	177	120
	IV	ПНД 5	0,579	157	278,2
		Турбопривод	0,548	250	149
	V	ПН	0,268	184	141,1
	VI	ПНД 4	0,132	123	122,2
	VII	ПНД 3	0,0672	89	154,5
	VIII	ПНД 2	0,0268	67	177,7
		ПНД 1			
К-1000-5,9- 25 (ПО "Турбоатом")	I	ПВД 7	2,87	231,5	333,8
	II	ПВД 6	1,822	207,7	275,3
		Турбопривод	1,065	250	124,9
	III	ПН	1,122	185,0	182,0
		ПВД 5	1,122	185,0	176,2
	IV	Деаэратор	0,582	189,0	161,7 + 5,2*
	V	ПНД 4	0,312	135,2	275,1
	VI	ПНД 3	0,08	94,3	203,2 + 6,5*
	VII	ПНД 2	0,021	62,4	179,13
		ПНД 1			
К-500-6,4/50 (ПО "Турбоатом")	I	Деаэратор	1,12	185	29,15
	II	ПНД 5	0,619	160	125,1
	III	ПНД 4	0,346	138	141,76
	IV	ПНД 3	0,14	188	57,609
	V	ПНД 2	0,065	120	56,9 + 5,6*
	VI	ПНД 1	0,0258	66	76,359
К-220-44 (ПО "Турбоатом")	I	ПВД 8	2,786	229,8	66,132
	II	ПВД 7	1,93	210,7	65,61
	III	ПВД 6	1,288	196,2	59,08

Тип турбины	№ отбора	Подогреватель	Давление, МПа	Температура, °С	Количество отбираемого пара, т/ч
		Деаэратор	1,288	191,2	44,33
	IV	ПНД 5	0,508	152,4	42,8 + 2,18*
	V	ПНД 4	0,3	134,4	58,19
	VI	ПНД 3	0,127	168	23,996
	VII	ПНД 2	0,058	101	23,45+0,639*
	VIII	ПНД 1	0,029	68,4	35,517

Таблица 3.19 – Характеристики стационарных паровых турбин для привода электрических генераторов мощностью 728-1380 МВт, производства фирмы *Hitachi Ltd* (Япония)

Характеристика	TC4F 52	TC4F 38	TC6F- 41	TC6F- 43	TC6F- 52
Номинальная мощность, МВт	728	540	1100	1137	1380
Частота вращения, с ⁻¹	25	30	25	30	30
Параметры свежего пара					
Давление свежего пара, МПа	4,41	6,65	6,65	6,65	6,69
Температура свежего пара, °С	258	282	282	282	284
Параметры пара после промежуточного перегрева					
Давление, МПа	0,62	(1,19)	(1,28)	1,39	1,20
Температура, °С	243,4	-	-	251	253
Число отборов пара для регенерации	6	6	6	6	6
Температура питательной воды, °С	187,0	212,3	215,5	215,6	215,6
Давление отработавшего пара, кПа	5	5	5	5	7
Максимальный расход пара, т/ч	3568	3071	6400	6072	7268
Конструктивная схема турбины	1ЦВД+ 2ЦНД	1ЦВД+ 2ЦНД	1ЦВД+ 3ЦНД	1ЦВД+ 3ЦНД	1ЦВД+ 3ЦНД

Таблица 3.20 – Теплообменное оборудование, комплектующее паротурбинные установки

Оборудование	К-220-4,3 ПО "Турбоатом"		К-550-6,4/50 "Турбоатом"		К-750-6,4/50 "Турбоатом"		К-1100-5,9/25-2М "Турбоатом"		К-1000-5,9/50 "ЛМЗ"	
	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типоразмер	Завод- изготовитель	Типораз- мер	Завод- изготови- тель
Конденсатор	К-8170; К-10120; К-12150;	"Турбо- атом"	К-10120 (4 шт.)	"Турбо- атом"	К-11520 (4 шт.)	"Турбо- атом"	К-33270 (2 шт.);	"Турбоатом"	1000 КЦС- 1	ЛМЗ
Основной эжектор конденса- ционного устрой- ства	ЭПО-3- 25/75 (2 шт.)	"Турбо- атом"	ЭП-3- 5/150 (3 шт.)	"Турбо- атом"	ЭП-1-150 (2 шт.)	"Турбо- атом"	ЭПО-3- 50/150 (3 шт.)	"Турбоатом"	ЭВ-7-1000 (4 шт.)	ЛМЗ
Охлади- тель пара из концевых камер уплотне- ний	ЭП-1- 150	"Турбо- атом"	ЭП-1- 150 (2 шт.)	"Турбо- атом"	ЭП-1-150 (2 шт.)	"Турбо- атом"	ЭУ-15	"Турбоатом"	ЭВ-1-230 (2 шт.)	ЛМЗ
Подогреватели низкого давления										
ПНД1	ПН-800- 29-7-IA	"Энерго- маш"	ПН-950- 42-8А (2 шт.)	ТКЗ	ПН- 1200-42- 4- IA (2 шт.)	ТКЗ	ПН-1200- 25-6- IA (3 шт.)	ТКЗ	ПНСГ- 2000- IA (2 шт.)	ТКЗ
ПНД2	ПН-800- 29-7-ПА		ПН- 1800-42- 8- IA	ТКЗ	ПН- 1900-42- 4- IA	ТКЗ	ПН-1200- 25-6- ПА (3 шт.)	ТКЗ	ПНСГ- 4000- ПА	ТКЗ
ПНД3	ПН-800- 29-7- ПА		ПН- 1800-42- 8- ПА	ТКЗ	ПН- 1900-42- 4- ПА	ТКЗ	ПН-3000- 25-16- ПА	ТКЗ	ПН-3200- 30-16-IA	ТКЗ

Продолжение табл. 3.20

Оборудование	К-220-4,3 ПО "Турбоатом"		К-550-6,4/50 "Турбоатом"		К-750-6,4/50 "Турбоатом"		К-1100-5,9/25-2М "Турбоатом"		К-1000-5,9/50 "ЛМЗ"	
	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типоразмер	Завод- изготовитель	Типораз- мер	Завод- изготови- тель
ПНД4	ПН-800- 29-7- IVA		ПН- 1800-42- 8- IIIA	ТКЗ	ПН- 1900-42- 13-IIIA	ТКЗ	ПН-3000- 25-16-IVA	ТКЗ	ПН-3200- 30-16-IA	ТКЗ
ПНД5	ПН-800- 29-7-VA		ПН- 1800-26- 8- IVA	ТКЗ	ПН- 1900- 242-13- IVA	ТКЗ	-		ПН-3200- 30-16- ПА	ТКЗ
Охлади- тель конденса- та	ОВ-150- 3А (ПНД3)		ОКГ- 500-25- 15- IA (ПНД2)	ТКЗ	-		ОКГ-500- 25-15-IA (ПНД2) ОКГ-500- 25-15-IA (ПНД4)	ТКЗ	-	
Подогре- ватели, после которых установ- лен дренаж- ный насос	ПНД2; ПНД4	-	-		ПНД2; ПНД4		-	-	ПНД4	
Деаэратор	ДП- 1000/10 0А	"Сибэнер- гомаш"	ДП-2000 (2x1000) /120А	"Сибэнер- гомаш"	ДП- 2200/120 А (2шт.)	"Сибэнерго- маш"	ДП-3200 (2x1600)/18 5А (2 шт.)	"Сибэнерго- маш"	ДП-3200 (2x1600)/18 5А (2 шт.)	"Сибэнер- гомаш"

Окончание табл. 3.20

Оборудование	К-220-4,3 ПО "Турбоатом"		К-550-6,4/50 "Турбоатом"		К-750-6,4/50 "Турбоатом"		К-1100-5,9/25-2М "Турбоатом"		К-1000-5,9/50 "ЛМЗ"	
	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типо- размер	Завод- изготови- тель	Типораз- мер	Завод- изготовитель	Типораз- мер	Завод- изготови- тель
Подогреватели высокого давления (ПВД)										
ПВД1	ПВ- 1600-92- 15А-2	ПО ТКЗ	-		-		ПВ-2500- 97-10А (2 шт.)	ТКЗ	ПВ-2500- 97-18А	ТКЗ
ПВД2	ПВ- 1600-92- 20А-2		-		-		ПВ-2500- 97-18А (2 шт.)	ТКЗ	ПВ-2500- 97-28А	ТКЗ
ПВД3	ПВ- 1600-92- 30А-2		-		-		ПВ-2500- 97-28А (2 шт.)	ТКЗ		

3.4. Контрольные вопросы к Разделу 3

1. Какие реакторы применяются на АЭС с одноконтурными схемами?
2. Что считается отличительными признаками реактора РБМК?
3. Что включает в себя реакторная установка РБМК?
4. Где применяются достаточно широко корпусные кипящие реакторы?
5. Что положено в основу проектов корпусных кипящих реакторов ABWR и SBWR?
6. Какие реакторы применяются на АЭС с двухконтурной схемой?
7. Чем обычно komponуются водо-водяные реакторы?
8. Что входит в реакторную установку двухконтурной АЭС?
9. Что являлось целью, поставленной при разработке EPR?
10. Что является базой для реакторов на тяжелой воде (PHWR или CANDU)?
11. Какие реакторы устанавливаются на АЭС с трехконтурными схемами?
12. Какое главное отличие парогенераторов атомных электростанций от паровых котлов тепловых электростанций?
13. Что является второй важной особенностью ПГ АЭС?
14. Какие элементы, обогреваемые теплоносителем, в общем случае может включать в себя парогенераторы АЭС?
15. Приведите классификацию парогенераторов АЭС.
16. К чему приведет повышение параметров теплоносителя в парогенераторе водо-водяного реактора?
17. Какое главное назначение паротурбинной установки АЭС?
18. Какие основные заводы являются изготовителями паротурбинных установок для АЭС?
19. Какие особенности работы паротурбинной установки на насыщенном паре?
20. Какие три периода различают в развитии эрозионного износа лопаток?
21. Какие способы используются для защиты рабочих лопаток от эрозионного разрушения?
22. Приведите три группы, соответствующие способам сепарации влаги в турбинах?
23. В чем заключаются преимущества тихоходной турбины для решения вопросов удаления влаги?

РАЗДЕЛ 4. ОСОБЕННОСТИ ВЛАЖНО-ПАРОВЫХ ТУРБИН АЭС

Ранее было отмечено, что наибольшее распространение в мире получили АЭС с водным теплоносителем. Именно такие АЭС и будут рассматриваться в качестве основного содержания данного учебного пособия.

подавляющее большинство турбин АЭС работает на насыщенном паре. Особенности использования влажного пара в турбинах АЭС существенным образом влияют на их расчет и конструкцию. Рассмотрим некоторые из этих особенностей.

Малый располагаемый теплоперепад. В большинстве турбин насыщенного пара располагаемый теплоперепад приблизительно в 2 раза меньше, чем в турбинах на высокие начальные параметры пара.

Так, например, в современных турбинах насыщенного пара с внешней сепарацией при $p_0 = 6,0$ МПа располагаемый теплоперепад составляет менее 60 % располагаемого теплоперепада турбины с $p_0 = 23$ МПа и $t_0 = t_{\text{пп}} = 550^\circ\text{C}$. Следствием этого являются:

- 1) отсутствие ЦСД в большинстве влажно-паровых турбин;
- 2) выработка в ЦНД примерно 50–60 % всей мощности турбины, поэтому влияние ЦНД на экономичность оказывается весьма существенным;
- 3) заметное влияние на экономичность турбины потерь с выходной скоростью $\Delta H_{\text{в.с.}}$, эффективности выходного патрубка, потерь от дросселирования в паровпускных органах, в ресиверах, в тракте внешнего сепаратора-перегревателя.

Объемные расходы пара. В турбинах насыщенного пара из-за пониженных начальных параметров, меньшего располагаемого теплоперепада и пониженного КПД объемные расходы пара примерно на 60–90 % больше, чем в турбинах на высокие параметры той же мощности. В связи с этим для конструкции турбин АЭС характерны следующие особенности:

- 1) повышенные габариты паровпускных органов;
- 2) двухпоточное исполнение ЧВД турбин мощностью выше 500 МВт;
- 3) большие высоты лопаток регулирующей ступени, что затрудняет применение парциального подвода пара, т. е. соплового парораспределения из-за значительных изгибающих напряжений в лопатках;
- 4) большие расходы пара в ЦНД, что требует увеличения числа потоков, применения пониженной частоты вращения.

Влажность пара. Для турбин АЭС особо важна проблема влажности, так как большинство ступеней таких турбин работают в зоне влажного пара. Приблизительно можно считать, что увеличение средней влажности пара на 1 % приводит к уменьшению внутреннего относительного КПД турбины на 1 %.

Образование влаги в паре относительно высокой плотности в начале его расширения вызывает эрозионное разрушение элементов проточной части (см. п. 3.3.1). В турбинах, работающих на влажном паре, существуют различные виды эрозии: ударная, щелевая, эрозия вымывания, встречающаяся в ресиверах, сепараторах и других частях, на которые действует влага в виде струй.

Одним из эффективных методов снижения потерь от влажности пара является проектирование ступеней и решеток турбины с учетом особенностей течения влажного пара. В частности, увеличение зазора между сопловыми и рабочими решетками ведет к выравниванию потока при входе на рабочее колесо и дополнительному разгону капель влаги. Однако за счет этого уменьшается кинетическая энергия потока на входе в рабочую решетку. Поэтому в каждой ступени существуют оптимальное соотношение размеров и оптимальный осевой зазор. Опыты показали, что увеличение осевого зазора существенно не сказывается на экономичности ступени. В некоторых турбинах размер осевого зазора в периферийной части последних ступеней достигает до 100 мм и более. Существуют и другие методы рационального проектирования ступени:

- уменьшение окружной скорости на периферии лопаток, достигаемое сокращением высоты лопаток;
- переходом на пониженную частоту вращения;
- уменьшением числа сопловых лопаток, благодаря чему сокращается количество крупной влаги, срывающейся с выходных кромок сопловых лопаток и попадающей на рабочие лопатки.

Единичная мощность. Из-за уменьшенного располагаемого теплоперепада турбины влажного пара ее мощность составляет лишь часть мощности турбины на сверхкритические параметры пара при одинаковом давлении в конденсаторе и равном числе однотипных выходных частей низкого давления.

Вопрос о целесообразной предельной единичной мощности быстроходных турбин АЭС ($n = 50 \text{ с}^{-1}$) решается главным образом в зависимости от допустимого числа цилиндров в одновальном агрегате, значений вакуума и выходных потерь. Например, конструктивная схема турбины мощностью 500 МВт включает пять цилиндров, в том числе четыре ЦНД.

Для повышения предельной мощности быстроходных турбин АЭС существуют следующие пути.

1. Увеличение пропускной способности последней ступени. В настоящее время накоплен опыт эксплуатации турбин, имеющих площадь выхода последней ступени Ω не более 9 м^2 (для лопаток из стали).

Предельная мощность турбины $sn = 50 \text{ с}^{-1}$, рассчитанной для работы на насыщенном паре давлением на входе $6,0 \div 7,0 \text{ МПа}$, на выходе до 4 кПа и имеющей восемь потоков (четыре двухпоточных ЦНД) на базе последней ступени с высотой рабочей лопатки около 1000 мм, оценивается в 700 МВт, а мощность 1000 МВт может быть достигнута при ухудшении вакуума.

2. Снижение экономичности турбины за счет повышения конечного давления p_k или увеличения потерь с выходной скоростью. Переход от $p_k = 3,5 \text{ кПа}$ к $p_k = 5 \text{ кПа}$ при тех же размерах последней ступени повышает мощность турбины на 43 %, снижая КПД на $\Delta\eta_3/\eta_3 = 0,9 \%$. Увеличение

$\Delta H_{в.с}$ в 1,5 раза повышает мощность в 1,22 раза, снижая экономичность турбины на $\Delta\eta_3/\eta_3 = 1,3 \%$.

3. Уменьшение частоты вращения вдвое. Турбины насыщенного и слабо перегретого пара для АЭС в настоящее время выполняют тихоходными ($n = 25 \text{ с}^{-1}$), начиная с турбин мощностью $500 \div 1000 \text{ МВт}$.

Надежность. К турбинам АЭС предъявляются повышенные требования по надежности. Причиной этого является невозможность немедленной остановки реактора при аварийной остановке турбины.

В связи с этим при проектировании турбин АЭС предусматривают большие запасы прочности, применяют более качественные материалы, по возможности используют уже апробированные сопловые и рабочие решетки. Радикальным средством повышения надежности является уменьшение частоты вращения, позволяющее снизить напряжения в элементах ротора, увеличить его жесткость, сократить число цилиндров.

Влияние аккумулярованной в турбине влаги на разгонные характеристики турбоагрегата. Как и в турбинах с промежуточным перегревом пара для ТЭС, в турбинах АЭС из-за большого объема и протяженности паропроводов между цилиндрами при сбросе нагрузки может увеличиться частота вращения ротора. В турбинах насыщенного пара к этому добавляется вскипание и испарение влаги, сконденсировавшейся на поверхностях ротора, неподвижных деталях турбины, в сепараторе и т. п. Расчеты и опыты показали, что за счет этого при сбросе нагрузки частота вращения может возрасти на 15–25 %. Для уменьшения разгона в турбинах АЭС используют следующие средства:

- 1) устанавливают специальную арматуру на входе в ЦНД после СПП;
- 2) сокращают размеры тракта между ЦВД и ЦНД, т. е. увеличивают разделительное давление, объединяют сепараторы и подогреватели;
- 3) улучшают дренаж из турбины и тракта.

Биологическая защита. Специфические особенности имеют турбины АЭС, работающие по одноконтурным схемам с радиоактивным паром в качестве рабочего тела. В таких условиях должна предусматриваться биологическая защита. На некоторых АЭС ограничиваются герметической обшивкой агрегата или герметизацией всей установки. Паропроводы радиоактивного пара прокладывают ниже отметки обслуживания.

Особые требования предъявляют к устранению утечек пара из турбины. Фланцевые соединения должны быть абсолютно плотными, иногда горизонтальные фланцы заваривают тонкой лентой. Широко применяют сварку трубопроводов. Предусматривают подвод нерадиоактивного пара в уплотнения из специальных котлов.

4.1. Выбор начальных параметров пара для паротурбинных установок

На всех современных АЭС работа, превращаемая в электроэнергию, производится в паровых турбинах. Параметры пара, поступающего на турбину, находятся в прямой зависимости от параметров теплоносителя, отличающихся для различных типов АЭС.

В настоящее время практически на всех АЭС используется цикл сухого насыщенного пара.

4.1.1. Зависимость тепловой экономичности теоретического цикла АЭС от начальных параметров

Оптимальные параметры свежего пара в первом приближении определяются максимумом термического КПД цикла Ренкина. Коэффициент полезного действия цикла (брутто):

$$\eta_i = \frac{H_a}{Q_0}, \quad (4.1)$$

где $H_a = h_0 - h_{к.а}$ – располагаемый теплоперепад пара (в обратимом адиабатном процессе), кДж/кг;

h_0 и $h_{к.а}$ – соответственно энтальпия пара перед турбиной и отработавшего пара после изоэнтропного расширения его в турбине, кДж/кг;

$Q_0 = h_0 - h_{к'}$ – теплота, затрачиваемая в цикле;

$h_{к'}$ – энтальпия конденсата на выходе из турбоустановки (равная в данном случае энтальпии питательной воды $h_{пв}$ паровых котлов), зависящая от давления в конденсаторе турбины.

Из hS -диаграммы рабочего процесса пара в турбине видно, что по мере повышения начального давления пара теплоперепад H_a сперва возрастает, достигает максимального значения, затем уменьшается (рисунок 4.1). Теплоперепад достигает максимума в точке, в которой касательная к пограничной кривой параллельна конечной изотерме (она же изобара) $p = const$.

Расход теплоты также достигает максимума в точке, для которой начальное давление МПа, $ah_0 \approx h'' \approx 2804$ кДж/кг. Точка пограничной кривой, отвечающая максимуму теплоперепада, в hS -диаграмме находится левее точки максимума энтальпии сухого насыщенного пара, соответствуя более высокому начальному давлению пара и меньшему значению энтропии S .

Максимум термического КПД % не совпадает с максимумом теплоперепада: близ максимума с дальнейшим повышением давления теплоперепад уменьшается сравнительно медленно, а расход теплоты Q_0 , прошедший максимум при более низком давлении, уменьшается относительно быстрее.

Таким образом, при небольшом уменьшении числителя H_a знаменатель Q_0 уменьшается быстрее, т. е. КПД должен еще возрастать. В дальнейшем теплоперепад будет снижаться быстрее, чем начальная энтальпия, и КПД,

пройдя через свое максимальное значение, будет уменьшаться. Условие максимума КПД нетрудно установить обычным образом, приравнявая к нулю производную КПД, например, по энтропии:

$$\partial \eta_t / \partial S = \frac{(Q_0 \partial H_a / \partial S - H_a \partial Q_0 / \partial S)}{Q_0^2} = 0. \quad (4.2)$$

Отсюда вытекает соотношение между величинами и в точке максимума КПД, а именно:

$$dH_a / H_a = dQ_0 / Q_0. \quad (4.3)$$

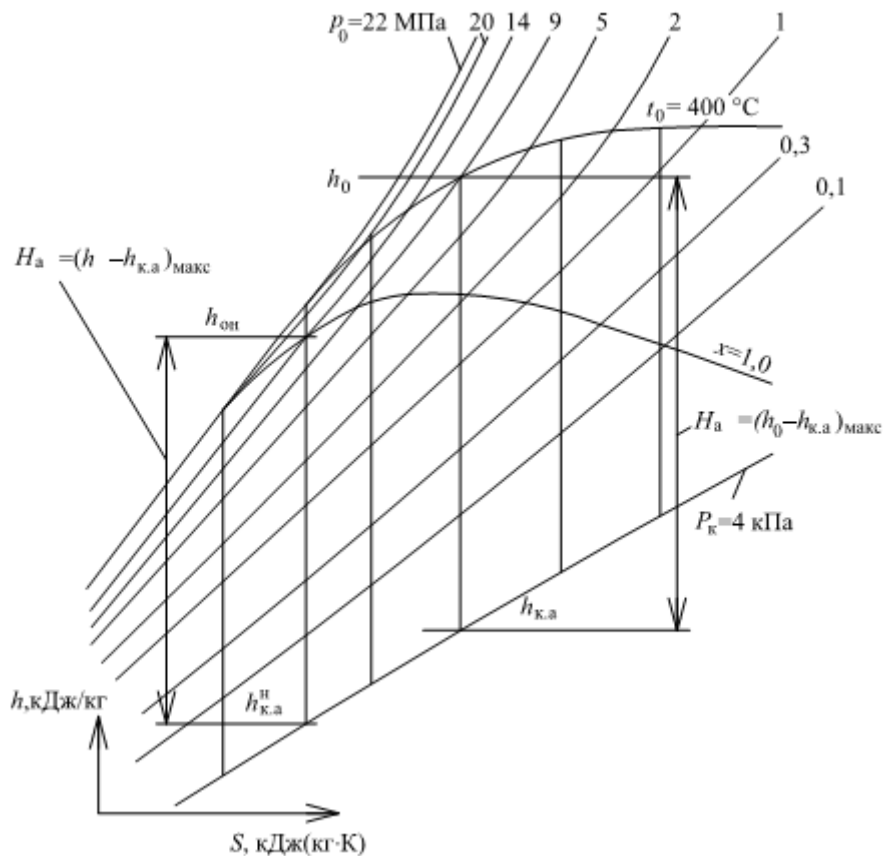


Рисунок 4.1 – Процесс расширения пара в турбине АЭС при различных начальных параметрах

Таким образом, условием максимума КПД является равенство относительных изменений (уменьшения) теплоперепада и расхода теплоты Q_0 .

На рисунке 4.2 представлена зависимость термического КПД цикла сухого насыщенного пара, широко применяемого на АЭС, от начальной температуры.

Для турбин насыщенного пара увеличение термического КПД цикла происходит при повышении начальных параметров только до определенных значений (см. рисунок 4.3).

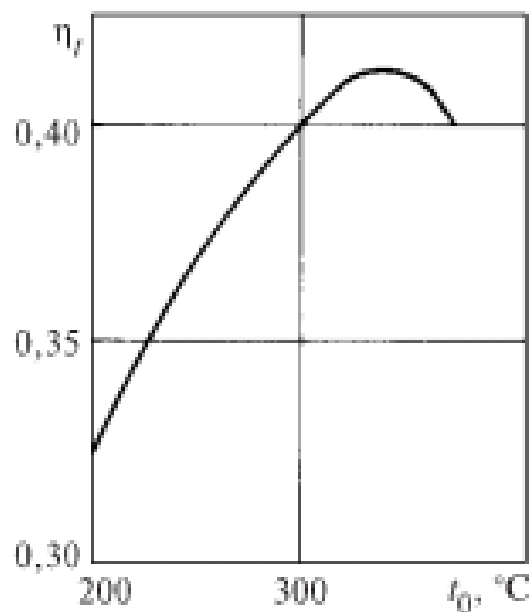


Рисунок 4.2 – Термический КПД цикла сухого насыщенного пара в зависимости от начальной температуры

Расчеты подтверждают наличие максимума термического КПД цикла Ренкина сухого насыщенного пара при начальной температуре около 350 °С и соответствующем начальном давлении пара 17,0 МПа. В настоящее время давление теплоносителя в реакторах не превышает 17 МПа, и поэтому начальное давление пара перед турбиной в основном определяется типом реактора.

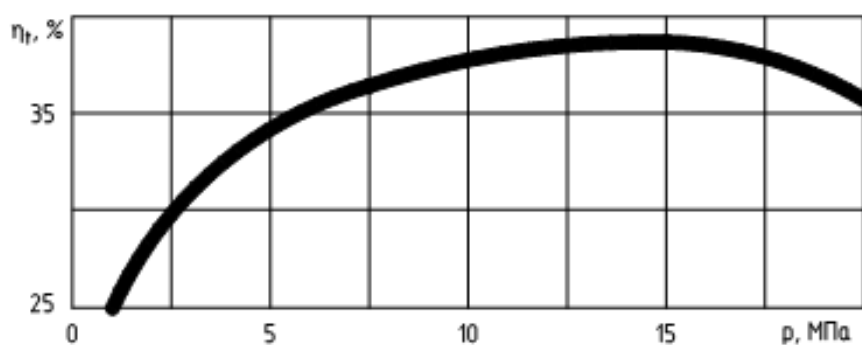


Рисунок 4.3 – Зависимость термического КПД теоретического цикла АЭС от начального давления

4.1.2. Начальные параметры пара для АЭС различного типа

Для одноконтурных АЭС (см. рисунок 3.2) теплоносителем реактора является вода и пароводяная смесь. При канальном выполнении таких реакторов и графитовом замедлителе стенки технологических каналов, выполненные из циркониевого сплава, находятся под полным давлением

теплоносителя. С ростом давления в реакторе повышаются параметры пара и тепловая экономичность паровой турбины, но одновременно увеличивается толщина стенок технологических каналов. Это приводит к ухудшению нейтронно-физических характеристик реактора и может потребовать применения более обогащенного урана. Удорожание реактора в связи с большим расходом циркониевых сплавов и повышением обогащения ядерного топлива может повлиять на экономическую эффективность АЭС даже негативно, несмотря на рост термической эффективности.

Для реактора одноконтурной АЭС, генерирующего насыщенный пар, кроме выбора давления и влажности важен выбор его активности. Для снижения активности пара после реактора применяют промывку и комплексную обработку воды реактора.

На основе расчетных проработок и опыта эксплуатации одноконтурных АЭС давление теплоносителя в таком реакторе в настоящее время принимается равным 7 МПа, то есть парообразование в реакторе одноконтурной АЭС отвечает температуре воды в реакторе, равной 285 °С, соответственно *начальные параметры пара перед турбиной составляют 6,5 МПа и 280 °С.*

Для двухконтурной АЭС (см. рисунок 3.4) теплоносителем является вода под давлением, которая одновременно служит и замедлителем, циркониевые сплавы, используемые для кассет активной зоны, не испытывают перепада давлений. Это позволяет выбрать давление теплоносителя в реакторе максимально возможным по условиям изготовления мощных корпусов. При современном состоянии реакторостроения таким давлением является 16 МПа.

В простейшей тепловой схеме АЭС двухконтурного типа, когда парогенератор не имеет экономайзера и пароперегревателя, разность температур теплоносителя на входе в парогенератор и пара на выходе из него составляет 45÷60 °С. Поэтому давление воды на выходе из реактора должно быть на 8÷11 МПа выше давления пара на входе в турбину, что усложняет конструкцию корпуса реактора и обеспечение его надежности, особенно при больших его размерах. В связи с этим давление пара на входе в турбину двухконтурной АЭС выбирают по предельным значениям давления и температуры, на которые может быть рассчитан корпус реактора.

Условием однофазности теплоносителя на выходе из реактора является его недогрев до температуры кипения. Соответственно ограничивается не только температура теплоносителя на выходе из реактора, но и температура на входе в реактор (на выходе из парогенератора), которая принимается равной 290 °С. С учетом необходимого перепада температур в парогенераторе (между теплоносителем и пароводяной смесью) температура парообразования составляет 278 °С, что отвечает давлению 6,4 МПа. Соответственно *начальные параметры пара перед турбиной для двухконтурной АЭС* $p_0 \leq 6,0 \div 7,3$ МПа и 274 °С, а *трехконтурной* — $p_0 \leq 4,2 \div 7,2$ МПа.

4.2. Выбор разделительного давления и паро-паровой промежуточный перегрев

На многих АЭС из-за невысокой температуры пара на выходе из реактора (в одноконтурных АЭС), из парогенератора (в двухконтурных АЭС) или из теплообменника (в трехконтурных АЭС), а также из-за конструктивных особенностей этих аппаратов технически невозможно или нецелесообразно осуществлять промежуточный перегрев пара, используя для этого теплоту непосредственно ядерного горючего. Это относится практически ко всем АЭС с водоохлаждаемыми реакторами (ВВЭР, PWR), когда на входе в турбину пар насыщенный или слегка перегретый, а также к новым АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

На АЭС с водоохлаждаемыми реакторами промежуточный перегрев осуществляется свежим паром и, естественно, температура перегрева $t_{пп}$ будет ниже начальной температуры пара t_0 . При паро-паровом промперегреве эквивалентная температура дополнительного цикла будет ниже и поэтому паро-паровой промперегрев снижает теоретический термический КПД всего цикла. Применение его оправдано, главным образом, требованиями надежности, так как вследствие промперегрева понижается влажность пара в конце процесса расширения в турбине и тем самым удастся уменьшить эрозионный износ лопаток последних ступеней.

Другой причиной, оправдывающей применение такого промперегрева, может быть повышение относительного внутреннего КПД η_{oi} последующей (после промперегрева) части турбины вследствие уменьшения потерь от влажности. Однако поскольку перед промежуточным перегревом пар в таких турбинах влажный (влажность здесь составляет $y = 0,08 - 0,14$), то затраты теплоты греющего пара на предварительную осушку основного потока пара и поверхности теплообмена в таком перегревателе окажутся настолько большими, что непосредственный промперегрев во влажно-паровых турбинах не выполняется. Он всегда сочетается с предварительной осушкой – сепарацией влаги основного потока в специальных сепараторах.

Обычно в них удастся отделить большую часть влаги, и в последующий за сепаратором перегреватель пар поступает с влажностью, не превышающей $y = 0,01 - 0,02$.

Сочетание сепаратора и перегревателя часто называют СПП – сепаратором-пароперегревателем.

Возможны различные варианты выполнения турбоустановок с влажно-паровыми турбинами: с однократной сепарацией (без промежуточного перегрева), с двукратной сепарацией и другие, представленные на рисунке 3.15. Давление пара между цилиндрами (частями) турбины, при котором производится внешняя сепарация, называется разделительным.

Для повышения температуры промперегрева $t_{пп}$ требуется увеличение поверхности теплообмена перегревателя и расхода греющего пара. Поэтому температура $t_{пп}$ выбирается, исходя из двух факторов:

- допустимой в конце процесса расширения пара в турбине влажности по условиям эрозионной надежности рабочих лопаток;

- КПД всей турбоустановки.

Очевидно, что при специальных мероприятиях, позволяющих снизить потери, связанные с протеканием влажного пара, целесообразно понижать $t_{пп}$ потому что, как было сказано выше, промежуточный перегрев отрицательно сказывается на КПД цикла и увеличивает стоимость всей турбоустановки, в первую очередь самого СПП.

Сепараторы и пароперегреватели, устанавливаемые между цилиндрами турбины, работающей на насыщенном паре, предназначены для обеспечения допустимой влажности в ее проточной части. Внешние сепарация и промежуточный перегрев пара при давлении, близком к оптимальному, повышают электрический КПД ПТУ на 4÷6 %, прежде всего за счет уменьшения потерь, обусловленных влажностью в ЧНД турбины. В отечественных турбоустановках АЭС, как правило, применяются сепараторы-пароперегреватели (СПП), в одном корпусе которых размещаются устройства сепарации и перегрева.

Основные требования, предъявляемые к СПП следующие:

– сепарат и конденсаты греющих паров должны выводиться из СПП и накапливаться в промежуточных сепарато- и конденсатосборниках во избежание проскоков пара по отводящим линиям, с этой целью в промежуточных сборниках влаги должен поддерживаться определенный уровень;

– на паропроводе после СПП должен быть установлен отсечный клапан во избежание заброса воды в турбину или ее разгона выпаром из сборников влаги при сбросах нагрузки;

– для поддержания эффективности теплообмена и предотвращения опасной концентрации гремучей смеси на одноконтурных АЭС необходимо удаление из аппаратов неконденсирующихся газов;

– необходима защита от недопустимого повышения давления.

Кроме того, СПП должны быть по возможности компактными, что диктуется местом их установки, иметь минимальные паровые объемы из условий безопасности работы турбины; быть доступными для технического осмотра, ремонта и замены основных сборочных единиц во время остановов ПТУ; иметь минимальное гидравлическое сопротивление, прежде по основному потоку пара (1 % потери давления перегреваемого пара уменьшает электрический КПД установки примерно на 0,04 %). Технические характеристики сепараторов-пароперегревателей завода «ЗиО» приведены в таблице 3.16.

Одна из важных задач при разработке сепараторов-пароперегревателей – выбор давления в них. Для решения этого вопроса рекомендуются формулы:

$$p_{\text{разд}} = 0,12 \cdot p_0 + 0,135 \text{ или, что тоже} \quad (4.4)$$

$$p_{\text{разд}} = 0,675 + 0,12 \cdot (p_0 - 4,5), \quad (4.5)$$

где p_0 – начальное давление перед турбиной.

Разумеется, зависимость $p_{\text{разд}}$ от p_0 существует, но в современных турбинах p_0 изменяется слабо, а при одном и том же p_0 , чем выше разделительное давление, тем больше влажность пара перед конденсатором, то есть больше КПД турбин. Таким образом, допустимая влажность после турбины зависит от ее быстроходности. Поэтому для быстроходной турбины (50 с^{-1}) предпочтительно меньшее разделительное давление. Однако вышеприведенные формулы этого не учитывают. Между тем, быстроходность турбины имеет для решения данного вопроса определяющее значение.

В принципе более высокое разделительное давление имеет преимущество не только в общем КПД турбины, но и в уменьшении размеров поверхности теплообмена для промежуточного перегревателя. Это связано с меньшей тепловой нагрузкой, а также с более высоким значением коэффициента теплообмена и, следовательно, и общего коэффициента теплопередачи. Изложенное показывает, что для единичной мощности турбины более 1000 МВт следует выбирать более высокое разделительное давление, но для мощности 1000 МВт и ниже правильнее ориентироваться на меньшее разделительное давление, так как металлоемкость быстроходной машины меньше, чем тихоходной. Поэтому вплоть до мощности 1000 МВт вероятнее применение быстроходной машины.

В ряде случаев предлагают вообще исключить промежуточный пароперегреватель, заменив одноступенчатую сепарацию и промышленный перегрев – двухступенчатой сепарацией. Это предложение позволило бы отказаться от промперегревателя, имеющего большие габариты и малую надежность. Рядом фирм разработаны различные типы высокоэффективных и компактных сепараторов, в том числе турбосепараторы со свободно вращающимся рабочим колесом.

Для окончательного выбора разделительного давления необходимы технико-экономические расчеты, учитывающие затраты на поверхность теплообмена промперегревателя, которые будут тем меньше, чем больше давление.

Это связано с двумя факторами:

- во-первых, при одинаковой конечной температуре перегрева количество передаваемой теплоты уменьшается с увеличением давления (температуры) насыщенного пара, поступающего на перегрев;
- во-вторых, чем выше давление перегреваемого пара, тем больше коэффициент теплоотдачи от поверхности нагрева к пару, входящий в общий коэффициент теплопередачи пароперегревателя.

Но следует иметь в виду, что с увеличением давления перегреваемого пара уменьшаются температурный напор на входе в первую ступень перегрева и средний температурный напор. В результате увеличиваются потребная поверхность теплообмена и габариты СПП.

Паровой перегрев используют в том случае, когда путем сепарации нельзя достигнуть допустимого уровня влажности пара в конце расширения.

Разделительное давление пара в схемах АЭС с промежуточным перегревом пара выше, чем в схемах АЭС с внешней сепарацией, и составляет:

$$p_{\text{разд}} = (0,18 \div 0,23) \cdot p_0.$$

Обычно применяют двухступенчатый перегрев: сначала паром из первого отбора, а затем свежим, причем оптимальное повышение энтальпий пара приблизительно одинаково в каждой ступени. Часто допускают отступление от такой разбивки ступеней перегрева для удобства организации отбора пара. Выбор того или иного способа сепарации, а также параметров, при которых она осуществляется, зависит от принципиальной тепловой схемы турбоустановки, ее характеристик, конструктивных особенностей и проводится на основании технико-экономических расчетов.

Важен также выбор конечной температуры перегрева пара, так как от него зависят как тепловая экономичность турбинной установки, так и затраты на поверхность нагрева пароперегревателя. При постоянной температуре греющего пара выбор более высокой конечной температуры промежуточного перегрева хотя и повысит тепловую экономичность, но одновременно приведет и к увеличению потребной поверхности нагрева за счет падения температурного напора на выходе из СПП, что удорожает установку. Минимальный температурный напор, то есть напор на горячей стороне пароперегревателя, выбирают на основе технико-экономических соображений. Оптимальное его значение составляет $20 \div 25$ °С. Этот температурный напор равен разности температуры свежего пара и конечной температуры перегреваемого пара.

Для турбин К-220-44 и К-500-65/3000 он составляет соответственно 13,9 и 14,5 °С. Такие параметры дают возможность получить наиболее высокую температуру перегреваемого пара и наибольший выигрыш в тепловой экономичности турбины. Для турбин К-1000-60/3000 и К-1000-60/1500 температурный напор составляет 24,3 °С, что является оптимальным.

Переход от одноступенчатого перегрева к двухступенчатому дает небольшие преимущества. Однако одноступенчатый перегрев конструктивно и компоновочно проще. Поэтому для мощной турбины одноступенчатый перегрев становится предпочтительным.

В связи с низким давлением в СПП размеры его корпуса получаются очень большими. Для турбины мощностью 1000 МВт требуется установка четырех СПП диаметром 4 м и высотой 8 м. Объем пара, содержащийся в этих корпусах и соединительных паропроводах, мог бы поступать в ЦНД и после закрытия стопорного клапана перед ЦСД. Поэтому в отличие от турбины перегретого пара на турбине насыщенного пара перед каждым ЦНД устанавливают отсечные заслонки.

Промежуточную сепарацию и пароперегрев в принципе можно было бы осуществлять многократно. Однако наряду с некоторым повышением тепловой экономичности такие схемы приводят к увеличению числа последовательно включенных частей турбины. Это вызывает значительное удорожание как самой турбины, так и паропроводов от турбины к СПП и от СПП к цилиндрам

турбины. В связи с этим применяют только однократную сепарацию и промперегрев.

Отдельным вопросом при разработке тепловых схем паротурбинных установок АЭС является выбор места сброса конденсата греющего пара из СПП, что влияет на степень регенерации q_p . Если дренаж отводится за последний ПВД (как, например, в турбоустановке К-1000-60/3000 производства «ЛМЗ»), то он повышает температуру подогрева питательной воды, увеличивая значение q_p . В некоторых схемах (например, турбины К-500-60/1500 ПО «Турбоатом») конденсат направляют в ПВД. В последующем он вместе с конденсатом пара, поступающего на эти подогреватели, каскадно сбрасывается в деаэратор, где добавляется к основному потоку питательной воды. Избыточное количество теплоты, вносимой конденсатом греющего пара СПП, вытесняет из системы регенеративного подогрева питательной воды часть пара регенеративных отборов и уменьшает недовыработку электрической мощности.

4.3. Выбор конечных параметров пара

Известно, что на тепловую экономичность паротурбинной установки влияют не только начальные, но и конечные параметры пара – чем ниже давление за турбиной (давление в конденсаторе), тем больше производимая работа и больше термический КПД установки. Выбор конечного давления p_k для АЭС принципиально не отличается от решения аналогичной задачи для ТЭС на органическом топливе. Однако вакуум в конденсаторе при низком начальном давлении пара и соответственно малом располагаемом теплоперепаде H_0 имеет большее значение, чем в паротурбинных установках на сверхкритические параметры пара. Вместе с тем из-за большого количества пара, поступающего в конденсатор, при углублении вакуума приходится усложнять конструкцию ЦНД турбины. С учетом этого обстоятельства для современных энергоблоков ТЭС сверхкритических параметров на органических топливах расчетное давление в конденсаторе принимается около 0,0035 МПа.

На рисунке 4.4. видно, что переход от давления 0,0035 МПа в конденсаторе к 0,0045 МПа снижает термический КПД примерно на 1,5 %, но одновременно (рисунок 4.4б) почти в 1,3 раза уменьшает удельный объем пара – от 40,2 до 31,7 м³/кг.

Увеличение удельного объема пара при одном и том же массовом расходе требует соответствующего роста проходных сечений последних ступеней турбины. Если же учесть упомянутый выше повышенный расход пара на турбинах насыщенного пара, то станет очевидной практическая невозможность создания мощных турбин насыщенного пара с конечным давлением 0,0035 МПа.

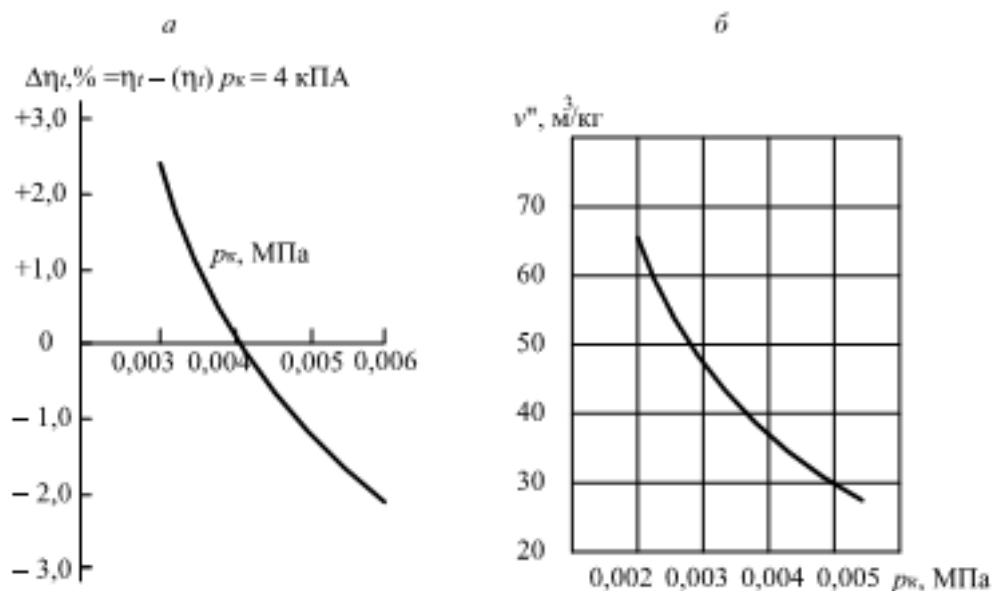


Рисунок 4.4 – Термический КПД паротурбинной установки в зависимости от вакуума (при неизменных начальных параметрах (а); удельный объем насыщенного пара в зависимости от давления пара в конденсаторе (б))

Поэтому, несмотря на некоторое снижение тепловой экономичности, конечное давление пара для АЭС с водным теплоносителем принимается не ниже 0,0040 МПа, а для мощных турбин предпочтительнее 0,0045 МПа. Конкретный выбор конечного давления пара связан с номинальной частотой вращения турбины – 50 или 25 с⁻¹, причем для быстроходных турбин окружные скорости выше и поэтому допустимая влажность меньше.

4.4. Регенеративный подогрев питательной воды

Регенеративный подогрев питательной воды осуществляется на всех АЭС и имеет следующие особенности:

- 1) в области насыщенного пара подогрев питательной воды за счет отбираемого пара термодинамически более выгоден, чем в зоне перегрева;
- 2) отборы влажного пара дают возможность почти без потерь выводить из проточной части влагу, сконцентрированную у периферии рабочих колес, что повышает КПД и надежность последующих ступеней турбины;
- 3) из-за меньшей энтальпии отбираемого пара увеличивается его доля и, следовательно, уменьшается доля пара, поступающего в конденсатор, что, в свою очередь, приводит к разгрузке ступеней низкого давления.

Все это увеличивает во влажно-паровых турбинных установках эффективность системы регенеративного подогрева питательной воды и выгоду от повышения ее температуры ($t_{п.в.}$).

В то же время с повышением $t_{п.в.}$ увеличивается необходимая паропроизводительность парогенератора, что усложняет конструкции сепарирующих устройств и организацию циркуляции в кипящих реакторах.

Из экономических соображений принимается:

$$t_{п.в} = (0,75 \div 0,85) \cdot (t_{п.в}^{опт} - t_k) + t_k, \quad (4.6)$$

где $t_{п.в}^{опт}$ – термодинамически оптимальная температура питательной воды;

t_k – температура насыщения при давлении в конденсаторе.

На практике принимают следующие значения: температура питательной воды: для турбины К-220-4,3 – 225 °С; К-500-6,4/3000 – 165 °С; К-500-5,9/1500 – 226 °С; К-1000-5,9/3000 – 220 °С.

В систему регенеративного подогрева питательной воды входят:

- подогреватели, обогреваемые паром, отводимым от турбины;
- деаэратор;
- некоторые вспомогательные теплообменники (сальниковые подогреватели, конденсаторы пара испарителей, эжекторов и др.);
- перекачивающие насосы (конденсатные, питательной воды, сливные).

4.5. Контрольные вопросы к Разделу 4

1. В чем особенности использования влажного пара в турбинах АЭС?
2. Что является следствием малого располагаемого теплоперепада турбинах АЭС?
3. На сколько меньше объемные расходы пара в турбинах насыщенного пара и почему?
4. Что вызывает образование влаги в паре относительно высокой плотности в начале его расширения?
5. Какие существуют методы рационального проектирования ступени?
6. Какие существуют пути для повышения предельной мощности быстроходных турбин АЭС?
7. Что предусматривается для соблюдения повышенных требований по надежности к турбинам АЭС?
8. Какие средства используют для уменьшения разгона в турбинах АЭС?
9. Какой используется цикл в настоящее время практически на всех АЭС?
10. Что является условием максимума КПД для турбин АЭС?
11. Какие значения составляют начальные параметры пара перед турбиной для одноконтурных АЭС?
12. Приведите начальные параметры пара перед турбиной для двухконтурной и трехконтурной АЭС?
13. Исходя из каких факторов выбирается температура промперегрева?
14. Перечислите основные требования, предъявляемые к СПП.
15. Как рекомендуется выбирать разделительное давление в СПП?
16. Какое конечное давление пара принимается для АЭС с водным теплоносителем?
17. Что входит в систему регенеративного подогрева питательной воды?

РАЗДЕЛ 5. ОСНОВНОЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК АЭС

5.1. Система подогревателей низкого давления

Подогреватели, давление нагреваемой воды в которых определяется давлением конденсатных насосов, называются *подогревателями низкого давления (ПНД)*: для ТЭС давление пара в ПНД не выше 1,0 МПа, а нагреваемого конденсата 3,2 МПа; для АЭС, соответственно, 1,6 и 4,2 МПа.

Система регенерации низкого давления выполняется однопоточной с нагревом воды в одной группе последовательно расположенных ПНД. ПНД могут быть двух типов: *поверхностные и смешивающие*.

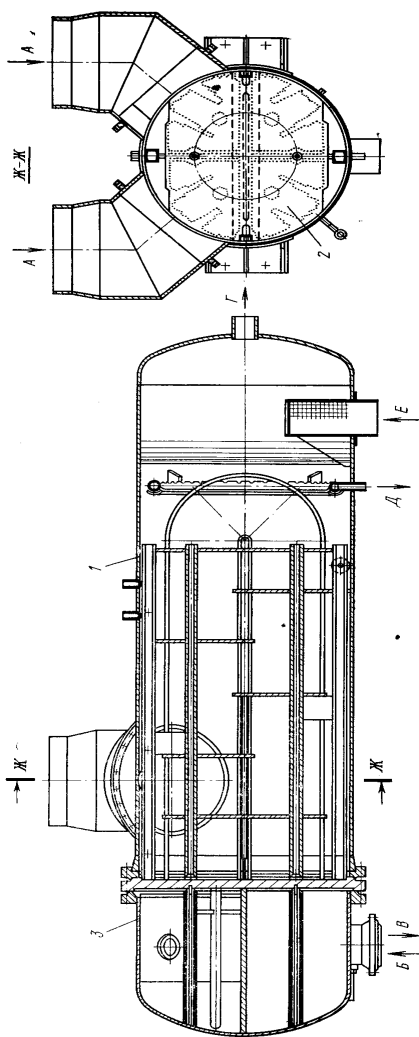


Рисунок 5.1 –
Подогреватель низкого
давления ПНД-800

Все ПНД – аппараты вертикального типа (рисунок 5.1), устанавливаются при помощи опорных лап, приваренных к корпусу, по обогреваемой воде – четырех- или шестиходовые, по пару также имеют несколько ходов, образованных перегородками в межтрубном пространстве.

В зависимости от компоновки ПНД применяется либо верхнее, либо нижнее расположение основных водяных камер (с входными и выходными патрубками).

На турбинах АЭС целесообразно применять ПНД смешивающего типа. Значительный опыт работы турбоустановок К-1000-60/3000 с использованием смешивающих ПНД подтвердил их высокую надежность и тепловую экономичность. В *подогревателях смешивающего типа* (в отличие от поверхностных подогревателей) отсутствует теплообменная поверхность, улучшается использование теплоты отборного пара вследствие отсутствия недогрева – разности между температурой насыщения греющего пара и температурой нагреваемой среды на выходе из подогревателя.

В головном варианте тепловой схемы турбоустановки К-1000-60/3000 в качестве ПНД1 и ПНД2 применены аппараты смешивающего типа с гравитационной схемой слива конденсата, причем ПНД1 имеет двухкорпусное исполнение. Вследствие замены ПНД поверхностного типа это обеспечивает повышение тепловой экономичности турбоустановки на 0,1 % (тоже без учета больших нерасчетных величин недогрева в поверхностных

ПНД из-за присосов воздуха, что подтверждается практикой эксплуатации) при одновременном существенном снижении стоимости аппаратов.

Вместе с тем, в некоторых работах обосновывается преимущество варианта с применением ПНД1 и ПНД2 поверхностного типа. Это аргументируется возможностью перехода к одноступенчатому конденсатному тракту (и одноступенчатому конденсатному насосу).

Актуальным представляется комплекс работ по совершенствованию поверхностных ПНД, из которых либо полностью komponуется система регенерации низкого давления некоторых турбоустановок (К-500-65/3000, К-750-65/3000, К-1000-65/1500), либо являющихся составной частью комбинированных схем (К-1000-60/3000, К-1250-60/3000 и др.).

Некоторые конструктивные решения позволили получить высокие теплотехнические характеристики аппаратов в схемах указанных турбоустановок.

В таблице 5.1 приведены опытные значения недогревов в подогревателях, полученные в ходе испытаний на ряде АЭС, построенных в СССР. Сопоставление их со значениями недогревов для аналогичных аппаратов, выпускаемых зарубежными фирмами, позволяет сделать вывод, что по этому важному показателю тепловой эффективности серийные отечественные подогреватели находятся на одном с ними уровне. Основные характеристики поверхностных подогревателей низкого давления турбин АЭС приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Значения недогревов в поверхностных ПНД турбоустановок АЭС

Тип турбоустановки	Тип подогревателя (номер в тепловой схеме)	Недогрев при номинальной мощности турбоустановки, К
К-500-6,4/50	ПН-950-42-8 А (№ 1)	3,8
	ПН-1800-42-8 I А (№ 2)	3,0
	ПН-1800-42-8 II А (№ 3)	2,4
	ПН-1800-42-8 III А (№ 4)	2,5
	ПН-1800-42-8 IV А (№ 5)	2,0
К-750-6,4/50	ПН-1200-42-40-I А (№ 1)	4,5
	ПН-1900-42-4-I А (№ 2)	4,2
	ПН-1900-42-4-II А (№ 3)	2,8
	ПН-1900-42-13-III А (№ 4)	4,5
	ПН-1900-42-13-IV А (№ 5)	2,6
К-1000-5,9/25	ПН-1200-25-6-I А (№ 1)	7,0
	ПН-1200-25-6-II А (№ 2)	4,0
	ПН-3000-25-16 III А (№ 3)	4,2
	ПН-3000-25-16 IV А (№ 4)	0,5
К-1000-5,9/50	ПН-3200-30-16-I А (№ 3)	2,3
	ПН-3200-30-16-I А (№ 4)	1,6
	ПН-3200-30-16-II А (№ 5)	1,4

Таблица 5.2 – Основные характеристики поверхностных подогревателей низкого давления турбин АЭС

Типоразмер	Завод изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Номинальный расход воды, кг/с	Гидравлическое сопротивление, МПа
ПН-800-29-7-IA	"Энергомаш"	750	20,9	200	208,3	0,04
ПН-800-29-7-IIA	"Энергомаш"	800	36,3	200	216,7	0,035
ПН-800-29-7-IIIA	"Энергомаш"	800	22,2	200	263,9	0,044
ПН-800-29-7-IVA	"Энергомаш"	800	33,7	200	291,7	0,045
ПН-800-29-7-VA	"Энергомаш"	800	23,7	200	350,0	0,049
ПН-950-42-8A (2 шт.)	ТКЗ	950	22,9	170	350	0,0147
ПН-1200-42-4-IA (2 шт.)	ТКЗ	1180	34,7	200	311,4	0,04
ПН-1200-25-6-IA	ТКЗ	1215	43,5	200	370,8	0,04
ПН-1200-25-6-IIA	ТКЗ	1200	37,9	150	422,5	0,0216
ПН-1800-42-8-IA	ТКЗ	1800	45,1	170	700	0,059
ПН-1800-42-8-IIA	ТКЗ	1800	48,0	195	700	0,06
ПН-1800-42-8-IIIA	ТКЗ	1800	76,2	170	700	0,06
ПН-1800-26-8-IVA	ТКЗ	1800	66,0	170	700	0,061
ПН-1900-42-4-IA	ТКЗ	1900	118,3	145	733,9	0,021

Окончание табл. 5.2

Типоразмер	Завод изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Номинальный расход воды, кг/с	Гидравлическое сопротивление, МПа
ПН-1900-42-4-ПА	ТКЗ	1900	79,2	145	818,6	0,026
ПН-1900-42-13-ПА	ТКЗ	1900	89,8	190	818,6	0,025
ПН-1900-242-13-IVА	ТКЗ	1900	70,8	190	1051,4	0,039
ПН-3000-25-16-ПА	ТКЗ	3000	176,5	200	1112,5	0,0316
ПН-3000-25-16-IVА	ТКЗ	3000	115,8	200	1448,3	0,0495
ПН-3200-30-16-IA	ТКЗ	3200	90,2	200	1082,2	0,0284
ПН-3200-30-16-ПА	ТКЗ	3200	123,3	200	1430,6	0,056

5.2. Система подогревателей высокого давления

Подогреватели высокого давления (ПВД) предназначены для регенеративного подогрева питательной воды на АЭС. Система регенерации высокого давления выполняется как однопоточной – с нагревом воды в одной группе последовательно расположенных подогревателей, так и многопоточной – с нагревом воды в двух (редко – трех) параллельных группах ПВД (рисунок 5.2).

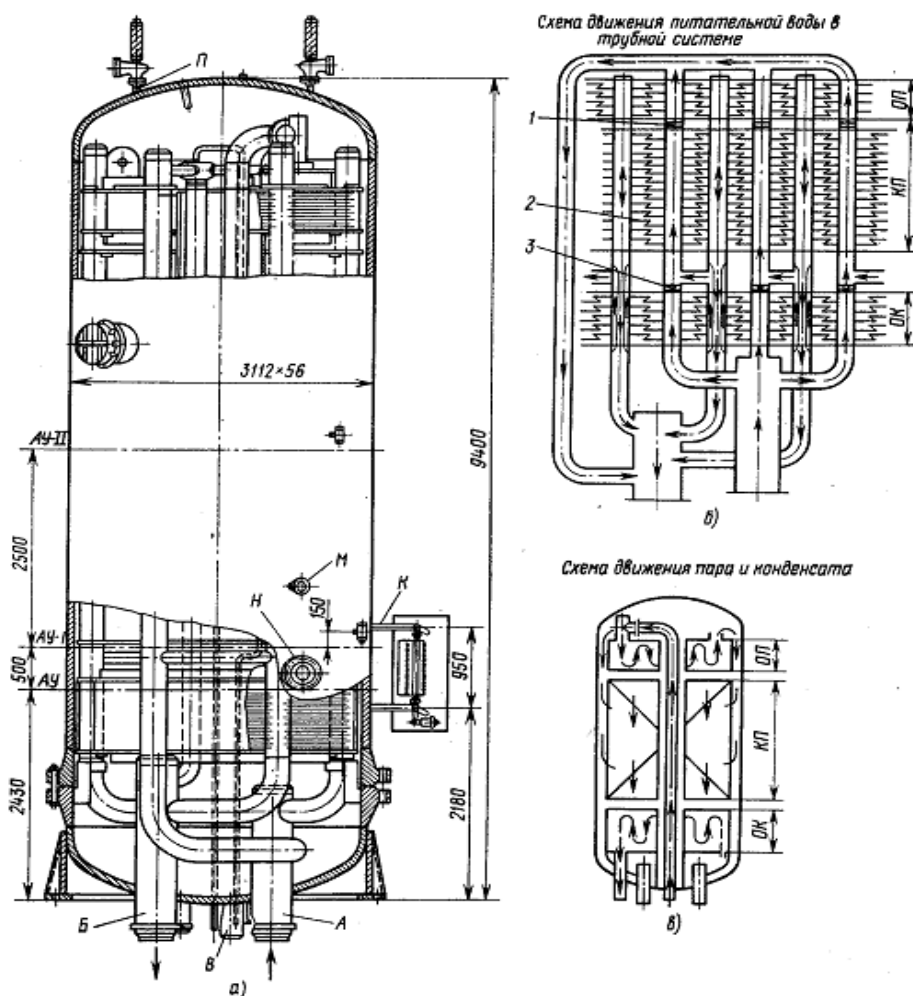


Рисунок 5.2 – Подогреватель высокого давления ПВД-1700-380-51:

а – общий вид; *б* – схема движения воды в трубной системе; *в* – схема движения пара и конденсата;

1 – диафрагма; 2 – спиральный змеевик; 3 – дроссельная шайба;

А – вход питательной воды; *Б* – выход питательной воды; *В* – вход греющего пара; *К* – к водоуказательному прибору; *М* – вход конденсата из ПВД высшей ступени; *Н* – вход воздуха из ПВД высшей ступени;

П – к предохранительным клапанам

Рабочее давление ПВД определяется полным давлением питательных насосов. Для АЭС давление пара в ПВД 2,8 МПа, питательной воды 9,7 МПа.

Теплообменная поверхность ПВД заключается в один корпус и разделяется на зоны охлаждения пара – ОП; конденсации греющего пара – КП; охлаждения конденсата греющего пара – ОК. Зона ОК включается перед зоной КП по всему потоку питательной воды или с применением байпасирования части потока через перепускную диафрагму. В настоящее время получили распространение четыре схемы включения зоны ОП по нагреваемой воде:

- 1) схема включения зоны ОП какого-либо подогревателя параллельно по питательной воде всем или части последующих по ходу подогревателей;
- 2) схема с концевой зоной ОП, в которой греющий пар данного подогревателя охлаждается питательной водой после всех ПВД;
- 3) последовательная схема включения по питательной воде всех зон – ОК, КП и ОП;
- 4) комбинированная схема, в которой часть зоны ОП охлаждается потоком воды, отбираемым за группой ПВД, другая часть получает воду после зоны КП этого ПВД. Схемы подключения ПВД приведены на рисунке 5.3.

Конструктивно все ПВД – это вертикальные аппараты сварной конструкции с теплообменной поверхностью, набранной из свитых в плоские спирали гладких труб.

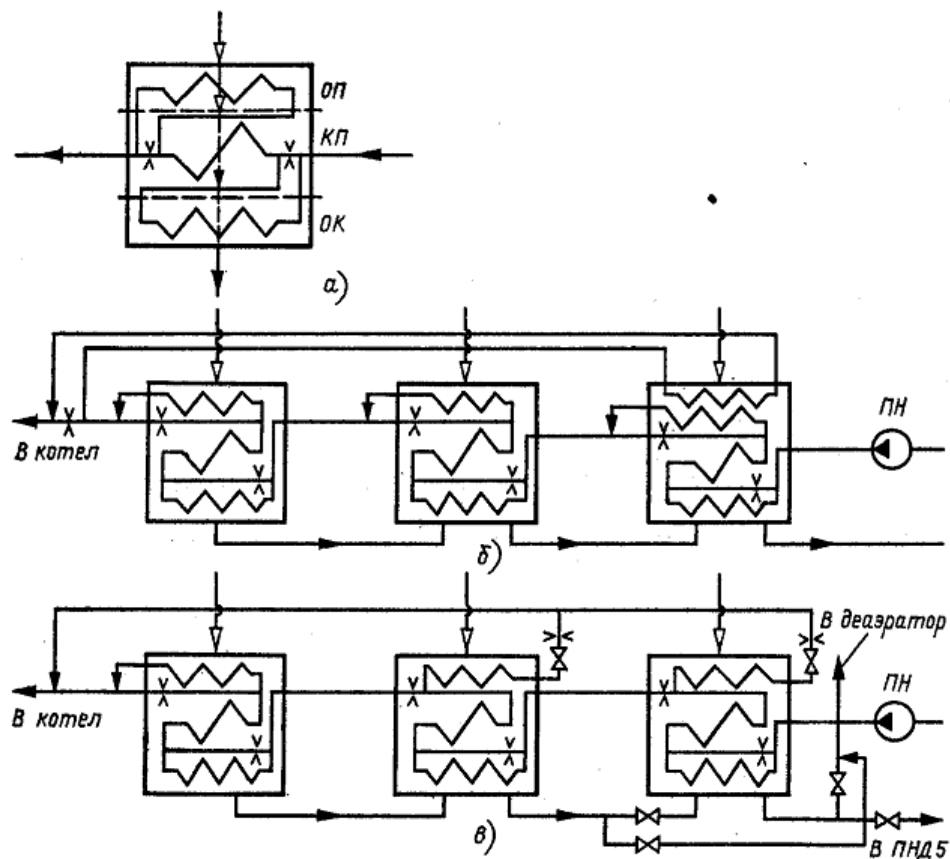


Рисунок 5.3 – Схемы включения ПВД:

- а* – схема подогревателя с неполным расходом питательной воды через зоны ОП и ОК; *б* – одна из двух одинаковых групп ПВД турбоустановки К-800-240-4 (у первого по ходу питательной воды ПВД имеется дополнительный пароохладитель); *в* – ПВД турбоустановки К-500-240-2

Для АЭС с водо-водяными реакторами типа ВВЭР при начальном давлении пара $P_0 = 6,4$ МПа для парогенератора с многократной циркуляцией без экономайзера температура питательной воды составляет 230°C , для прямоточного парогенератора с экономайзером – $t_{п.в} = 220^\circ\text{C}$. Эти значения температуры питательной воды реализуются в группе ПВД, состоящей из трех подогревателей: однокорпусных на турбоустановках типа К-220-44, К-500-60/1500 и двухкорпусных на турбоустановках типа К-1000-60/1500, К-1000-60/3000.

Стремление максимально упростить тепловую схему энергоблока и тем самым повысить эксплуатационную надежность и экономичность реализуется для ПВД путем их максимального укрупнения. Это приводит к тому, что для самых мощных блоков ПВД, как правило, устанавливаются двумя параллельными линиями, рассчитанными на пропуск и нужный подогрев всего количества питательной воды. Однако на существующих турбоустановках ПВД имеют исключительно большую металлоемкость, что связано с неоптимальным выбором значений нагрева по ступеням и стремлением к очень низким величинам недогревов. Эти обстоятельства были вызваны некорректным формированием цен на оборудование, что приводило, например, к целесообразности осуществления недогрева, равного 1°C . При таком подходе оправданным является увеличение числа ступеней подогрева (например, для турбины К-1000-60/1500) до одиннадцати при среднем нагреве в ступени для шести корпусов ПВД всего на 20°C . В этой связи для перспективных установок предполагается уменьшение числа ПВД: оно не должно превышать двух при $t_{п.в} = 231 \div 239^\circ\text{C}$ и одного при $t_{п.в} = 220 \div 225^\circ\text{C}$.

Как для существующих, так и для перспективных турбоустановок предпочтительной остается одноподъемная схема прокачки питательной воды (питательный насос располагается перед группой ПВД), тем более что отмечается тенденция к сокращению числа ПВД. Этому также способствует переход на повышенное давление в деаэраторе, выбираемое для перспективных турбоустановок АЭС на уровне $1,25 \div 1,6$ МПа.

Технические характеристики регенеративных подогревателей турбин АЭС приведены в таблицах 5.3–5.4.

Таблица 5.3 – Основные характеристики смешивающих подогревателей низкого давления турбин АЭС. Завод изготовитель – ТКЗ

Типоразмер	Типоразмер турбины	Расход, кг/с		Температура конденсата, $^\circ\text{C}$		Температура пара, $^\circ\text{C}$	Рабочее давление в корпусе, МПа
		конденсата	пара	На входе	На выходе		
ПНСГ-2000-АП	К-1000-5,9/25	977,8	35,6	29	62,3	63,1	0,023
ПНСГ-2000-ПА	К-1000-5,9/25	939,6	32,7	29,6	62,4	63,1	0,023

Типоразмер	Типоразмер турбины	Расход, кг/с		Температура конденсата, °С		Температура пара, °С	Рабочее давление в корпусе, МПа
		конденсата	пара	На входе	На выходе		
ПНСГ-4000-IA	К-1000-5,9/50	1041,3	50,0	62,3	95,6	94,8	0,086
ПНСГ-4000-IIA	К-1000-5,9/50	997,3	52,0	62,4	86,5	86,4	0,062

Таблица 5.4 – Основные характеристики поверхностных подогревателей высокого давления турбин АЭС

Типоразмер	Завод-изготовитель	Площадь поверхности теплообмена, м ²	Расчетный тепловой поток, МВт	Максимальная температура пара, °С	Номинальный расход воды, кг/с	Гидравлическое сопротивление, МПа
ПВ-2500-97-10А	ТКЗ	2370	164	216	907,2	0,25
ПВ-2500-97-10А	ТКЗ	2370	185	216	907,2	0,25
ПВ-2500-97-28А	ТКЗ	2370	292	216	907,2	0,25

5.3. Деаэраторы питательной воды

Основное назначение деаэраторов питательной воды – удаление коррозионно-активных газов (рисунок 5.4). Одной из задач проектирования тепловых схем паротурбинных установок АЭС является выбор давления пара в деаэраторе.

Чем выше давление в деаэраторе, тем более развит регенеративный цикл в области ПНД и менее развит в области ПВД, что приводит к удешевлению оборудования. Однако, с другой стороны, при этом удорожается сам деаэратор.

В настоящее время на АЭС наиболее распространены деаэраторы на 0,7 МПа. На ряде вновь проектируемых установок предполагается применение давления 1,2 МПа. В этом случае завод-изготовитель деаэраторной колонки и деаэраторного бака несколько видоизменяет конструкцию деаэратора на 0,7 МПа, укрепляя ее. При неналаженной работе деаэраторной колонки качество питательной воды будет низким, а расход выпара большим. Это может быть вызвано наличием даже небольшого ($1 \div 2$ °С) недогрева до кипения.

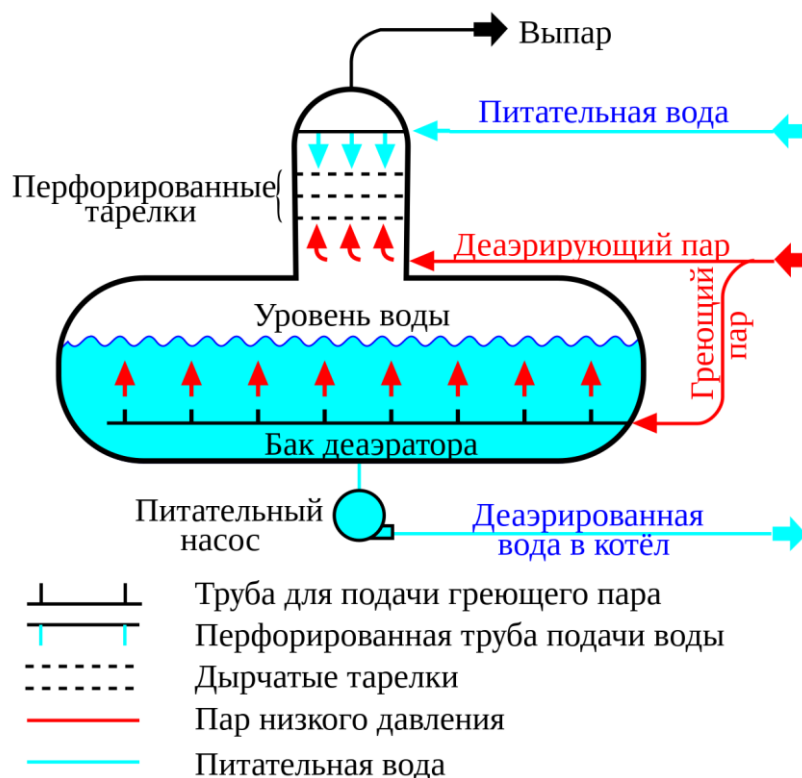


Рисунок 5.4 – Принципиальная схема деаэратора АЭС

Для предотвращения этого явления при расчете системы регенерации подогрев воды в деаэраторной колонке выбирают примерно вдвое меньшим, чем в каждом из ПНД и ПВД.



Рисунок 5.5 – Фото деаэратора АЭС на заводе-изготовителе

Производительность деаэраторной установки выбирают по ее полной потребной мощности, но резервных деаэраторов не применяют. Для мощных турбинных установок АЭС, особенно при работе на насыщенном паре, может

возникнуть необходимость параллельной работы двух деаэраторов. Возможна также параллельная работа деаэраторов нескольких турбин, обслуживающих один реактор.

При параллельной работе деаэраторы соединяют уравнительными линиями как по питательной воде, так и по греющему пару. При этом основной регулятор давления пара располагают на уравнительной паровой линии, а регулятор давления, установленный на каждом деаэраторе, играет вспомогательную роль.

Можно считать, что процесс деаэрации воды будет проходить одинаково эффективно при любом давлении, то есть переменное давление в деаэраторе допустимо. Однако деаэратор соединен с питательным баком и через питательную линию – с питательным насосом. При снижении давления в этой системе может произойти вскипание с нарушением работы питательного насоса и самой деаэрации в результате набухания воды и заброса ее в деаэраторную колонку. Поэтому предпочтительнее поддерживать давление постоянным при переменных параметрах греющего пара. Этого достигают с помощью редуктора с соответствующей автоматикой. Поддержание постоянства давления греющего пара в деаэраторах конденсационной электростанции, то есть в отсутствие регулируемых отборов, невозможно, так как давление в отборах изменяется пропорционально нагрузке, а в режиме холостого хода практически равно нулю. В связи с этим при номинальном режиме целесообразно подавать на деаэратор пар из отбора, давление в котором превышает давление в деаэраторе на 40÷45 %. Этот источник пара обеспечивает работу деаэратора в интервале нагрузки примерно от 70 до 100 %, т. е. в наиболее вероятном режиме. Если нагрузка становится ниже 70 %, то деаэратор переключается на предыдущий отбор, с помощью которого обычно возможно пароснабжение до нагрузки 30÷40 %. И наконец, для режимов пуска и холостого хода предусмотрена подача свежего пара с его дросселированием.

Деаэратор – один из подогревателей в общей системе регенерации. Искусственное поддержание давления в одной из точек регенеративного подогрева на постоянном уровне (в то время как в других подогревателях при изменении нагрузки оно меняется) неизбежно приводит к нарушению оптимального распределения подогрева в системе регенерации. Поэтому в последнее время в проектах предусматривается работа деаэраторов на скользящих параметрах. При этом параллельно работающие деаэраторы должны иметь уравнительные линии только в пределах регенеративной схемы одной турбины, то есть предполагается независимая работа деаэраторов каждой турбины.

Так как в деаэратор направляется также пар из расширителя непрерывной продувки, отсосы из уплотнений штоков регулирующих клапанов турбины и дренажи паропроводов, то увеличение давления в нем уменьшает соответствующие энергетические потери.

Основные технические характеристики деаэрационных колонок приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Основные технические характеристики деаэрационных колонок повышенного давления

Показатель	Типоразмер							
	КДП-225	КДП-500	КДП-1000	КДП-1000А	КДП-1600А	КДП-2000	КДП-2000А	КДП-2800
Номинальная производительность, кг/с	62,5	138,9	277,8	277,8	444,4	555,6	611,1	777,7
Рабочее давление, МПа	0,59	0,59-0,69	0,69	0,69-0,76	0,69	0,69	1,18	0,74
Рабочая температура, °С	158,1	158,1-164,2	164,2	164,2-167,5	164,2	164,2	187,1	167,5
Объем, м ³	8,0	8,5	17	17	58	32	53	49
Диаметр, мм	1826	2032	2432	2432	3400	3400	3400	3400
Высота, мм	3870	3625	4190	4124	7706	5066	6902	7166

5.4. Питательные насосы

Питательная установка – один из важнейших элементов тепловой схемы станции, обеспечивающий надежность работы и бесперебойность отпуска электроэнергии. Ее задача состоит в непрерывном восполнении убыли воды в парообразующей установке, связанной, прежде всего, с расходом пара на турбину, а также с расходом пара прочими потребителями, утечками и т. д.

Большое значение имеет питательная установка для одноконтурной АЭС с реакторами типа *РБМК* или *BWR*, в которой она подает воду непосредственно в реактор.

Конечное давление за питательной установкой должно превышать давление в парообразующей установке на значение сопротивления всего питательного тракта от деаэратора до нее. На современных АЭС применяют одноподъемную схему включения питательных насосов. При этом питательный насос создает полное давление, необходимое для подачи воды в парообразующую установку. Под этим давлением находится трубная система всех ПВД.

Надежность работы питательных насосов требует, прежде всего, предотвращения вскипания воды в насосе. Вода в деаэрационных баках находится при температуре кипения, поэтому при уменьшении давления в питательном насосе за счет входного сопротивления она могла бы вскипеть, нарушив работу насоса. Для предотвращения этого явления деаэрационный бак поднимают над отметкой установки питательного насоса на 9-12-20 м (в зависимости от давления в деаэраторе 0,35-0,7-1,2 МПа), а сопротивление линий, подающих воду к питательному насосу, не должно превышать 0,01 МПа. Тем самым создается самоторможение испарения при входе в питательный насос, и кавитация становится невозможной.

Установка деаэраторов на большой высоте над питательным насосом повышает стоимость строительных конструкций и представляет определенные неудобства. Для существенного уменьшения высоты подъема деаэратора применяют питательные установки с *бустерным насосом* (рисунок 5.6б). Вероятность кавитации в насосе всегда выше для быстроходных насосов.

Бустерный насос (БН) выбирается тихоходным, и поэтому требуемая высота расположения деаэратора резко уменьшается. Основной напор создается быстроходным насосом, подпор для которого создает бустерный насос, исключая тем самым возможность кавитации. Такая схема широко используется на установках сверхкритических параметров ТЭС на органических топливах. Ее применяют и на АЭС, но в отличие от ТЭС стремятся оба насоса скомпоновать как единый агрегат, создавая бустерную тихоходную ступень перед основной быстроходной частью питательного насоса. Возможны также варианты совершенствования входных устройств быстроходных насосов, при которых осуществление одноподъемной схемы не требует столь значительных высот расположения деаэратора, как было указано выше.

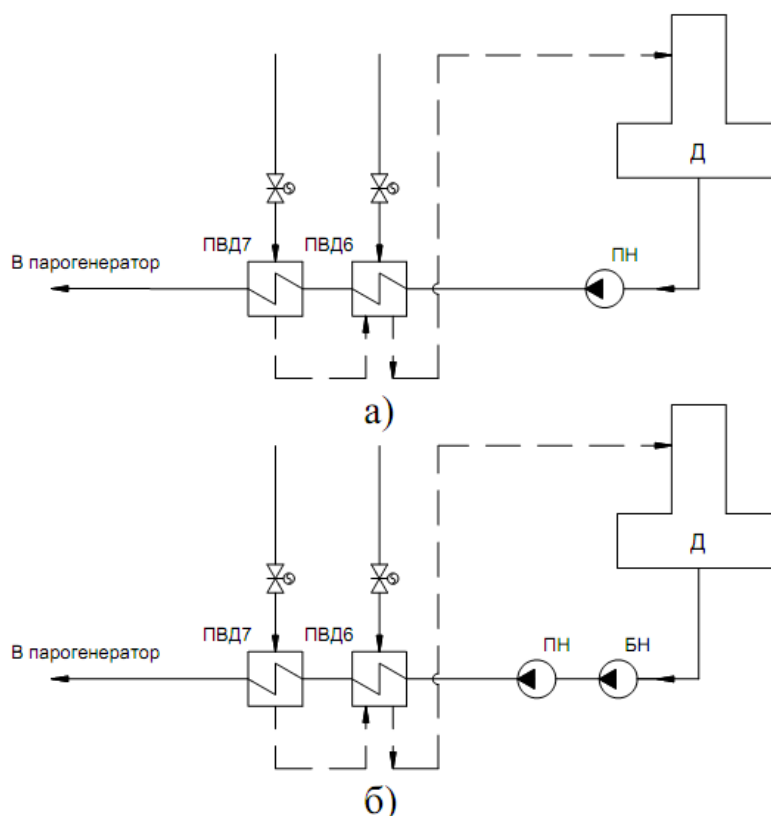


Рисунок 5.6 – Схемы включения питательных насосов: *а* – одноподъемная; *б* – одноподъемная с бустерным насосом; Д – деаэратор, ПН – питательный насос; БН – бустерный (предвключенный) насос, ПВД – подогреватель высокого давления

В качестве питательных насосов обычно используют центробежные многоступенчатые насосы с сальниковым, а на одноконтурной АЭС – с механическим уплотнением вала. Питательная вода даже одноконтурной АЭС

не требует дорогих и неэкономичных герметичных бессальниковых насосов, так как ее радиоактивность невелика и доступность насоса для эксплуатационного персонала в процессе работы определяется отнюдь не протечками, но радиоактивностью питательной воды по ^{13}N , а в случае нарушения герметичности ТВЭЛов – газообразными продуктами деления в первую очередь ксенона и криптона. Протечки питательных насосов отводятся в дренажные баки, откуда вода после очистки возвращается в цикл.

Число и производительность питательных насосов принимают с учетом необходимости бесперебойной работы питательной установки. Питательные центробежные многоступенчатые насосы выбирают на полный расход питательной воды для обслуживаемой ими установки – парогенератора или реактора. Все насосы должны быть однотипными. Если предусмотрен резервный насос, то число работающих насосов и производительность резервного выбирают так, чтобы при выключении одного из работающих насосов и включении резервного производительность питательной установки сохранялась на уровне 100 %, то есть если полную производительность обеспечивают два работающих насоса, то резервный выбирается исходя из 50%-ной нагрузки всей установки.

Для парогенераторов АЭС с *ВВЭР-440* предусматривали на каждый блок один резервный и четыре основных насоса, работающих на питательную магистраль, общую для всех парогенераторов блока, то есть производительность каждого насоса составляла 25 % общего расхода питательной воды (рисунок 5.7).

Для блоков *ВВЭР-1000* резервирование питательных насосов не предусмотрено. При выходе из строя одного из двух установленных насосов соответственно снижается мощность блока. Отсутствие резервирования объясняется выбором для этих насосов турбопривода. Выбор типа привода для питательного насоса – электропривод или турбопривод с установкой специальной приводной турбины – имеет большое значение. Электропривод питательного насоса наиболее распространен благодаря своей простоте, скорости включения и высокому КПД. Для электропривода используют асинхронные электродвигатели. По условиям конструирования таких двигателей верхний предел их единичной мощности ограничивается. Синхронные электродвигатели не ставят таких ограничений, но они менее удобны при пуске и в эксплуатации. Поэтому, когда мощность питательной установки велика, целесообразно использовать специальную приводную турбину, тем более что при этом КПД станции повышается.

Так, для АЭС на 1000 МВт и более мощность питательной установки достигает (в зависимости от параметров и типа реактора) 20÷25 МВт. Для АЭС турбопривод имеет еще и то преимущество, что в случае аварийного обесточивания питание реактора может продолжаться до полного его расхолаживания за счет снабжения приводной турбины редуцированным паром. Положительными качествами турбопривода являются также экономичное регулирование производительности насосов изменением числа

оборотов, непосредственный привод насоса без редуктора и неограниченная единичная мощность.

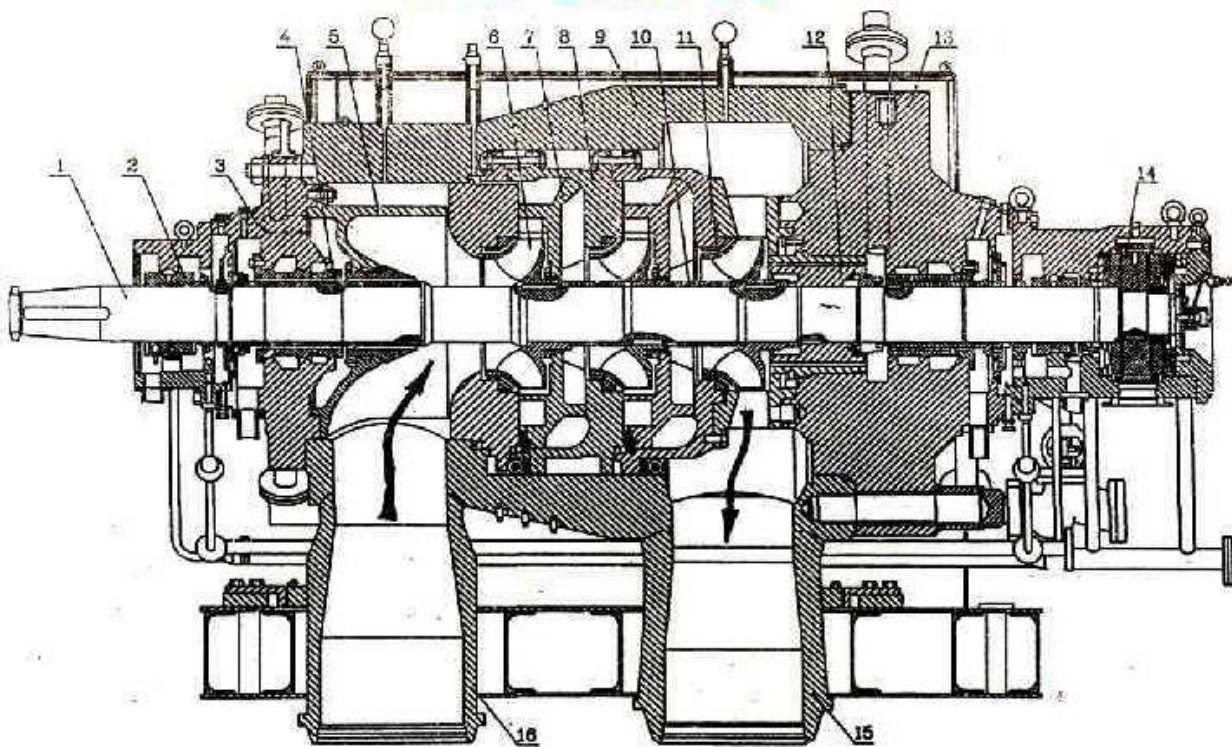


Рисунок 5.7 – Фото и продольный разрез главного турбопитательного насоса ПТА 3750-75

При установке для мощного блока двух рабочих питательных насосов по 10÷12,5 МВт каждый приводная турбина должна быть многоступенчатой. Такие турбины требуют прогрева перед пуском и не могут использоваться как резервные.

Оба питательных насоса работают на общий питательный коллектор.

Для мощности, при которой возможно выполнение как турбо-, так и электропривода, решение должно быть принято на основе технико-экономического расчета. При этом необходимо иметь в виду, что чем больше мощность питательной установки, тем выше КПД турбопривода, который при определенной мощности становится равным полному КПД электростанции и превышает его при дальнейшем увеличении мощности. Между тем для крупной АЭС мощность питательной установки становится столь большой, что ее экономичность может уже заметно влиять на общий КПД станции.

Для АЭС с *ВВЭР-1000* предусмотрен турбопривод с конденсационной приводной турбиной с собственным конденсатором и подачей конденсата из него в основной конденсатор. Турбина питается паром, отбираемым после промежуточного пароперегревателя основной турбины (260 °С; 1,44 МПа), но предусмотрена также подача редуцированного свежего пара через коллектор пара собственных нужд.

Кроме того, устанавливают еще два пусковых питательных насоса с подачей по 150 м³/ч, выполняемых с электроприводом.

Для одноконтурной АЭС турбопривод пока не применялся, несмотря на мощность питательной установки не меньшую, чем для *ВВЭР-1000*. Одна из причин – необходимость биологической защиты водяной емкости конденсатора приводной турбины. В связи с этим рассматривается вопрос об использовании пара после приводной турбины в системе регенерации, то есть без установки отдельного конденсатора.

Переход от реактора *РБМК-1000* к реактору *РБМК-1500* побудил вновь рассмотреть и решить положительно вопрос об использовании турбопривода. Для АЭС с *РБМК-1500* установлены два центробежных насоса на полную подачу с турбоприводом, расположенным за биологической защитой. Кроме того, предусмотрены два резервных питательных насоса с электроприводом с суммарной подачей 60 % полной подачи. Подача питательной установки в эксплуатации должна изменяться в соответствии с нагрузкой обслуживаемого блока. Так как регулирование подачи питательных насосов методом дросселирования связано с энергетическими потерями, при турбоприводе предпочтение должно быть отдано регулированию частоты вращения за счет изменения частоты вращения приводной турбины; при электроприводе последовательно выключают из работы по одному из параллельно включенных насосов.

Основные технические характеристики питательных насосов для блоков АЭС приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Основные технические характеристики питательных насосов блоков АЭС

Обозначение насоса	Подача Q, м³/ч	Напор Н, м (пред. откл. ± 3 %)	Давление насоса, МПа	Допускаемый кавитационный запас, м	Давление на входе в насос, не более, МПа	Мощность кВт	КПД, %, не менее	Частота вращения (синхронная), мин⁻¹	Температура питательной воды на входе в насос, не более, °С
Основные питательные насосы									
ПЭА 850-65	850	714	6,34	9,0	0,88	1870	80	3000	165
ПЭА 1650-75	1650	830	7,33	15,0	0,88	4100	82	3000	170
ПЭА 1650-80	1650	910	7,85	15,0	1,47	4340	83	3000	190
ПТА 3750-75	3750	810	7,19	135,0	2,65	9130	82	3500	165
ПТА 3600-65	3600	750	6,46	135	3,92	7890	82	5500	190
ПТА 2800-65	2800	750	6,46	95	3,92	6140	82	5500	190
Аварийные питательные насосы									
ПЭА 65-50	65	580	5,14	6,0	2,35	144	65	3000	165
ПЭА 150-85	150	910	8,07	7,5	0,98	490	69	3000	165
ПЭА 250-75	250	830	7,33	9,0	0,88	680	75	3000	170
ПЭА 250-80	250	880	7,58	9,0	1,47	725	73	3000	190
Предвключенные питательные насосы									
ПТА 3800-20	3800	215	1,90	17,0	0,98	2450	82	1800	165
ПТА 3600-16	3600	180	1,55	15	1,47	1890	82	1900	190
	2800	200	1,72	15	1,47	1630	82	1900	190

5.5. Конденсатные насосы

Конденсатный насос – насос, откачивающий конденсат из конденсатора, подавая его через систему регенеративных подогревателей в деаэратор.

При выборе числа и производительности конденсатных насосов решающее значение имеет подход к их резервированию. Например, для АЭС с ВВЭР-1000 конденсатные насосы выбраны без резерва – два на одну турбину К-500-60/1500, т. е. каждый на 50 % производительности. Поскольку устанавливают два насоса, то выход из строя одного из них вызывает не останов турбины, а лишь снижение ее мощности. Так как установка конденсатного насоса обходится недорого, то более целесообразно использование трех насосов – двух рабочих и одного резервного, каждый на 50 % производительности (рисунок 5.8), тем более что обычно конденсатные насосы выходят из строя чаще, чем питательные.

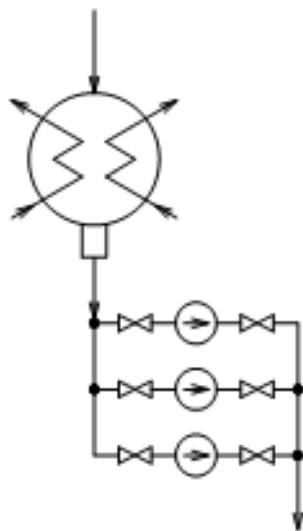


Рисунок 5.8 – Схема включения конденсатных насосов

Следует учитывать, что обеспечить необходимую высоту подпора (допускаемого кавитационного запаса) на всасе конденсатного насоса труднее, чем для питательного. При подвальном расположении конденсаторов приходится делать специальные приямки для расположения в них насосов.

Конденсатные насосы (рисунок 5.9) выбирают всегда с электроприводом, так как потребляемая ими мощность существенно меньше, чем питательных насосов. Это объясняется тем, что у конденсатных насосов существенно меньше производительность и потребный напор. Расходы пара на турбину и в конденсатор зависят от времени года, что связано с сезонным изменением вакуума в конденсаторе и термического КПД турбинной установки. Поэтому производительность конденсатных насосов надо выбирать в расчете на 100 % нагрузку турбины в условиях летнего периода. При выборе производительности конденсатных насосов необходимо учитывать расход химически очищенной воды, если осуществлена ее подача в конденсатор, а также расход дренажей греющих паров ПНД, если применен их каскадный слив в конденсатор.

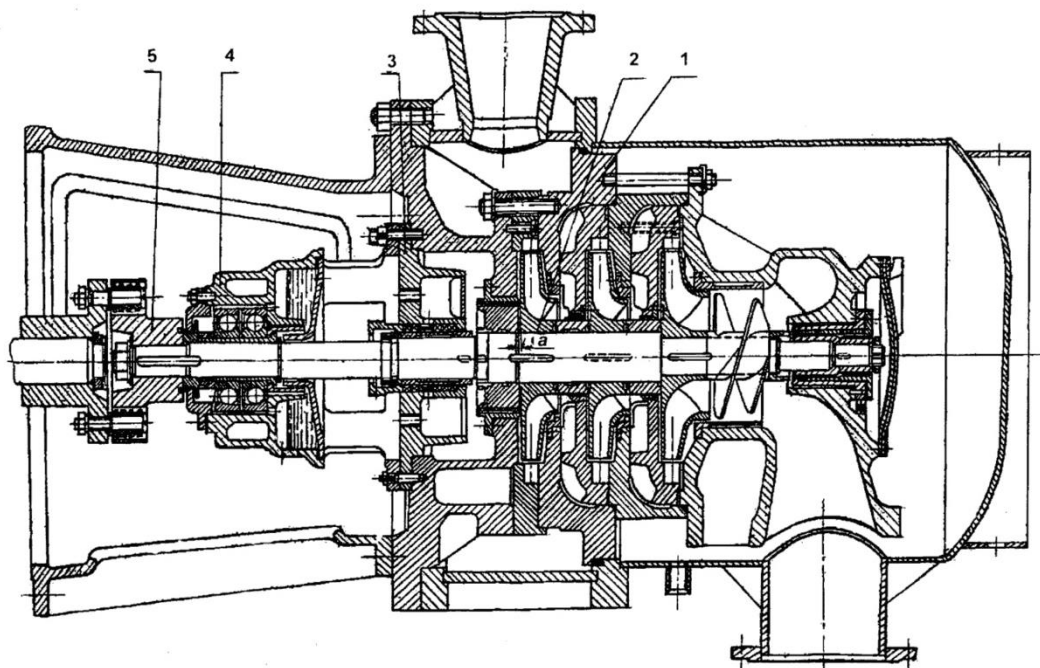
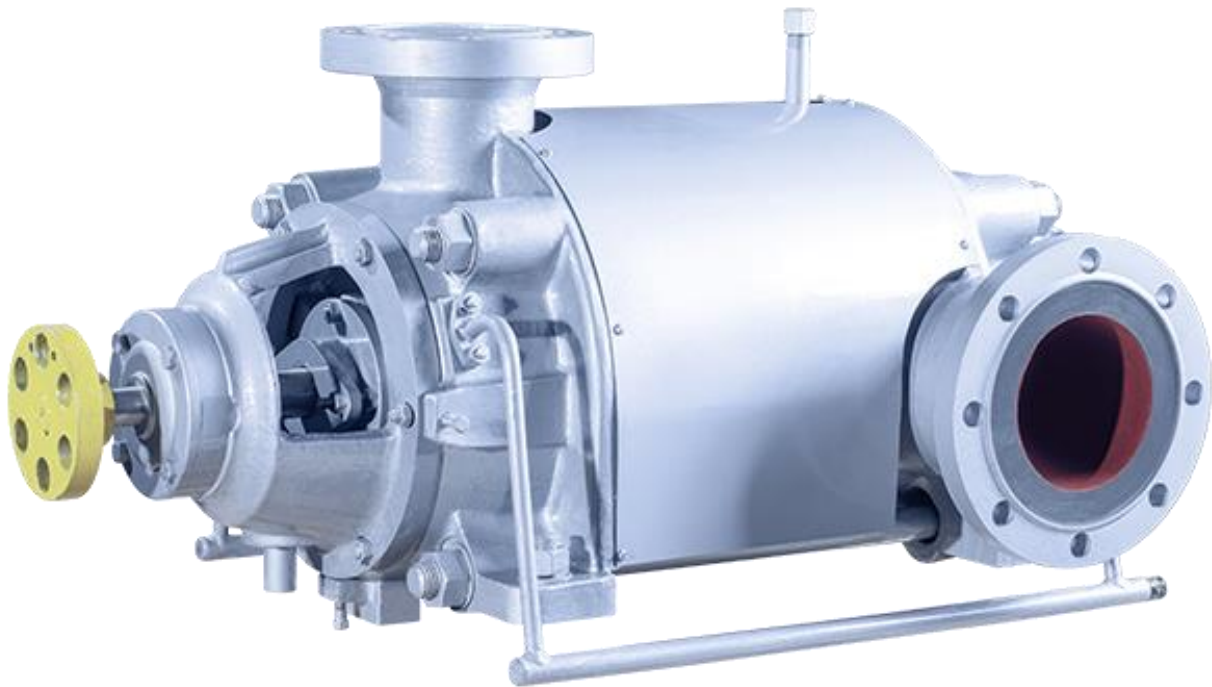


Рисунок 5.9 – Фото и продольный разрез:
насос центробежный конденсатный КсВ 500-220 и КсВ 500-85:
1 – корпус; 2 – ротор; 3 – уплотнение концевое (сальник); 4 – подшипник
опорно-упорный; 5 – муфта

Напор конденсатных насосов определяют, исходя из давления в деаэраторе и преодоления сопротивления всей регенеративной системы и всего тракта от конденсатора до деаэратора, в том числе и высоты гидростатического столба в связи с установкой деаэратора на значительной высоте по условиям обеспечения подпора питательных насосов. Если же принята бездеаэраторная

схема, то конденсатный насос работает по отношению к питательному как бустерный, и выбор обоих насосов необходимо делать совместно.

Для предотвращения кавитации в конденсатных насосах их устанавливают с определенным подпором по отношению к конденсатору. Если конденсаторы устанавливают в «подвальном» помещении, то величина подпора весьма ограничена, поэтому сопротивление всасывающей линии от конденсатора до насоса должно быть минимальным.

Основные технические характеристики конденсатных насосов для блоков АЭС приведены в таблице 5.7.

5.6. Испарительные установки

Испарительные установки поверхностного типа применяются в энергоустановках АЭС чаще всего для получения вторичного пара из химически обработанной воды. В испарительной установке происходит дистилляция исходной добавочной воды – переход ее в пар с последующей конденсацией. Конденсат испаренной воды является дистиллятом, свободным при правильной конструкции и эксплуатации испарителя от солей жесткости, растворимых солей, щелочей, кремниевой кислоты и т. п.

В состав испарительной установки входят испаритель, в котором предварительно химически очищенная вода превращается в пар, и охладитель, в котором конденсируется полученный в испарителе пар. Такой охладитель называется конденсатором испарительной установки, или конденсатором испарителя.

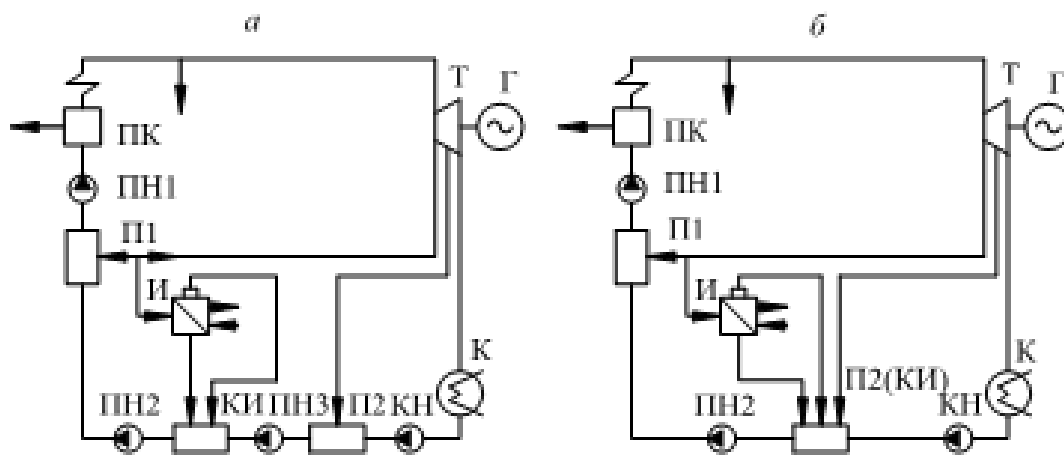


Рисунок 5.10 – Схемы включения испарительных установок:

- а – с собственным конденсатором испарителя КИ (без энергетической потери);
- б – при использовании регенеративного подогревателя П2 (КИ) в качестве конденсатора (с энергетической потерей)

Таблица 5.7 – Основные технические характеристики конденсатных насосов блоков АЭС

Обозначение насоса	Подача Q, м³/ч	Напор Н, м (пред. откл. ± 3 %)	Давление на входе в насос, не более, МПа	Допускаемый кавитационный запас, м	Мощность кВт	КПД, %, не менее	Частота вращения (синхронная), мин⁻¹	Температура питательной воды на входе в насос, не более, °С
КсВА 200-220 (КсВ 200-220-2)	200	220	0,981	2,0	154	73	1480	125
КсВА 320-210	320	210	0,245	2,0	229	75	1480	125
КсВА 360-160 (КсВ 360-160)	360	160	0,147	2,7	196	75	1480	125
КсВА 500-220 (КсВ 500-220-2)	500	220	0,981	2,9	375	75	1480	125
КсВА 630-125 (КсВ 630-125)	630	125	0,265	2,7	263	76	1480	135
КсВА 650-135	650	135	1,569	2,5	272	76	1480	200
КсВА 700-180	700	180	1,177	2,9	404	77	1480	160
КсВА 900-180	900	180	0,686	3,0	505	80	1480	155
КсВА 1000-190	1040	190	0,294	4,5	632	80	1480	125
КсВА 1500-120	1500	120	0,196	2,3	599	80	740	70
КсВ 1500-120	1850	95	0,196	2,8	585	80	740	70
КсА 1500-240	1500	240	1,471	22	1141	84	2975	70
ЦН 1500-240	1850	170	0,245	25	998	84	2975	70
КсВА 2000-45	2000	45	0,245	3,5	291	79	985	125
КсВА 2200-100	2200	100	0,049	4,5	742	79	1480	70
КсВА 2200-170	2200	170	0,147	4,5	1195	80	1480	125
КсВА 2200-220	2200	220	0,245	4,5	1547	80	1480	125

Испарение добавочной воды происходит за счет теплоты, отдаваемой первичным греющим конденсирующимся паром из отборов турбины; конденсация произведенного в испарителе вторичного пара происходит в результате охлаждения пара водой, обычно – конденсатом турбинной установки (рисунок 5.10).

При такой схеме включения испарителя и его конденсатора теплота пара турбины используется в конечном счете для подогрева основного конденсата и возвращается с питательной водой в котлы.

Таким образом, испарительная установка включается по регенеративному принципу, и ее можно рассматривать как элемент регенеративной схемы турбоустановки.

При этом, однако, возникает энергетическая потеря, обусловливаемая наличием температурного напора в испарителе и, следовательно, увеличенным недогревом в такой регенеративной ступени:

$$Q = t_{и.н} - t_{к.н}, ^\circ\text{C}, \quad (5.1)$$

где $t_{и.н}$ – температура насыщения пара из отбора турбины,

$t_{к.н}$, – температура подогрева воды в конденсаторе испарителя.

5.7. Контрольные вопросы к Разделу 5

1. Какими могут быть подогреватели низкого давления?
2. К чему приводят замены ПНД поверхностного типа на смешивающие?
3. Для чего предназначены подогреватели высокого давления?
4. На какие зоны охлаждения разделяется теплообменная поверхность ПВД?
5. Какие схемы включения ОП по нагреваемой воде получили в настоящее время распространение?
6. Как конструктивно изготавливаются ПВД?
7. В чем состоит основное назначение деаэраторов?
8. Какие деаэраторы получили наибольшее распространение в настоящее время?
9. Что уменьшается при увеличении давления в деаэраторе?
10. Что обеспечивает питательная установка реактора?

РАЗДЕЛ 6. АТОМНЫЕ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ (АСММ)

Согласно общепринятой классификации к малым атомным станциям принято относить реакторы мощностью до 300 МВт. К этой категории можно отнести еще действующие реакторные установки (РУ) первых поколений, для которых такой уровень мощности был обычным, а также разработанные реакторы для Военно-Морского Флота, судовых установок и для других специальных целей, послужившие базой для разработки энергетических реакторов.

В дальнейшем базой развития атомной энергетики, в соответствии с экономической конкурентоспособностью, становятся реакторы все большей мощности, предназначенные главным образом для централизованного электроснабжения. Теплоснабжением обеспечивался только ближайший населенный пункт, образованный на базе поселка для персонала АЭС.

В настоящее время все более актуальной становится целесообразность децентрализованности производства энергии, особенно тепла. В основном это объясняется ростом экономики развивающихся стран, освоением удаленных и изолированных районов, потребностями в опреснении морской воды и технологическом теплоносителе высоких параметров.

6.1. Классификация реакторов малой и средней мощности (МСР)

В настоящее время, по данным МАГАТЭ, разрабатывается свыше 45 проектов реакторов малой и средней мощности (МСР), однако лишь немногие из них уже получили проектную сертификацию, некоторые находятся в стадии строительства в качестве опытных образцов, а остальные – на различных стадиях проектной разработки. В связи с возрастанием деятельности по разработке и развертыванию МСР на глобальном уровне среди них могут быть выделены следующие категории:

- 1) *усовершенствованные* МСР, в том числе модульные реакторы и комплексные реакторы с водой под давлением;
- 2) *инновационные* МСР, в том числе малые реакторы четвертого поколения с неводяным охлаждением/модератором;
- 3) *переоборудованные или видоизмененные* МСР, в том числе плавучие АЭС на баржах и заякоренные на морском дне реакторы, напоминающие подводные лодки;
- 4) *стандартные* МСР, основанные на использовании технологий второго поколения и по-прежнему развертываемые в настоящее время.

В рамках настоящего учебного пособия рассматриваются реакторы, относящиеся к группе «1» – это усовершенствованные комплексные малые модульные реакторы с водой под давлением (английская аббревиатура – iPWR-SMR). «Модуль» определяется как реактор и ядерная система подачи пара. Модули независимы друг от друга; каждый может быть заглушен без воздействия на другие модули и установлен в мультимодульную установку позднее (рисунок 6.1 и 6.2).



Рисунок 6.1 – Установка парогенерирующего блока (ПГБ) ядерной энергетической установки КЛТ-40С на ПЭБ «Академик Ломоносов». Балтийский завод



Рисунок 6.2 – Реакторная установка KLT-40S

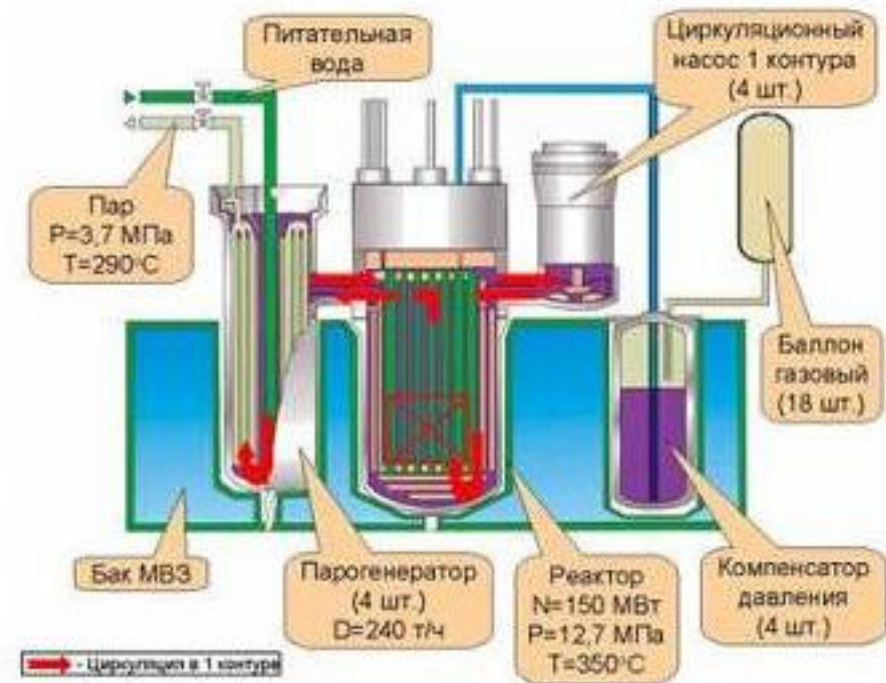
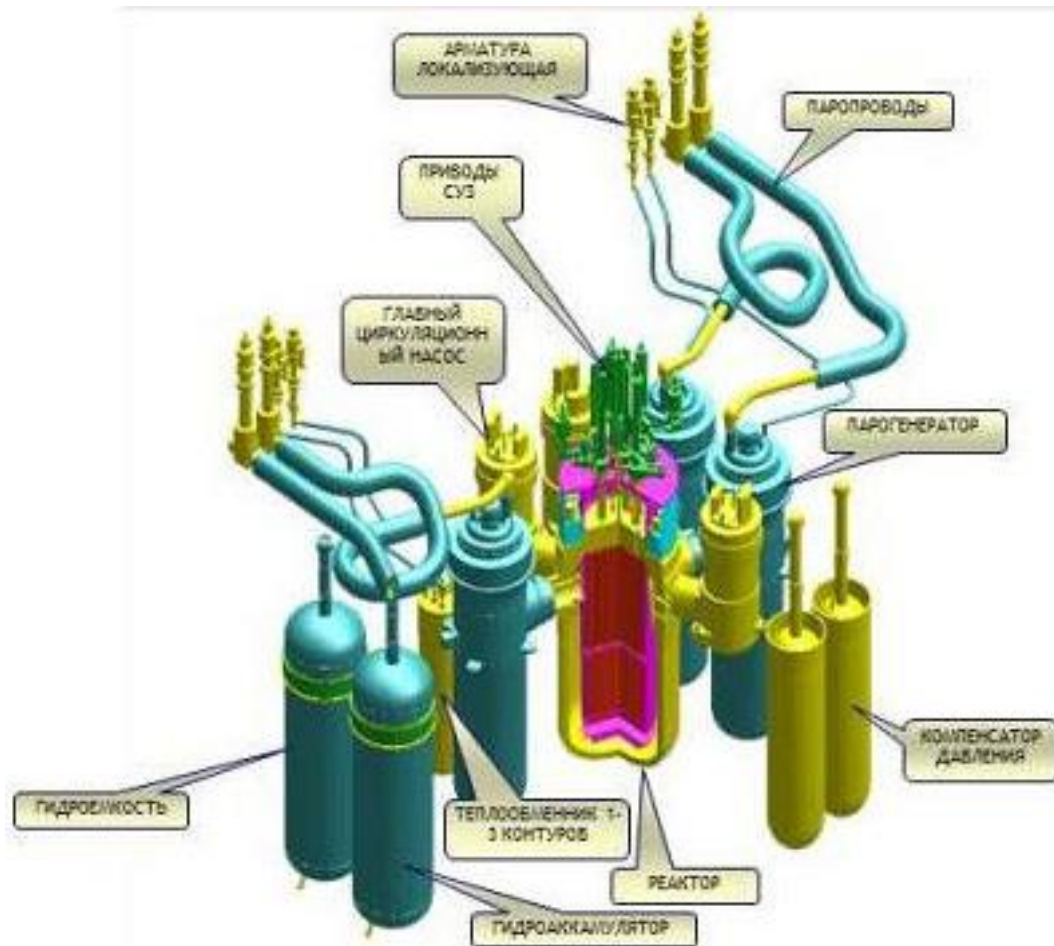


Рисунок 6.3 – Реакторная установка KLT-40S. Основные технические решения

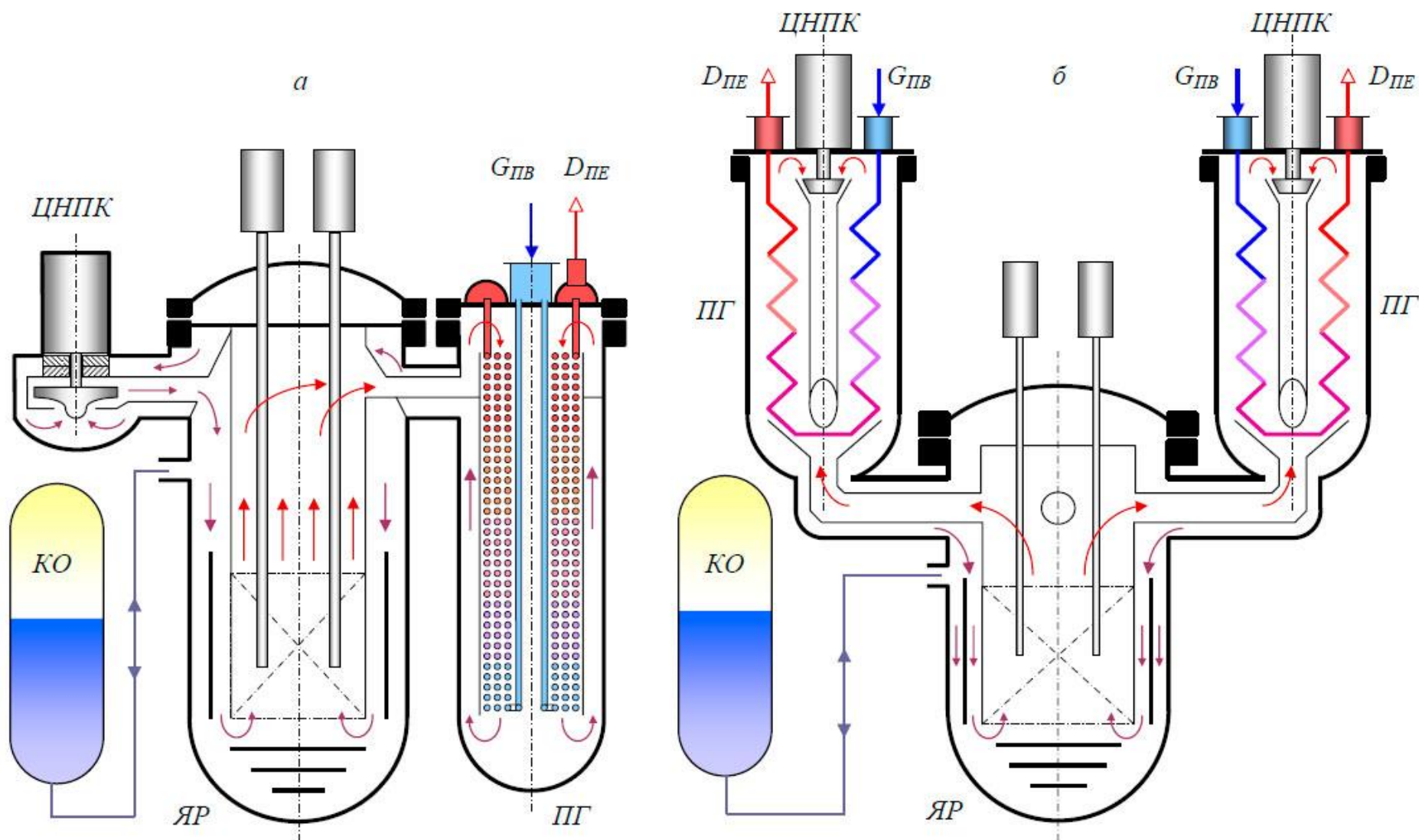
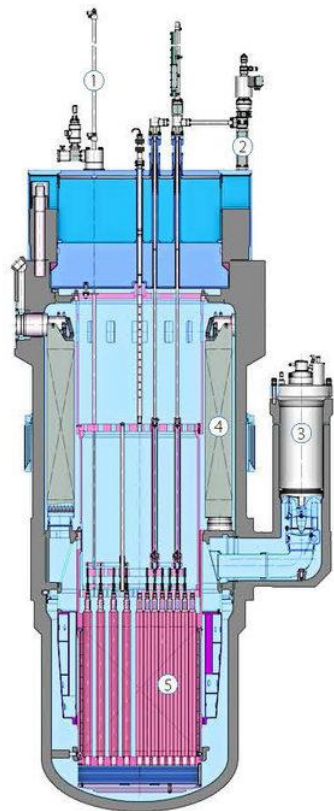


Рисунок 6.4 – Примеры блочных компоновочных схем ЯППУ:

а) реактор КЛТ-400; б) РИТМ-200; ЯР – ядерный реактор; ПГ – парогенераторы; ЦНПК – циркуляционные насосы первого контура; КО – компенсаторы объема

Основное оборудование



Соотнесите цифры и названия основных частей реактора РИТМ-200		
1	А	АКТИВНАЯ ЗОНА
2	Б	ЦНПК (центральные насосы первого контура)
3	В	ПРИВОД АЗ (аварийной защиты)
4	Г	ПРИВОД КГ (компенсирующих групп)
5	Д	ПАРОГЕНЕРАТОР

Парогенерирующий блок

В основу проекта реакторной установки РИТМ-200 положен ПГБ интегрированного типа с принудительной циркуляцией, расположением кассет парогенератора (ПГ) внутри корпуса, а центральных насосов первого контура (ЦНПК) — в отдельных выносных гидрокамерах и активной зоной с увеличенным энергоресурсом. Данный тип ПГБ характеризуется большей компактностью по сравнению с примененным на действующих атомных судах ПГБ блочного типа, в котором парогенераторы размещены в отдельных корпусах. Также для минимизации габаритов применена более компактная конструкция парогенератора, кассетная активная зона, обладающая большей ураноемкостью, более плотное расположение оборудования в отсеке. Компактность парогенерирующего блока позволяет уменьшить массу и габариты, что сокращает объем и продолжительность работ по монтажу непосредственно на судостроительном заводе, а также повышает качество изготовления парогенерирующего блока благодаря завершению всех работ в условиях машиностроительного завода. При этом упрощается и утилизация объекта, благодаря возможности выгрузки парогенерирующего блока целиком, с минимальным объемом демон- тажных работ.

	Количество
Активная зона	1
Парогенератор	4
ЦНПК	4
Приводы СУЗ:	
– привод КГ	12
– привод АЗ	6

Активная зона

В проекте использована активная зона кассетного типа с металлокерамическим топливом повышенной ураноемкости, по сравнению с интерметал- лидным топливом, удовлетворяющая требовани- ям режима нераспространения ядерного оружия (обогащение менее 20%).

Ресурс, ч	75 000
Срок службы, лет	12
Размеры D _{он} xH, мм	≈ 1600x1200
Энергоемкость, ТВт·ч/м ³	2,13
Количество ТВС, шт.	199
Загрузка U ₂₃₅ , кг	438
Среднее обогащение топлива, %	< 20
Удельный расход U ₂₃₅ , г/МВт·сут	2,3

Парогенератор

В реакторной установке применён высокоэффективный прямотрубный парогенератор, удельная паро- производительность которого более чем в 2 раза выше эксплуатирующихся змеевиковых. Конфигурация парогенерирующих кассет позволяет компактно разместить их в корпусе парогенерирующего блока.

Количество кассет ПГ	12
Длина активной части, мм	2000
Площадь теплообменной поверхности, м ²	93,4

Насосы

ЦНПК традиционного исполнения, лопастной, одноступенчатый с герметичным асинхронным электродви- гателем. Электродвигатель выполнен однообмоточным. Изменение частоты вращения осуществляется за счет преобразования частоты питающего тока.

Приводы СУЗ

Группа исполнительных механизмов аварийной защиты (АЗ) предназначена для быстрого глушения реак- тора и поддержания его в подкритическом состоянии в аварийной ситуации. Группа исполнительных механизмов компенсирующих групп (КГ) предназначена для компенсации избы- точной реактивности в режимах пуска, работы на мощности и остановки реактора. Приводы СУЗ РУ РИТМ-200 созданы на базе приводов, использованных в РУ КЛТ-40С.

Особенностями приводов СУЗ РУ РИТМ-200 являются:

- увеличенные ресурс и срок службы;
- увеличенная длина рабочего хода.

Рисунок 6.5 – Основное оборудование реакторной установки РИТМ-200

Последующие модули могут обладать не только общей системой второго контура, например, паровой турбиной, но и общим основным оборудованием, например, дизельными генераторами. Модульность обеспечивает возможности для заводского изготовления реакторов и элементов контайнмента. Дополнительные модули могут устанавливаться поэтапно по мере увеличения спроса на энергоносители в связи с ростом промышленности, населения и т. д. в каком-либо конкретном регионе (рисунок 6.4 и 6.5).

Передвижная АЭС – это изготовленная в заводских условиях транспортабельная атомная электростанция, способная после загрузки топлива вырабатывать конечные энергетические продукты – электроэнергию и тепло. Примерами проектируемых и разрабатываемых в настоящее время передвижных АЭС являются KLT-40S (рисунок 6.3), ABV-6M (рисунок 6.6) и «Flexblue».

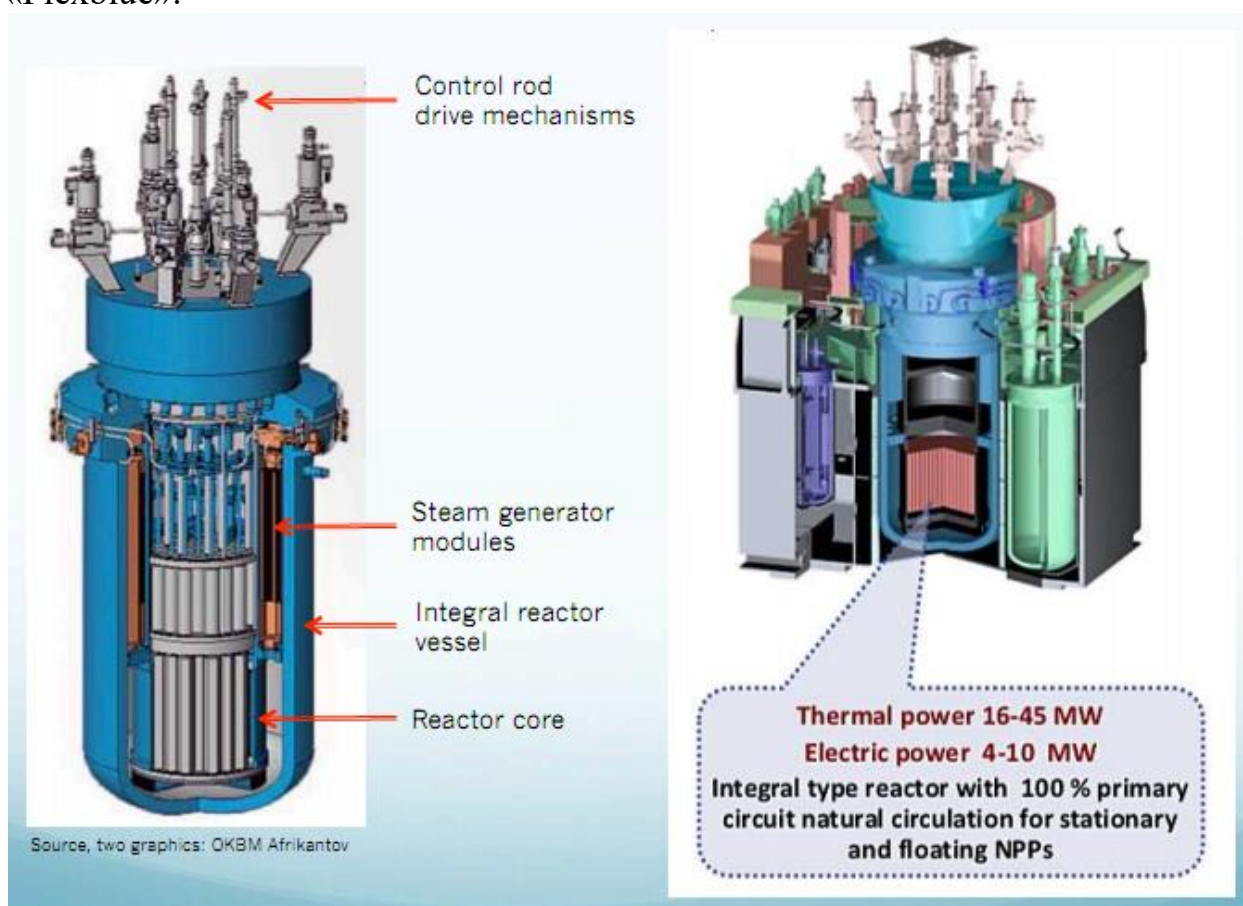


Рисунок 6.6 – Реактор малой мощности ABV-6E/6Mc естественной циркуляцией теплоносителя

6.2. Инновационные характеристики малых и средних реакторов

В настоящее время МСР различных типов и конфигураций находятся в стадии исследований и разработок, а также проходят лицензирование в разных странах, в частности:

- SMART (KAERI, Республика Корея);

- CAREM (CNEA, Аргентина);
- «NuScale» («NuScale Power Inc.», США);
- «Westinghouse SMR» («Westinghouse», США);
- ACP-100 (CNNC, Китай);
- ABV-6M, RITM-200, VBER-300 (ОКБМим. Африкантова, Россия);
- IRIS (IRIS – международный консорциум, возглавляемый «Politecnico di Milano», Италия).

В таблице 6.1 приведен перечень наиболее продвинутых по имеющейся информации реакторных установок малой мощности с разной степенью разработки и перспективами применения.

Таблица 6.1 – Реакторные установки малой мощности

Обозначение	Мощность, МВт(э)	Страна
CAREM	25–100	Аргентина
HTR-10	10	Китай
HTR-PM	210	Китай
CAP-FNPP	40	Китай
SMART	100	Республика Корея
КЛТ-40	35	Россия
СВБР-100	100	Россия
СВБР-10	10	Россия
«Брест»	300	Россия
ВБЭР-300	300	Россия
«mPower»	150–180	США
SMR-160	160	США
«NuScale»	45	США
«Gen 4» («Hyperion»)	25	США
FUJI	100	США
ЕМ 2	265	США
«Flexblue»	50–250	Франция
SC-HTGR	250	Франция
HCR-100	100–150	Япония
4S	30–50	Япония

Примечание. В перечень не включены реакторы, запланированные к разработке в более поздние сроки или предназначенные для исследовательских целей («Clear-1», «Alfred», ELER и др.).

Ожидаемые технологические преимущества перечисленных проектов способны обеспечить более безопасную, гибкую и эффективную работу установок. Эти инновационные характеристики, соединяемые воедино в более безопасной, надежной и доступной по цене установке (рисунок 6.1), могут быть описаны следующим образом:

Упрощенный проект и компактность. Вся конфигурация представляет собой легковесный, транспортабельный и компактный реактор, дающий существенное снижение размера радиационной части. В некоторых проектах отсутствуют главные циркуляционные насосы, и течение теплоносителя

осуществляется за счет естественной циркуляции, что снижает механическую сложность и обеспечивает место для другого оборудования.

В других проектах используются циркуляционные насосы, устанавливаемые горизонтально или вертикально через насадки в корпусе реактора или монтируемые внутри в нижней части корпуса реактора. Прямоточный парогенератор с винтовой обмоткой имеет большую площадь теплообмена при компактной геометрии. Упрощенный проект облегчает эксплуатацию реакторов и делает их менее уязвимыми к нарушениям в работе.

Улучшенная безопасность. Работа пассивных систем основана на законах гравитации и естественной циркуляции. Способность пассивных систем безопасности к отводу остаточного энерговыделения, аварийному охлаждению активной зоны и теплоотводу от контайнмента устраняет необходимость во внешнем электроснабжении в аварийных условиях и, в свою очередь, обеспечивает низкую частоту повреждений активной зоны. Благодаря приводному механизму регулирующих стержней внутрикорпусного типа, используемому в некоторых МСР, аварии с выбросом регулирующих стержней полностью исключаются. Потенциальные риски возникновения большой и средней течи в результате разрывов горячей и холодной веток, дыхательного трубопровода компенсатора объема и всасывающего/отводящего трубопровода главного циркуляционного насоса исключаются самим проектом.

Повышенная надежность. Упрощенная и одновременно более прочная конструкция способствует повышению надежности систем МСР. Повышенная надежность МСР достигается путем: минимизации числа активных компонентов, необходимых для эксплуатации и технического обслуживания установки; оснащения современным оборудованием и широкого использования автоматики; применения передовых методов диагностики и прогнозирования, а также использования услуг высококвалифицированных и хорошо обученных операторов.

В настоящее время проектирование, лицензирование и детальные инженерные изыскания для передовых МСР находятся на начальной стадии и стадии проектирования (рисунок 6.7). Для их развертывания требуется решение ряда проблем и сложных задач (рисунок 6.8), решать которые следует путем тестирования и аттестации компонентов и оборудования, исследований и разработок, подготовки кадров, международного сотрудничества.

Поскольку многие инновационные МСР содержат в некотором смысле первые в своем роде инженерные системы и компоненты, необходимо решать вопросы их лицензирования и регулирования. Многие страны, являющиеся новичками в ядерной сфере, продолжают высказываться в пользу «проверенных» технологий и желают, чтобы МСР-технологии были вначале развернуты в стране происхождения для минимизации рисков по лицензированию и функционированию. Например, приводной механизм регулирующих стержней внутрикорпусного типа должен будет работать в более суровых условиях среды. Поэтому важной технологической и материальной задачей могут стать не только его проект и разработка, но также его характеристики и долговременная надежность.

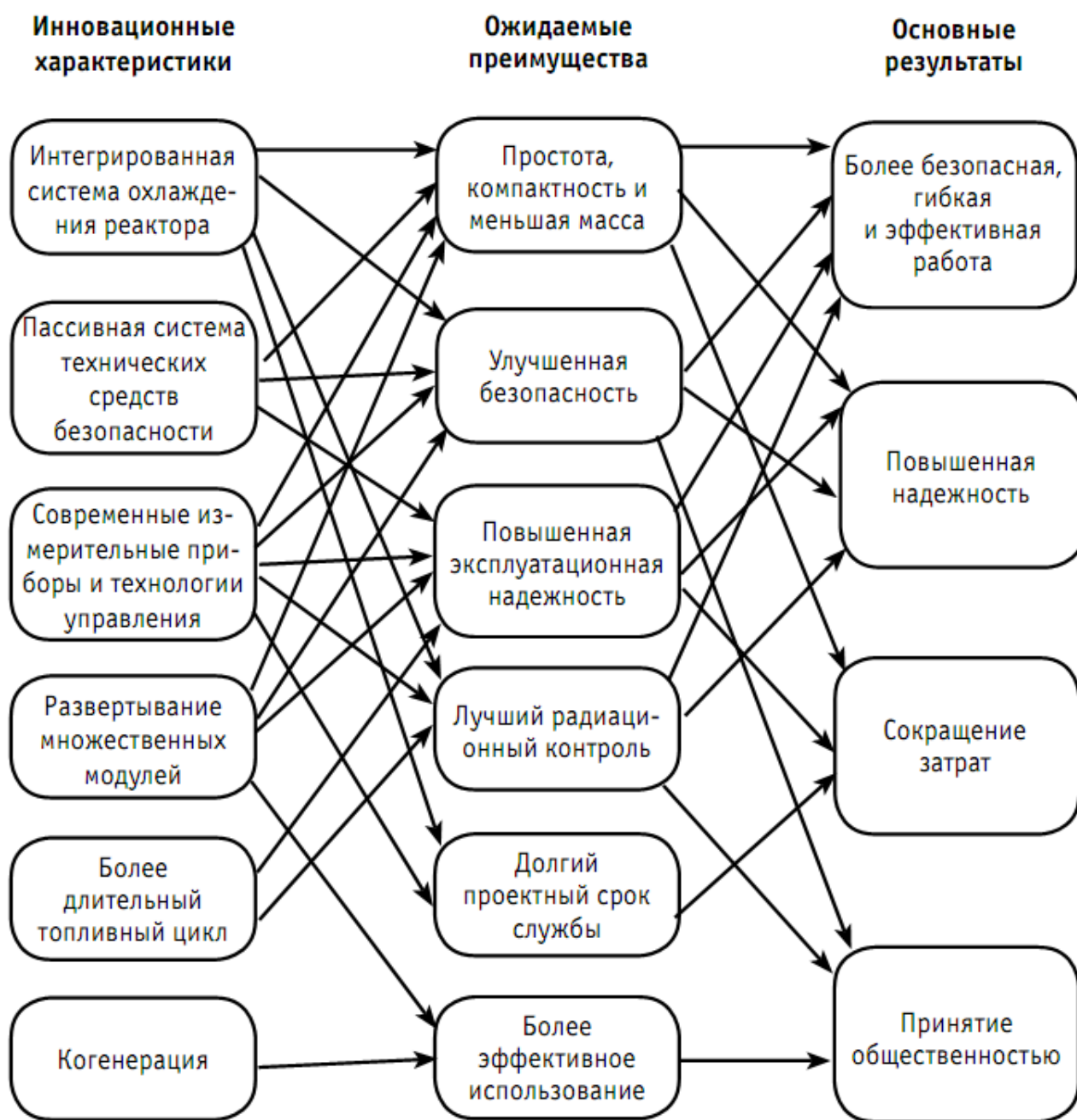


Рисунок 6.7 – Перспективы использования инновационных характеристик МСР

Для получения знаний о термогидравлическом поведении и технике управления вокруг номинальной/переходной эксплуатационной точки выполняются тесты интегральных и отдельных эффектов. Ряд термогидравлических явлений заслуживает изучения в свете аварии на АЭС «Фукусима».

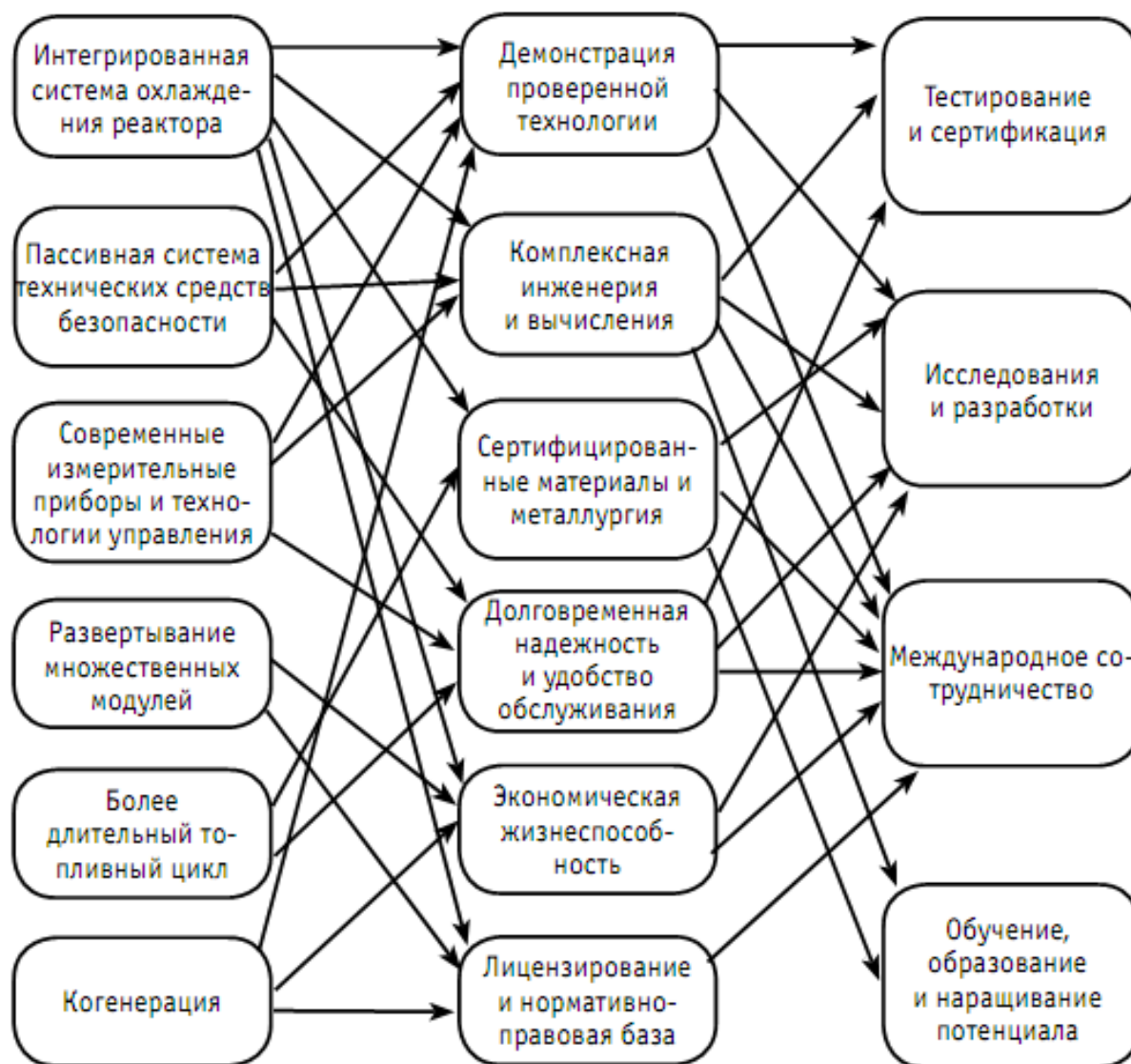


Рисунок 6.8 – Трудности, задачи и требования для инновационных характеристик МСР

Из реакторных установок малой мощности выделился особый класс малых модульных реакторов (SMR), определяемый не только уровнем мощности и безопасностью, но и модульностью конструкции, способом изготовления и доставки, а также обеспечением широкого диапазона мощностей энергоблоков, набираемого из разного количества модулей. Этот класс вызвал большой интерес инвесторов и имеет серьезный потенциал применения, особенно с длительным периодом перегрузки. Привлекают инвесторов также малые объем инвестиций и сроки сооружения.

Относительно термина, определяющего требуемый уровень безопасности, до сих пор идут дискуссии (естественная безопасность, внутренняя самозащищенность, построенная на естественных процессах и т. п.), но все согласны, что это определяется степенью воздействия на население и окружающую среду.

6.3. Области применения реакторов малой и средней мощности

Региональная энергетика

Интерес к региональной энергетике, особенно в области теплоснабжения, вытекает преимущественно из результатов анализа существующего состояния ее в России, где подавляющее большинство работающих энергоблоков в регионах имеет мощность менее 100 МВт(э).

Вместе с тем для региональной энергетики следует учитывать особенности размещения существующих энергоисточников, которые предполагается заменять. Их большинство размещено в границах существующей жилой или промышленной застройки населенного пункта. В этой связи и согласно соображениям экономики и обеспечения конкурентоспособности заменяющие атомные энергоисточники следует располагать на месте заменяемого энергоисточника, учитывая экономическую целесообразность использования остальной инфраструктуры объекта и сохранения распределительной сети энергии от источника, особенно тепловой. Размещение АЭС вне территории застройки потребует значительных дополнительных затрат на магистральные тепловые сети и существенную реконструкцию существующих распределительных тепловых сетей населенного пункта, что практически исключит конкурентоспособность атомного энергоисточника по отношению к энергоисточникам на органическом топливе.

Из сказанного вытекают следующие требования к атомному энергоисточнику:

- высочайший уровень ядерной и радиационной безопасности, обеспечивающий границу зоны наблюдения в пределах ограды промплощадки;
- экономическая конкурентоспособность с другими энергоисточниками;
- срок службы основного оборудования не менее 50 лет;
- соответствие параметров мощности и пара параметрам существующих турбоустановок и турбогенераторов.

Конкурентные предпосылки:

- экономическая конкурентоспособность;
- исключение потребления дорогих или отсутствующих органических видов топлива;
- улучшение экологической безопасности;
- снижение нагрузки на транспорт.

Энергообеспечение удаленных районов

К таким районам можно отнести локальные труднодоступные территории Севера, Сибири и Дальнего Востока, которые не имеют постоянных логистических и энергетических связей с освоенной территорией.

Объектами энергопотребления в них могут быть предприятия по добыче полезных ископаемых, базовые поселки малых народов, морские портовые

терминалы, насосные станции на магистральных газонефтепроводах, объекты оборонного назначения и др.

Для предприятий, связанных с добычей полезных ископаемых, следует учитывать возможный ограниченный период потребности в энергоисточнике из-за исчерпания месторождения, изменения ценовой конъюнктуры или объемов рыночной потребности в продукции.

Требования к атомному энергоисточнику:

- высочайший уровень ядерной и радиационной безопасности, обеспечивающий границу зоны наблюдения в пределах границы энергоисточника и с учетом суровых природно-климатических условий;
- экономическая конкурентоспособность с другими энергоисточниками;
- модульность, обеспечивающая мобильность и логистику;
- максимально возможный период перегрузки ядерного топлива вплоть до 30 лет;
- минимальный объем радиоактивных отходов (РАО);
- срок службы основного оборудования не менее 50 лет;
- вахтовый метод эксплуатации.

Конкурентные предпосылки:

- экономическая конкурентоспособность;
- экологическая безопасность;
- минимизация логистических проблем.

Вместе с тем удаленность и изолированность таких районов определяют некоторые особенности их экономически эффективного применения.

Во-первых, необходимо иметь существенные резервы мощности для энергоснабжения в период остановок и перегрузки топлива, что влияет на коэффициент использования установленной мощности (КИУМ).

Во-вторых, и в таких условиях необходимо решать вопросы перегрузки, хранения и утилизации отработавшего ядерного топлива и РАО с учетом логистики как при эксплуатации, так и после снятия с эксплуатации.

Очевидно, что для решения этих вопросов потребуется сооружение центральной базы с наличием резервного фонда модулей и организацией аварийно-ремонтной службы. Все это приведет к дополнительным затратам и будет экономически оправданно только при наличии потребностей в достаточном количестве таких энергоисточников. Это обстоятельство потребует для инвесторов соответствующих гарантий или значительных страховых затрат, что осложняет перспективы применения.

Энергоснабжение отдельных производственных предприятий

К этой области применения можно отнести производственные предприятия, где энергетическая часть составляет значительную или определяющую величину в структуре стоимости продукции и требуются значительные затраты при подключении к системному энергоисточнику или необходимы особые параметры технологического теплоносителя.

Отсюда вытекает естественное желание владельца такого предприятия иметь собственный источник электроэнергии или технологического пара,

обеспечивающий существенное снижение стоимости энергоресурсов (по себестоимости).

Требование к атомному энергоисточнику:

- высокий уровень ядерной и радиационной безопасности, обеспечивающий границу зоны наблюдения в пределах границы промплощадки;

- экономическая конкурентоспособность;
- минимальный объем РАО;
- длительный период перегрузки ядерного топлива (не менее 8 лет);
- срок службы основного оборудования не менее 50 лет;
- соответствие выходных параметров потребностям потребителя.

Конкурентные предпосылки:

- экономическая конкурентоспособность;
- экологическая безопасность.

Энергоснабжение локальных иностранных территорий

К области применения атомной энергетики малой мощности в этом случае можно отнести изолированные островные территории сравнительно небольших размеров, локальные предприятия по опреснению морской воды и другие обособленные объекты вне обжитой территории.

По этой области применения следует исходить из:

- неприятия потребителем функций эксплуатирующей организации;
- неприемлемости для потребителя наличия на его территории постоянных сооружений с ядерной технологией;
- неприемлемости для потребителя ответственности за ядерный ущерб;
- полного отсутствия местных трудовых ресурсов необходимой квалификации;
- возможного относительно ограниченного периода потребности в энергоисточнике (переход на возобновляемые источники, ценовая конъюнктура энергоресурсов и т. п.).

- обеспечения состояния «зеленой лужайки» при снятии с эксплуатации.

Требования к атомному энергоисточнику, конкурентные предпосылки и осложнения с перспективой применения – такие же, как для случая энергоснабжения удаленных территорий страны. Следует отметить, что при объединении энергоснабжения локальных иностранных территорий и удаленных территорий в один инвестиционный проект могут уменьшиться сложности и риски с набором экономически приемлемого количества энергопотребителей.

Комплектование реакторных установок средней и большой мощности

Технико-экономические исследования, проведенные ОАО «Атомэнергопроект», ОАО ОКБ «Гидропресс» и ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ», показали, что во многих случаях экономически целесообразно сформировать реакторную установку средней или большой мощности из комплекта модулей РУ малой мощности, объединенных по пару, питательной воде, инфраструктуре и управлению в единую реакторную установку.

Технико-экономическая целесообразность и повышенная конкурентоспособность такого решения могут быть достигнуты за счет:

- высокого уровня безопасности;
- высокой величины КИУМ за счет поочередной перегрузки одного модуля при работе остальных;
- минимального объема РАО;
- снижения удельных затрат по перегрузочному оборудованию и инфраструктуре;
- уменьшения грузоподъемности кранового оборудования;
- существенного снижения объемов и сроков монтажных работ за счет поставки модулей РУ заводского изготовления.

Реновация действующих АЭС

Выполненные ОАО «Атомэнергопроект», ОАО ОКБ «Гидропресс» и ФГУП «ГНЦ РФ-ФЭИ» исследования и концептуальные проекты применения модульной РУ со свинцово-висмутовым теплоносителем на быстрых нейтронах мощностью 100 МВт (СВБР-100) показали техническую возможность и высокую технико-экономическую целесообразность реновации (продления сроков эксплуатации АЭС) энергоблоков с РУ ВВЭР-440.

Технические решения предусматривают демонтаж парогенераторов, компенсатора давления, гидроемкостей и установка на их месте четырех реакторных модулей по 100 МВт. При этом выводимый из эксплуатации собственно реактор не демонтируется и может быть использован как хранилище высокоактивных твердых радиоактивных отходов. По всем остальным основным и вспомогательным сооружениям производится восстановительный ремонт. Входные и выходные параметры РУ СВБР-100 полностью соответствуют параметрам выводимого из эксплуатации энергоблока. Отсутствующий у энергоблока с ВВЭР-440 контейнмент не требуется и для СВБР-100.

Так как строительные конструкции основных зданий в соответствии с нормами на момент их сооружения рассчитывались на срок службы 100 лет, их можно использовать еще в течение 40–50 лет.

Таким образом, в результате реновации получается энергоблок, отвечающий самым высоким требованиям безопасности, практически идентичной мощности и с высокими технико-экономическими показателями.

В дополнение к сказанному следует отметить следующее:

- экономическая эффективность этого инвестиционного проекта очень высока;
- реновация решает и сложную социальную проблему, возникающую при выводе из эксплуатации градообразующего предприятия;
- большой объем рынка потребности в такой реновации инвестиционной привлекателен (около 100 модульных РУ СВБР-100 для эксплуатирующихся энергоблоков с ВВЭР-440 в России и Восточной Европе).

Аналогичные решения по реновации действующих энергоблоков можно применить и для других типов легководных энергоблоков и на базе других типов модульных реакторов.



Рисунок 6.9 – Атомная станция малой мощности (АСММ), предназначенная для удаленных районов с неразвитой сетевой инфраструктурой, где нецелесообразно сооружение более мощных атомных станций

Предпочтительные основные характеристики РУ малой мощности

Из анализа требований к атомному энергоисточнику по областям его возможного применения вытекают следующие предпочтительные характеристики РУ малой мощности.

- исключение реактивных аварий с ядерным разгоном;
- исключение тяжелых аварий с плавлением топлива;
- устойчивость к запроектным авариям с множеством отказов оборудования и ошибок оператора;
- неактивируемый теплоноситель;
- исключение потери теплоносителя при постулированных запроектных авариях малой вероятности;
- длительный период перегрузки ядерного топлива (до 30 лет) или упрощенный способ перегрузки;
- минимум систем безопасности и преимущественно на пассивных принципах;
- исключение аварийного выброса при постулированных запроектных авариях малой вероятности;
- обеспечение границы зоны наблюдения в пределах промплощадки;
- широкий диапазон параметров пара включая сухой;
- высокий коэффициент полезного действия;
- срок службы не менее 50 лет.

Конечно, конкретная реакторная установка не должна обязательно соответствовать всем указанным характеристикам, но к этому следует стремиться.

6.4. Контрольные вопросы к Разделу 6

1. Какие категории могут быть выделены, в связи с возрастанием деятельности по разработке и развертыванию МСР на глобальном уровне?
2. Что определяется под «Модулем» МСР?
3. Какой показатель обеспечивает модульность МСР?
4. Что подразумевается под «передвижной АЭС»?
5. Приведите примеры проектируемых и разрабатываемых в настоящее время передвижных АЭС.
6. Какими инновационными характеристиками обладают проектируемые и разрабатываемые в настоящее время передвижные АЭС?
7. Какие преимущества получит МСР при использовании инновационных характеристик?
8. Приведите результаты, которые планируют получить при использовании инновационных характеристик.
9. Назовите трудности, задачи и требования для инновационных характеристик МСР.
10. Каковы требования к атомному энергоисточнику на региональном уровне? Какие конкурентные предпосылки при этом решаются?
11. Какие требования к атомному энергоисточнику для энергообеспечения удаленных районов? Какие конкурентные предпосылки при этом решаются?
12. Какие требования к атомному энергоисточнику для энергоснабжения отдельных производственных предприятий? Какие конкурентные предпосылки при этом решаются?
13. Какие конструкторские решения предлагаются для установок МСР, для экономической целесообразности проекта?
14. В чем заключается реновация действующих АЭС?
15. Приведите предпочтительные основные характеристики РУ малой мощности.

РАЗДЕЛ 7. ЭНЕРГОКОМПЛЕКСЫ АЭС С ПРИМЕНЕНИЕМ ГТУ

В последние годы предпринимаются интенсивные усилия в области реформирования энергетики. При этом одним из основных направлений решения проблемы является обеспечение существенного увеличения эффективности генерирующих мощностей действующей энергосистемы в целом. Эта цель достигается, в частности, использованием при производстве электроэнергии более современных газовых турбин и переходом к парогазовым циклам с более высоким КПД.

Определенный интерес представляют ядерные газотурбинные установки с замкнутым циклом. Их принципиальной особенностью является применение ядерных источников тепла и, соответственно, использование иных, чем, например, воздух и продукты сгорания органического топлива, рабочих тел с более высоким и выгодным с точки зрения технической эффективности уровнем исходных параметров.

Принципиально атомные закрытые газотурбинные установки (АЗГТУ) объединяют высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (ВТГР) с системой газотурбинной установки (ГТУ) замкнутого цикла с гелием в качестве рабочего тела, являющимся одновременно охладителем реактора.

Преимущества АЗГТУ могут быть сведены к следующему:

1. Возможность получения значительной мощности при относительно малых размерах проточной части лопаточных машин. При этом мощность установки определяется как $N_e = N_{\text{уд}} \cdot G$, где N_e – выходная мощность; $N_{\text{уд}}$ – удельная мощность; G – расход рабочего тела. С увеличением давления перед компрессором расход G и мощность пропорционально возрастают до тех пор, пока это возрастание не будет ограничено изгибающими усилиями в лопатках.
2. Высокий КПД, обеспечивающий экономию топлива и минимальное вредное воздействие на окружающую среду.
3. Большой ресурс узлов ЗГТУ, что связано с чистотой рабочего тела, заполняющего контур установки.
4. Приспособленность к различному спектру источников тепла.
5. Возможность создания ЗГТУ на основе имеющихся технологий, материалов и оборудования.
6. Имеющийся опыт эксплуатации ЗГТУ показывает возможность обеспечить высокую готовность и надежность, малую стоимость обслуживания и, соответственно, экономичность.

7.1. Схемы газотурбинных установок замкнутого цикла с использованием атомной энергии

Как указано выше, использование теплоты, получаемой в ядерном реакторе, наиболее эффективно в газотурбинных установках замкнутого цикла. Для этого необходимо:

- 1) создать высокотемпературный ядерный реактор;

- 2) выбрать схему установки и, в частности, число контуров для передачи теплоты от ядерного реактора к рабочему телу, используемому в ГТУ;
- 3) выбрать рабочее тело для ГТУ замкнутого цикла, которое отвечало бы требованиям использования как в двигателе, так и в реакторе;
- 4) создать турбомашины с учетом теплофизических характеристик рабочего тела;
- 5) разработать систему регулирования и защиты и в том числе систему расхолаживания реактора в нештатных ситуациях и т. д.

Часть из указанных вопросов исключается при выборе конкретной схемы ГТУ. Для одноконтурной схемы, где рабочее тело циркулирует через активную зону ядерного реактора, сложным является правильный выбор рабочего тела, которое не должно активироваться в реакторе. Одновременно для такого рабочего тела требуется по-особому проектировать проточную часть компрессоров и турбин.

В случае использования ядерного реактора с самостоятельным контуром, теплоту от этого контура можно передавать рабочему телу в теплообменнике, и газотурбинный двигатель можно проектировать с широким использованием опыта конструирования современных ПГУ (рисунок 7.1). Очевидно, что в этом случае можно использовать даже установки открытого цикла с воздухом в качестве рабочего тела. Основная трудность будет состоять в создании ядерного реактора с высокими температурными показателями и компактного теплообменника для нагрева газа.

Обе рассмотренные схемы имеют право на существование. Сравнение их может быть произведено по массогабаритным показателям при одинаковой мощности ГТУ. Нетрудно показать, что обе схемы могут найти применение в стационарной энергетике.

Значительная доля капитальных затрат в стоимости электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, а также топливная политика (АЭС устанавливаются в европейской части страны, где имеется дефицит органического топлива) определяют целесообразность увеличения времени их работы в году, желательность работы с наибольшей нагрузкой, т. е. увеличение такого показателя работы электростанции, как *коэффициент использования мощности* $K_{исп}$ – отношение вырабатываемой электроэнергии $W_{э}$ за рассматриваемый период времени, например год, к теоретически возможной за этот же период при постоянной работе с полной или номинальной нагрузкой $(W_{э})_t = \tau_{кл} \cdot P_{э0}$, где для года $\tau_{кл} = 8760$ ч:

$$K_{исп} = W_{э} / (W_{э})_t. \quad (7.1)$$

Чем больше $K_{исп}$, тем выше интегральная (средняя) экономичность каждого энергоблока и установки в целом.

Кроме того, свойства реактора не позволяют очень частых и быстрых его пусков. Таким образом, такие достоинства ГТУ простого открытого цикла, как приемистость и маневренность, не являются определяющими для АЭС. В связи с этим целесообразность использования ГТУ в атомной энергетике обуславливается их конкурентоспособностью, в первую очередь, по КПД, по отношению к паротурбинным установкам при большом годовом числе часов использования.

Для атомной энергетики в еще большей степени, чем для энергетике, использующей органическое топливо, стоимость установленного 1 кВт зависит

от единичной мощности энергоблока. Эта стоимость существенно снижается с увеличением мощности. В настоящее время развитие атомной энергетики базируется на использовании реакторов мощностью $800 \div 1500$ МВт. В то же время ГТУ открытого цикла даже в перспективных проектных разработках имеют мощности до $150 \div 250$ МВт, т. е. существенно меньше мощностей используемых ядерных реакторов.

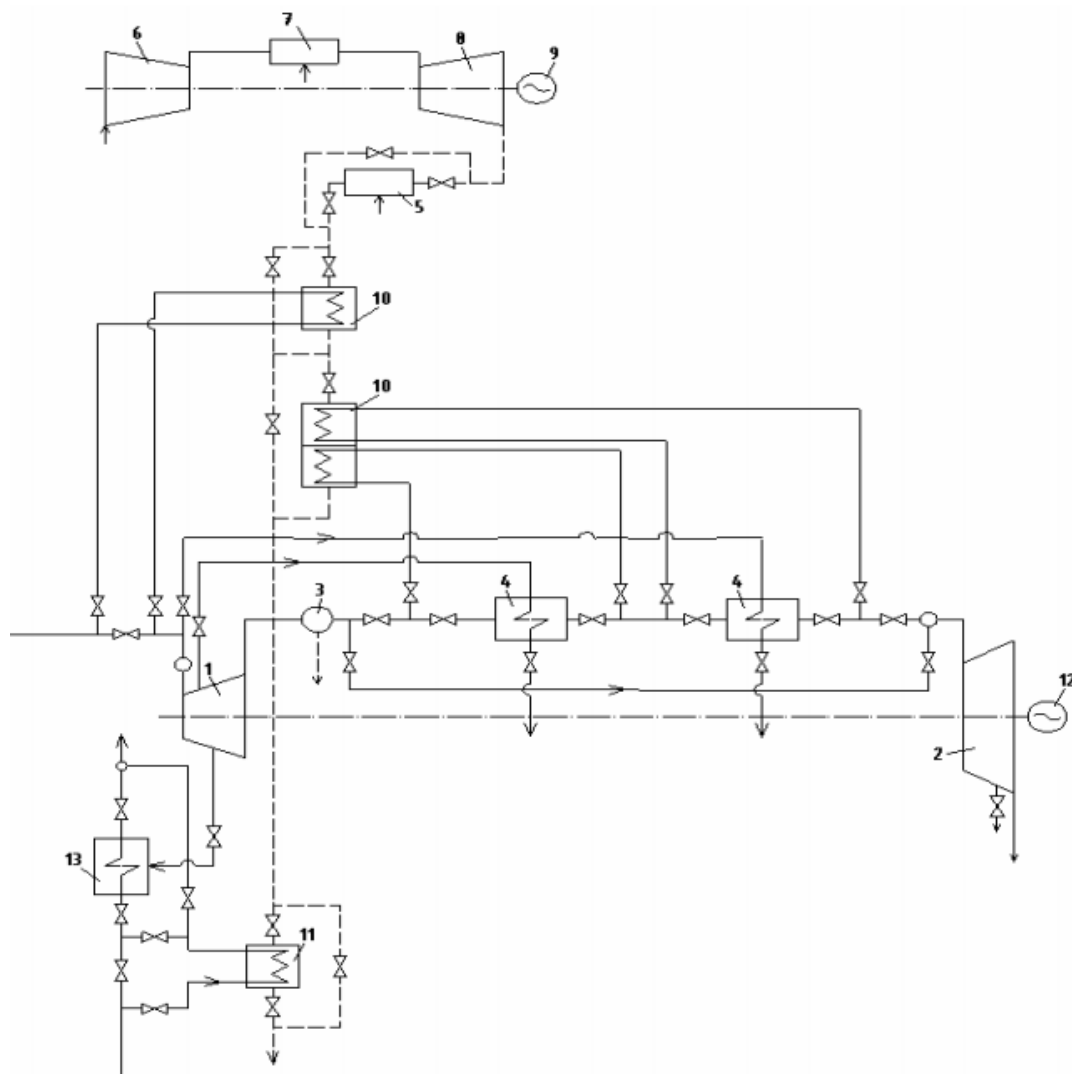


Рисунок 7.1 – Парогазовая установка с дожигающим устройством:
 1 – цилиндр высокого давления; 2 – цилиндр низкого давления; 3 – сепаратор;
 4 – двухступенчатый паропаровой пароперегреватель; 5 – дожигающее устройство; 6 – компрессор; 7 – камера сгорания; 8 – газовая турбина;
 9 – электрогенератор газовой турбины; 10 – двухступенчатый газопаровой пароперегреватель; 11 – газовойодяной теплообменник; 12 – электрогенератор паровой турбины; 13 – подогреватель высокого давления

Ограничение в мощности ГТУ открытого цикла объясняется главным образом конструктивными трудностями создания турбомашин, рассчитанных на весьма большие объемные расходы воздуха и газа. Наибольшая мощность находящихся в эксплуатации ГТУ достигает $100 \div 130$ МВт.

В настоящее время в стационарной энергетике применяются ГТУ замкнутого цикла, использующие тепло от сжигания органического топлива. В качестве рабочего тела в таких ГТУ используется воздух. Имеются исследовательские установки замкнутого цикла, работающие на гелии, с обогревом опять-таки от традиционных источников теплоты. Построены газоохлаждаемые ядерные реакторы, где рабочим телом служит углекислый газ. Во многих странах выполнены детальные исследования по отработке проточных частей турбомашин на различных газах, например на гелии, углекислом газе и т. п. Однако транспортных ГТУ с использованием ядерной энергии пока не создано. Причин этому несколько, и в частности, например, не все из перечисленных выше проблем могут быть решены в приемлемых массогабаритных показателях. Трудно решается задача аварийного расхолаживания газоохлаждаемого реактора, и имеется ряд других малоисследованных вопросов.

7.1.1. Одноконтурные атомные ГТУ замкнутого цикла

Не рассматривая специфических вопросов проектирования и создания высокотемпературных ядерных реакторов (ЯР) с газовым охлаждением, отметим следующее. Понятие «высокотемпературный» различно для специалистов разного профиля. Температура газа 650 °С является нижней границей, когда можно спроектировать ГТУ и получить при этом коэффициент полезного действия немного выше нуля.

Однако при температуре газа на выходе из ЯР в 650 °С температура в активной зоне будет значительно выше. Реактор в этом случае будет явно высокотемпературным по сравнению с существующими ядерными реакторами, охлаждаемыми водой. Известен опыт проектирования и создания экспериментального ядерного реактора, охлаждаемого гелием, «*UNTREX*» (США), в котором температура гелия на выходе 1300 °С при давлении 3,5 МПа [5].

Использование ГТД с низким КПД цикла (при температуре $t_3 = 650 \div 700$ °С) нерационально с точки зрения массогабаритных показателей реактора. Увеличение расхода рабочего тела при низком КПД приведет к росту диаметров трубопроводов или вызовет необходимость повышать давление в цикле, что также приведет к увеличению толщины стенок всех элементов установки и росту ее массы.

Таким образом, основываясь на опыте создания и эксплуатации ГТУ замкнутого цикла для стационарной энергетике, можно утверждать, что в качестве нижнего предела температуры рабочего тела на выходе из ядерного реактора следует принять 700 °С.

Необходимо отметить, что использование в качестве теплоносителя газов – единственная возможность повысить температуру в ядерном реакторе и сделать его более экономичным. В этом смысле газ можно считать самым перспективным теплоносителем для ядерного реактора (повышение температуры при использовании воды ограничено 300÷350 °С, жидкого металла 482 °С). Принципиальная схема одноконтурного ГТУ замкнутого цикла с использованием ядерного реактора показана на рисунке 7.2. Рабочее тело после расширения в турбине поступает в конечной охладитель (КО) и только затем – на всасывание компрессора. При больших расходах рабочего тела КО имеет

значительные размеры и массу, что увеличивает и без того большую массу всей ядерной установки.

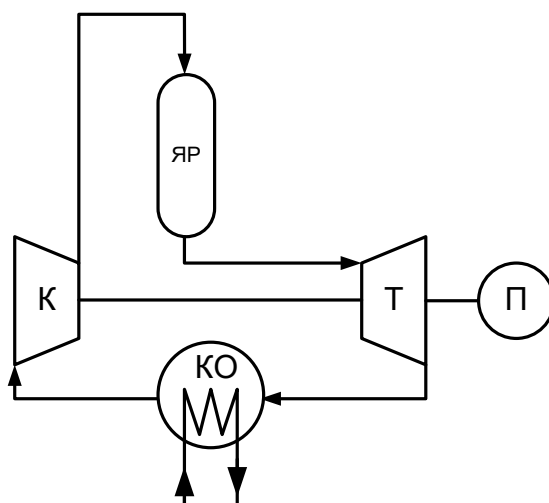


Рисунок 7.2 – Принципиальная схема одноконтурного ГТУ замкнутого цикла с ядерным реактором

Ядерный реактор охлаждается рабочим телом, которое используется в ГТУ, что налагает на выбор рабочего тела специфические требования.

Цикл атомной газотурбинной установки замкнутого цикла (АЗГТУ) может содержать дополнительно регенератор, промежуточный охладитель рабочего тела между компрессорами, что повышает экономичность установки.

Особенностью АЗГТУ является значительное влияние термодинамических параметров рабочего процесса на тепловыделение в реакторе. Поэтому при расчетах приходится рассматривать совместно процессы в тепловыделяющих элементах реактора (ТВЭЛ) и получение полезной работы в ГТУ. Так, например, мощность одноконтурной с регенератором АГТУ на гелии может быть определена с помощью следующих зависимостей:

- при отсутствии промежуточного охлаждения при сжатии:

$$N_e = A \left\{ T_0^{np} - 0,5(1-r)T_1 \left(1 + \frac{\bar{H}_k}{\eta_k} \right) - 0,5T_3(1+r) \left(1 - \frac{\bar{H}_k}{\eta_k} \right) \right\} \times \\ \times \left(T_3 \bar{H}_t \eta_m - T_1 \frac{\bar{H}_k}{\eta_k} \right) / \left\{ T_3 \left[1 - r \left(1 - \frac{\bar{H}_t}{\eta_m} \right) \right] - (1-r)T_1 \left(1 + \frac{\bar{H}_k}{\eta_k} \right) \right\} \eta_{м.э}; \quad (7.2)$$

- для АГТУ с промежуточным охлаждением при сжатии:

$$N_e = A \cdot \left\{ T_0^{np} - 0,5(1-r)T_2'' - 0,5T_3 \left[1 + r \left(1 - \frac{\bar{H}_t}{\eta_m} \right) \right] \right\} \times \\ \times \left(T_3 \bar{H}_t \eta_m - T_1 \frac{\bar{H}_{кнд}}{\eta_{кнд}} - T_1'' \frac{\bar{H}_{квд}}{\eta_{квд}} \right) / \\ / \left\{ T_3 \left[1 - r \left(1 - \frac{\bar{H}_t}{\eta_m} \right) \right] - T_2''(1-r) \right\} \eta_{м.э}, \quad (7.3)$$

где $A = (k_R k_{0,T} F_p) / (0,5 \sqrt{\beta^2 + \pi^2})$ – постоянный коэффициент, характеризующий процесс тепловыделения;

k_R – коэффициент неравномерности тепловыделения по радиусу реактора;

$k_{0,T}$ – коэффициент теплоотдачи от оси ТВЭЛ к теплоносителю (рабочему телу);

F_p – площадь поверхности теплообмена ТВЭЛ;
 β – постоянная для данного реактора величина;
 $\bar{H}$ – относительная энергия, выделяемая или потребляемая в соответствующей турбомашине;
 η_t, η_k – коэффициенты полезного действия турбины и компрессора;
 r – коэффициент регенерации;
 T_0^{np} – предельная температура ТВЭЛ;
 T_1 и T_3 – температуры газа на входе в компрессор и турбину;
 T_1^{II}, T_2^{II} – температуры газа на входе в КВД и на выходе из него;
 $\eta_{м.г}$ – механический КПД, учитывающий потери энергии в подшипнике и передаче.

Расчет по указанным зависимостям позволил получить оптимальные параметры АЗГТУ и отдельные показатели рабочего процесса, показанные на рисунке 7.3 [6].

Установлено, что параметры АЗГТУ в значительной степени определяются предельной температурой центра ТВЭЛ.

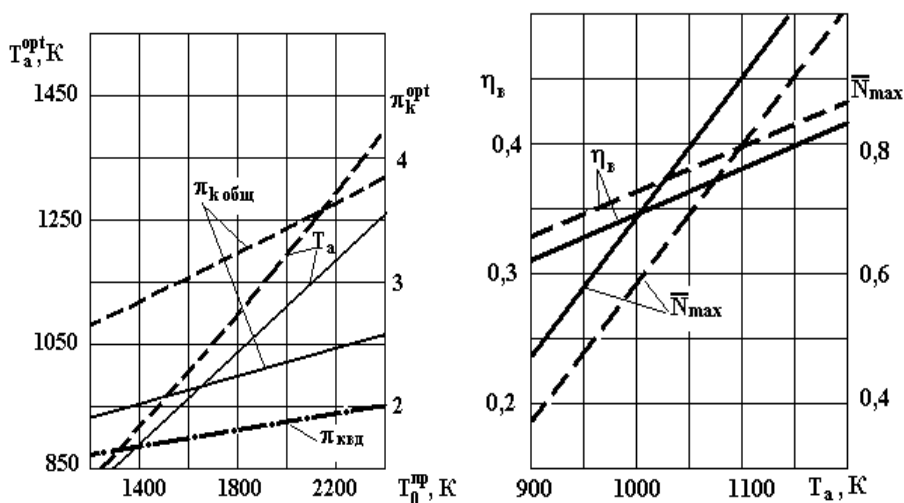


Рисунок 7.3 – Оптимальные параметры и основные показатели АЗГТУ при гелиевом теплоносителе и $\eta_t = \eta_k = 0,86$; $r = 0,9$; $T_1 = 293$ К; ----- без промежуточного охлаждения при сжатии; - - - с промежуточным охлаждением

Для АЭС с одноконтурной схемой и ЗГТУ выбор теплоносителя должен удовлетворять требованиям не только реактора, но и ГТУ. Это же относится и к параметрам газа. Следует учитывать, что поскольку КПД ГТУ зависит от температуры газа перед турбиной гораздо сильнее, чем КПД ПТУ, то речь может идти только о реакторах, на выходе из которых температура теплоносителя по меньшей мере выше 800÷900 °С. Принципиально такими могут быть газовые реакторы на быстрых нейтронах, которые пока не нашли развития даже в проектных разработках (исключение – реакторы на диссоциирующих газах с заметно меньшей температурой). Поэтому для АЗГТУ рассматриваются так называемые высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы. Такие реакторы уже работают, правда, пока при небольшой

мощности. На АЭС «Юлих» при мощности реактора $P_r = 15 \text{ MBt}$ температура газа на выходе из реактора достигла 950°C . Планируется создание нескольких существенно большей мощности высокотемпературных реакторов с $t_0 = 800 \div 900^\circ\text{C}$. В этих реакторах в качестве теплоносителя будет использоваться гелий, имеющий теплофизические свойства, благоприятные для создания и реактора, и ЗГТУ. При принципиальной возможности использование иных газов (одноатомных инертных газов, например, неона Ne , двухатомных – азот и водород, трехатомных – углекислоты CO_2 , а также многоатомных газообразных соединений, в частности SF_6) использование гелия считается наиболее целесообразным для высокотемпературных реакторов.

Свойства газов определяют их теплофизические свойства и, соответственно, теплопередающую способность, потери при прохождении через элементы контура, а также влияют на размеры лопаточных машин и теплообменных аппаратов. Зависимость термодинамических свойств: удельной теплоемкости и показатели изэнтропы от температуры определяются атомностью газа. Для одноатомных газов эти величины в рабочем диапазоне температур остаются практически постоянными. Для двухатомных, трехатомных и многоатомных газов имеет место увеличение теплоемкости и уменьшение показателя адиабаты с ростом температуры.

Таким образом, в одноконтурных установках целесообразно применять газовые теплоносители, которые при худших теплопередающих свойствах не имеют фазового перехода и допускают осуществление термодинамических циклов практически в любом температурном диапазоне.

7.1.2. Двухконтурные ядерные АГТУ

Принципиальная схема ГТУ с нагревателем, использующим теплоту, выделяемую в ядерном реакторе (ЯР), показана на рисунке 7.4.

В такой установке появляется новый элемент – воздушный нагреватель (ВН), который по существу представляет собой своеобразный воздушный котлоагрегат, в котором тепло из первого контура ядерного реактора передается воздуху. Газотурбинный двигатель в такой установке работает по открытому циклу, а в качестве рабочего тела используется воздух, который засасывается компрессором из атмосферы.

Воздушный нагреватель должен иметь значительные массогабаритные показатели и невысокий КПД, так как интенсивность передачи тепла от теплоносителя первого контура ЯР к воздуху сравнительно невелика. В то же время такая установка имеет положительные свойства, хотя бы в том, что в ней может быть использован газотурбинный двигатель уже отработанной схемы с хорошо изученными и освоенными в производстве турбомашинами.

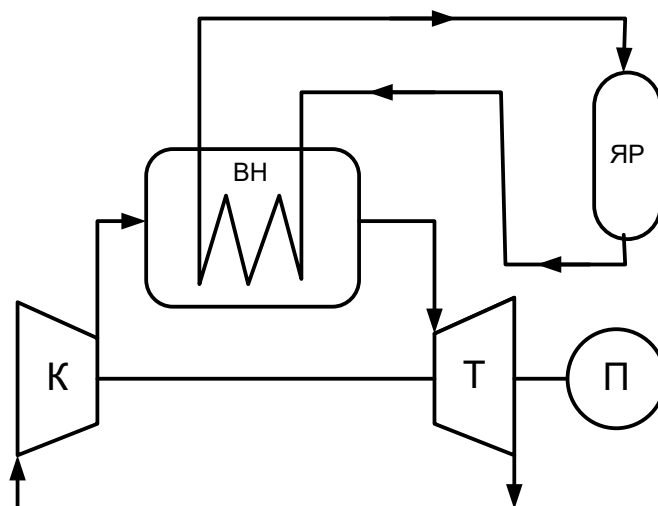


Рисунок 7.4 – Принципиальная схема двухконтурной газотурбинной установки с использованием энергии ядерного реактора

7.1.3. Трехконтурные ядерные АГТУ

Использование паров жидких металлов в турбоустановках требует осуществления парового цикла, в котором рабочее тело изменяет свое фазовое состояние.

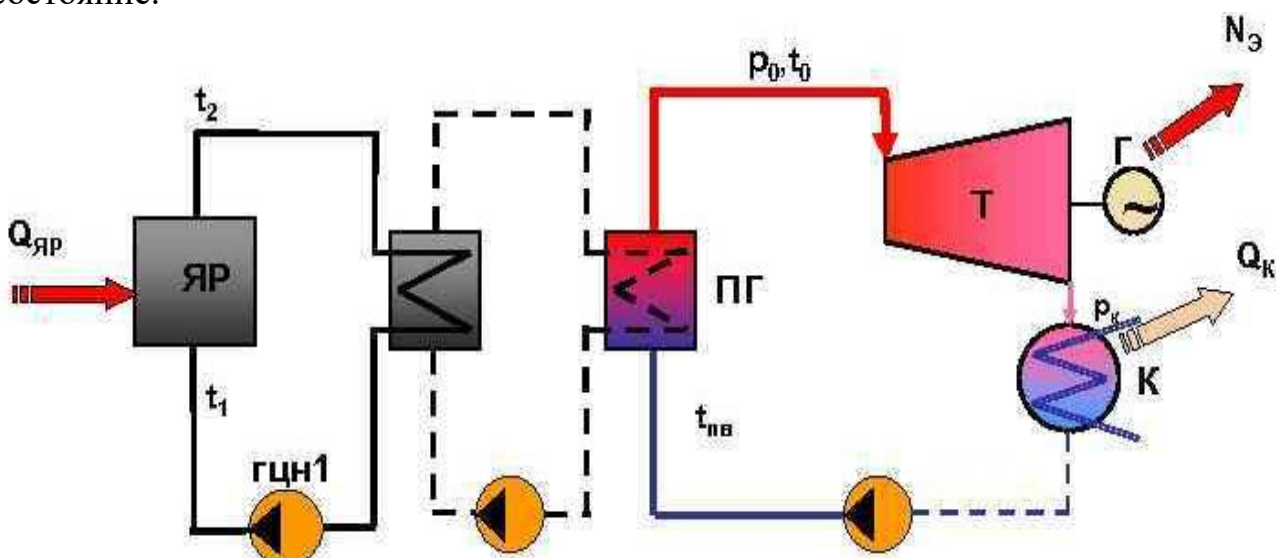


Рисунок 7.5 – Трехконтурная АЭС на быстрых нейтронах

В паровых циклах (рисунок 7.5) значение максимального и минимального давлений связано с температурами подвода и отвода тепла и поэтому физические свойства веществ влияют на диапазон температур при использовании данного рабочего тела. Для высокотемпературных теплоносителей рассматриваются циклы на насыщенном паре, при этом процесс расширения осуществляется в двухфазной области. В конце расширения принимается значение влажности до 10–12 %, что определяет максимальную допустимую температуру 850 К, а давление оказывается ниже атмосферного, вследствие чего дальнейшее снижение $T_{\text{конд}}$ становится

нереальным. Установки, работающие на парах натрия или калия, из-за сужения диапазона температур не могут иметь высокий КПД.

Принципиально возможно создание трехконтурной АЗГТУ, в которой в первом контуре будет циркулировать жидкий металл, например, натрий, калий или их смесь со свинцом (см. рисунок 7.5).

Второй контур также будет содержать жидкий металл, но этот металл не будет радиоактивным. Третий контур может быть выполнен по замкнутому (ГТУ ЗЦ) или по открытому циклу. В последнем случае турбомашинные установки получают аналогичными тем, которые широко применяются в стационарной и транспортной энергетике. Очевидно, что трехконтурная схема ГТУ получается громоздкой, тяжелой и сложной в управлении.

7.2. Выбор рабочего тела для АГТУ замкнутого цикла

Одной из важнейших проблем создания одноконтурных энергетических установок с газоохлаждаемыми реакторами является выбор рабочего тела.

Основой выбора газового теплоносителя служат технико-экономические показатели, учитывающие:

- нейтронно-физические свойства рабочего тела;
- теплопередающие свойства, как в условиях реактора, так и в условиях теплообменников;
- термодинамические свойства, определяющие возможный КПД цикла;
- теплофизические свойства, влияющие на конструктивные характеристики турбин и компрессоров;
- вопросы токсичности и безопасности работы [8, 9].
- С точки зрения нейтронно-физических свойств Д. Бедениг [10] считает, что идеальный теплоноситель должен обладать следующими свойствами:
 - иметь высокую удельную теплоемкость и хорошую теплопроводность;
 - мощность, затрачиваемая на прокачку, должна быть минимальной;
 - быть термически и радиационно стойким;
 - по возможности меньше активироваться;
 - иметь минимальное сечение захвата нейтронов;
 - обладать высокой температурой кипения и низкой точкой замерзания (для жидкого теплоносителя);
 - химически не реагировать с реакторными материалами;
 - его стоимость должна быть по возможности наименьшей.

Поэтому выбор рабочего тела для ГТУ замкнутого цикла с ядерным реактором представляет собой серьезную проблему. На первый план здесь выступают вопросы активации рабочего тела в реакторе. Среди газов, не активирующихся в реакторе, рассматривают в качестве рабочего тела углекислый газ, азот, гелий или их смеси. В связи с тем, что радиационные свойства этих газов практически одинаковы, рассмотрим целесообразность их применения с точки зрения термодинамики процессов в элементах ГТУ.

При условии одинаковой сложности схем ГТУ, равных температурах в соответствующих точках цикла, пренебрегая изменением теплоемкости от температуры, полагая неизменными внутренне КПД турбомашин, выполним сравнение ГТУ, работающих на воздухе, углекислом газе и гелии. Теплофизические свойства гелия и воздуха приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Теплофизические свойства гелия и воздуха

Наименование	Параметры		Воздух	Гелий
	p , МПа	t , °C		
Молекулярная масса	-	-	28,96	4
Газовая постоянная, кДж/(кг·К)	-	-	0,288	2,08
Показатель изэнтропы	0,1	20	1,4	1,665
	3	600	1,36	1,665
Скорость звука, м/с	-	20	343	1007
	-	600	584	1736
Удельная теплоемкость, кДж/(кг·К)	0,1	20	1,01	5,274
	3	600	1,12	5,274
Коэффициент теплопроводности, Дж/(см·с·К)	0,1	20	0,0265	0,1466
	3	600	0,0628	0,3287
Динамическая вязкость, Па·с	0,1	20	$1,82 \cdot 10^{-5}$	$1,98 \cdot 10^{-5}$
	3	600	$3,87 \cdot 10^{-5}$	$4,18 \cdot 10^{-5}$

Известно, что тепловой перепад в ступени турбины пропорционален квадрату окружной скорости:

$$h_{\text{см}} = \text{const } U^2. \quad (7.4)$$

Располагаемый тепловой перепад в турбине:

$$H_t = c_p T_3 (1 - T_3/T_4). \quad (7.5)$$

Тогда число ступеней:

$$z = \text{const}(c_p/U^2). \quad (7.6)$$

При заданной окружной скорости число ступеней равно:

$$z = \text{const} c_p. \quad (7.7)$$

Для компрессора при заданном значении критерия M можно получить число ступеней:

$$M = \frac{c}{\sqrt{kRT}}, \quad (7.8)$$

где c – скорость, м/с.

При заданной геометрии проточной части она может быть выражена через окружную скорость U . R – газовая постоянная равна:

$$R = \frac{8314,3}{\mu}, \quad (7.9)$$

где μ – молекулярная масса.

Тогда

$$M = \text{const} \left(\frac{U}{\sqrt{k/\mu}} \right), \quad (7.10)$$

или при заданном значении M :

$$U = \text{const}(\sqrt{k/\mu}). \quad (7.11)$$

Подставив полученное значение для U в (7.4), получим:

$$z = \text{const} \frac{c_p}{U^2} = \text{const} \frac{\mu \cdot c_p}{k}. \quad (7.12)$$

При помощи выражения (7.12) можно рассчитать число ступеней в турбине для различных газов. Аналогичный подход существует и при сравнении поверхностей теплообмена. Результаты расчета представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Сравнение отдельных свойств АЗГТУ при различных теплоносителях

Величина	Теплоноситель		
	воздух	He	CO ₂
Молекулярная масса	28,96	4,00	44,01
Теплоемкость, кДж/(кг К)	1,09	5,20	1,15
Вязкость $\times 10^{-5}$, Па·с	3,69	3,83	3,46
Скорость звука	1,00	3,00	0,75
Число ступеней при $U = idem$	1,00	4,90	1,05
Число ступеней при $M = idem$	1,00	0,55	1,82
Поверхность нагрева регенератора	1,00	0,40	1,30
Поверхность нагрева промежуточного охладителя	1,00	0,40	1,00

Из таблицы 7.2 следует, что для легкого газа – гелия требуемые поверхности теплообменников существенно меньше, чем для воздуха. Но при использовании гелия одновременно растет число ступеней при одинаковой окружной скорости ($U = idem$). Для тяжелого газа (CO₂) поверхности теплообмена больше, чем для воздуха, и при этом увеличивается число ступеней (влияние низкого M).

Выполненное сравнение показывает, что наиболее пригодным для ГТУ замкнутого цикла является гелий. Гелий наиболее пригоден и для реактора, т. к. практически не подвергается активации, что упрощает систему биологической защиты.

Высокие теплофизические свойства гелия позволяют в реакторе и теплообменниках получить коэффициент теплоотдачи $6 \div 11$ кВт/м². К недостаткам гелия можно отнести: высокую теплоемкость, что приводит к значительному увеличению числа ступеней турбомашин, и значительную текучесть, что требует разработки специальных систем уплотнения. Естественно, что стоимость гелия выше, чем углекислого газа.

Расчеты подтверждают возможность применения гелия в качестве рабочего тела с параметрами $p_3 = 7 \div 9$ МПа, $t_3 = 600 \div 800$ °С. Это позволит создавать установки с мощностью до 100 МВт с $\eta = 40$ %.

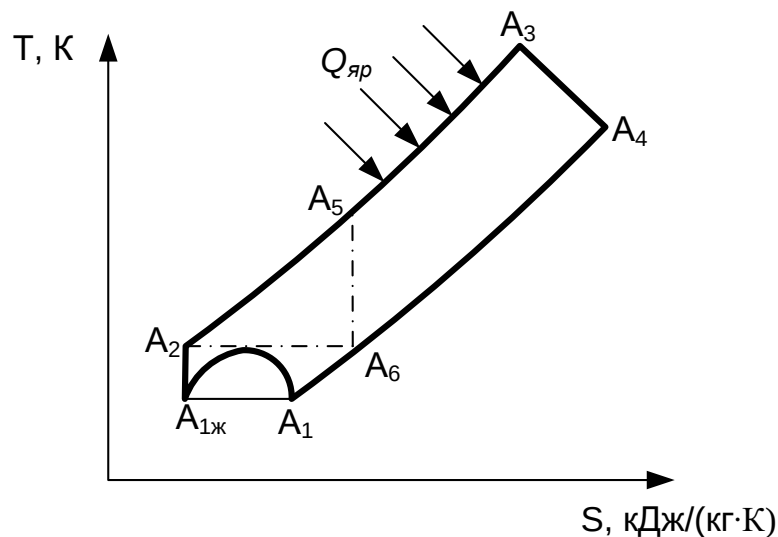


Рисунок 7.6 – Цикл ГТУ с конденсацией углекислоты:

$A_1-A_{1ж}$ – конденсация; $A_{1ж}-A_2$ – сжатие рабочего тела в жидкой фазе;
 A_2-A_5 – подогрев в регенераторе; A_5-A_3 – нагрев в ядерном реакторе;
 A_3-A_4 – расширение в турбине; A_4-A_6 – охлаждение в регенераторе;
 A_6-A_1 – охлаждение в конденсаторе

Имеются многочисленные проекты создания атомных ГТУ замкнутого цикла. Так, например, фирма «Эшер-Висс» разработала проект АЭС с ГТУ на гелии. При начальной температуре газа 760°C и степени регенерации 0,93, КПД получился 40,5 %, $N_e = 60$ МВт. Общая длина агрегата 8,5 м, диаметр КНД равен 0,67 м, а диаметр ТНД 1,390 м при частоте вращения ротора $n = 60$ Гц.

Известен проект транспортабельной АЭС на гелии с температурой газа $t_3 = 732^\circ\text{C}$, $G_g = 13\text{ кг/с}$, $N_e = 5000\text{ кВт}$. Корпус реактора имеет диаметр 3 м, высоту 4,57 м, диаметр теплообменника 1,52 м, высота 9,17 м. Гелий отдает теплоту воздуху, который работает в ГТУ.

В судовой ЭУ по проекту фирмы «Роллс-Ройс» реактор охлаждается натрием, который нагревает гелий. Температура гелия равна 662°C . Степень расширения в турбине 2,61.

Возможно также использование в замкнутом цикле ГТУ смеси газов, например, $0,1 \cdot \text{He} + 0,9 \cdot \text{CO}_2$. В этом случае реально применение цикла с частичной или полной конденсацией углекислоты. Такой цикл показан на рисунке 7.6.

Расчеты показывают, что для АЭС с ГТУ, работающей на смеси $0,1 \cdot \text{He} + 0,9 \cdot \text{CO}_2$, и газожидкостным циклом экономия материальных средств на единицу выработанной энергии оказывается выше, чем при использовании чистого гелия или углекислоты.

Исследования проводились для реактора на быстрых нейтронах типа БН-600 тепловой мощностью 2900 МВт. Давление газа 25 МПа, максимальная температура газа (He) равна 912 К, КПД установки равен 34,8 % (He) и 43,8 % (смесь газов). Масса турбомашин 150÷190 т. Сравнение КПД циклов ГТУ с различными рабочими телами при различных температурах оболочки ТВЭЛ показано на рисунке 7.7.

Из рисунка 7.7 следует, что в ГТУ на гелии наблюдается наиболее быстрый рост КПД с повышением $T_{об}$. Интересно отметить, что с повышением

q^{max} до 6 МВт/м² (q^{max} – теплонапряженность активной зоны) КПД ГТУ при любом газе снижается, так как при этом уменьшается объем активной зоны, снижается температура газа и растут гидравлические сопротивления в тракте ГТУ.

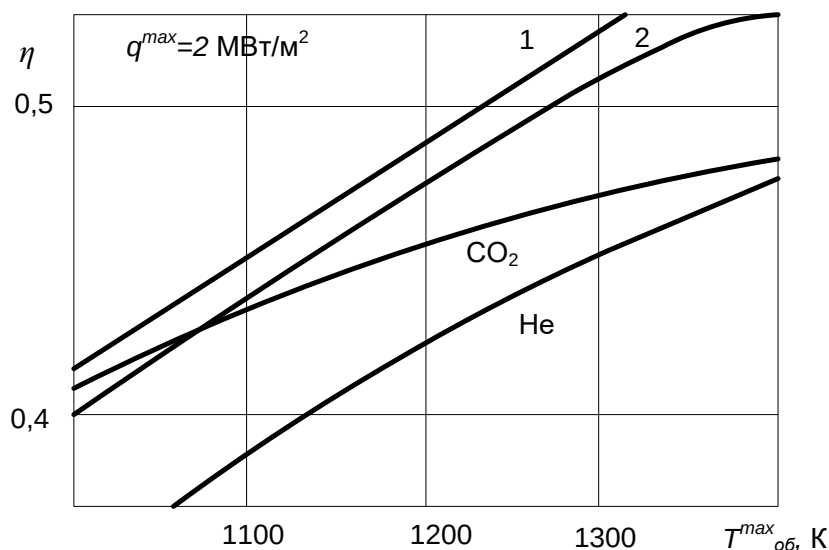


Рисунок 7.7 – Зависимость КПД ГТУ замкнутого цикла с различными рабочими телами от температуры оболочки тепловыделяющего элемента (ТВЭЛ) газо-охлаждаемого ядерного реактора:

- 1 – смесь газов $0,1 \cdot He + 0,9 \cdot CO_2$ с частичной конденсацией углекислоты;
2 – смесь газов $0,1 \cdot He + 0,9 \cdot CO_2$

В тоже время на основе выполненных исследований можно сделать вывод, что при высокой теплонапряженности активной зоны $q^{max} \approx 6 \text{ МВт/м}^2$ и $T_{об} \approx 1140 \text{ К}$ целесообразно применять CO_2 .

Применение гелия эффективно в диапазоне $q^{max} = 2 \div 6 \text{ МВт/м}^2$ при высоких температурах оболочки ТВЭЛ ($T_{об} > 1700 \text{ К}$). В диапазоне реально достижимых в настоящее время температур ТВЭЛ ($1000 \div 1200 \text{ К}$) и теплонапряженности $2 \div 3 \text{ МВт/м}^2$ наилучшим решением будет использование смеси гелия с тяжелыми газами.

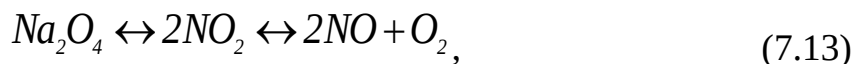
7.3. Применение химически реагирующих газовых смесей в качестве рабочего тела для АГТУ замкнутого цикла

Существуют вещества, которые изменяют теплофизические свойства при нагревании и охлаждении.

Их не очень точно называют химически реагирующими веществами. Особенностью химически реагирующих веществ и их смесей являются активные и быстропротекающие процессы диссоциации, которые возникают при подводе теплоты. В результате такой диссоциации увеличиваются число молей и газовая постоянная R . При обратной реакции происходит рекомбинация молекул, которая сопровождается выделением теплоты, что приводит к уменьшению числа молей и газовой постоянной.

Если химически реагирующие вещества применять в качестве рабочего тела в ГТУ ЗЦ, то после нагрева в ядерном реакторе будет увеличиваться объем рабочего тела, проходящего через турбину и возрастет газовая постоянная. После охлаждения в концевом охладителе объемный расход газа через компрессор уменьшается, и одновременно снижается газовая постоянная R , что приводит к уменьшению работы сжатия. Таким образом, применение химически реагирующих рабочих тел приводит в конечном итоге к увеличению полезной работы ГТУ. В результате КПД двигателя возрастает.

Одна из подобных реакций газа Na_2O_4 при $t = 300 \div 1\,500$ К выглядит так:



а для газа Al_2Cl_6 в диапазоне температур $t = 500 \div 1\,500$ К осуществима такая реакция:



Газовая постоянная при этом меняется в $2 \div 3$ раза.

При температуре газа $t_3 = 700 \div 800$ °С и $t_1 = 20 \div 40$ °С КПД ГТУ замкнутого цикла с N_2O_4 составит $40 \div 47$ %. Этот же газ позволяет организовать цикл со сжатием в жидкой фазе.

Перспективы применения диссоциирующих газов пока еще четко не определены, так как еще остаются неясными многие вопросы поведения газов в переходных процессах, а также совместимость газов с материалами проточной части. Выделение свободного кислорода в процессе диссоциации некоторых газов усложняет данную проблему.

7.4. Особенности проточных частей компрессоров и турбин для АЗГТУ замкнутого цикла

Все особенности конструкции проточных частей турбомашин ГТУ замкнутого цикла вызываются физическими свойствами газов. Некоторые из этих свойств рассмотрены выше.

Так, если использование легкого газа (например, He) вызывает увеличение числа ступеней и, следовательно, рост осевых размеров турбомашин, то при применении тяжелых газов (например, CO_2) число ступеней может сокращаться. Это приводит к необходимости повышать нагрузку на каждую ступень и применять лопатки с большими хордами.

Наименьшим изменениям подвергаются турбомашины в случае использования азота, так как показатель адиабаты k и газовая постоянная R мало отличаются от аналогичных констант воздуха.

Компрессорная ступень. Сравнение компрессорных ступеней для азота, CO_2 и He при ограничении по числу $M \leq 0,8$ показывает следующее.

Для случая $\rho = 0,5$ в азотном компрессоре можно получить такие параметры ступени: - коэффициент расхода $\varphi = 0,59$; - коэффициент напора $\psi = 0,345$. При этом углы потока в решетке рабочего колеса будут: $\Delta\beta = 19^\circ 40'$; $\beta_1 = 41^\circ 20'$; $\beta_2 = 61^\circ$.

Если в углекислотном компрессоре сохранить тот же треугольник, то изменится число M_{w1} в соответствии с выражением:

$$M_{w1}^{CO_2} = 0,8 \cdot \sqrt{\frac{k_{N_2} \cdot R_{N_2}}{k_{CO_2} \cdot R_{CO_2}}} = 0,8 \cdot 1,34 = 1,07. \quad (7.15)$$

Это приведет к резкому увеличению профильных потерь и падению КПД компрессора. Если уменьшить параметры исходного треугольника скоростей ступени в 1,34 раза, то снизится в 1,8 раза ее *напорность*. Если не изменять окружную скорость, то для достижения $M_{w1} = 0,8$ необходимо снизить коэффициент расхода φ . При условии $\Delta\beta = \Delta\beta_{ном}$ снижение φ приведет к уменьшению напора, т. е. в любом случае *напорность* ступени углекислотного компрессора будет меньше, чем азотного.

Для гелиевого компрессора картина будет совершенно иной. Работа сжатия для 1 кг гелия примерно в 5 раз больше, чем для 1 кг азота. Поэтому применение гелиевого компрессора приведет к пятикратному увеличению числа ступеней. Если применить в гелиевой ступени треугольник скоростей, подобный ступени азотному компрессору, то потребуются увеличить примерно в 3 раза окружную скорость, что, естественно, недопустимо.

Если не увеличивать окружную скорость, то при $M_{w1} = 0,8$ получается малая величина коэффициента напора ψ . Поэтому для гелиевого компрессора рекомендуют применять ступень с отрицательной начальной закруткой и большим коэффициентом расхода или при повышенной степени реакции (даже больше 1,0). Последнее неизбежно приведет к снижению КПД ступени. При реактивности ступени меньше единицы следует увеличить густоту решетки, что также приведет к снижению КПД.

Турбинная ступень. Для азота турбинная ступень, так же как и компрессорная, мало отличается от обычной ступени для воздуха. Обычный подход для проектирования турбинной ступени – это недопущение степени реактивности у корня ρ меньше нуля, принятие угла выхода потока α_2 не менее $75 \div 80^\circ$ (для 1-й ступени) и уменьшение выходной скорости с тем, чтобы коэффициент скорости λ_2 был равен $0,4 \div 0,5$.

Типовой треугольник скоростей для азотной турбинной ступени имеет следующие характеристики: $\rho = 0,35$; $\alpha_2 = 70^\circ$; $\alpha_1 = 28^\circ$; $\beta_1 = 55^\circ$; $\beta_2 = 33^\circ$; $\lambda_2 = 0,5$; $U = 300 \text{ м/с}$; $\Theta = 92^\circ$.

Применение такого треугольника для CO_2 приведет к увеличению коэффициентов скорости $\lambda_{1C}, \lambda_{2C}$ и λ_{w1} . Это означает заведомо низкий КПД ступени. (Обычно выбирают $\lambda_{1C} < 1,05$ и $\lambda_{w1} < 0,7$). При этом для CO_2 более вероятна возможность получения отрицательной реактивности у корня лопаток.

Следовательно, для турбинной ступени на CO_2 следует принимать повышенное значение $\rho = 0,35 \div 0,45$. Кроме того, в углекислотной ступени для уменьшения λ_{2C} следует уменьшить коэффициент расхода. Теоретическая работа ступени на CO_2 будет меньше, чем на азоте.

В случае использования гелиевой ступени при ограниченной величине окружной скорости имеется возможность существенно увеличить нагрузку на ступень за счет уменьшения угла α_2 до величин, приемлемых с точки зрения КПД. Так как длина лопаток в гелиевой ступени больше, чем в азотной, то

имеется возможность принимать при проектировании величину $\rho_{cp} = 0,20 \div 0,30$. При выборе угла $\alpha_2 = 60^\circ$ и $\rho_{cp} = 0,35$ можно получить турбинную ступень на гелии с коэффициентом напора примерно в 2 раза больше, чем в азотной ступени.

Большой опыт проектирования турбомашин на различных газах в отечественных научных центрах позволяет сделать вывод о том, что создание гелиевых турбокомпрессоров большой мощности не выдвигает никаких принципиально новых проблем для энергомашиностроения. Выигрыш от применения подобных агрегатов может быть весьма существенным. Установлено, что только за счет повышенного уровня давления в ГТУ замкнутого цикла при одинаковых размерах турбомашин с двигателями открытого цикла достигается десятикратное увеличение мощности.

Расчеты показывают [14], что КПД атомной ГТУ на гелии может достичь 45,8 % при $t_3 = 800^\circ\text{C}$. С увеличением единичной мощности тепловая экономичность ядерной ГТУ растет. Высокий КПД позволяет также понизить удельную стоимость реакторной установки. Для атомных электростанций для заполнения первого контура гелием (в 2-контурной установке) необходимо $5 \div 8$ кг/МВт при стоимости 0,5 % от общих капитальных затрат.

Разработки по созданию ГТУ замкнутого цикла с использованием ядерной энергии в качестве источника тепла начались одновременно с развитием двигателей открытого цикла. Это связано с явными преимуществами, которыми обладает замкнутый цикл.

Сравнительная оценка эксплуатационных расходов ГТУ ЗЦ и других тепловых двигателей показала, что ГТУ ЗЦ дополнительно позволяют:

- экономить объем помещений за счет пространственной компоновки агрегатов;
- уменьшить вырезы в верхней части настилов для воздухо- и газопроводов;

Применение в ГТУ ЗЦ новых материалов, например, карбида кремния для деталей турбины, жаростойких материалов для регенератора позволит поднять температуру газа в замкнутом цикле до 1200°C , что обеспечит получение КПД цикла до 55 % и удельный расход топлива 180 г/(кВт·ч). Однако при этом отдельной проблемой остается создание ядерного реактора на высокие параметры рабочего тела.

7.5. Установки малой мощности с замкнутым газотурбинным циклом

Атомные станции малой мощности (АСММ) с ГТУ – до 300 МВт(э) – могут иметь несколько сфер применения:

- в качестве источников децентрализованного энергоснабжения;
- для реновации устаревших ТЭЦ или строительства новых генерирующих мощностей в рамках существующей энергосистемы;
- для обеспечения электроэнергией и промышленным теплом промышленных потребителей.

В качестве энергоисточника для АСММ предлагается высокотемпературный модульный газоохлаждаемый реактор (ВТГР) с прямым газотурбинным циклом преобразования энергии (МГР-ГТ). Для сравнения

приводятся оценки параметров прямого газотурбинного цикла, использующего в качестве рабочего тела диоксид углерода сверхкритических параметров.

Реакторная установка МГР-ГТ

Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы могут быть одним из вариантов АСММ в силу следующих особенностей:

- возможности достижения высокой температуры теплоносителя первого контура;
- внутренне присущей безопасности в отношении останова реактора и его расхолаживания, гарантированно исключающей повышенный выход активности и плавление активной зоны.

Высокая температура теплоносителя открывает возможность производства электроэнергии с высоким КПД, производства энергоносителей, коммунального и промышленного тепла для технологических целей.

Уникальные свойства безопасности позволяют размещать АСММ с ВТГР вблизи промышленных предприятий и крупных населенных пунктов.

Высокий уровень безопасности ВТГР достигается следующими техническими решениями:

- используется однофазный гелиевый теплоноситель, не влияющий на реактивность;
- используется графит в качестве замедлителя и конструкционного материала активной зоны, что определяет высокую теплоемкость, тепловую инерцию и структурную стабильность при очень высоких температурах (больше 3000 °С);
- топливо на основе микрочастиц с терморадационностойкими покрытиями способно удерживать продукты деления при температурах, значительно превышающих температуру топлива при нормальной эксплуатации и авариях;
- низкий уровень энергонапряженности и конфигурация активной зоны рассчитаны таким образом, что отвод остаточных тепловыделений обеспечивается через боковую поверхность корпуса реактора за счет теплопроводности и излучения; при этом не требуются источники энергии или вмешательство персонала, плавление активной зоны исключено, продукты деления удерживаются внутри топлива.

Перечисленные особенности АСММ с ВТГР открывают возможности для замещения ими существующих электростанций на органическом топливе для обеспечения энергией и теплом крупных городов.

Другой вариант – использование в зонах децентрализованного энергоснабжения, где размещены предприятия добывающих отраслей (Сибирь, Крайний Север, Дальний Восток).

Для таких регионов энергоснабжение должно обеспечивать нужды в электроэнергии, а при необходимости – в технологическом тепле для промышленных предприятий, коммунальном тепле, горячей воде и топливе для транспорта.

Для АСММ предлагается высокотемпературный модульный реактор с гелиевым теплоносителем и прямым газотурбинным циклом преобразования

энергии. Реакторная установка МГР-ГТУ включает реактор, размещенный в вертикальном корпусе, и систему преобразования энергии в смежном корпусе. Реактор и система преобразования энергии соединены горизонтальным корпусом, обеспечивающим подачу горячего гелия в систему преобразования энергии и холодного гелия в реактор (рисунок 7.8). Тепловая схема установки с прямым газотурбинным циклом представлена на рисунке 7.9.

Преобразование энергии осуществляется в границах первого контура, являющегося одновременно контуром теплоносителя реактора и рабочего тела цикла преобразования энергии, и происходит следующим образом:

при работе реактора на мощности тепловая энергия, выделяющаяся в активной зоне, отводится циркулирующим в контуре гелием к турбине. Мощность, вырабатываемая турбиной, приводит в действие компрессоры низкого и высокого давления и генератор, которые расположены на одном валу с турбиной.

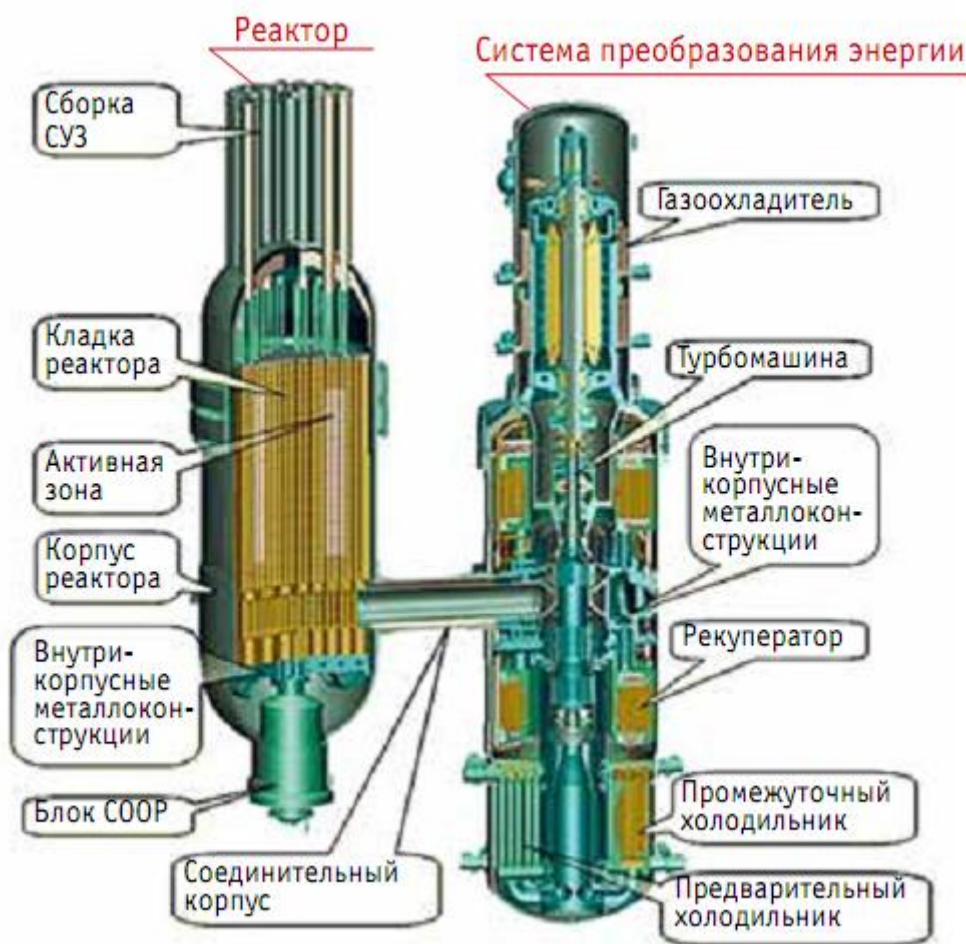


Рисунок 7.8 – Реакторный блок установки МГР-ГТУ

Высокоэффективный рекуператор используется для возврата в цикл большей части тепловой энергии гелия, выходящего из турбины, и передачи ее к гелию, поступающему на вход в реактор. Для повышения эффективности газового цикла осуществляется охлаждение гелия в промежуточном холодильнике перед входом в компрессор высокого давления.

Рекуператор позволяет реактору и турбине работать при высоких температурах, тогда как компрессоры работают при низких температурах. Сбросное тепло от первого контура в предварительном и промежуточном холодильниках системой охлаждающей воды и далее к атмосферному воздуху в сухих вентиляторных градирнях. Высокая температура сбросного тепла газотурбинного цикла (более 100 °С) позволяет использовать его для теплоснабжения и горячего водоснабжения.

В климатических условиях России такая функциональная возможность имеет большое значение. Свидетельством этого служат данные по годовому расходу природного газа на производство электрической и тепловой энергии, которые составляют около 135 и 200 млрд м³ соответственно [2].

Реакторная установка может эксплуатироваться в двух режимах: производства только электроэнергии и комбинированного производства электро- и тепловой энергии. Таким образом, кроме более высокого КПД производства электроэнергии реакторная установка предоставляет потенциальную возможность получить коэффициент использования тепловой энергии более 90 %.

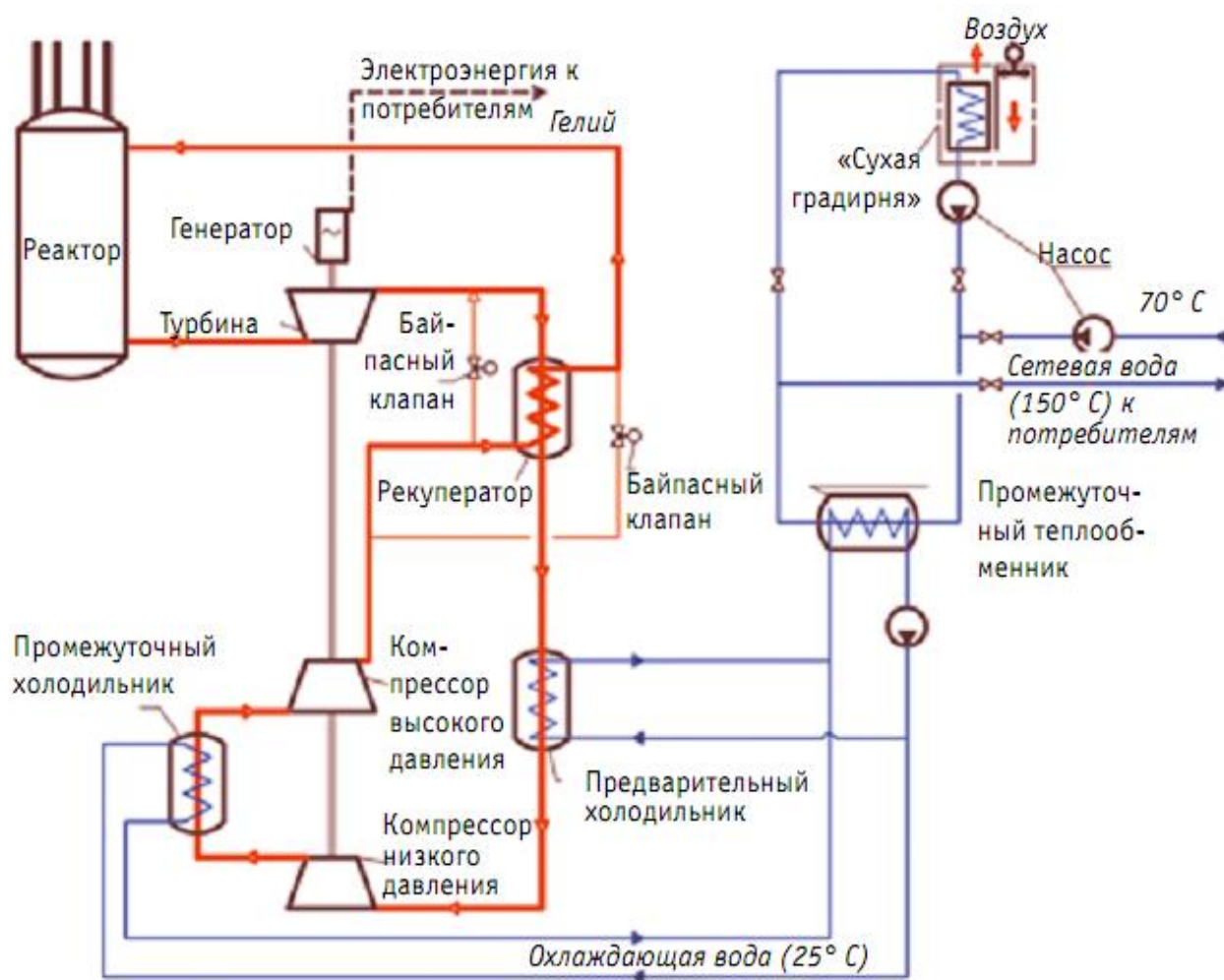


Рисунок 7.9 – Схема энергоисточника для когенерации электроэнергии и коммунального теплоснабжения

При работе установки в комбинированном режиме сбросное тепло отводится к теплоносителю сетевого контура в сетевых теплообменниках.

В режиме производства только электроэнергии сетевой контур отключен, и сбросное тепло отводится к атмосферному воздуху в сухих вентиляторных градирнях.

Чтобы не допустить в комбинированном режиме повышения температуры гелия на входе в рекуператор сверх допустимых пределов (600 °С), организована байпасная ветка с регулируемым перепуском гелия первого контура помимо рекуператора (с выхода компрессора высокого давления на выход рекуператора по стороне высокого давления). Основные параметры работы установки в двух режимах приведены в таблице 7.3.

Установка с ВТГР и газотурбинным циклом должна устойчиво и эффективно работать на 100%-ной электрической нагрузке в заданном диапазоне изменения:

- суточное (недельное) отслеживание электрической нагрузки в диапазоне от 100 % до 50 % Нэл (от 100 % до 15 % Нэл) со скоростью 0,6 %/мин;
- быстрое изменение нагрузки в диапазоне автоматического регулирования от 100 % до 15 % Нэл со скоростью до 10 %/мин.

Таблица 7.3 – Основные технические характеристики

Параметр	Режим производства электроэнергии	Режим производства электроэнергии и коммунального тепла
Мощность, МВт:		
тепловая	215	215
электрическая	≈ 100	54,7
Температура на выходе из реактора, °С	850	795
КПД системы преобразования энергии, %	≈ 48	≈ 25,4
Мощность сетевого контура, МВт	-	
Годовой отпуск продукции:		
Электрическая энергия, млн. кВт·ч	792,8	437,6
Тепло, тыс. Гкал	-	1000

Используются два основных способа управления нагрузкой в пределах диапазона регулирования:

- изменением массы гелия в контуре;
- байпасированием расхода через клапаны с выхода из компрессора высокого давления на выход из турбины (рисунок 7.10).

Регулирование электрической мощности установки варьированием давления гелия (массового расхода) в контуре с одновальной турбомашинной и соответствующим изменением тепловой мощности реактора наиболее эффективно, поскольку структура и режим течения гелия по тракту контура и в

лопастных системах турбин и компрессоров остаются подобными, обеспечивая КПД, соответствующий 100%-ной нагрузке.

Для быстрого изменения электрической мощности со скоростью 10 % $N_{ном}$ /мин и более, а также предотвращения разгона турбомашины больше допустимых оборотов (120 % $n_{ном}$) используют перепуск гелия с необходимой скоростью и расходом по контуру газотурбинного цикла, например, с напора компрессора на выход из турбины. Время и диапазон изменения нагрузки ограничиваются временем закрытия и открытия клапанов и проходными сечениями байпасных линий. Маневренность при этом способе управления нагрузкой существенно выше, чем в первом случае, так как нагрузка сильно зависит от расхода гелия через байпасные линии.

Байпасные клапаны используются, когда требуется быстрое изменение электрической нагрузки, особенно ее быстрое снижение. Однако при этом снижается КПД цикла, увеличивается мощность системы охлаждения БПЭ, и при длительной работе ухудшаются экономические показатели реакторной установки. Поэтому одновременно с началом открытия байпаса начинается уменьшение массы гелия в контуре. В этом случае мощность электрогенератора зависит от расхода гелия по байпасной ветке, который уменьшает мощность турбины за счет снижения расхода и повышения давления за турбиной. Такое регулирование возможно при постоянной мощности реактора, баланс которой обеспечивается отводимой мощностью в концевом и промежуточных холодильниках.

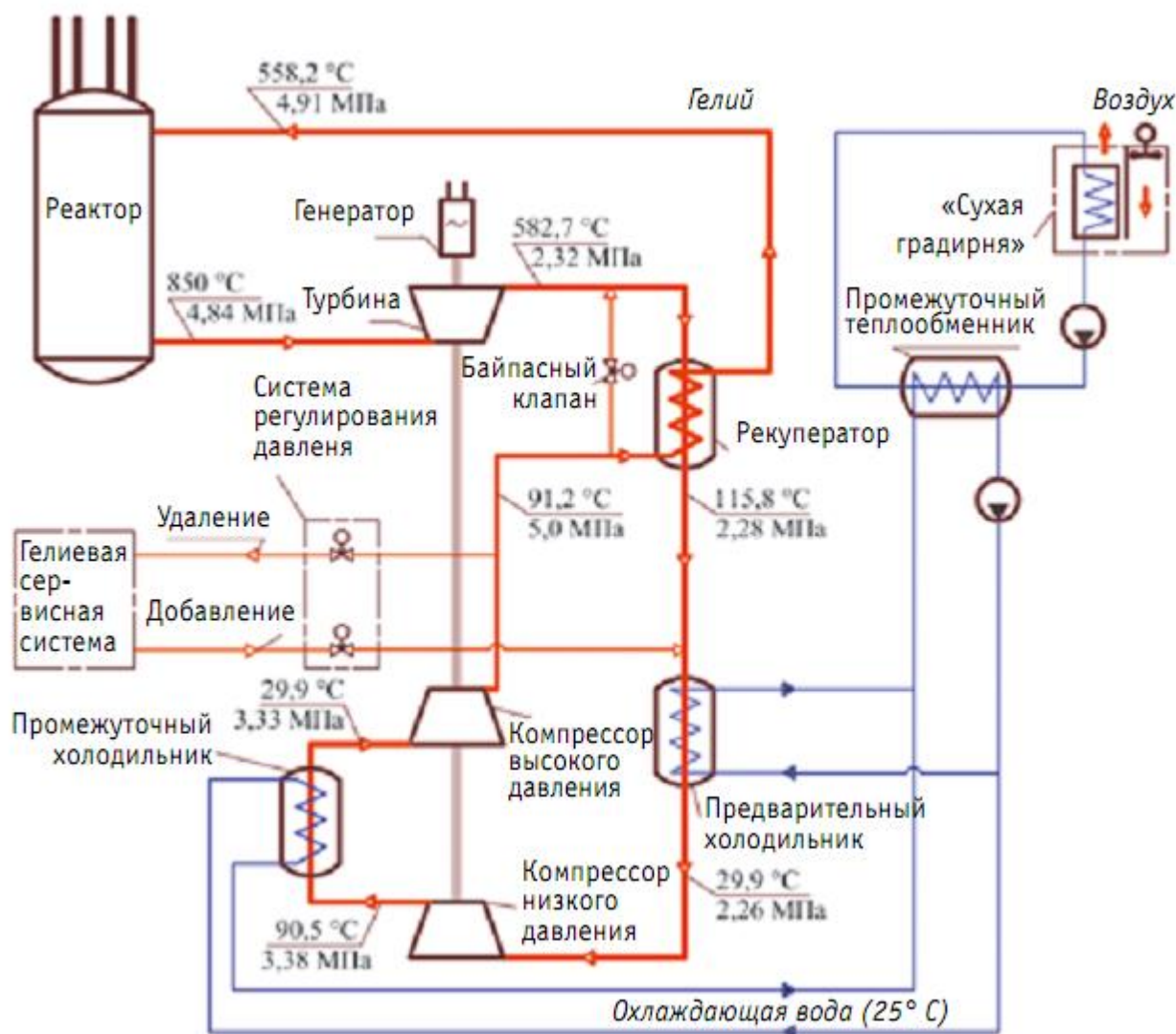


Рисунок 7.10 – Схема реакторной установки с основными регуляторами

Перспективным направлением является использование высокотемпературных реакторов для обеспечения энергией крупных промышленных потребителей, требующих длительного и надежного снабжения теплом и электроэнергией. Это могут быть производства, связанные с добычей и переработкой нефти, синтезом аммиака, металлургией, разработкой различных месторождений, газификацией угля и др. Для труднодоступных районов, возможно, создать на основе ВТГР энергоисточник для производства водорода из воды, электроэнергии в прямом газотурбинном цикле, коммунального теплоснабжения.

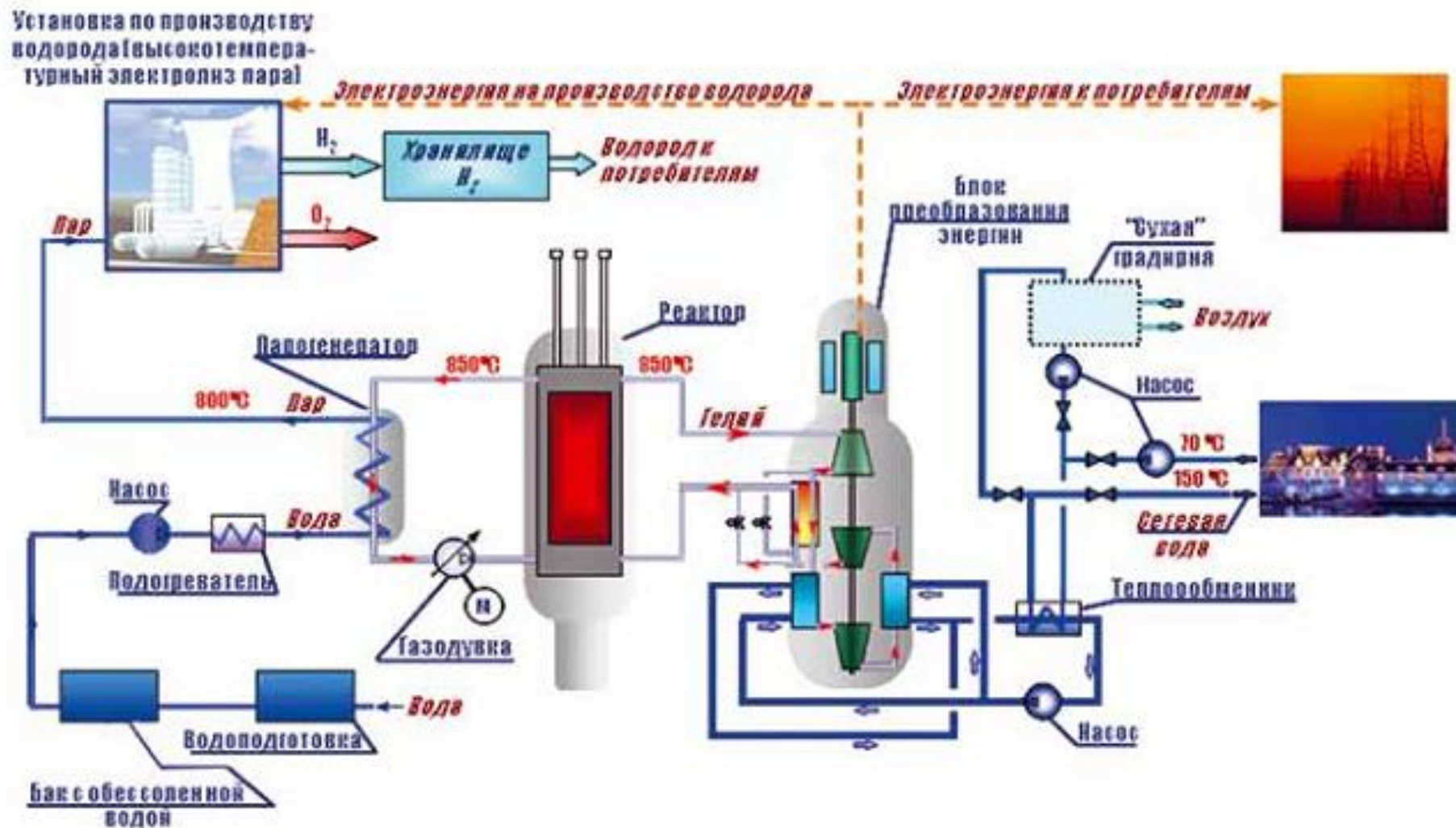


Рисунок 7.11 – Схема энергоисточника для тригенерации электроэнергии, водорода и коммунального тепла

Производимый водород может быть использован как топливо для транспорта. В этом случае изолированный регион может быть обеспечен всеми видами энергии за счет собственного энергоисточника с ВТГР. Схема такого энергоисточника показана на рисунке 7.11.

Тепловая энергия реактора преобразуется в перегретый пар, который отводится в установку высокотемпературного электролиза на твердооксидных электрохимических элементах, где производятся водород и кислород, и в электроэнергию, которая вырабатывается в прямом замкнутом газотурбинном цикле и отводится к установке высокотемпературного электролиза и потребителям. Не использованное в газотурбинном цикле тепло отводится на коммунальные нужды. Такая схема позволяет обеспечить при необходимости работу реактора с постоянными параметрами, перераспределяя мощность между газотурбинной и водородной установками.

В последнее десятилетие вновь появились публикации, в которых рассматривается конкурентоспособность производства электроэнергии в прямом газотурбинном цикле на углекислом газе со сверхкритическими параметрами.

Выше было приведено предварительное исследование одноконтурной ядерной энергетической установки относительно небольшой энергетической мощности (100 МВт). Применение углекислого газа ограничивает максимальную температуру в цикле величиной 650 °С, что обусловлено его термической нестабильностью.

Применение сверхкритических давлений позволяет повысить эффективность преобразования энергии благодаря уменьшению работы сжатия вблизи критической точки (30,98 °С, 7,38 МПа). При этом удастся избежать конденсации рабочего тела и использовать воду при температуре окружающей среды для охлаждения конечного холодильника.

В простом регенеративном цикле при минимальной температуре 305÷310 К, степени рекуперации 0,87 и давлении 7,75÷8 МПа ($\pi_k = 2,5\div 2,6$) могут быть достигнуты КПД примерно 32 % и удельная мощность 240÷280 кДж/кг. В установке мощностью 100 МВт с учетом КПД, а также перетечек, расход углекислоты может составлять от 1000 до 1400 кг/с.

Низкая работа сжатия позволяет реализовать одно- или двухступенчатые турбомашин, что существенно сокращает длину ротора и делает его достаточно жестким. При этом наиболее сложным является вопрос согласования частот вращения турбомашин и генератора. Если с последним при нынешних темпах развития силовой электроники проблемы могут быть решены, то для создания эффективного компрессора необходима частота вращения в диапазоне 12÷18 тыс. мин⁻¹ (окружная скорость рабочего колеса центробежного компрессора 160÷220 м/с в зависимости от напора). Осевую турбину можно реализовать, начиная с частоты вращения 3000 мин⁻¹, т. е. используя стандартный генератор без системы преобразования электрического тока.

Вопрос об определении оптимального числа валов требует дополнительного исследования.

Сравнительный анализ, представленный в таблице 7.4, показывает, что применение углекислого газа вместо гелия позволяет ограничиться в турбине одной-двумя ступенями, а в компрессоре – одной центробежной. В то же время высокое максимальное давление в контуре (около 20 МПа) и низкие коэффициенты теплопередачи приводят к существенному росту массогабаритных характеристик теплообменного оборудования, прежде всего рекуператора, на которые также влияет немонотонная зависимость теплоемкости от температуры. Ограничение максимальной температуры в цикле по сравнению с гелием снижает общую эффективность установки.

Таблица 7.4 – Сравнительный анализ применения теплоносителей в АСММ с ВТГР

Характеристика	He	CO ₂
Электрическая мощность, МВт		
Мощность реактора, МВт	215	315
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	850	650
Давление теплоносителя, МПа	5	20
Число ступеней турбокомпрессора при заданной периферийной окружной скорости (турбина плюс компрессор)	21	3
Масса турбомашины, т	360	80
Поверхность нагрева рекуператора, м ²	15 768,0 (при степени рекуперации 0,95)	8700 (при степени рекуперации 0,87)
Поверхность нагрева холодильников, м ²	3757,4	8000
КПД цикла, %	48	32

ВТГР позволяют заместить существующие электростанции на органическом топливе и обеспечить комплексное решение энергоснабжения регионов включая и регионы с дефицитом охлаждающей воды, электричеством, бытовым теплом и топливом в виде водорода для транспорта.

Сравнение с газотурбинным циклом на углекислом газе со сверхкритическими параметрами демонстрирует преимущество использования гелиевого теплоносителя.

ВТГР с гелиевым теплоносителем имеет перспективы, связанные с возможностью увеличения температурного потенциала теплоносителя, тогда как установки с теплоносителем на CO₂ со сверхкритическими параметрами ограничены уровнем температур до 650 °С, связанным с термической нестабильностью углекислого газа.

7.6. Контрольные вопросы к Разделу 7

1. Какие рабочие тела могут быть использованы в АГТУ замкнутого цикла?
2. В чем состоят преимущества АЗГТУ?
3. Что необходимо для эффективного использования теплоты, получаемой в ядерном реакторе?
4. Приведите классификацию циклов АГТУ по замкнутости рабочего процесса, по уровню определяющих параметров, по совокупности термодинамических процессов и по типу основного рабочего тела.
5. Дайте определение коэффициента использования мощности и что он определяет?
6. Какие АГТУ называют установками замкнутого цикла, и в чем их главное отличие?
7. Какие основные достоинства АГТУ замкнутого цикла?
8. Какие определенные недостатки АГТУ замкнутого цикла?
9. Что необходимо для использования теплоты, получаемой в ядерном реакторе, наиболее эффективным в АГТУ замкнутого цикла?
10. Приведите особенности одноконтурных атомных ГТУ замкнутого цикла.
11. Приведите особенности двухконтурных атомных ГТУ замкнутого цикла.
12. Приведите особенности трехконтурных атомных ГТУ замкнутого цикла.
13. Какая основная особенность способствует использованию рабочих тел для АГТУ замкнутого цикла?
14. Какое рабочее тело наиболее пригодно для АГТУ замкнутого цикла?
15. Что является особенностью химически реагирующих веществ и их смесей?
16. Что позволяют выполнить дополнительно АГТУ замкнутого цикла?
17. Как повлияют различные рабочие тела на компрессорную ступень?
18. В чем состоит влияние различных рабочих тел на турбинную ступень?
19. Какие сферы применения могут иметь атомные станции малой мощности?
20. За счет каких технических решений достигается высокий уровень безопасности ВТГР?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балошин, Ю. А. Физические основы ядерной энергетики: учебное пособие. Часть II / Ю. А. Балошин, Ю. П. Заринчак, М. В. Успенская – СПб: Университет ИТМО, 2015. – 88 с. – Текст: непосредственный.
2. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов/ В. Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с. – Текст: непосредственный.
3. Маргулова, Т. Х. Атомные электрические станции / Т. Х. Маргулова. – 4-е издание. – М.: Высшая школа, 1984. – 360 с. – Текст: непосредственный.
4. Тепловые и атомные электрические станции: справочное пособие / под общ. ред. А. В. Клименко, В. М. Зорина. – 4-е изд., стереот. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2003. – 648 с. – Текст: непосредственный.
5. Костюк, А. Г. Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов / А. Г. Костюк, В. В. Фролов, А. Е. Булкин, А. Д. Трухний; под ред. А. Г. Костюка. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 557 с. – Текст: непосредственный.
6. Арсеньев, Л. В. Стационарные газотурбинные установки / Л. В. Арсеньев, В. Г. Тырышкин, И. А. Богов; под ред. Л. В. Арсеньева, В. Г. Тырышкина. – Л.: Машиностроение (Ленинградское отделение), 1989. – 543 с. – Текст: непосредственный.
7. Стерман, Л. С. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов / Л. С. Стерман, В. М. Лавыгин, С. Г. Тишков. – Москва: Издательство МЭИ, 2004. – 424 с. – Текст: непосредственный.
8. Андреев, П. А. Оптимизация теплоэнергетического оборудования АЭС / П. А. Андреев, М. И. Гринман, Ю. В. Смолкин. – М.: Атомиздат., 1975. 222 с. – Текст: непосредственный.
9. Канаев, А. А. Неводяные пары в энергомашиностроении / А. А. Канаев, И. З. Копп. – М.: Машиностроение, 1973. – 214 с. – Текст: непосредственный.
10. Бедениг, Д. Газоохлаждаемые высокотемпературные реакторы / Д. Бедениг. – М.: Атомиздат, 1975. – 223 с. – Текст: непосредственный.
11. Лукасевич, Б. И. Парогенераторы реакторных установок ВВЭР для атомных электростанций / Б. И. Лукасевич, Н. Б. Трунов, Ю. Г. Драгунов, С. Е. Давиденко. – Москва: ИКЦ «Академкнига», 2004. – 391 с. – Текст: непосредственный.
12. Седнин, А. В. Атомные электрические станции. Курсовое проектирование: учеб. пособие / А. В. Седнин, Н. Б. Карницкий, М. Л. Богданович. – Минск: Высшая школа, 2010. – 150 с. – Текст: непосредственный.

13. Марченко, Г. Н. Ядерные газотурбинные установки замкнутого цикла / Г. Н. Марченко, Ю. Я. Петрушенко, Г. И. Дружинин, А. У. Учарова. – Текст: непосредственный // Проблемы энергетики. – 2008. – № 5-6. – С. 86-97.

14. Цанев, С. В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / С. В. Цанев, В. Д. Буров, А. Н. Ремезов; под ред. С. В. Цанева – М.: Изд. МЭИ, 2002. – 584 с. – Текст: непосредственный.

15. Тепловые и атомные электрические станции: справочник / Под ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с. – Текст: непосредственный.

16. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. Том 2 / Под ред. А. А. Саркисова. – М.: Академ-Принт, 2015. – 387 с. – Текст: непосредственный.

Учебное издание

Злобин Владимир Германович

**Энергетические установки
автономных источников энергии. Атомные
электростанции и термоядерные установки**

Часть 2. Атомные электростанции

Учебное пособие

Редактор и корректор А. А. Чернышева
Техн. редактор А. А. Чернышева

Учебное электронное издание сетевого распространения

Системные требования:
электронное устройство с программным обеспечением
для воспроизведения файлов формата PDF

Режим доступа: http://publish.sutd.ru/tp_get_file.php?id=202016, по паролю.
- Загл. с экрана.

Дата подписания к использованию 11.02.2025 г. Рег. № 5066/25

Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД
198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.