

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
Национальный исследовательский университет «МЭИ»

КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

Оглавление

Лекция 1. Введение в курс.....	5
1.1. Краткое содержание тематики курса.....	5
1.2. Современное состояние и перспективы развития атомной энергетики в России и в мире, включая ввод новых мощностей и продление эксплуатации действующих энергоблоков	10
1.3. Новые перспективные проекты АЭС	16
1.4. Требования к подготовке квалифицированных кадров для ввода в эксплуатацию и эксплуатации АЭС.....	43
Лекция 2. Содержание процесса ввода в эксплуатацию АЭС и обеспечение безопасности	45
2.1. Общая характеристика процесса ввода в эксплуатацию	45
2.2. Последовательность и состав работ по вводу в эксплуатацию.....	47
2.3. Организация работ по вводу в эксплуатацию на площадке АС	58
2.4. Планирование работ по вводу в эксплуатацию	60
2.5. Лицензирование и получение разрешений на право производства работ по вводу в эксплуатацию	65
Лекция 3. Содержание процесса ввода в эксплуатацию АЭС и обеспечение безопасности	67
3.1. Руководство и управление вводом в эксплуатацию.....	67
3.2. Суть и требования культуры безопасности при эксплуатации АЭС.....	82
3.3. Обеспечение безопасности при вводе в эксплуатацию	83
3.4. Основные выводы из аварий на АЭС «Три Майл Айленд» (США), на 4-ом энергоблоке Чернобыльской АЭС и на АЭС «Фукусима».	92
Лекция 4. Нормативное регулирование процесса ввода в эксплуатацию	102
4.1. Актуализация и создание системы регулирования ввода в эксплуатацию	102
4.2. Структура и состав документов, регулирующих ввод в эксплуатацию	106
4.3. Управление системой обеспечения качества ввода в эксплуатацию	118
Лекция 5. Нормативное регулирование процесса ввода в эксплуатацию	127
5.1. Развитие регулирования процесса ввода в эксплуатацию.....	127
5.2. Нормативная документация по вводу в эксплуатацию	130
5.3. Пусконаладочная документация	148
Лекция 6. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию	168
6.1. Натурное экспериментальное обоснование эксплуатации АЭС	168
6.2. Цели и условия натурных испытаний при вводе в эксплуатацию.....	169
6.3. Требования к составу испытаний при вводе в эксплуатацию.....	172
Лекция 7. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию	175

7.1. Критерии успешности испытаний	175
7.2. Оптимизация испытаний оборудования и сооружений при вводе в эксплуатацию	178
7.3. Технические требования готовности систем, оборудования и помещений энергоблоков атомных станций с реакторами ВВЭР и РБМК к этапам ПНР	185
Лекция 8. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию	198
8.1. Состав и цели предпусковых наладочных работ	198
8.2. Назначение и задачи физического пуска реактора	201
8.3. Назначение и задачи энергетического пуска энергоблока	202
8.4. Состав и цели опытно-промышленной эксплуатации	202
Лекция 9. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию	204
9.1. Условия перехода с одного этапа (подэтапа) ввода энергоблока АС в эксплуатацию на следующий этап (подэтап)	204
9.2. Комплексные испытания систем внутриреакторного контроля ВВЭР	207
Лекция 10. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию	231
10.1. Обоснование сейсмической безопасности при вводе в эксплуатацию	231
Лекция 11. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации	244
11.1. Основные задачи инженерной поддержки ввода в эксплуатацию и эксплуатации АЭС	244
11.2. Управление несоответствиями при вводе в эксплуатацию	244
11.3. Анализ отказов и дефектов оборудования при вводе в эксплуатацию	248
11.4. Анализ продолжительности работ на этапах ввода в эксплуатацию	256
Лекция 12. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации	268
12.1. Риски при вводе в эксплуатацию	268
12.2. Методика оценки рисков при сооружении и вводе в эксплуатацию и их влияния на сроки ввода в эксплуатацию	269
Лекция 13. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации	279
13.1. Проектные ограничения и учет циклов нагружения оборудования РУ	279
13.2. Испытания и ресурс узлов и элементов реакторной установки	286
13.3. Методы контроля повреждаемости и остаточного ресурса при вводе в эксплуатацию и эксплуатации	289
13.4. Методология контроля остаточного ресурса оборудования и трубопроводов реакторных установок ВВЭР с использованием автоматизированной системы (САКОР)	297
Лекция 14. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации	306
14.1. Система пусконаладочных измерений реакторной установки (СПНИ)	306
Лекция 15. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации	348
15.1. Методология диагностики оборудования АЭС	348
15.2. Мониторинг технологических процессов на энергоблоке АЭС	370

15.3. Прогнозирование технологических нарушений эксплуатации оборудования АЭС	372
Лекция 16. Обеспечение технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС по техническому состоянию.....	380
16.1. Международная практика оптимизации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций.....	380
16.2. Риск-ориентированный подход при выборе стратегии ТОиР.....	384
Лекция 17. Обеспечение технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС по техническому состоянию.....	386
17.1. Принципы перехода на стратегию ремонта в зависимости от технического состояния и оценки риска отказа на примере электроприводной арматуры.....	386
17.2. Организация ремонта оборудования по техническому состоянию с использованием средств технического диагностирования	391
Лекция 18. Обеспечение технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС по техническому состоянию.....	392
18.1. Процедура принятия решения о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования.....	392
18.2. Типовой порядок перехода от регламентированного ТОиР к ремонту оборудования по техническому состоянию	396

Лекция 1. Введение в курс

1.1. Краткое содержание тематики курса

В первых словах хотелось отметить, что по мнению автора настоящего курса лекций принятое ранее название курса «Наладка и эксплуатация оборудования АЭС» не вполне соответствует принятой в нормативных документах современной терминологии и не вполне отражает сложившуюся в отрасли актуальную потребность в квалифицированных специалистах данного направления. В качестве пояснения к позиции автора можно привести следующие аргументы:

1. Пусконаладочные работы являются только составной частью (хотя и важной) работ по вводу в АЭС в эксплуатацию. Согласно СТО 1.1.1.03.003.0690-2006. Пусконаладочные работы на атомных станциях с реакторами типа ВВЭР. Термины и определения. Концерн «Росэнергоатом», 2006г. **ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ** - комплекс работ по контролю, настройке и испытаниям оборудования, элементов, систем, обеспечивающий надежную и безопасную работу, достижение проектных параметров, ввод в эксплуатацию систем, оборудования и энергоблока АС в целом. ПНР на энергоблоке АС осуществляются в два периода: подготовительный период ПНР и ввод энергоблока АС в эксплуатацию.

2. Согласно «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций» (ОПБ - 88/97. НП-001-97) **ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ** – процесс, во время которого системы и оборудование блока АС или АС в целом начинают функционировать и проверяется их соответствие проекту. Процесс включает предпусковые наладочные работы, физический и энергетический пуски, опытно-промышленную эксплуатацию и завершается сдачей АС в промышленную эксплуатацию.

3. Кроме пусконаладочных работ, основным содержанием которых является выполнение соответствующих испытаний оборудования и сооружений, ввод в эксплуатацию включает также и такие не менее важные направления деятельности, как техническое и научно-техническое руководство вводом в эксплуатацию, авторский надзор, организационное, техническое, материальное обеспечение ПНР, планирование работ по вводу в эксплуатацию, лицензирование, приемку ПНР, разработку эксплуатационной документации.

4. Следует также иметь в виду, что кроме ввода в эксплуатацию нового энергоблока после завершения строительно-монтажных работ на практике приходится иметь дело и с другими видами ввода в эксплуатацию, особенности которых требуют применения специальных знаний:

- ввод в эксплуатацию после длительного простоя и хранения оборудования в связи с приостановкой строительства нового блока;

- ввод в эксплуатацию после длительного простоя и хранения оборудования в связи с приостановкой эксплуатации энергоблока;
- ввод блока после модернизации и проведения мероприятий в связи с продлением срока эксплуатации.

Таким образом, настоящий курс более целесообразно рассматривать не в рамках термина «наладка оборудования», а в рамках процесса «ввода в эксплуатацию», как имеющего более широкое содержание и более адекватно отражающего актуальную потребность отрасли в соответствующих специалистах.

Деятельность по инженерной поддержке эксплуатации АЭС для достижения максимальной эффективности эксплуатации энергоблока охватывает (рис. 1.1):

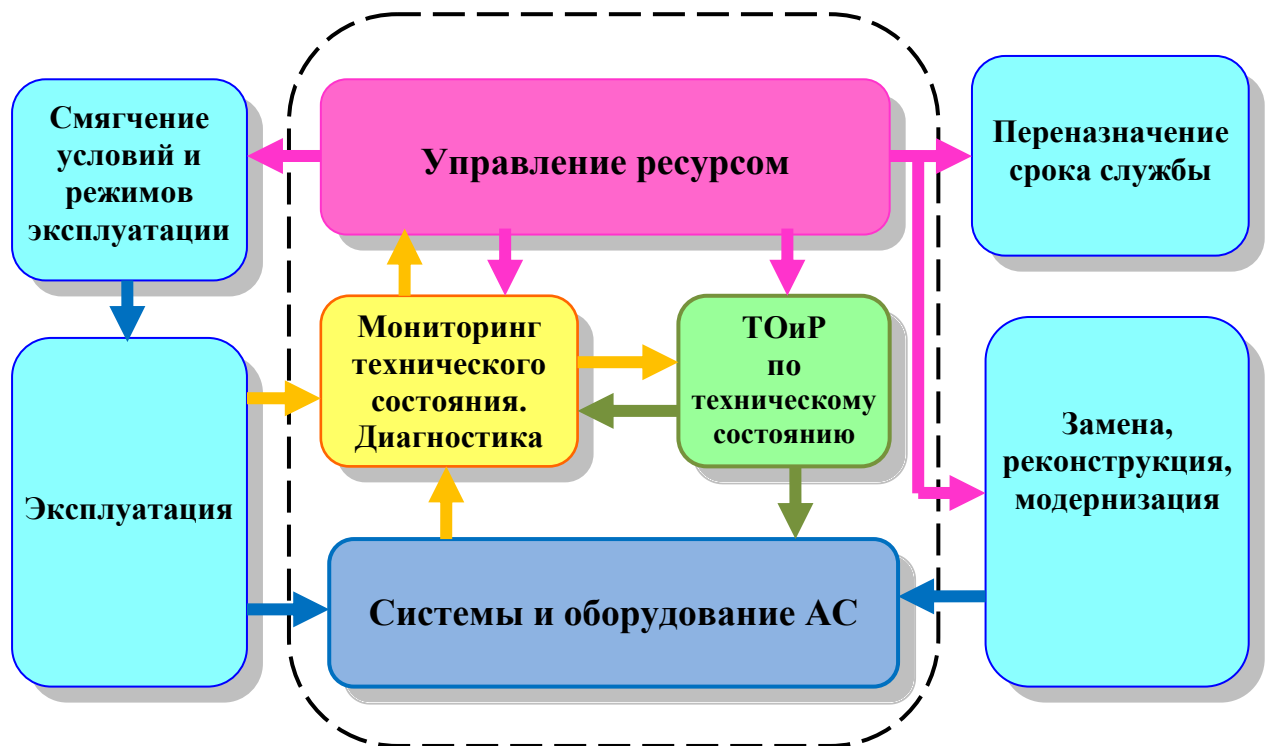


Рис. 1.1. Структура инженерной поддержки эксплуатации АЭС

- мониторинг и диагностирование технического состояния систем и оборудования (1,2 и 3 классов безопасности) с целью надежного обеспечения выполнения ими своих функций в период всего жизненного цикла АЭС;
- техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования АЭС 3, 4 классов безопасности на основании результатов диагностирования, а также определения объемов и видов ремонта в рамках стратегии ТОиР по техническому состоянию;
- управление ресурсом систем и оборудования АЭС с использованием результатов мониторинга и технического диагностирования как

дополнительного средства при выполнении работ по контролю, прогнозированию и управлению ресурсом оборудования;

- смягчение условий и режимов эксплуатации, замену, реконструкцию, модернизацию, переназначение срока службы систем и оборудования при реализации программ управления ресурсными характеристиками.

Все направления этой деятельности в большинстве случаев имеют одно общее свойство: они требуют натурного экспериментального обоснования, т.е. проведения испытаний в той или иной форме на натурном объекте в рамках пусконаладочных работ в процессе ввода в эксплуатацию или (и) в форме специальных испытаний в период промышленной эксплуатации, с целью:

- диагностики и обоснования ТОиР по техническому состоянию;
- исследования и поиска решений технических вопросов и проблем, возникающих при эксплуатации;
- обоснования, проверки, подтверждения эффективности решений по оптимизации условий эксплуатации оборудования;
- обоснования, проверки, подтверждения эффективности того или иного решения по модернизации оборудования.

Как можно видеть из рис. 1.1, в структуре инженерной поддержки управление ресурсом занимает центральное место. Актуальность управления ресурсными характеристиками объектов и оборудования атомной отрасли обусловлена, в первую очередь, следующими факторами:

–ряд энергоблоков АЭС либо выработали назначенный ресурс, либо близки к этому (Калининская АЭС, Смоленская АЭС, Нововоронежская АЭС и др.);

–вывод или изменение категории ремонта оборудования, получившие широкую практику на АС;

–на действующих энергоблоках ряда АЭС (Балаковская, Ростовская, Калининская и др.) осуществляется переход на экономически эффективный 18-месячный топливный цикл, что приводит к предъявлению жестких требований к качеству постановки прогноза технического состояния (его достоверность, полнота и т.д.).

На рисунке 2 приведена диаграмма результатов анализа востребованности диагностирования ЭПА и роторного оборудования АЭС концерна «Росэнергоатом» в части оказания услуг по управлению ресурсными характеристиками с целью:

–изменения межремонтного периода оборудования;

–обоснования продления ресурса систем и оборудования при продлении срока эксплуатации АЭС за пределы установленного проектом.

Из рисунка 1.2 видно, что в период с 2012 по 2015 годы предполагается интенсивный рост объемов работ, связанных с продлением ресурса, что объясняется окончанием проектного срока эксплуатации ряда атомных станций (энергоблок №3 Смоленской АЭС,

энергоблоки №1,2 Калининской АЭС, энергоблок №1 Балаковской АЭС и т.д.) и планами продления срока их эксплуатации на 15 лет.

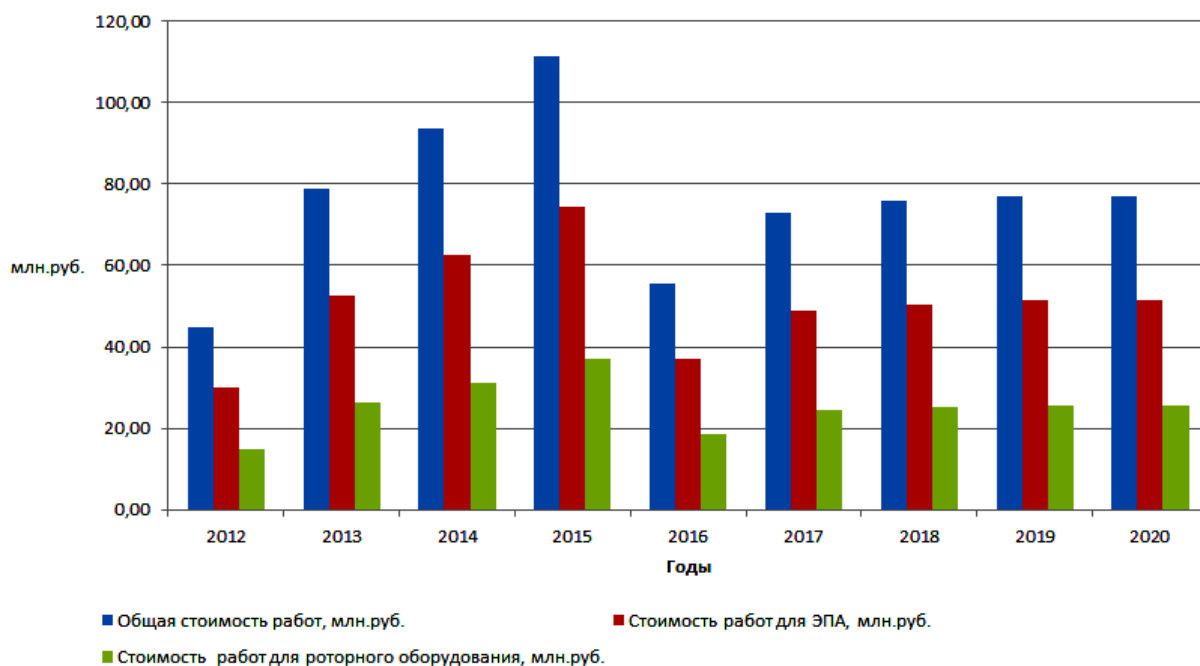


Рис. 1.2. Перспективы изменения объемов услуг по управлению ресурсом роторного оборудования и ЭПА технологических систем АЭС до 2020 г.

Возможный спад объемов работ в 2016 году объясняется сокращением числа энергоблоков АЭС, нуждающихся в продлении ресурса. При этом останутся востребованными услуги по управлению ресурсными характеристиками оборудования энергоблоков за рамками задач по продлению срока эксплуатации.

Дальнейший прирост услуг с 2017 по 2020 годы в основном обусловливается введением в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС, на которых также будет практиковаться обслуживание по техническому состоянию с назначением межремонтного интервала по результатам прогнозирования технического состояния.

На рис. 1.2 рассмотрено только роторное оборудование и электроприводная арматура. Общая стоимость планируемых услуг по оценке и продлению ресурса объектов АЭС значительно возрастает (примерно на порядок) при учете планируемых работ по прогнозированию технического состояния прочего оборудования и систем АЭС (рисунок 1.3):

- кабельных линий;
- электротехнического оборудования;
- трубопроводов;
- сосудов;
- сооружений;
- систем контроля и управления;
- и т.д.

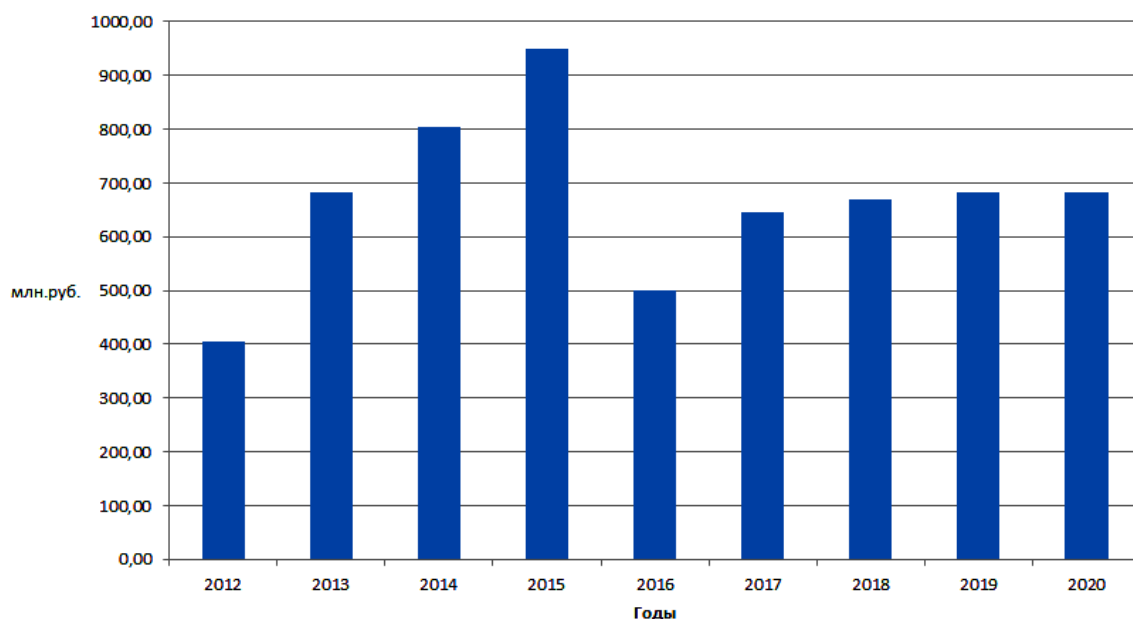


Рис. 1.3. Перспективы изменения объемов услуг по управлению ресурсом оборудования технологических систем АЭС до 2020 г.

На рисунке 1.4 показано примерное распределение объемов работ по оценке, обоснованию и продлению остаточного ресурса по различным элементам технологических систем АЭС.

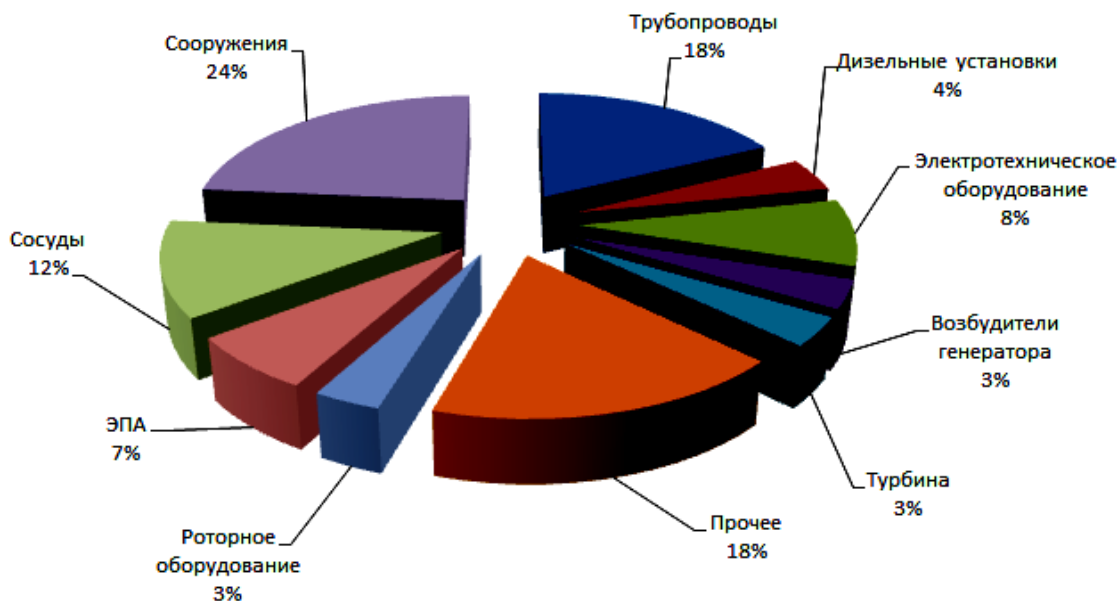


Рис. 1.4. Диаграмма распределения объемов работ в части управления ресурсными характеристиками элементов технологических систем АЭС

Таким образом, по мнению автора, содержание настоящего курса должно соответствовать тематике «Ввод в эксплуатацию и инженерная поддержка эксплуатации АЭС».

1.2. Современное состояние и перспективы развития атомной энергетики в России и в мире, включая ввод новых мощностей и продление эксплуатации действующих энергоблоков

Табл. 1.1. Сравнительная таблица стоимости капитальных затрат на установленный kW

Технология	Капитальные затраты (\$/kW)	Эксплуатационные затраты (\$/kWh)
Турбоустановки со сжиганием угля	\$500 - \$1000	
Газотурбинный цикл	\$400 - \$800	0,02 – 0,04
Комбинированный цикл на газифицированном угле (IGCC)	\$1000 - \$1500	0,04 – 0,08
Парогазовый цикл	\$600 - \$1200	0,04 – 0,10
Ветряные энергоустановки (включая морские)	\$1200 - \$5000	<0,01
Ядерная	\$1200 - \$5000	0,02 – 0,05
Солнечная энергия	\$4500 и выше	<0,01
Гидроэнергетика	\$1200 - \$5000	<0,01

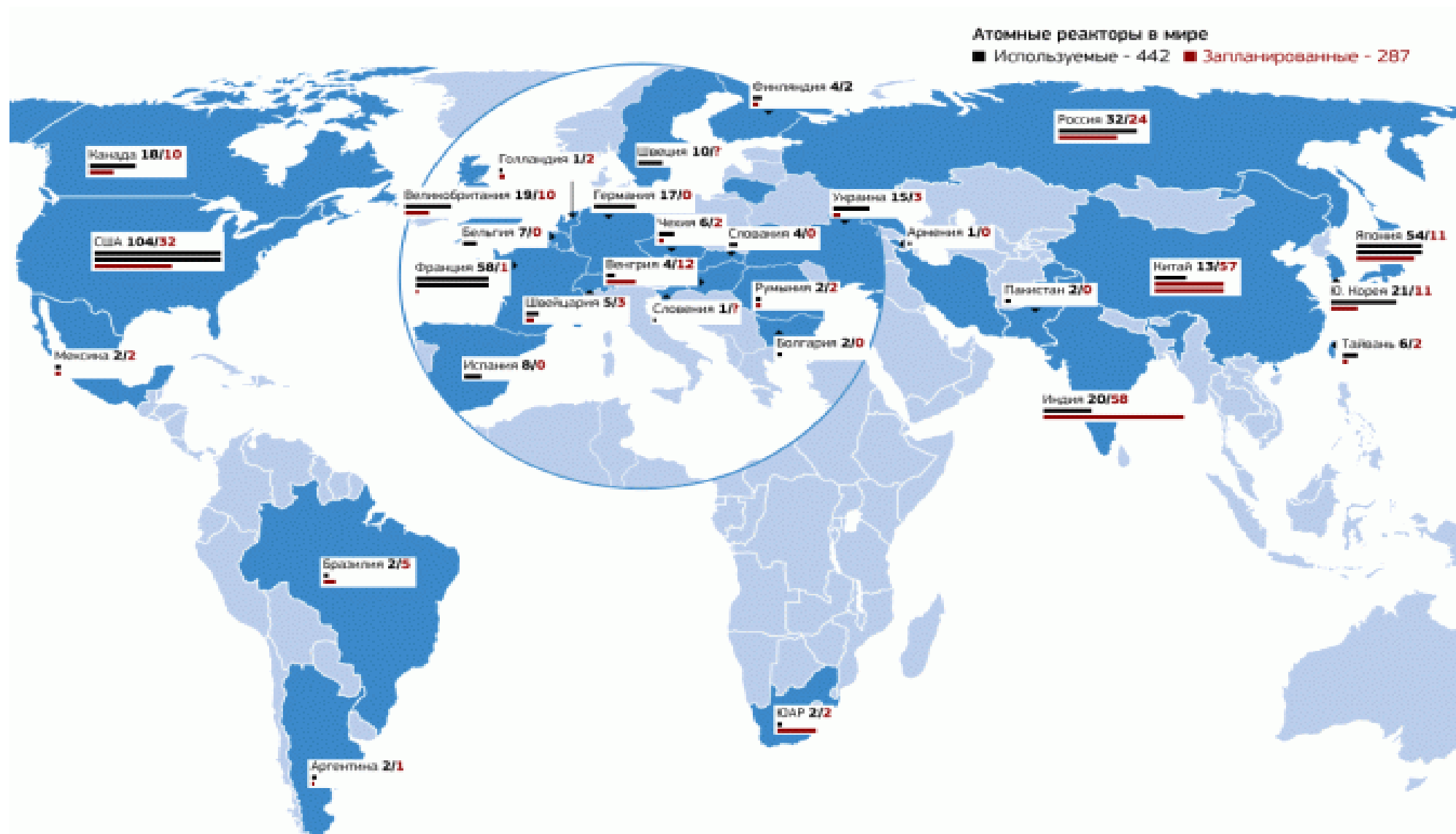


Рис. 1.5. Современное состояние атомной энергетики и перспективы ее развития

Карта действующих, строящихся и перспективных АЭС в России



Рис. 1.6. Современное состояние атомной энергетики в России



Рис. 1.7. Перспективные площадки сооружения АЭС по российским проектам за рубежом

				Нововоро- нежская АЭС-2 (2)										
				Нововоро- нежская АЭС-2 (1)	Ростовская АЭС - 3	Ленинград- ская АЭС-2 (2)	Димитров- градская АЭС	Ленинград- ская АЭС-2 (3)	Нижегород- ская АЭС-1				Новая АЭС	
	Калинин- ская АЭС-4		Белоаярская АЭС (БН)	Ленинград- ская АЭС-2 (1)	Балтийская АЭС-1	Ростовская АЭС - 4	Балтийская АЭС-2	Ленинград- ская АЭС-2 (4)	Курская АЭС-2 (1)	Нижегородская АЭС-2	Курская АЭС-2 (2)	Новая АЭС	Новая АЭС	Новая АЭС
2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		Бушер- 1 (Иран)					Тяньвань- ская АЭС-3	АЭС Аккую-1 (Турция)	АЭС Аккую-2 (Турция)	АЭС Аккую-3 (Турция)	АЭС Аккую-4 (Турция)	Маждал-2 (Иордания)	Пакш-5 (Венгрия)	
		Кудан- кулам- 1 (Индия)	Куданкулам- 2 (Индия)				Белорус- ская АЭС-1	Тяньвань- ская АЭС-4	Саньминь- ская АЭС-1 (БН)	Саньминьская АЭС-2 (БН)	Маждал-1 (Иордания)			
									Белорусская АЭС-2	Темелин-3 (Чехия)	Темелин-4 (Чехия)			
								Нинь- Туань -1 (Вьетнам)	Нинь-Туань -2 (Вьетнам)	Армянская АЭС				

Рис. 1.8. Дорожная карта ввода АЭС в эксплуатацию на период до 2025 г. (пессимистический и оптимистический варианты)

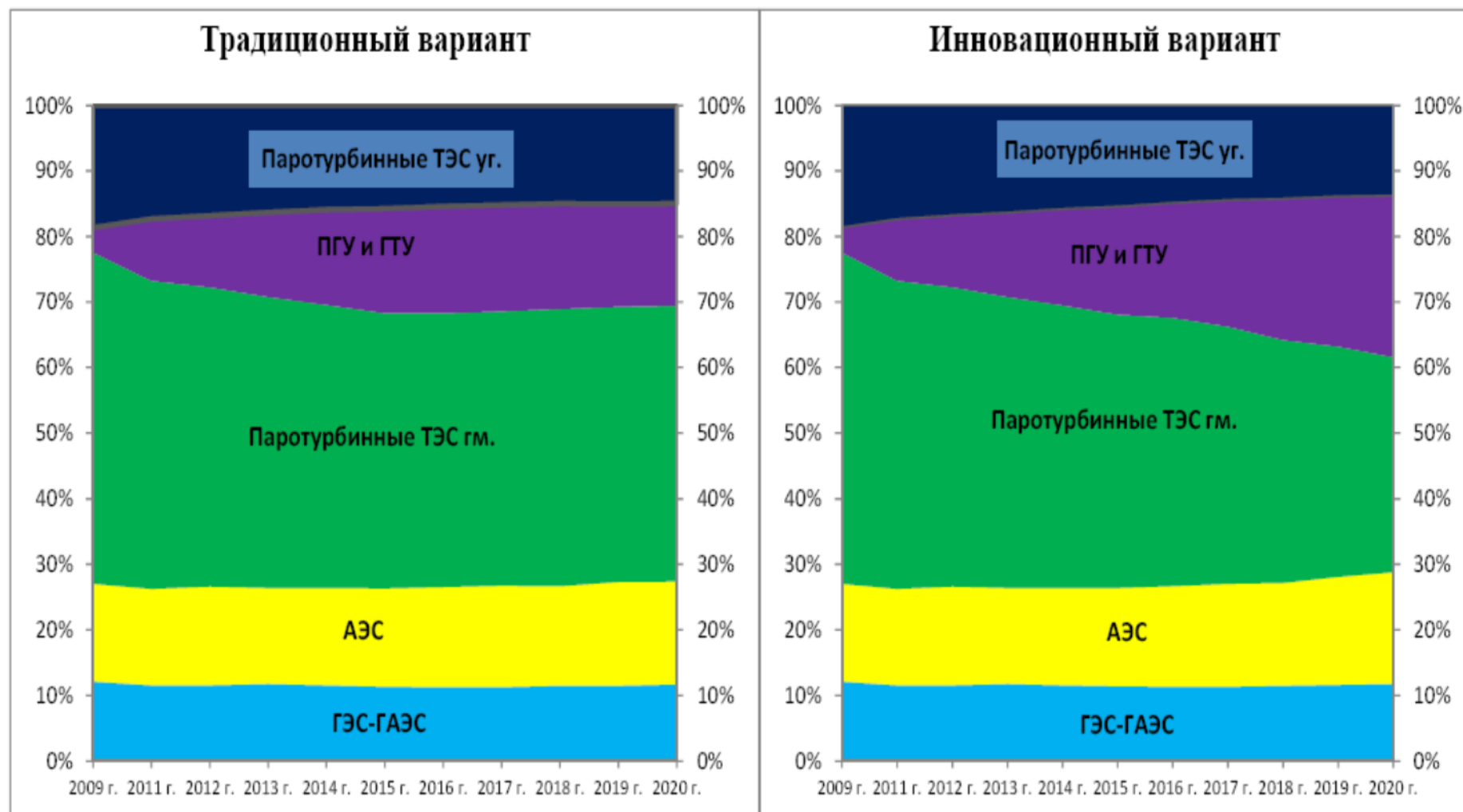


Рис. 1.9. Структура генерирующих мощностей при альтернативных вариантах их развития

1.3. Новые перспективные проекты АЭС

Долгосрочная стратегия развития ядерной энергетики России на базе физических и конструктивных предпосылок обеспечения безопасности АЭС, стремления к удешевлению их строительства, сохранения природного баланса радиоактивности при захоронении отходов, предотвращения распространения оружейных материалов и полного вовлечения в энергопроизводство урановых запасов была впервые сформулирована в виде Стратегии развития атомной энергетики России в первой половине XXI века, принятой в 2000 г.

За прошедшие годы произошли существенные изменения в мировой и отечественной энергетике и экономике: в условиях удорожания топлива и энергии при стремлении к энергетической независимости и диверсификации энергообеспечения быстро развивающиеся Китай, Южная Корея и Индия развернули крупные программы строительства АЭС. Россия также приступила к выполнению более широкой программы развития ядерной энергетики, чем предполагалось в 2000 г.

Программа развития ядерной энергетики России в 2000-2010 гг. и на ближайшие два десятилетия ориентирована, как и предполагалось в стратегии-2000, на сооружение современных энергоблоков с тепловыми реакторами. В соответствии со стратегией-2000 осуществляются программы продления срока эксплуатации, повышения безопасности и модернизации энергоблоков АЭС с ВВЭР и РБМК. Удалось добиться повышения КИУМ АЭС к 2011 г. до 81,3 % с 69,1% в 2000 г. при установленном целевом показателе на этот период 75-82%. Возрос экспортный потенциал атомной отрасли. Страна выходит на лидирующие позиции в мире по экспорту АЭС, ядерного топлива и услуг по обогащению.

Однако в этот же период произошел существенный рост капитальных затрат на строительство энергоблоков АЭС, которые превышают 3000 дол./кВт (в 2000 г. ~1000 дол./кВт), выросли эксплуатационные затраты и себестоимость вырабатываемой на АЭС электроэнергии. Все это ухудшает конкурентоспособность ядерной энергетики в сравнении с другими видами производства электроэнергии, особенно при сопоставлении с современными парогазовыми установками. Не улучшилась ситуация со штатным коэффициентом (численность персонала в расчете на установленную мощность) на отечественных АЭС, составляющим до 1,5 чел./МВт при среднем на зарубежных АЭС 0,3-0,5. Годовая выработка на одного работающего составляет 4,8 ГВт·ч. Проекты АЭС с ВВЭР уступают зарубежным по многим показателям (металлоемкость, протяженность кабельных трасс, строительные объемы, площади застройки, длительность строительства, отсутствие современной СУЗ серийных блоков на базе компьютерных средств), что выявило рассмотрение проекта ВВЭР-ТОИ.

За прошедшие 10 лет не были устранены диспропорции в использовании природных ресурсов в электроэнергетике (более 65% – за счет ТЭС) и не преодолена тенденция к увеличению потребления природного газа в теплоэнергетике. Не

реализовано положение о переориентации с экспорта сырья на экспорт электроэнергии, вырабатываемой АЭС. Несмотря на увеличение, минерально-сырьевая база по урану в России и мире не в состоянии обеспечить устойчивое долговременное развитие ядерной энергетики на тепловых реакторах, изначально созданных для военных целей (наработка оружейного плутония, реакторы атомных подводных лодок). Все более актуальным становится положение стратегии-2000 о необходимости перехода на быстрые реакторы в замкнутом топливном цикле.

Одним из ключевых моментов стратегии-2000 был принцип естественной безопасности*, нацеленный на исключение тяжелых аварий на АЭС и предприятиях ЯТЦ с необходимостью эвакуации населения, переработку облученного ядерного топлива с радиационно-эквивалентным захоронением радиоактивных отходов и технологическую поддержку политического режима нераспространения. После аварии на АЭС «Фукусима», событий прошедшего десятилетия на Ближнем Востоке основные принципы стратегии безопасного роста мощностей ядерной энергетики по-прежнему ждут своего инженерного решения и реализации в новых установках.

Естественная безопасность – необходимое условие и одна из главных целей новой крупномасштабной ядерной энергетики не может быть достигнута путем дальнейшего усиления «защиты в глубину» и широкого внедрения пассивных средств безопасности в существующих проектах легководных реакторов, как предлагают некоторые специалисты. Практика показала, что это приводит к увеличению капитальных затрат, снижению конкурентоспособности АЭС, а опасность тяжелых аварий сохраняется.

Обращение с облученным топливом и радиоактивными отходами остается одной из наиболее болезненных проблем. И более исчерпывающего решения, чем реализация замкнутого ЯТЦ с возвратом ценного энергетического сырья, извлечением полезных изотопов, трансмутацией нептуния, америция и кюрия и изоляцией (захоронением) отходов без нарушения природного радиационного баланса, не предложено.**

* Термин «естественная безопасность» предложен более двух десятилетий назад как более общий по смыслу эквивалент формулировки «inherent safety», введенной Вейнбергом и получившей распространение в наших технических изданиях как «внутренне присущая безопасность». Реакторные технологии и объекты замкнутого ЯТЦ можно сравнивать, оценивая степень приближения к целям, сформулированным в требованиях «естественной безопасности».

** Сохранение природного радиационного баланса подразумевает, что через определенный исторически не слишком большой период времени суммарная радиоактивность отходов, произведенных в результате эксплуатации АЭС и переработки облученного топлива и направляемых на захоронение, не будет превышать суммарной радиоактивности урана, извлеченного из земной коры для обеспечения АЭС топливом.

Последовательное проведение принципа естественной безопасности путем технических решений, направленных на упрощение конструкций, смягчение требований к оборудованию, зданиям, площадке, персоналу, позволит реализовать подход, сформулированный в стратегии-2000, – «чем безопаснее, тем дешевле». Без обновления нормативной базы проектирования АЭС с участием надзорных органов и выполнения НИОКР, включая опыт прототипов, создать новые недорогие АЭС с быстрыми реакторами нельзя. Эта задача остается одной из важнейших для развития ядерной энергетики на длительную перспективу.

Существенные позитивные сдвиги произошли с утверждением федеральной целевой программы «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010-2015 годов и на перспективу до 2020 года», в рамках которой в 2011 г. была определена приоритетная задача отрасли – реализация проекта «Прорыв», объединяющего проекты по формированию технологий ядерной энергетики ядерной безопасности на основе быстрых реакторов и замкнутого ЯТЦ.

Движущие факторы и горизонты развития. Очевидно, что современная ядерная энергетика имеет нерешенные или отложенные проблемы:

- все более серьезная утрата общественного доверия после тяжелых аварий ставит под сомнение как реализацию ближнесрочных программ тиражирования традиционных типов АЭС, так и перспективу дальнейшего существования ядерной энергетики вообще;

- повышение безопасности реакторов без принципиального изменения их конструкции слишком дорого, удельные капитальные затраты на новые АЭС за последние 10 лет возрастали опережающими темпами по сравнению с традиционной энергетикой;

- экономически приемлемые запасы природного урана при крайне неэффективном его использовании в общепринятом сегодня открытом ЯТЦ невелики (не превышают запасы нефти) и неравнодоступны для разных стран, что ограничивает масштабы и функционирование современной ядерной энергетики текущим столетием и, как и удорожание обычных видов топлива, несет в себе опасность международных конфликтов;

- при наличии к концу 2010 г. свыше 230 тыс. т накопленного в мире облученного топлива задача его утилизации не решена, причем проблема «ядерных отходов» прочно вошла в общественное сознание как неустранимая в принципе;

- используемые сегодня технологии предприятий по обогащению урана и выделению плутония из облученного топлива тепловых реакторов при однократной переработке создают опасность распространения ядерных оружейных материалов;

Поиски путей решения перечисленных проблем связаны с необходимостью прогнозирования их долговременных последствий. Сегодня при проектировании АЭС

закладывается срок службы 60 лет, и можно ожидать увеличение этого срока до 100 лет и более. Технические решения в части ЯТЦ – от добычи урана и до захоронения отходов также имеют долговременный характер. Для развития ядерной энергетики безусловно необходима стратегия на длительную перспективу, как минимум до 2100 г.

Мировая ядерная энергетика сегодня и в ближней перспективе. С точки зрения масштабов энергопотребления и роста мир находится на критическом пути, при котором значительно снижаются возможности ограничения выбросов углекислого газа. В этой ситуации на первый план выходит безуглеродная энергетика, значимой частью которой является ядерная. Но говоря о ее роли, нельзя не отметить серьезные изменения в темпах роста возобновляемых источников энергии и их растущую конкурентоспособность по отношению к другим видам производства электроэнергии. По некоторым оценкам в секторе электроэнергетики половина новых мощностей, введенных в действие в мире до 2035 г. для удовлетворения растущего спроса, будет приходиться на возобновляемые источники энергии, главным образом, гидро- и ветроэнергетику. Возобновляемые источники энергии могут составить серьезную конкуренцию ядерной энергетике в плане как безопасности, так и экономической привлекательности при сохранении тенденции роста (или даже стабилизации) стоимости современных АЭС.

Неоднозначность стратегий развития. Анализ подходов к перспективам развития ядерной энергетики в различных странах показывает наличие двух тенденций:

развитие ядерной энергетики на базе существующих типов тепловых реакторов с открытым ЯТЦ;

освоение замкнутого ЯТЦ с вводом реакторов, обеспечивающих простое или расширенное воспроизводство ядерного топлива ($KB \geq 1$).

Первый подход олицетворяет путь экстенсивного развития, по которому пока идет вся мировая ядерная энергетика. При этом в оборот вовлекается все большее количество природного урана, используемого менее чем на 1%, и производятся возрастающие объемы облученного топлива. Тем не менее в современных условиях энергетического рынка данный подход признается экономически оправданным. Концепция дальнейшего развития по этому пути получила распространение в США и усилиями ведущих корпораций-разработчиков АЭС тиражируется в развивающихся странах, встающих на путь освоения ядерной энергетики. Для последних предполагается предоставление возможности лизинга ядерного топлива с возвратом облученного в страны-поставщики, где сосредотачиваются все операции внешнего ЯТЦ. С точки зрения США известные мировые ресурсы урана позволяют им придерживаться данного курса достаточно долго. К тому же накапливаемое облученное топливо согласно этой концепции является бесполезным отходом, и проблема его окончательного захоронения выходит за рамки чисто экономической.

Полная реализация возможностей ядерной энергетики достижима лишь во втором подходе, обеспечивающем увеличение в 200 раз выхода энергии с каждой тонны урана, что означает расширение ресурсной базы на много порядков, поскольку станет экономически оправданным использование бедных месторождений. Однако стратегии развития в рамках этого подхода концептуально различаются в зависимости от предполагаемой роли быстрых реакторов в структуре ядерной энергетики. В США, делающих ставку в обозримом будущем на легководные реакторы в открытом ЯТЦ, предусматривается принципиальная возможность перехода к переработке облученного топлива с целью уменьшить количество высокоактивных отходов, подлежащих окончательному захоронению, путем сжигания выделяемого плутония и непутия, америция и кюрия в быстрых реакторах. Последние выполняют роль «чистильщиков» при доминирующих легководных реакторах. Для таких быстрых реакторов принимается коэффициент воспроизводства $KB < 1$, и их топливный цикл остается незамкнутым, требуя постоянной подпитки. Рассматривается также возможность использования быстрых реакторов с $KB \sim 1$ или $KB > 1$, но их миссия остается той же, а увеличенная наработка плутония служит лишь средством ускорения выхода мощностей быстрых реакторов в структуре ядерной энергетики на нужный уровень.

Стратегии развития Франции и Японии, не имеющих собственных месторождений урана, традиционно предусматривали переход от открытого ЯТЦ легководных реакторов к замкнутому с использованием быстрых ($KB > 1$) с натриевым теплоносителем, способных обеспечивать топливом легководные реакторы. такая стратегия развивалась с 1960 гг. и по-прежнему предлагается некоторыми российскими специалистами. Первые шаги к реализации замкнутого ЯТЦ были пройдены и привели к созданию предприятий по переработке облученного топлива легководных реакторов для пуска быстрых реакторов во Франции, Великобритании, Японии и России. Но дальнейшее продвижение приостановилось из-за прекращения эксплуатации уже построенных быстрых натриевых реакторов во Франции и Японии, которые сами по себе были признаны экономически непривлекательными и опасными для распространения оружейных технологий (позиция США).

В пользу возврата к этой стратегии выдвигается тезис о приемлемости существования в структуре ядерной энергетики более дорогих быстрых реакторов с $KB > 1$ при совместном функционировании с тепловыми. Между тем желание оправдать затраты на упомянутые предприятия по переработке облученного топлива породило концепцию (уже реализуемую на практике) применения выделенного плутония для изготовления смешанного уран-плутониевого оксидного топлива для тепловых реакторов. Это свидетельствует по существу об отказе от первоначального замысла создания быстрых реакторов, поскольку с точки зрения топливного баланса использование плутония, как и обогащенного урана, в них заведомо более эффективно, чем в тепловых.

Позиция России, сформулированная в стратегии-2000, ориентирована на освоение замкнутого ЯТЦ. Она основана на концепции создания крупномасштабной ядерной энергетики, которая может быть развита на быстрых реакторах умеренной энергонапряженности без избыточного производства плутония. Это позволяет применить вместо пожароопасного натрия тяжелый химически пассивный и незакипающий до высокой температуры теплоноситель, а также отказаться от уранового blankets в пользу требований экономики, безопасности и нераспространения. При этом важным является полное внутреннее воспроизводство плутония в активной зоне (КВ~1) с плотным теплопроводным уран-плутониевым нитридным топливом*** равновесного состава.

Сегодня ядерная энергетика России базируется на АЭС с водоохлаждаемыми реакторами на тепловых нейтронах типа ВВЭР и РБМК, работающими в открытом ЯТЦ. Принятые в Энергетической стратегии России на период до 2030 г. масштабы ввода АЭС (52-62 ГВт) и экспортных поставок будут достигнуты в основном на базе ВВЭР. В более широкой перспективе ключевыми для масштабного развития остаются безопасность, решение проблемы накопления облученного топлива, сырьевые ресурсы и экономическая привлекательность.

Для формирования стратегии развития ядерной энергетики определяющее значение имеет прогноз энергопотребностей. Ориентиры до 2030 г. являются среднесрочными, и, принимая их за основу, необходимо использовать достаточно далекую экстраполяцию. Эта экстраполяция должна опираться на такие консервативные показатели, не подверженные значительным колебаниям, как энергопотребление на душу населения и его общая численность, а также намеченные ориентиры роста ВВП, тенденции изменения его энергоемкости и потенциал энергосбережения. Возможный вклад АЭС в энергобаланс можно оценить в терминах выработка электроэнергии, которая сейчас и в обозримом будущем является для ядерной энергетики профилирующим видом энергопроизводства.

*** Известно, что более высокая теплопроводность нитридного топлива способствует повышению самозащищенности реактора. Нитридное топливо еще недостаточно изучено. Например, есть вопросы, связанные с параметрами термического разложения, контактным термическим сопротивлением, термомеханическим взаимодействием нитридного сердечника с оболочкой. Расчетный анализ показал, что уровень самозащищенности БН-1200 по отношению к запроектной аварии, связанной с прекращением системного и автономного энергопитания при одновременном отказе всех органов аварийной защиты реактора, существенно выше для варианта активной зоны с нитридным топливом. Вариант БН-1200 со смешанным оксидным топливом по натриевому пустотному эффекту близок к границе самозащищенности, когда еще возможно безопасное расхолаживание реактора, т.е. без плавления активной зоны. Поэтому самозащищенность этого варианта активной зоны по отношению к рассматриваемой запроектной аварии требует дополнительного более тщательного анализа.

На сегодня в нашей стране ежегодно на душу населения производится примерно столько же электроэнергии (~7000 кВт·ч), сколько в Западной Европе. По прогнозу МАГАТЭ для данного региона этот показатель к 2030 г. может увеличиться до 7800-9300 кВт·ч, к 2050 г. – до 10100-12300 кВт·ч. Учитывая, что энергоемкость российского ВВП намного больше, чем в развитых странах, душевое производство электроэнергии в Западной Европе может служить ориентиром и для нашей страны. Тот же прогноз МАГАТЭ со ссылкой на данные ООН показывает ожидаемый отрицательный прирост населения в Восточной Европе до 2050 г., поэтому предположение нулевого роста населения для нашей страны в первой половине века может быть принято в качестве верхнего ориентира для оценки внутренней энергопотребности.

В плане достижения существенно улучшенного топливного баланса топливно-энергетического комплекса страны, сбережения ценных ресурсов ископаемых для внеэнергетического использования, повышения доли высокотехнологичных и наукоемких продуктов в экспорте, радикального решения проблемы выбросов CO₂ до конца века нужно создать крупномасштабную ядерную энергетику, что означает необходимость скорейшего перехода к замкнутому ЯТЦ и поддержания разумно высоких темпов развития на протяжении большей части столетия.

Ключевой момент безопасности. Фактор безопасности определяется не только реальными физическими свойствами объектов, но и их общественным осознанием. Признанный уровень безопасности ядерной энергетики – необходимая предпосылка для достижения возможного уровня ее развития.

Нельзя не учитывать, что за 60 лет развития атомной энергетики произошли шесть крупных аварий. Вероятностные подходы, эффективные в поиске слабых проектных решений и выявлении недостатков регламента эксплуатации, не могут рассматриваться как основной критерий безопасности, а тем более как показатель возможности реализации конкретных аварий. Перспективы крупномасштабной ядерной энергетики нельзя связывать с технологиями, предполагающими деление аварий на проектные и запроектные и предусматривающими возможность экстренной эвакуации населения в случае аварий. Следует признать, что почти весь мировой парк действующих АЭС на базе водоохлаждаемых реакторов, а также предполагаемые быстрые натриевые реакторы-размножители характеризуются неустранимым потенциалом опасности в виде запасенной энергии, способной мобилизовать накопленную радиоактивность в случае запроектной аварии, например, с потерей охлаждения и последующим плавлением топлива, как на АЭС «Фукусима» или в результате разгона реактора на мгновенных нейтронах, как в аварии на Чернобыльской АЭС. Необходима переориентация применительно как к реакторам АЭС, так и к объектам ЯТЦ на провозглашенную в стратегии-2000 концепцию естественной безопасности, принципы которой в настоящее время выработаны и теоретически обоснованы.

Применительно к реакторам АЭС можно выделить три требования, относящихся к достижению приемлемого уровня безопасности:

- минимальный запас реактивности реактора, не позволяющий реализовать разгон на мгновенных нейтронах, и сохранение в сочетании с эффектами саморегулирования стабильных физических характеристик за время кампании («равновесное» топливо);
- отказ от использования теплоносителя первого контура в виде перегретой воды, пара или газа под высоким давлением, потеря которых и соответственно охлаждения топлива приводят к недопустимым выбросам радионуклидов, и переход на высококипящий жидкометаллический теплоноситель, интегральную шахтную конструкцию реактора с устранением возможности потери охлаждения;
- отказ от использования теплоносителей и материалов, химически активных и пожароопасных при взаимодействии с воздухом и водой, например, графит, цирконий в тепловых реакторах, натрий – в быстрых.

К этому следует добавить принципиальные решения по объектам и технологиям ЯТЦ:

- отказ от прямого захоронения облученного топлива, минимизация количества высокоактивных отходов в замкнутом ЯТЦ с возвратом опасных долгоживущих актиноидов и части продуктов деления в быстрые реакторы в составе регенерированного топлива и как итог реализация радиационно-эквивалентного захоронения отходов, возможность которого обоснована;
- пристанционный ЯТЦ с минимизацией времени выдержки облученного топлива, количества хранимых ядерных материалов и опасности аварий, радикальное снижение риска распространения ядерных материалов с отказом как от наработки плутония в бланкете быстрых реакторов, выделения чистого плутония из облученного топлива, перехода к работе с «грязным» топливом с устранением дальней транспортировки облученного топлива и ядерных материалов, так и в конечном итоге от обогащения урана.

Действовавший с 1970 г. договор о нераспространении не сумел предотвратить появление новых государств, владеющих ядерным оружием. В то же время мотивы нераспространения в США поставили барьер на пути развития быстрых реакторов и замкнутого топливного цикла. Возможность отказа от короткого времени удвоения и исключение уранового бланкета, переход к топливу равновесного состава в быстрых реакторах с $K_{eff} \sim 1$ и постепенный отказ от обогащения урана создают необходимые предпосылки для технологической поддержки режима нераспространения.

Технология переработки топлива должна исключать возможность ее использования для выделения Pu, ^{235}U или ^{233}U . В этом случае она сводится, в основном, к очистке топлива от продуктов деления с остатком 1 – 10%.

Разработка быстрых реакторов естественной безопасности представляется наиболее рентабельным путем утилизации плутония, накапливаемого в облученном топливе современных энергетических реакторов, с его переводом из бассейнов выдержки в наиболее защищенные условия реакторов и производств топливного цикла. Если эта технология окажется привлекательной по экономике, безопасности и обращению с отходами, заинтересованные страны смогут постепенно замещать ею легководные реакторы с обогащенным ураном, закрывая легальный канал распространения оружейных материалов.

Разумеется, никакая новая технология ЯТЦ не может предотвратить нелегального использования существующих технологий выделения плутония, в том числе из топлива тепловых реакторов, как и обогащения урана для получения оружейных материалов. Однако перечисленный комплекс мер создает технологические барьеры распространению, разделяя топливный цикл ядерной энергетики и оружейное производство и повышая тем самым эффективность политических мер инспекционных проверок реализации режима нераспространения.

Ресурсное обеспечение ядерной энергетики. С точки зрения эффективности перевода ядерной энергетики на замкнутый ЯТЦ важным является ускоренный ввод самодостаточной системы быстрых реакторов с использованием для этой цели всех ресурсов. Это предполагает полное использование традиционно рассматриваемого ресурса – плутония (как накопленного ранее, так и выделяемого вновь при переработке облученного топлива тепловых и быстрых реакторов) только для ввода быстрых реакторов и отказ от его неэффективного сжигания в виде смешанного топлива в тепловых. Кроме того, при реализации сценария крупномасштабного развития ядерной энергетики с массовым вводом быстрых реакторов ресурсы урана целесообразно использовать в первую очередь для пуска новых быстрых реакторов. При таком подходе могут быть достигнуты ускоренные темпы развития системы быстрых реакторов без требования высокого воспроизводства топлива.

Структура ядерной энергетики. Сценарии внедрения быстрых реакторов с замкнутым ЯТЦ должны опираться на реально сложившуюся структуру ядерной энергетики, развитие ядерной энергетики на базе быстрых реакторов естественной безопасности с вытеснением потенциально опасных тепловых потребует взаимной увязки их топливного баланса, переработки накопленного облученного топлива (более 19 тыс. т на начало 2011 г. в России) и рационального использования топливных ресурсов. В этой связи необходимо четко определить различия между двухкомпонентной ядерной энергетикой как переходным этапом к ядерной энергетике с доминированием быстрых реакторов и известной концепцией с постоянно сосуществующими тепловыми реакторами и подпитываемыми их топливом быстрыми реакторами-размножителями. В последнем случае приемлемость крупномасштабной ядерной энергетики ставится под

сомнение в силу невозможности достижения свойств естественной безопасности в тепловых реакторах с водой под давлением. Кроме того, плутоний в тепловых реакторах с $KB < 1$ использовался бы заведомо неэффективно, потребовалась бы циркуляция облученного и плутонийсодержащего топлива между быстрыми, тепловыми реакторами и централизованными заводами по переработке и изготовлению топлива.

Что касается экономической конкурентоспособности, то по мере перехода к АЭС с полным набором свойств естественной безопасности появится возможность реализации упоминавшихся предпосылок к снижению их стоимости (упрощение конструкций, смягчение требований к оборудованию, зданиям, персоналу, отказ от дополнительных систем безопасности). Этот фактор имеет важнейшее значение для экономической привлекательности АЭС, поскольку стоимость производимой электроэнергии наиболее чувствительна к удельным капитальным затратам. Расчеты показывают, что их снижение, например, на 20% дает при прочих равных условиях 9% выигрыша в стоимости электроэнергии, которая является консервативной характеристикой. Аналогичное снижение на 20% стоимости ядерного топлива позволяет уменьшить стоимость электроэнергии лишь на 0,6 – 0,7%.

Сценарии развития. Конкретные сценарии развития могут уточняться с помощью математических системных моделей, но в целом ресурсы нашей страны позволяют ориентироваться на достижение к концу века уровня установленных мощностей АЭС, в 10-15 раз превышающего сегодняшний (с учетом экспортного потенциала). Для иллюстрации возможностей такого развития рассмотрим два сценария: А и Б.

Предполагается, что до 2030 г. развитие идет в соответствии с намеченными в энергетической стратегии ориентирами, затем обеспечивается 100%-ный ввод новых мощностей выработки электроэнергии, который необходим для удовлетворения полной потребности. Прогноз потребления выполнен, исходя из изложенных соображений относительно ожидаемого роста потребления электроэнергии на душу населения, в предположении нулевого роста общей численности населения и путем плавной экстраполяции со снижением годового темпа роста энергопотребностей от 2,3% в 2030 г. до 0,5% к 2100 г. (кривая 1 на рис. 1.10).

Скорость ввода мощностей АЭС принята так, что после 2030 г. прирост их выработки электроэнергии (кривая 2) равен приросту спроса. Предполагается, что прирост косвенным образом отражает и производство тепла на АЭС и АТЭЦ для промышленных и коммунальных нужд, а также экспорт электроэнергии или генерирующих мощностей. В результате доля АЭС в покрытии спроса к концу века достигает 70% (кривая 3).

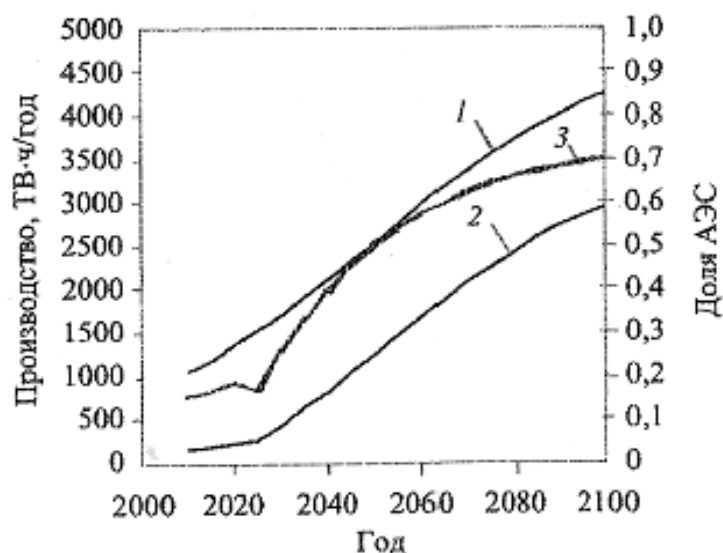


Рис. 1.10. Ориентиры годового производства электроэнергии: 1 спрос; 2 – выработка на АЭС; 3 – доля АЭС

На рис. 1.11 показано изменение структуры установленных мощностей АЭС в ходе развития крупномасштабной ядерной энергетики. Сценарий А представляет известную концепцию развития двухкомпонентной ядерной энергетики с пуском быстрых реакторов только на плутонии, тогда как обогащенный уран предполагается использовать в тепловых реакторах. Скорость ввода мощностей быстрых реакторов определяется ограниченным топливным ресурсом – плутонием плюс дополнительное регенерированное топливо от расширенного воспроизводства ($KB \sim 1,05$), т.е. в целом «сколько можно». Требуемая мощность АЭС при этом обеспечивается дополнительным вводом тепловых реакторов («сколько надо»). Предусматривается замена действующих мощностей с тепловыми реакторами второго поколения усовершенствованными реакторами третьего поколения и последующих. В сценарии Б после 2030 г. вводятся только быстрые реакторы, которые к концу века вытесняют тепловые и обеспечивают все требуемое производство электроэнергии АЭС. Для ускорения перехода к ядерной энергетике на быстрых реакторах срок службы АЭС с тепловыми принят не более 50 лет. В период интенсивного роста между 2030 и 2070 гг. прирост электрической мощности быстрых реакторов соответствует ежегодному вводу 5 – 6 блоков по 1200 МВт.

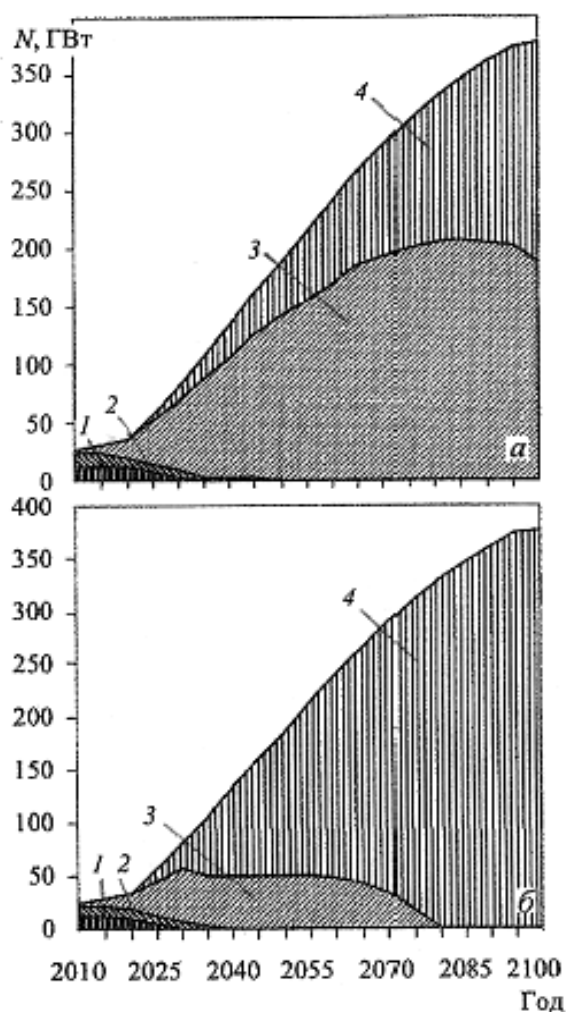


Рис. 1.11. Установленная мощность АЭС с вводом быстрых реакторов только на плутонии (сценарий А, а) и на Pu+U (сценарий Б, б): 1 – РБМК; 2 – ВВЭР II; 3 – ВВЭР III+; 4 – быстрые реакторы

Динамика годового потребления природного урана (без учета экспортных поставок для двух сценариев показана на рис. 1.12. Нарушение монотонного роста потребления в интервале 2025 – 2040 гг. объясняется снижением потребления урана в связи с поступлением избыточного регенерированного урана на дообогащение в период предусмотренной сценарием массовой переработки накопленного ранее облученного топлива тепловых реакторов. К концу века потребность в уране по сценарию Б сходит на нет, тогда как по сценарию А она продолжает расти до 26 кт/год к 2085 г. и сохраняется на высоком уровне из-за необходимости поддержания 200 ГВт и более введенных мощностей тепловых реакторов (рис. 1.12, сценарий А).

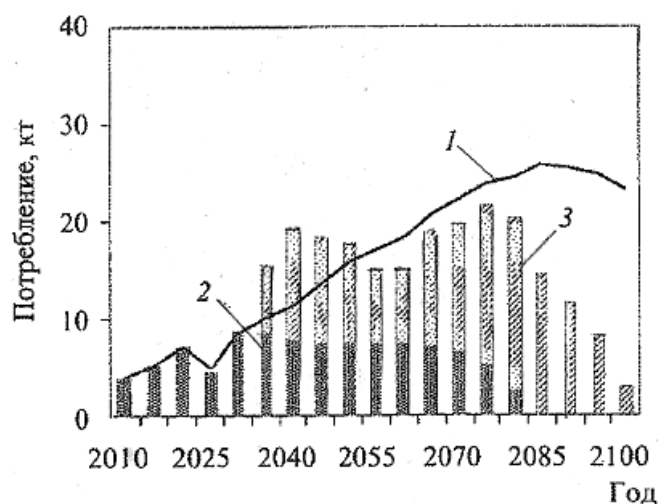


Рис. 1.12. Годовое потребление урана по сценариям: А (1), Б – тепловые (2), быстрые реакторы (3)

Интегральное потребление урана показано на рис. 1.13. Принципиальными особенностями сценария Б (кривая 2) являются стремление к нулю общей потребности в природном уране к концу XXI в. (рис. 1.12) и приближение интегрального потребления к насыщению, причем на уровне, сопоставимом с оцененными ресурсами. Можно сказать, что в данном случае проблема топливных ресурсов находит свое окончательное решение.

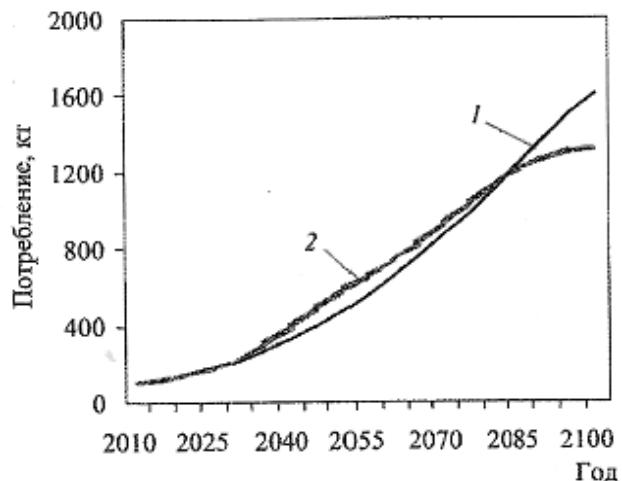


Рис. 1.13. Интегральное потребление урана по сценарию А (1) и Б (2)

В противоположность этому для сценария А данная проблема, несмотря на кажущуюся экономию при отказе от прямого использования урана в быстрых реакторах, остается острой. Такова расплата за замедление ввода быстрых реакторов и продолжение наращивания мощностей тепловых. С точки зрения топливного баланса гораздо эффективнее сразу загружать уран в быстрые реакторы с коэффициентом воспроизводства $K_B > 1$, чем в тепловые с $K_B < 1$, затем путем массовой переработки их облученного топлива извлекать плутоний для ввода быстрых реакторов. В

стратегическом плане и плутоний, и уран следует рассматривать как ценнейший ресурс, необходимый в первую очередь для скорейшего развертывания ядерной энергетики на базе быстрых реакторов, способных к последующему самообеспечению.

В обоих сценариях предусматривались одинаковые темпы переработки накопленного в хранилищах облученного топлива РБМК и ВВЭР. Но при этом согласно сценарию Б с постепенным вытеснением тепловых реакторов и переходом на пристанционный ЯТЦ быстрых с выдержкой 1 год количество хранимого облученного топлива к концу века становится минимальным, почти в 6 раз меньше, чем по сценарию А (рис. 1.14). Соответственно если по сценарию А потребность в транспортировке облученного топлива тепловых реакторов к концу века превышает 4000 т/год, то по сценарию Б она просто сходит на нет.

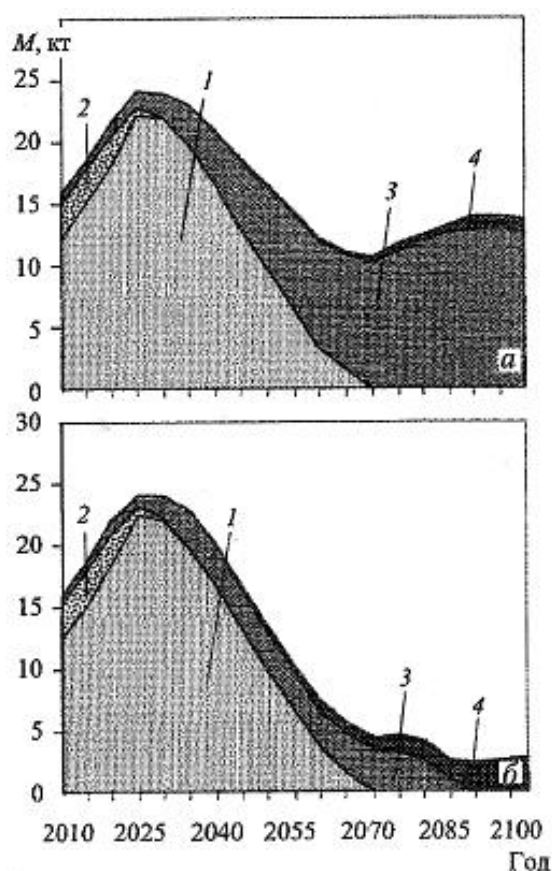


Рис. 1.14. Масса хранимого облученного топлива при вводе быстрых реакторов только на плутонии (а), на Pu+U (б): 1 – РБМК; 2 – кондиционное ВВЭР; 3 – ВВЭР в бассейнах выдержки (3 года); 4 – быстрых реакторов в бассейнах выдержки (1 год)

Экономика ЯТЦ. Показатели централизованного производства по обогащению урана, изготовлению топлива и переработке облученного топлива в рассматриваемых сценариях принимались постоянными: 80 дол./е.р.р., 250-300 дол./кг тяж. мет. для свежего уранового топлива тепловых и быстрых реакторов соответственно, 1000 дол./кг для смешанного оксидного или нитридного топлива из регенерированных урана и плутония, 800 дол./кг для переработки всех видов облученного топлива. Согласно тем же

данным затраты на промежуточное хранение и окончательное захоронение высокоактивных отходов были приняты в размере 72 дол./кг исходного тяж. мет. Эти же показатели в первом приближении использовали и для пристанционного ЯТЦ.

Стоимость уранового топлива непосредственно определяет топливную составляющую стоимости электроэнергии АЭС с тепловыми реакторами. Для АЭС с быстрыми реакторами топливная составляющая зависит еще и от пропорций потребления различных видов топлива. В случае отнесения затрат на переработку облученного топлива тепловых реакторов к стоимости плутония, потребляемого быстрыми, свежее топливо на основе плутония оказывается дорогим, топливо на основе обогащенного урана относительно более дешевым. И наоборот, в случае полного или частичного отнесения затрат на переработку облученного топлива тепловых реакторов к себестоимости вырабатываемой ими электроэнергии плутоний для топлива быстрых становится относительно более дешевым, урановое топливо оказывается более дорогим. Оптимальные пропорции могут быть найдены путем минимизации полных приведенных затрат на развитие ядерной энергетики с учетом требований к полному израсходованию хранимых запасов плутония, регенерированного урана и кондиционного облученного топлива.

Ввод для АЭС с тепловыми реакторами предоплаты за переработку облученного топлива повысит их, следовательно, и общесистемную топливную составляющую на 60-75%. Такое решение оправдано с точки зрения стратегической перспективы в целом. Но вряд ли вызовет энтузиазм эксплуатирующих организаций. Здесь необходим государственный подход.

Финансирование работ по обращению с облученным топливом за счет продажи электроэнергии действующих АЭС с тепловыми реакторами хорошо известно в мировой практике. Соответствующие фонды существуют почти во всех странах с развитой ядерной энергетикой. И их наполнение четко привязано к себестоимости вырабатываемого киловатт-часа. В США и Великобритании такие отчисления составляют 0,1 цент/(кВт·час), во Франции – 0,14 евроцент/(кВт·час), в Швеции – 0,1 евроцент/(кВт·час). Фонд обращения с облученным топливом контролируется на национальном уровне. Несмотря на то, что в некоторых странах накоплено в несколько раз больше облученного топлива по массовым показателям, чем в нашей стране, финансирование будущих программ по обращению с ним не предвещает «нелинейно возрастающих затрат», в предвидении которых предлагается «коммерческое» решение со сжиганием до 2027 г. предназначенного для энергетического использования запаса «бесплатного» оружейного плутония в виде смешанного оксидного топлива ВВЭР. Это означало бы отказ от ввода к 2030 г. четырех блоков АЭС с быстрыми реакторами естественной безопасности общей электрической мощностью 4,8 ГВт на относительно дешевом плутониевом топливе. Последствия подобных решений выходят за горизонт

событий, принимаемых во внимание их приверженцами. Стоит отметить такой же масштаб потерь при выполнении соглашения с США с дополнительным протоколом об утилизации 34 т российского оружейного плутония путем облучения изготовленного из него смешанного оксидного топлива в БН-800 без переработки получаемого облученного топлива и замыкания ЯТЦ до исчерпания указанного количества плутония, т.е. с задержкой примерно на 25 лет.

Следуя принципу компенсации затрат на переработку облученного топлива его производителями, взимание соответствующей платы следует начинать в ближайшее время. Это особенно важно для АЭС с РБМК, которые к 2030 – 2035 гг. должны быть выведены из эксплуатации (рис. 3). Из этих соображений в рассматриваемом сценарии предоплата за переработку облученного топлива всех тепловых реакторов вводится с 2015 г.

Заключение. Основные принципы безопасности роста ядерной энергетики, обозначенного в стратегии-2000, ждут своего инженерного решения и реализации в новых установках. Приоритетной задачей отрасли является реализация проекта «Прорыв», объединяющего программы формирования технологий ядерной энергетики естественной безопасности на основе быстрых реакторов и замкнутого ЯТЦ.

В мире все более важная перспектива отводится безуглеродной энергетике, наиболее развитой частью которой является ядерная энергетика, но она начинает подвергаться конкурентному давлению со стороны возобновляемых источников энергии с точки зрения как безопасности, так и экономической привлекательности, особенно в случае сохранения тенденции к росту стоимости современных АЭС.

Сформулированные в стратегии-2000 и ориентированные на освоение быстрых реакторов и замкнутого ЯТЦ перспективы развития ядерной энергетики не требуют корректировки. Принципиальным положением является использование быстрых реакторов с $KB \sim 1$, в которых вместо максимальной наработки плутония реализуются свойства естественной безопасности, в первую очередь, работа на равновесном топливе и сжигание долгоживущих актиноидов. Отказ от высоких KB быстрых реакторов в пользу новых возможностей реакторов с $KB \sim 1$ находит признание и в недавних системных исследованиях США.

Следует признать, что почти весь мировой парк действующих АЭС на базе водоохлаждаемых реакторов, а также и предлагаемые быстрые натриевые реакторы-размножители характеризуются неустранимым потенциалом опасности в виде запасенной энергии, способной мобилизовать накопленную радиоактивность в случае запроектной аварии, например, с потерей охлаждения и последующим плавлением топлива, как на АЭС «Фукусима», или разгоном на мгновенных нейтронах, как в аварии на Чернобыльской АЭС. Требованиям крупномасштабного развития удовлетворяет концепция структуры ядерной энергетики на базе быстрых реакторов естественной

безопасности в замкнутом топливном цикле с КВ~1, исключающих возможность разгона на мгновенных нейтронах.

Все топливные ресурсы, как плутоний, так и обогащенный уран, целесообразно использовать в первую очередь для ускоренного вода быстрых реакторов. Прочие варианты использования плутония, в том числе в виде смешанного оксидного топлива тепловых реакторов можно охарактеризовать как его неэффективную утилизацию.

Экономика перехода к замкнутому ЯТЦ диктует необходимость введения в ближайшее время отчислений в фонд обращения с облученным топливом и радиоактивными отходами по примеру других стран. При этом решение проблемы переработки ранее накопленного облученного топлива может потребовать государственных субсидий.

В ближайшие 10-20 лет инвестиции в строительство опытного и вслед за ним коммерческих быстрых реакторов естественной безопасности с пристанционным ЯТЦ должны стать основным приоритетом отрасли.

Рассмотрены два сценария перехода России к замкнутому ЯТЦ на протяжении текущего столетия при вводе быстрых реакторов только на плутонии или на плутонии и обогащенном уране со 100%-ным покрытием прироста спроса на электроэнергию за счет вклада ядерной энергетики. Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

быстрые реакторы естественной безопасности с КВ~1,05 при использовании в качестве дополнительного топливного ресурса обогащенного урана приемлемы для ускоренного создания самодостаточной системы быстрых реакторов;

ввод быстрых реакторов с использованием обогащенного урана позволяет не только обеспечить максимальный вклад ядерной энергетики в общий энергобаланс страны, но и окончательно решить проблему топливных ресурсов с переходом на самообеспечение топливом и прекращением потребления природного урана;

переход к ядерной энергетике с доминированием быстрых реакторов с равновесным количеством делящихся изотопов в активной зоне дает возможность значительного сокращения объемов переработки и транспортировки облученного топлива тепловых реакторов, а также технологической поддержки режима нераспространения путем отказа в конечном итоге как от процессов разделения урана и плутония, так и от обогащения урана;

замкнутый пристанционный ЯТЦ быстрых реакторов при существенном сокращении продолжительности внешнего ЯТЦ и сжигании долгоживущих актиноидов в составе регенерированного топлива позволяет существенно снизить количество последних в высокоактивных отходах, открывая путь к их радиационно-эквивалентному захоронению;

до конца столетия без требований высокого КВ может быть развита ядерная энергетика электрической мощностью 350 ГВт, позволяющая отказаться от расширения минерально-сырьевой базы (природный уран), переработать облученное топливо, включая ранее накопленное тепловыми реакторами, исключить оружейные технологии (разделение изотопов плутония и урана при переработке облученного топлива и обогащение урана), вернуть экономическую конкурентоспособность.

Малая атомная энергетика: перспективы и условия развития

Российская Федерация продолжает оставаться самой большой по территории страной мира. При этом ее территория крайне неравномерно заселена и характеризуется крайне неравномерным уровнем экономического развития отдельных регионов. Достаточно сказать, что около 2/3 территории находится вне зоны централизованного электроснабжения. Это главным образом удаленные малонаселенные районы, но именно они представляют особую стратегическую ценность вследствие большого содержания в их недрах полезных ископаемых. Энергообеспечение этих регионов осуществляется от автономных источников на органическом топливе, завоз которого связан с большими экономическими издержками, а эксплуатация наносит серьезный экологический ущерб окружающей среде. Например, в пределах Республики Саха (Якутия) энергетическая система разорвана на несколько маломощных изолированных участков и себестоимость вырабатываемой электроэнергии более чем в 10 раз превосходит этот показатель для большой земли.

Характерной является Сибирь, территория которой составляет 57% территории страны. Сибирь по численности, плотности населения, природным условиям близка к Канаде. Здесь проживает всего 15% населения России, причем в основном вдоль Транссибирской железнодорожной магистрали. Но северная наиболее холодная и слабонаселенная часть Сибири таит в себе огромные природные ресурсы. Более 90% добываемого газа находится именно здесь, 70% запасов нефти расположено также в этом регионе, большие запасы цветных, редких металлов, химического сырья, половина запасов древесины — таковы богатства, которые сосредоточены в этом слабоосвоенном регионе. В связи с необходимостью освоения этих перспективных территорий в качестве наиболее эффективного способа энергообеспечения могут являться ядерные энергоисточники малой и средней мощности, к которым разумно отнести установки мощностью до 300 МВт.

Около полувека история развития ядерной энергетики связана с укрупнением блоков единичной мощностью от 500 до 1500 МВт и созданием на их основе мощных атомных станций. Пожалуй, единственными масштабными приложениями малой ядерной энергетики были военные корабли, атомные подводные лодки и единственный в мире

уникальный атомный ледокольный флот. Таким образом, малая энергетика для мирных целей почти не развивалась.

Термин «атомные станции малой мощности» подразумевает в настоящее время не только станции, ограниченные мощностью по определению МАГАТЭ до 300 МВт, но и их конструктивные особенности, заключающиеся в возможности сборки энергетической установки в месте эксплуатации из небольшого числа блоков (модулей), изготовленных на машиностроительных предприятиях.

Атомные станции малой мощности — исконно российский продукт. На фоне общего технологического отставания отечественных ТЭЦ и ТЭС от мирового уровня АЭС существенно ближе к нему. Специфика условий в нашей стране такова, что в ядерной энергетике невозможно полностью полагаться на западные технологии. Это связано с культурой труда, качеством изготовления, строительства и эксплуатации, социальными условиями, общей культурой. Можно купить отдельные технологические решения, отдельную АЭС, но нельзя купить того, что отсутствует и за рубежом, — ядерную энергетику крупного масштаба с замкнутым топливным циклом. Можно купить отдельные математические программы, но не все необходимое интеллектуальное сопровождение, которое является тем самым человеческим фактором.

Отношение к малой ядерной энергетике стало радикально изменяться в последние годы. В некоторых странах с развитой ядерной энергетикой предпринимаются практические шаги и разворачиваются масштабные работы по созданию реакторов малой мощности для применения в самых разных целях. В нашей стране интерес к малой энергетике стал возрастать прежде всего в связи с необходимостью освоения отдаленных регионов, в то время как в мире делается ставка на создание распределенных энергетических систем, основанных на энергоисточниках малой мощности, в том числе на возобновляемых. Интерес представляет модульная компоновка станции большой мощности из реакторов малой единичной мощности.

Основные преимущества, связанные с применением таких реакторов для освоения отдаленных малоразвитых регионов, следующие:

минимизация объемов и стоимости капитального строительства в районе размещения атомных станций. Все высокотехнологичные дорогостоящие и трудоемкие операции переносятся в специализированные цеха заводов и выполняются квалифицированным персоналом. Следствием этого является минимизация затрат по созданию и вводу в действие малых ядерных энергоисточников;

перенесение наиболее ядерно- и радиационно опасных операций, связанных с ремонтом, перегрузкой топлива, выводом из эксплуатации, с площадки размещения в специализированные заводские цеха, что обеспечивает высокий уровень безопасности и качества выполняемых процедур;

предельно упрощенные решения в вопросах снятия этих атомных станций с эксплуатации после выработки ресурса;

минимизация экологических последствий для окружающей среды;

минимальное количество персонала, работающего вахтенным методом.

В разработке ядерных энергоисточников малой мощности наша страна имеет очевидный приоритет, связанный с опытом, который накоплен при создании ядерных энергетических установок боевых кораблей, атомных подводных лодок и атомных ледоколов, и разработкой новых уникальных ядерных технологий, которые не разрабатывались в мире, в частности, реакторов на промежуточных нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем.

В начале 1990-х гг. было принято принципиальное решение: для реальной демонстрации достоинств ядерных энергоисточников в отдаленных изолированных районах сосредоточиться на атомной электростанции на плавучем средстве (барже), сооружаемой полностью на заводе, перемещаемой к потребителю на достаточно длительный срок, возвращаемой в соответствии с технологическим циклом на завод для ремонта и замены топлива (при нескольких находящихся в обращении однотипных установках) и полностью находящейся во владении и обслуживании специализированной эксплуатирующей организации, которая предоставляет потребителю на определенных условиях необходимую энергию. В качестве ядерной установки для такой плавучей АЭС (АТЭЦ) была выбрана энергоустановка атомных ледоколов КЛТ-40, показавшая высокий уровень надежности и безопасности при эксплуатации. Препятствием для быстрой реализации (в течение 4 лет) оказался экономический кризис, из-за чего в последнее время было дважды изменено место первоочередной привязки этой установки. В то же время первоначальное место реализации в районе порта Певек имело значение для оптимального решения проблемы дальнейшей судьбы Билибинской АЭС, которая и сегодня стоит на повестке дня.

Произошедшая задержка повлекла за собой проблему ограничения использования для гражданских целей урана обогащением более 20%. Это потребовало изменения проекта и разработки нового топлива. Вместе с общей задержкой проекта и происходящими процессами в экономике это привело к резкому удорожанию проекта, что, в свою очередь, породило критику и сомнения в экономической целесообразности и востребованности всего направления ядерных энергоисточников на плавучих средствах.

Центральная целевая задача этого проекта — практическая проверка и демонстрация самого выбора оптимальных решений в малой энергетике. Работа должна быть доведена до логического конца в любых условиях. Полезным оказался и практический опыт в оценке некоторых разработок.

Хорошими темпами идет разработка модульного реактора на жидком металле СВБР-100 мощностью 100 МВт, на базе которого могут строиться установки большей

мощности. Этот реактор базируется на опыте, который был приобретен при строительстве атомной подводной лодки проекта 705 с реактором на промежуточных нейтронах и свинцово-висмутовым теплоносителем. Естественно, рассматриваются и другие технологии, не только на жидком металле.

Труднодоступные населенные пункты со сложной схемой доставки топлива и значительным перспективным ростом электрических нагрузок, связанным с разработкой месторождений полезных ископаемых, являются рациональным местом размещения атомных станций малой мощности. Число площадок для строительства станций с реакторами единичной мощностью 6—12 МВт исчисляется десятками в отличие от плавучих атомных станций с реакторами КЛТ-40, перечень мест размещения которых ограничен.

Внедрение широкомасштабной системы объектов малой ядерной энергетики промышленного производства целесообразно и затрагивает интересы многих отраслей народного хозяйства и государственных структур. К ним относятся инфраструктуры городского хозяйства, объекты связи различного назначения, береговые объекты водных коммуникаций, объекты разведки и добычи ископаемых, транспорта, лесопромышленности и сельского хозяйства, а также объекты ведомств, обеспечивающих основные виды безопасности государства.

Поскольку энергетика — основа всей современной жизнедеятельности, то и атомные станции малой мощности способствуют обеспечению национальной безопасности России, выполняя функции:

- поддержания жизнеспособности ныне депрессивных регионов;
- сохранения и развития потенциала хозяйственной деятельности удаленных регионов;
- поддержания стабильности в случае критических ситуаций (военных, социальных, экономических);
- увеличения кадрового и экспортного потенциала атомной отрасли;
- поддержки смежных отраслей экономики рабочими местами;
- сохранения экологии и здоровья населения;
- добычи углеводородов арктического шельфа.

Налицо системный эффект и необходимость в широкомасштабной сети атомных станций малой мощности.

К сожалению, существует стереотип, что малые АЭС дороги. Формально это так: удельные капиталовложения по проектам атомных станций мощностью от 5 до 50 МВт в среднем в 2—3 раза выше, чем по АЭС большой мощности (1000 МВт). Но при этом не принимается во внимание их принципиально иная энергетическая ниша и принадлежность. Они в первую очередь являются энергоисточниками для автономных потребителей.

На вопросе дороговизны атомной станции малой мощности следует остановиться подробнее. Оценки, проведенные еще в 2005 г., свидетельствуют об экономической целесообразности ядерных энергоисточников в зонах децентрализованного энергоснабжения с удельными капитальными затратами до 150—240 тыс. руб./кВт. Сравнение некоторых характерных региональных тарифов на электроэнергию, а также фактической себестоимости энергии на автономных дизельных электростанциях Якутии — 75 руб./кВтч в 2008 г. и проектной себестоимости электроэнергии для некоторых проектов атомных станций малой мощности приводит к выводу — они конкурентоспособны, даже если проектировщики и занижают их стоимость. Существуют финансовые и экономические механизмы и сценарии, позволяющие при надлежащем законодательном обрамлении сделать реализацию проектов атомных станций малой мощности эффективной уже в ближайшее время.

Атомные станции малой мощности — это сложный комплекс, включающий не только ядерную энергетическую установку, но и инфраструктуру, распределительные устройства, физическую защиту и обычную охрану, причальный комплекс и гидротехнические сооружения, если это плавучая атомная станция, подготовку высококвалифицированного персонала, нормативную документацию. Инфраструктура включает в себя также средства доставки станции на место, обеспечение функционирования, транспортировку на ремонт, организацию топливного цикла, средства ремонта установки и вывода из эксплуатации.

Характеристики

Атомная станция малой мощности, работающая на изолированный энергоузел, должна иметь, по крайней мере, две независимо действующие энергоустановки. При неисправности одной необходимое энергоснабжение должна в полной мере обеспечивать другая установка, иначе в северных регионах в 40-градусные морозы будет поставлено под угрозу благосостояние населения. Энергозапас активной зоны наземной станции должен быть рассчитан на весь срок службы установки. Этим исключается необходимость строительства и обслуживания постоянного хранилища отработавшего ядерного топлива.

В отличие от наземной энергозапас активной зоны реактора плавучей станции должен предусматривать работу без перезарядки ядерного топлива в течение всего межремонтного периода плавучего энергоблока. Это исключает необходимость наличия на его борту перегрузочного оборудования и хранилища отработавшего топлива, а также проведения сложных операций с ядерным топливом. Кроме того, в результате отказа от хранилищ уменьшается водоизмещение плавучего энергоблока.

Межремонтный срок ядерной энергоустановки плавучей станции целесообразно максимально увеличить. Известно, что проектный межремонтный период строящегося плавучего блока «Академик Ломоносов» составляет 10—12 лет. Между тем

энергоустановка атомного ледокола «Арктика», снабженная подобными реакторами, смогла обойтись без предусмотренного проектом заводского ремонта в течение 175 тыс. ч (более 20 лет) работы на мощности. В этот период осуществлялись лишь значительно менее сложные межпоходные ремонты. Именно 20-летний межремонтный период установлен для нового атомного ледокола и его реакторной установки.

Следует отметить, что все это потребует увеличения объема активной зоны реактора, чтобы не превысить допустимого накопления продуктов деления в единице объема сердечника твэлов. Необходимо также решить проблему стойкости оболочек твэлов при длительной кампании. С этой точки зрения повышение к.п.д. установки уходит на второй план, выдвигая на первое место надежность ее работы.

В современных реакторных установках развиты системы безопасности, удорожающие и усложняющие установку. Атомная станция малой мощности должна обладать повышенными свойствами самозащищенности, что позволит сократить число систем безопасности. Этому способствуют соответствующие обратные отрицательные связи по температуре, большие запасы прочности оборудования первого контура, увеличение пассивности отвода тепла посредством усиления теплоотдачи от корпуса реактора к баку защиты, а от него — во внешнюю среду.

На плавучих энергоблоках должны быть предусмотрены средства расхолаживания активной зоны реактора в случае потери возможности передачи тепла к забортной воде.

Необходимо оптимизировать автоматическое управление энергетической установкой. Необходимо, чтобы операторы не теряли навыков управления, что особенно важно для управления установкой в аварийной обстановке и при борьбе за живучесть. Поэтому всегда часть управления установкой должна оставаться в руках оператора. Кроме того, уменьшение автоматизации дает экономический эффект — сокращаются капитальные затраты, а также персонал, обслуживающий автоматику.

Инфраструктура плавучих атомных станций малой мощности должна включать в себя причальные средства с соответствующей защитой от волнения моря, приливов и цунами, а в случае северного исполнения — и от воздействия ледяных полей. При проектировании таких станций целесообразно элементы инфраструктуры, например, трансформаторные подстанции, тепловые пункты и др. максимально сосредоточить на борту плавучего энергоблока. Это повысит универсальность и автономность станции. В некоторых случаях, например, при энергоснабжении морских буровых платформ может оказаться правильной ориентация на самоходные плавучие станции, снабженные подруливающими устройствами или даже системами динамического позиционирования.

Подготовка кадров для малой атомной энергетики

Ресурс оборудования ядерных энергетических установок, как показывает опыт, при квалифицированном обслуживании почти вдвое выше, чем при недостаточно профессиональном. Поэтому подготовка высококвалифицированных специалистов играет

огромную роль. К управлению установкой может быть допущен лишь сотрудник, имеющий опыт работы в качестве дублера оператора подобной установки. В случае серийного строительства и создания системы атомных станций малой мощности для подготовки высококвалифицированного персонала должны быть сформированы учебные центры. Учебные центры должны иметь аналитические и полномасштабные тренажеры.

Для установок, использующих новые технологии, оправдано создание стенда-прототипа, опережающего строительство самой установки. Такой стенд предназначается для проведения исследований, отработки режимов установки в принятой для нее модели эксплуатации, определения ресурсных показателей. Именно на этом стенде должен готовиться персонал будущих станций для самостоятельного управления установкой. И с этой точки зрения важным является опережающее сооружение стенда по отношению к объекту.

Управление системой атомных станций малой мощности

Управление требует особого рассмотрения. По мере становления и образования системы станций малая энергетика в организационном плане будет существенно отличаться от существующей «большой». В большей степени это касается системы, основанной на транспортабельных ядерных энергоустановках. Так, создаваемая в настоящее время система плавучих станций потребует замены энергоблоков с частотой, определяемой межремонтным периодом. Эксплуатирующая организация должна управлять и инфраструктурой, которая включает предприятия, ремонтирующие и утилизирующие энергоблоки, а также средства их транспортировки. Следует учитывать, что определенной спецификой обладает и топливный цикл.

Физическая защита

При ее построении на больших наземных атомных станциях обычно рассматриваются возможное хищение ядерных материалов или диверсионные действия. Для атомной станции малой мощности следует рассматривать ее захват в целях получения выкупа. Для плавучих станций это прежде всего захват энергоблока при транспортировке к месту назначения и возврате для перегрузки и ремонтных работ. В этом случае плавучий энергоблок должен сопровождать военный корабль. Физическая защита самого объекта должна включать средства обнаружения злоумышленника, в том числе «внутреннего». Особенно сложна защита плавучих станций со стороны моря.

Трудно оценить и материальные затраты, и необходимое число персонала. Нормативы физической защиты для АЭС большой мощности не должны быть уменьшены пропорционально мощности атомной станции малой мощности. Как бы ни мала была мощность, это ядерный объект и для него должны быть разработаны специальные нормативы. При этом следует учитывать, что стоимость физической защиты заметно снижает экономические показатели атомной станции малой мощности. Подземное

расположение лишь частично облегчает физическую защиту. Вопросы, связанные с захватом станции в целях получения выкупа, остаются теми же самыми.

Нормативная документация

Условия работы атомных станций малой мощности, находящихся в удаленных районах, могут оказаться экстремальными. Степень безопасности таких станций должна быть выше, чем обычных АЭС, поскольку их предполагается иметь много и обслуживание будет осуществляться в более сложных условиях. Эти обстоятельства должны быть учтены в специально разработанной нормативно-технической документации.

Как уже отмечалось, на атомной станции малой мощности должны быть два независимых ядерных источника или в дополнение к ядерному источнику должен быть резервный на органическом топливе не меньшей мощности — на случай возникновения неисправности ядерного, чтобы надлежащим образом обеспечить нужды населения и предприятий. Это должно быть учтено в нормативных документах.

Кроме норм безопасности, должны быть разработаны и нормы, регламентирующие физическую защиту, которая бы не обременяла экономические показатели станции.

При широком распространении таких станций должны быть разработаны международные нормативные документы. В частности, для плавучих целесообразно инициировать внесение дополнений в Код ИМО по безопасности ядерных торговых судов. В этом отношении интересен опыт распространения правил для атомных судов Российского морского регистра судоходства на плавучие атомные станции.

Вывод из эксплуатации

Вывод из эксплуатации плавучих станций несомненно будет решаться отработанными методами снятия с эксплуатации атомных надводных судов и подводных лодок и проводиться теми же заводами. С наземными станциями будет сложнее. В удаленных районах в условиях бездорожья транспортировка многотонных радиоактивных конструкций представляется проблематичной. В недалеком будущем с этой проблемой придется столкнуться при снятии с эксплуатации Билибинской АТЭЦ.

Пока не было серьезных разработок снятия с эксплуатации наземных атомных станций малой мощности. Поскольку большинство поселков и предприятий, обслуживаемых ими, размещено по побережью рек и морей, по-видимому, здесь приемлем американский способ утилизации подводных лодок. В этом случае реактор и его оборудование грузят подобно отсеку лодки на баржу и транспортируют к месту захоронения радиоактивного оборудования — временного или постоянного. Роль отсека подводной лодки в атомной станции малой мощности играет реакторная выгородка. Масса оборудования в ней не превышает массы отсека с оборудованием подводной лодки.

При проектировании следует принимать меры к тому, чтобы реакторный отсек можно было демонтировать с минимальными издержками. Лучше всего в этом отношении

обстоит дело с реакторными установками интегрального типа. Снятие с эксплуатации подземной станции немного проще в том случае, если здесь же под землей предполагается захоронение реакторной установки. Это должно быть учтено при выборе площадки строительства станции.

Экология

Экологические показатели должны приниматься во внимание на всех этапах жизненного цикла станции. Радиационную безопасность следует обеспечить не только для человека, но и для остальных звеньев экосистем. Принято полагать, что если дозовые пределы для человека не превышены, то и для других видов наземных и морских организмов облучение опасности не представляет. В Рекомендациях МКРЗ 2007г. избран более широкий и осторожный подход, который включает необходимость изучения радиационного воздействия на другие виды живых существ и экосистемы.

В районе размещения атомной станции малой мощности должны поддерживаться необходимые условия для сохранения биоразнообразия экосистем, включая охрану редких и исчезающих видов живых организмов. Для маршрутов возможной буксировки плавучих энергоблоков следует оценить пути и диапазон радиационного воздействия, которые могут возникнуть в результате аварийных ситуаций. При этом, очевидно, особое внимание должно быть обращено на продуктивные и особо чувствительные морские районы, для которых следует оценить ущерб биоразнообразию и рыболовству. На основе этих оценок могут быть определены оптимальные маршруты буксировки плавучих энергоблоков.

Особенности проекта СВБР-100

Безопасность СВБР-100 достигается за счет особенностей быстрого реактора, природных свойств свинцово-висмутового теплоносителя и интегральной конструкции реактора, что подтверждается расчетами и проработками. Реактор обладает отрицательным пустотным эффектом реактивности и отрицательными обратными связями, эффективность самого сильного поглощающего стержня не превышает долю запаздывающих нейтронов, что в совокупности с техническим исполнением системы управления и защиты исключает разгон на мгновенных нейтронах. Высокая точка кипения теплоносителя (температура кипения 1670°C (Na — 900°C), плавления — 123,5°C) повышает надежность теплоотвода от активной зоны и безопасность в связи с отсутствием кризиса теплосъема и в сочетании с предусмотренным защитным кожухом моноблока исключает аварии с потерей теплоносителя, а также радиоактивные выбросы.

Низкое давление снижает риск нарушения герметичности первого контура, позволяет уменьшить толщину стенок корпуса реактора и снизить ограничения на скорость изменения температуры по условиям термоциклической прочности. В составе реакторной установки нет материалов, выделяющих водород в результате термического и радиационного воздействия и химических реакций с теплоносителем, водой и воздухом.

Схема циркуляции исключает попадание воды или пара в активную зону при течи парогенератора за счет эффективной сепарации пара на свободном уровне свинцово-висмутового теплоносителя в моноблоке.

Системы безопасности не содержат элементов, отказ которых или влияние на которые человеческого фактора могут заблокировать их срабатывание:

отвод остаточного энерговыделения при отсутствии теплоотвода через парогенераторы обеспечивается пассивно при естественной циркуляции свинцово-висмутового теплоносителя в первом контуре путем передачи тепла через корпус реакторного моноблока в воду, подаваемую в шахту моноблока, и далее за счет кипения воды с отводом пара в атмосферу (период невмешательства около 2 сут без превышения допустимой температуры);

течь парогенераторов при разрыве нескольких трубок или в случае прекращения работы конденсатора газовой системы локализуется пассивно при повышении давления пара в газовой системе более 1 МПа за счет разрушения разрывной мембраны и сброса пара в барботер. Малая течь не требует срочной остановки реакторной установки;

установленные в каналах, заполненных аргоном, стержни системы дополнительной аварийной защиты, не имеющие приводов на крышке реактора, пассивно срабатывают под действием силы тяжести при повышении температуры свинцово-висмутового теплоносителя выше установленной за счет плавления замков, выполненных из сплава с соответствующей температурой плавления.

Это позволяет говорить об устойчивости реакторной установки не только к отказам оборудования и ошибкам персонала и их множественному наложению, но и к злонамеренным действиям, когда все специальные системы безопасности могут быть преднамеренно выведены из строя.

СВБР-100, обладающий развитыми свойствами внутренней самозащищенности (детерминистическое исключение тяжелых аварий), позволяет обеспечить высокий уровень социальной приемлемости и расширить область применения. Модульная структура ядерной паропроизводящей установки энергоблока создает возможность перехода на передовые технологии типового проектирования энергоблоков различной мощности на базе серийно изготавливаемых в заводских условиях унифицированных реакторных модулей и поточные методы выполнения строительно-монтажных работ. Консервативный подход predetermined высокий потенциал дальнейшего совершенствования реакторной установки. Федеральной целевой программой «Ядерные энерготехнологии нового поколения на период 2010—2015 годов и на перспективу до 2020 года» предусмотрено создание опытно-промышленного энергоблока с СВБР-100. Опытно-промышленный энергоблок с СВБР-100 предположительно должен быть введен в эксплуатацию в 2017 г.

1.4. Требования к подготовке квалифицированных кадров для ввода в эксплуатацию и эксплуатации АЭС

Можно констатировать, что в настоящее время в ВУЗах, готовящих специалистов для АЭС, наблюдается тенденция готовить операторов. Однако подготовка операторов АЭС согласно действующей нормативной документации осуществляется в специализированных учебно-тренировочных центрах (УТЦ). Без прохождения такой подготовки оператор не может быть допущен к работе. Программы обучения готовятся инструкторами УТЦ на основе конкретной проектной документации, регламентов и инструкций по эксплуатации. Мнение автора состоит в том, что ВУЗ не должен подменять УТЦ и готовить операторов. Задачей ВУЗа является передача студенту универсальных знаний, необходимых и достаточных для подготовки молодого специалиста к восприятию тех конкретных знаний, которые ему предстоит освоить, если он выберет работу оператора, либо другую специальность в области атомной энергетики.

При всем уважении к работе оперативного персонала необходимо обратить внимание на то, что работа на АЭС не ограничивается оперативной работой, а штат персонала, работающего на АЭС, не ограничивается оперативным персоналом.

Значительное количество персонала АЭС, и в большей степени персонала подрядных организаций, роль которых все больше возрастает при переходе на подрядный способ организации работ на АЭС (так называемый «аутсорсинг»), а также подразделений эксплуатирующей организации (концерн «Росэнергоатом») занимаются инженерной поддержкой (по другой терминологии инженерным сопровождением) эксплуатации. Такие специалисты в настоящее время не готовятся нигде: ни в ВУЗах, ни в УТЦ. Однако они очень востребованы. Отрасль ощущает острую нехватку высококвалифицированных специалистов по инженерной поддержке АЭС, но задачи подготовки таких специалистов до сих пор не только не поставлены, но даже и не сформулированы.

Вследствие нехватки высококвалифицированных специалистов предприятия отрасли не могут в достаточной степени охватить все задачи, которые являются актуальными в рассматриваемой области. В результате наблюдается отставание отрасли от зарубежных партнеров, а также и от других отраслей российской промышленности (нефтегазодобычи, металлургии, тепловой энергетики) в таких важных вопросах инженерной поддержки, как диагностика, переход на техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) по техническому состоянию.

С точки зрения особенностей и перспектив будущей работы молодого специалиста можно отметить, что в работе оперативного персонала зачастую применяется, если можно так выразиться, «ремесленный» подход, подразумевающий работу в течение многих лет «от сих до сих» по неизменным алгоритмам, заключенным в регламентах и инструкциях по эксплуатации. «Ремесленный» подход можно наблюдать и в работах по

вводу в эксплуатацию, когда наладчик стремится к переносу известных ему приемов и методик испытаний на следующий энергоблок без существенных изменений. Этому подходу во многих случаях препятствует новизна вводимых в эксплуатацию энергоблоков, т. к. больших серий энергоблоков (типа В-320) уже не строят и даже блоки одной серии могут отличаться в ряде систем, особенно в части контроля и управления. В отличие от оператора при выполнении пусконаладочных работ наладчик не привязан к одному энергоблоку и, переходя с одного энергоблока на другой, должен учитывать изменения, внесенные в новый проект.

Большая сложность задач инженерной поддержки по сравнению как с оперативной эксплуатацией, так и с работой наладчика определяется их постоянным развитием, постоянной новизной. Задачи инженерной поддержки по большей части являются нестандартными, требующими творческого и часто научного подхода к их решению и освоению. Тем интереснее такая работа для творческой личности.

Лекция 2. Содержание процесса ввода в эксплуатацию АЭС и обеспечение безопасности

2.1. Общая характеристика процесса ввода в эксплуатацию

Ввод в эксплуатацию энергоблока АЭС является заключительной стадией его создания. Этой стадии предшествуют разработка, проектирование, строительство и монтаж оборудования.

В кругах, далеких от практических работ по вводу в эксплуатацию АС, можно встретить мнение, что ввод в эксплуатацию вновь построенного атомного энергоблока подобен пуску нового автомобиля: достаточно изучить инструкцию, проверить уровни масла, охлаждающей жидкости, давление в колесах, затем включить стартер и поехать. Т.е., в сущности, никакого специального процесса и нет.

На самом деле атомный энергоблок представляет собой объект, который ввиду своей сложности, высокой стоимости, потенциальной опасности и особой специфичности требует и особого обращения, даже в отличие от тепловых энергоблоков, причем в первую очередь в период ввода в эксплуатацию, когда подвергаются практической проверке основы дальнейшей безопасной, эффективной и экономичной эксплуатации.

Процесс ввода в эксплуатацию включает предпусковые наладочные работы, физический и энергетический пуски, опытно-промышленную эксплуатацию и завершается сдачей АС в промышленную эксплуатацию. Ввод в эксплуатацию является завершающим периодом сооружения энергоблока АЭС, во время которого производится наладка систем и оборудования, подготовка их к эксплуатации и ввод в эксплуатацию.

Выполняемые при вводе блока в эксплуатацию испытания, на этапах предпусковых наладочных работ, физического пуска, энергетического пуска и освоения мощности блока до номинальной должны подтвердить, что системы (элементы), важные для безопасности, и блок в целом выполнены и функционируют в соответствии с проектом, а выявленные несоответствия задокументированы и устранены.

В период ввода блока в эксплуатацию выполняются:

- проверка качества проектирования, изготовления, строительства и монтажа;
- очистка, маркировка, внешний и внутренний визуальные осмотры;
- проверка соответствия систем и оборудования требованиям проекта;
- сравнительный анализ проектных и достигнутых показателей оборудования и систем блока;
- выявление и устранение несоответствий систем и компонентов;
- подтверждение безопасности блока;
- регулировка параметров и уточнение методов эксплуатации;
- сбор данных для обеспечения основной информацией, необходимой для дальнейшей эксплуатации блока;

- проверка готовности и обоснование эксплуатационной документации;
- контроль готовности эксплуатационного персонала к этапам ввода блока в эксплуатацию;
- обучение и приобретение навыков эксплуатации систем и оборудования блока эксплуатационным персоналом;
- проверка внесения в проект блока изменений, выполненных на ранее введенных энергоблоках данного типа по результатам пусконаладочных работ и эксплуатации систем и оборудования.

Ввод энергоблока АС в эксплуатацию начинается с момента подачи напряжения на потребители собственных нужд энергоблока или АС по проектной схеме и передачи из монтажа первой системы, на которой по графику должны выполняться пусконаладочные работы на этапе «Предпусковые наладочные работы».

Пусконаладочные работы являются важнейшей составной частью процесса ввода в эксплуатацию.

Пусконаладочные работы - это комплекс работ по контролю, настройке и испытаниям оборудования, элементов систем, обеспечивающий надежную и безопасную работу, достижение проектных параметров, ввод в эксплуатацию систем, оборудования и энергоблока в целом. К пусконаладочным работам относится весь комплекс работ, выполняемых в период подготовки и проведения индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования.

Пусконаладочные работы на АС осуществляются в два периода:

- подготовительный период пусконаладочных работ, до начала периода ввода энергоблока АС в эксплуатацию;
- период ввода энергоблока АС в эксплуатацию.

Содержание курса основано на результатах систематизации и обобщения деятельности ОАО «Атомтехэнерго» по организации, методическому и нормативному регулированию, техническому руководству и непосредственному выполнению работ по вводу в эксплуатацию энергоблоков АЭС различных типов и проектов.

Подавляющее большинство атомных электростанций, работающих сегодня в России, Украине, Армении, в ряде стран – бывших членов Совета Экономической Взаимопомощи и в Финляндии, а в недавние годы АЭС в Китае, Иране и Индии введены в эксплуатацию под техническим руководством и при непосредственном участии специалистов ОАО «Атомтехэнерго».

Целью настоящего курса является ознакомление перспективных участников процесса ввода в эксплуатацию энергоблоков АС с содержанием, существующими на настоящее время оптимальными принципами и методами ввода в эксплуатацию, а также путями оптимизации и совершенствования процесса ввода в эксплуатацию.

2.2. Последовательность и состав работ по вводу в эксплуатацию

Ввод энергоблока в эксплуатацию представляет собой последовательность работ, разделенных на несколько этапов, обеспечивающих оптимальное сочетание и последовательность технологически взаимосвязанных испытаний и качественный контроль за их проведением.

Работы по вводу блока в эксплуатацию начинаются по мере строительно-монтажной готовности зданий, сооружений и оборудования блока и заканчиваются после приемки блока в эксплуатацию. После подачи напряжения на собственные нужды блока по штатной схеме отдельное оборудование и системы блока вводятся в эксплуатацию по мере выполнения на них пусконаладочных работ (испытаний).

В процессе ввода блока в эксплуатацию сначала выполняются испытания систем и оборудования блока без ядерного топлива в реакторе – предпусковые испытания. Переход к выполнению испытаний с использованием ядерного топлива в реакторе разрешается только после выполнения испытаний без ядерного топлива в реакторе и подтверждения работоспособности систем и оборудования блока, соответствия их проектным характеристикам.

В соответствии с этими общими предпосылками ввод энергоблока в эксплуатацию разбивается на следующие этапы:

- испытания и опробование оборудования;
- предпусковые наладочные работы;
- физический пуск реактора;
- энергетический пуск;
- опытно-промышленная эксплуатация.

Исходя из технологической целесообразности, а также с точки зрения обеспечения безопасности, указанные этапы разделяются на подэтапы.

В период ввода в эксплуатацию на энергоблоке АС могут проводиться один или несколько плановых ремонтов. Количество и продолжительность плановых ремонтов зависит от фактического состояния оборудования энергоблока и определяется при разработке этапных графиков работ.

Окончание индивидуальных (автономных) испытаний (наладки) отдельных элементов системы или комплексного опробования отдельных систем по времени могут не совпадать с окончанием этапов или подэтапов ввода энергоблока в эксплуатацию.

На рис. 2.1 представлена последовательность ввода в эксплуатацию, примененная на энергоблоке №3 Калининской АЭС.

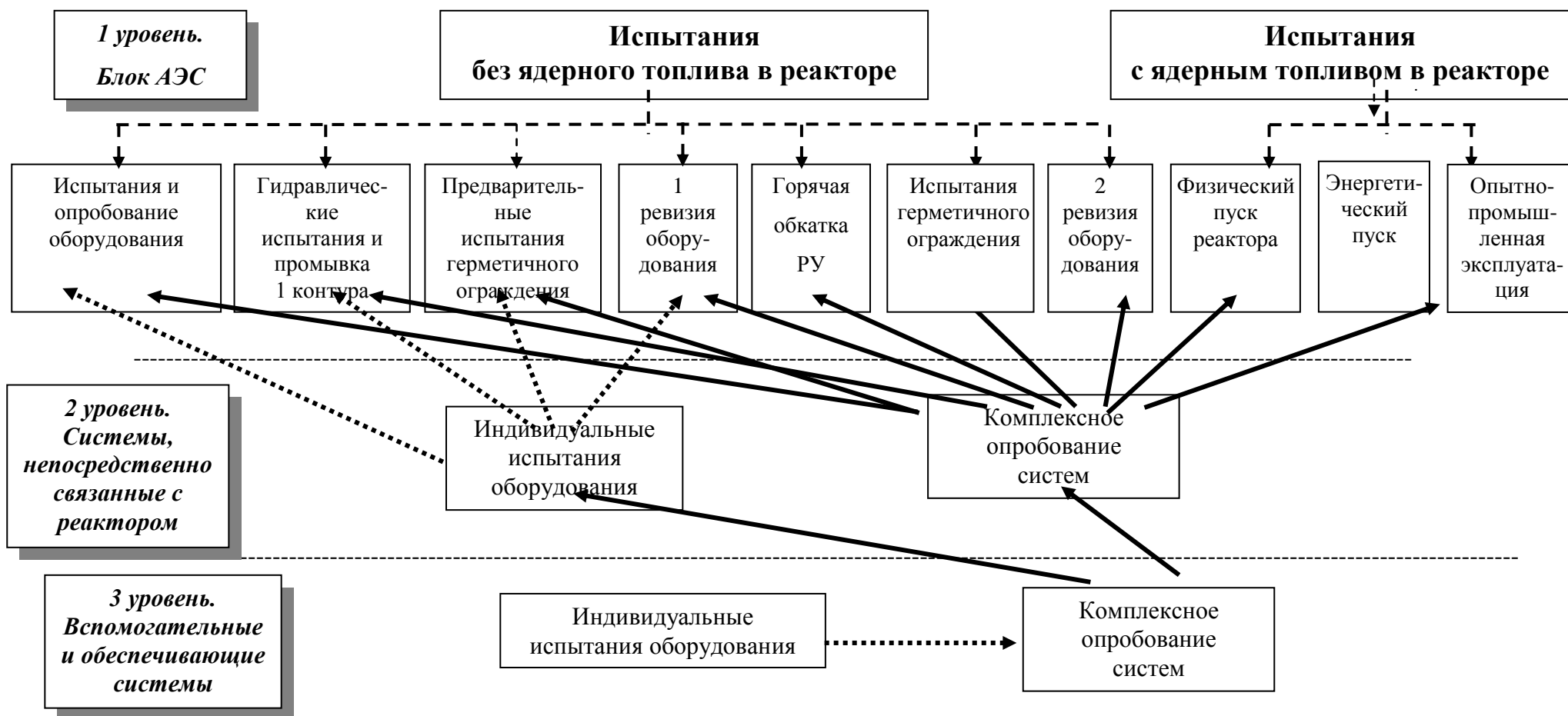


Рис. 2.1. Этапы, подэтапы и фазы работ по вводу блока АЭС в эксплуатацию (энергоблок №3 Калининской АЭС)

Перед этапами ввода в эксплуатацию предусматривается так называемый подготовительный период ПНР, который начинается после утверждения проекта АС и завершается с началом этапа предпусковых наладочных работ. В подготовительный период выполняются работы, обеспечивающие проведение ПНР в период ввода энергоблока АС в эксплуатацию, включающие организационное, материальное, техническое обеспечение ПНР, а также ПНР на оборудовании и системах, готовность которых в соответствии с требованиями проекта АС необходима для начала производства работ по вводу энергоблока АС в эксплуатацию.

Для каждого этапа ввода в эксплуатацию должны быть определены задачи, выполнение которых определяется необходимостью подготовки к следующему этапу. Особое внимание при этом должно быть обращено на обеспечение эксплуатационной готовности оборудования и систем, а также технической документации и персонала.

Организационное обеспечение

Организационное обеспечение включает:

- разработку директивного графика завершения строительства и ввода блока в эксплуатацию;
- составление координационного плана работ по вводу в эксплуатацию;
- разработку сметной документации на ПНР;
- выбор Генерального подрядчика и субподрядных организаций по ПНР;
- заключение договоров подряда на производство ПНР;
- передачу проектной документации, необходимой для осуществления ПНР, исполнителям этих работ;
- разработку программы обеспечения качества при вводе энергоблока в эксплуатацию ПОКАС (ВЭ) и программы ввода энергоблока АС в эксплуатацию;
- обеспечение финансирования работ и услуг.

Эксплуатирующая организация на основании графика сооружения энергоблока АС (графика первого уровня) не менее чем за 2,5 года до начала периода ввода энергоблока АС в эксплуатацию разрабатывает директивный график завершения строительства и ввода энергоблока в эксплуатацию с указанием этапов ввода и разбивкой работ по объектам пускового комплекса (график второго уровня).

Заказчик не позднее чем за 2 года до начала периода ввода энергоблока АС в эксплуатацию осуществляет разработку, согласование с участниками работ и утверждение координационного плана ввода энергоблока АС в эксплуатацию.

Заказчик обеспечивает разработку и утверждение сводной сметы затрат, связанных с вводом энергоблока АС в эксплуатацию.

Заказчик не менее чем за 2,5 года до планируемого начала работ по вводу энергоблока АС в эксплуатацию осуществляет по результатам конкурса (тендера) выбор Генерального подрядчика по ПНР и заключение договора генерального подряда на ПНР.

Заказчик или Генеральный подрядчик по ПНР (по соглашению между ними) не позднее, чем за 1 год до начала ввода энергоблока АС в эксплуатацию должен заключить договоры подряда с наладочными организациями на производство ПНР, определенных координационным планом ввода в эксплуатацию.

Заказчик с обязательным привлечением на договорной основе Генерального подрядчика по ПНР должен разработать:

- не позднее, чем за 1 год до начала ввода в эксплуатацию ПОКАС (ВЭ);
- не позднее, чем за 6 месяцев до начала ввода в эксплуатацию – программу ввода в эксплуатацию.

Техническое обеспечение

Техническое обеспечение включает:

- разработку пусконаладочной документации;
- разработку эксплуатационной документации;
- анализ проекта АС (энергоблока АС);
- подготовку эксплуатационного и наладочного персонала для производства ПНР;

- входной контроль оборудования;
- контроль за ходом СМР;

Заказчик обеспечивает в подготовительный период:

- анализ проекта АС (энергоблока);
- составление перечней и графиков разработки организационно-распорядительной, пусконаладочной и эксплуатационной документации, необходимой для ввода энергоблока в эксплуатацию;
- комплектование технического архива АС полным комплектом действующей нормативной документации, регламентирующей обеспечение безопасной эксплуатации АС (энергоблока).

Генеральный проектировщик АС должен в составе проекта выпустить графики разработки пусконаладочной и эксплуатационной документации. Разработка пусконаладочной и эксплуатационной документации должна осуществляться после выпуска необходимой для этого проектной документации.

Сроки завершения разработки пусконаладочной документации как в подготовительный период, так и во время ввода энергоблока в эксплуатацию определяются графиком разработки пусконаладочной документации, но не позднее трех месяцев до начала выполнения работ (для обеспечения возможности ознакомления с

документацией участников работ). Пусконаладочную документацию разрабатывают специализированные наладочные организации и согласовывают ее в установленном порядке. Пусконаладочная документация вводится в действие после ее утверждения и регистрации на АС.

Заказчик должен составить и согласовать перечень эксплуатационной документации, необходимой для ввода энергоблока в эксплуатацию. Разработку и согласование эксплуатационной документации осуществляет Заказчик или специализированные организации по договору с Заказчиком. Заказчик обязан обеспечить готовность эксплуатационной документации (ввод в действие после утверждения и регистрации на АС) не позднее, чем за три месяца до начала ввода в эксплуатацию. Для систем, ПНР на которых проводятся в подготовительный период, эксплуатационная документация должна быть готова не позднее, чем за три месяца до начала ПНР на системе.

Анализ проекта АС выполняется на стадии разработки проекта АС для выявления и устранения его недостатков с точки зрения правильности принятых решений по технологическим схемам, применяемому оборудованию, компоновке оборудования, алгоритмам управления, защитам и блокировкам и т.д.

Анализ проекта выполняет Заказчик или специализированные организации по договору подряда с ним. Заказчик должен привлекать наладочные организации к анализу технического проекта АС с целью оценки возможности создания условий для подготовки и проведения запланированных ПНР. Выявленные замечания Заказчик должен передавать Генеральному проектировщику АС.

Подготовка эксплуатационного персонала АС должна быть выполнена Заказчиком в сроки, указанные в графике открытия и комплектования рабочих мест, в соответствии с документом «Организация работы с персоналом на атомных станциях».

Наладочные организации должны обеспечить наличие на площадке АС квалифицированного и аттестованного наладочного персонала в количестве и в сроки, обеспечивающие выполнение ПНР в соответствии с графиком ввода энергоблока АС в эксплуатацию.

Проведение входного контроля тепломеханического, электротехнического оборудования и аппаратуры АСУ ТП (СКУ) с целью предмонтажной проверки соответствия их стандартам и техническим условиям производится Заказчиком или специализированными организациями по договору подряда с ними.

До начала проведения пусконаладочных работ должна быть обеспечена строительная и монтажная готовность. Строительные и монтажные работы на оборудовании и системах, на которых планируется выполнение пусконаладочных работ, должны быть завершены до начала работ. В зданиях и помещениях, в которых установлено это оборудование, должны быть закончены строительные работы.

Допускается выполнение отделочных работ на заключительной стадии предпускового этапа. При этом должны быть приняты меры, исключающие загрязнение оборудования, арматуры, насосов.

Контроль за выполнением СМР с целью своевременного выявления и устранения дефектов и недоделок на монтируемых системах и оборудовании АС осуществляется Заказчиком, а также наладочными организациями, осуществляющими ПНР на данном оборудовании или системах.

Для изоляции действующих блоков АЭС от вводимого блока в пусконаладочных планах и эксплуатационных указаниях предусматриваются меры, исключающие неблагоприятное воздействие энергоблоков друг на друга.

Материальное обеспечение

Материальное обеспечение включает:

- обеспечение наладочных организаций необходимой конструкторской и проектной документацией;
- обеспечение производства работ оборудованием, приборами и материалами;
- обеспечение наладочных организаций производственными помещениями;
- обеспечение персонала наладочных организаций спецодеждой и средствами защиты;
- обеспечение персонала наладочных организаций жилищно-бытовыми условиями проживания;
- государственную поверку временных средств измерения, которые используются при проведении ПНР.

Для разработки пусконаладочной документации и выполнения ПНР Заказчик должен обеспечить наладочные организации необходимым комплектом рабочей проектной документации с отметкой Заказчика на каждом документе о принятии их к производству, а также заводской и конструкторской документацией (в бумажном и/или электронном виде).

До начала ПНР Заказчик обязан выделить помещения на АС в соответствии с установленными нормами для:

- размещения персонала наладочных организаций;
- хранения приборов, инструмента, материалов и оборудования;
- производства ПНР по изделиям (составным частям) систем вне зоны монтажа;

На основании договоров подряда на проведение ПНР Заказчик обеспечивает наладочные организации:

- локальной вычислительной сетью с необходимым количеством рабочих мест и программными продуктами, предназначенными для планирования, контроля и управления работами по вводу энергоблока АС в эксплуатацию;

- оборудованием, приборами и материалами, оргтехникой;
- необходимыми средствами индивидуальной защиты, приборами индивидуального контроля воздействия ионизирующих излучений;
- необходимыми транспортными средствами;
- жильем, медицинским обслуживанием, услугами соцкультбыта, специальным питанием.

Для выполнения пусконаладочных работ и проведения испытаний, проверок в процессе ввода блока в эксплуатацию используются обеспечиваемые Заказчиком:

- дополнительное специальное оборудование и материалы;
- пар, электроэнергия, сжатый воздух, азот, химобессоленая вода, масло, смазочные материалы и т.д.;
- эксплуатационные расходные материалы (химреагенты и химреактивы, фильтрующие материалы и т.д.);
- оборудование и материалы для проведения очистки и промывок трубопроводов и оборудования технологических систем АЭС, проводимых на заключительной стадии монтажных работ;
- комплектующие изделия и материалы для системы пусконаладочных измерений реакторной установки (СПНИ);
- средства индивидуальной защиты персонала, приборы индивидуального контроля воздействия ионизирующих излучений.

Комплектование дополнительного оборудования и материалов, необходимых для выполнения пусконаладочных работ и проведения испытаний, проверок в процессе ввода энергоблока в эксплуатацию должно быть закончено до начала выполнения пусконаладочных работ. Перечни специальных приборов, устройств, инструмента, оборудования и материалов, необходимых для выполнения пусконаладочных работ и проведения испытаний, проверок в процессе ввода энергоблока в эксплуатацию в дополнение к проектным и сроки их поставки содержатся в спецификации на оборудование, приборы, устройства, инструменты и материалы для пусконаладочных работ. Материалы, используемые только на определенных этапах ввода блока в эксплуатацию, должны быть поставлены и укомплектованы к началу этих этапов.

Для выполнения очисток и промывок трубопроводов систем и оборудования, на них должны быть смонтированы временные элементы, устанавливаемые в соответствии с программами промывок и очисток трубопроводов систем и оборудования. Оборудование и материалы для проведения очисток и промывок трубопроводов и оборудования технологических систем на заключительной стадии монтажных работ должны поставляться согласно соответствующей спецификации.

Проведение ПНР в подготовительный период

В подготовительный период выполняются ПНР по электротехническим элементам и системам, элементам и системам АСУ ТП (СКУ), технологическому оборудованию и системам.

Началом ПНР по электротехническому оборудованию, АСУ ТП (СКУ) следует считать начало работ по автономной наладке, настройке и испытаниям в рамках предмонтажной проверки устройств и узлов оборудования.

Началом ПНР по технологическим системам и оборудованию следует считать проведение послемонтажной очистки и индивидуальных испытаний, которые, как правило, начинаются с момента подачи напряжения на собственные нужды энергоблока АС.

Проведение ПНР на системах, необходимых по проекту АС для начала производства работ по вводу энергоблока АС в эксплуатацию, включает в себя (уточняется в каждом конкретном проекте АС) выполнение ПНР по:

- оборудованию и отдельным обеспечивающим системам, связанным с производством монтажных работ (краны зданий, другие грузоподъемные механизмы), включая завершение их индивидуальных испытаний, комплексного опробования и приемку в эксплуатацию;
- системам вентиляции и кондиционирования в объемах, обеспечивающих работоспособность настраиваемых систем, включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования;
- системе электропитания собственных нужд АС, включая завершение индивидуальных испытаний и подачу напряжения;
- системам связи, освещения, молниезащиты и заземления;
- гидротехническим сооружениям, включая завершение индивидуальных испытаний;
- системам технического водоснабжения, очистки и утилизации сточных вод, включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, а также сдачу в эксплуатацию, при размещении их в отдельно стоящем здании, сооружении, встроенном или пристроенном помещении;
- системам технического сжатого воздуха, азота, кислорода, водорода и др., включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, а также сдачу в эксплуатацию, при размещении их в отдельно стоящем здании, сооружении, встроенном или пристроенном помещении;
- системам водоподготовки, бакового и реагентного хозяйства (ХВО), включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, а также сдачу в эксплуатацию, при размещении их в отдельно стоящем здании, сооружении, встроенном или пристроенном помещении;

- системам противопожарного водопровода и автоматического пожаротушения, включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, а также сдачу в эксплуатацию;
- АСУ ТП (СКУ) вышеперечисленных систем АС, ПНР по которым проводятся в подготовительный период, включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, опытной эксплуатации и приемочных испытаний;
- наладка и проверка работоспособности управляющей вычислительной системы и математического обеспечения АСУ ТП (СКУ) в объеме, обеспечивающем проведение работ на этапе «Предпусковые наладочные работы» (этап А);
- пускорезервной котельной, включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, а также сдачу в эксплуатацию;
- масло-мазутного хозяйства, включая завершение индивидуальных испытаний и комплексного опробования, а также сдачу в эксплуатацию.

До момента подачи напряжения по проектной схеме на собственные нужды энергоблока АС электропитание систем осуществляется по временным схемам.

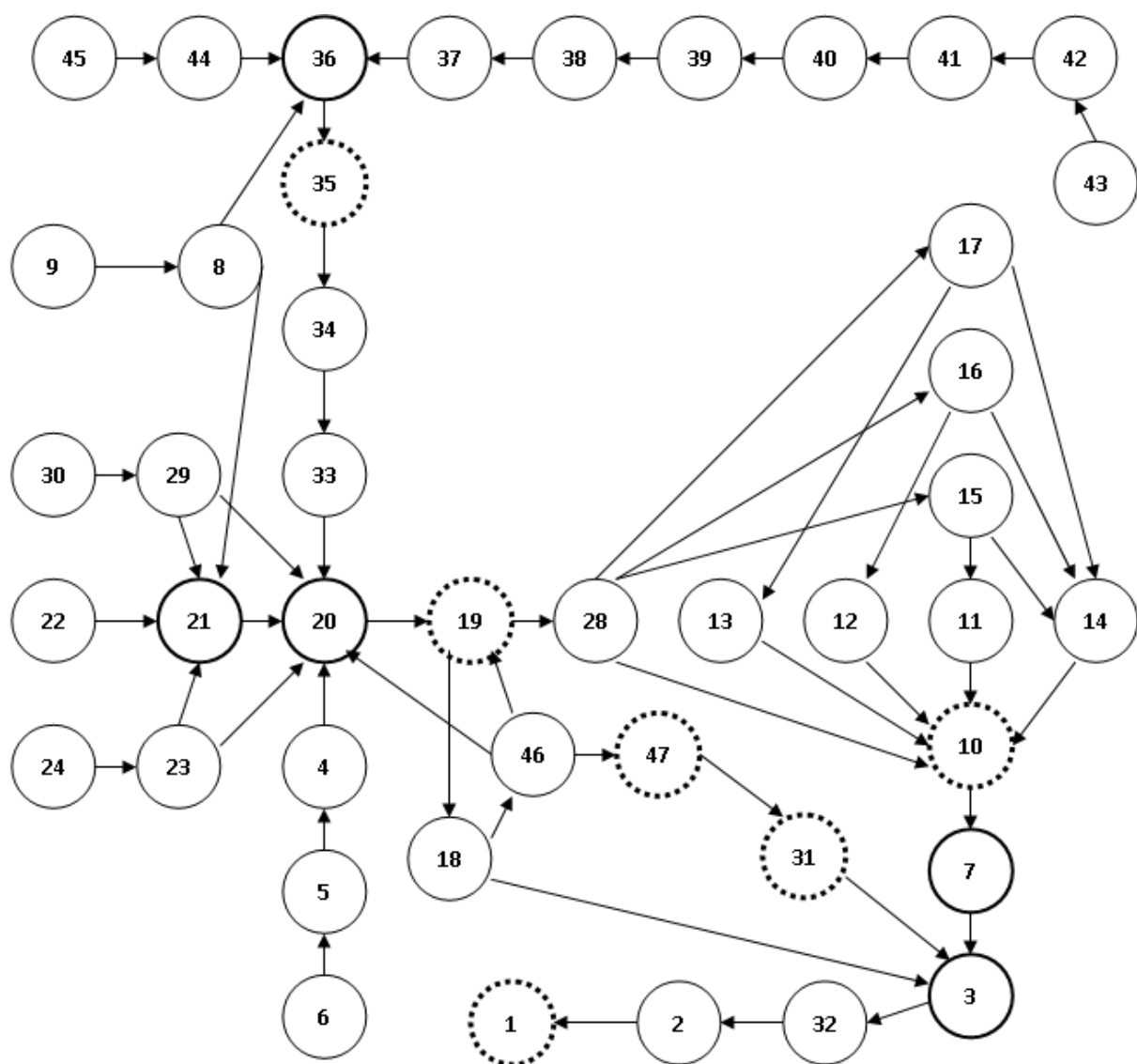
Состояния процесса ввода в эксплуатацию

При анализе процесса ввода в эксплуатацию используем *граф состояний и переходов* (рис. 2.2).

Состояния процесса ввода в эксплуатацию могут быть целевыми и нецелевыми. К целевым состояниям можно отнести выполнение индивидуальных и комплексных испытаний, обеспечение проектных условий эксплуатации, опытную эксплуатацию на различных уровнях мощности, включая номинальную, и промышленную эксплуатацию, а также состояния готовности. К нецелевым состояниям можно отнести устранение несоответствий и дефектов разного рода, принятие мер по устранению выявленных процессов и явлений, не предусмотренных проектом. Ряд состояний являются промежуточными.

Объем и последовательность испытаний связаны с последовательностью этапов ввода энергоблока в эксплуатацию.

Для простоты рассмотрения все испытания условно разделены на две группы: «индивидуальные» испытания и «комплексные». Индивидуальные испытания проводятся на отдельных узлах или отдельных единицах оборудования. В комплексных испытаниях участвуют системы и «комплексы» оборудования. Основная часть индивидуальных испытаний проводится на подэтапе ИОО, фазе ГИ и ЦП, подэтапах СГО и ревизии, а комплексные испытания проводятся на подэтапе ХГО (фазе ГО), этапах ФП, ЭП, ОПЭ.



Обозначения:



- состояния;



- основные состояния
готовности;



- основные целевые
состояния

Рис. 2.2. Укрупненный граф состояний и переходов процесса ввода в эксплуатацию энергоблока АС (обозначения состояний в табл. 2.1)

Таблица 2.1. Состояния процесса ввода в эксплуатацию

№ п/п	СОСТОЯНИЕ
1	Промышленная эксплуатация
2	Приемка в промышленную эксплуатацию
3	<i>Готовность к промышленной эксплуатации</i>
4	Готовность персонала эксплуатационного
5	Аттестация персонала эксплуатационного
6	Подготовка персонала эксплуатационного
7	<i>Готовность оборудования и сооружений</i>
8	Готовность организационно-распорядительной пусконаладочной документации
9	Разработка организационно-распорядительной пусконаладочной документации
10	Обеспечение проектных условий эксплуатации
11	Принятие мер по снижению или исключению влияния на снижение ресурса
12	Принятие мер по предотвращению воздействия на условия безопасности
13	Принятие мер по обеспечению экономических показателей
14	Корректировка проектных критериев
15	Выявление и регистрация процессов и явлений, не предусмотренных проектом, влияющих на снижение ресурса
16	Выявление и регистрация процессов и явлений, не предусмотренных проектом, влияющих на условия безопасности
17	Выявление и регистрация процессов и явлений, не предусмотренных проектом, влияющих на экономические показатели
18	Устранение несоответствий и дефектов по результатам комплексных испытаний
19	Выполнение комплексных испытаний
20	<i>Готовность комплексных испытаний</i>
21	<i>Готовность документации пусконаладочной</i>
22	Разработка документации пусконаладочной
23	Готовность документации эксплуатационной
24	Разработка документации эксплуатационной
25	Готовность персонала пусконаладочного
26	Аттестация персонала пусконаладочного
27	Подготовка персонала пусконаладочного
28	Анализ результатов комплексных испытаний
29	Готовность программ комплексных испытаний
30	Разработка программ комплексных испытаний
31	Опытная эксплуатация на номинальной мощности
32	Ожидание приемки в промышленную эксплуатацию
33	Готовность оборудования и сооружений к комплексным испытаниям
34	Устранение несоответствий и дефектов по результатам индивидуальных испытаний
35	Выполнение индивидуальных испытаний
36	<i>Готовность к индивидуальным испытаниям</i>
37	Поузловая приемка
38	Готовность к поузловой приемке
39	Устранение замечаний по монтажу
40	Надзор за ходом монтажа и его соответствием проекту
41	Готовность проекта
42	Устранение замечаний к проекту
43	Анализ проекта с выдачей замечаний и рекомендаций
44	Готовность программ индивидуальных испытаний
45	Разработка программ индивидуальных испытаний
46	Готовность к опытной эксплуатации на различных уровнях мощности
47	Опытная эксплуатация на различных уровнях мощности

2.3. Организация работ по вводу в эксплуатацию на площадке АС

Для осуществления безопасного и эффективного ввода в эксплуатацию на АС создаются организационные структуры, обеспечивающие руководство работами, приемку выполненных работ и осуществляющие надзор при вводе энергоблока в эксплуатацию. Схема организации работ по вводу энергоблока АС в эксплуатацию приведена на рис. 2.3.

Общий контроль и координацию работ собственных и привлеченных предприятий (организаций) других ведомств по вводу энергоблока в эксплуатацию осуществляют структурные подразделения эксплуатирующей организации.

Руководство работами по организационному, техническому и материальному обеспечению подготовки к вводу энергоблока в эксплуатацию возлагается на администрацию АС. Администрация АС может передать часть или всю работу по подготовке к вводу в эксплуатацию специализированной наладочной организации при сохранении за собой общей ответственности за подготовку к вводу в эксплуатацию.

Координационный план работ по вводу в эксплуатацию энергоблока, определяющий перечень работ, исполнителей и сроки выполнения работ, разрабатывается администрацией АС на основании типового перечня работ не позднее, чем за 2 года до планируемого начала работ по вводу в эксплуатацию.

В работах по вводу в эксплуатацию энергоблока АС участвуют:

- Эксплуатирующая организация;
- Заказчик – администрация АС;
- Головная пусконаладочная организация;
- Разработчик проекта АС;
- Разработчик проекта реакторной установки;
- Научный руководитель проекта;
- Научный руководитель пуска АС;
- Предприятия – разработчики оборудования;
- Предприятия – изготовители оборудования;
- Строительные организации;
- Монтажные организации;
- Субподрядные пусконаладочные организации.

Вся деятельность по вводу энергоблока в эксплуатацию осуществляется под контролем и с разрешения государственных контрольных органов: федерального надзора РФ по ядерной и радиационной безопасности, государственного пожарного надзора, государственного санитарного надзора и др.



————— Руководство, контроль Информация, предложения, заявки ————— Научное, техническое руководство, авторский надзор

Рис. 2.3. Схема организации работ по вводу в эксплуатацию энергоблока

2.4. Планирование работ по вводу в эксплуатацию

Планирование работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС осуществляется на основе сетевых графиков (диаграмм Ганта), предусматривающих разбиение всей работы на задачи и отображение этих задач в виде отрезков прямых линий на горизонтальной шкале времени с указанием начала и продолжительности работы.

Сетевые графики, используемые при планировании работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС, предусматривают разбиение всей работы на задачи и отображение этих задач в виде отрезков прямых линий на горизонтальной шкале времени с указанием начала и продолжительности работы. Поскольку графики содержат последовательность операций, их продолжительность и сроки выполнения, они являются удобным инструментом для осуществления координации и контроля выполнения пусконаладочных и других работ, выполняемых в период ввода в эксплуатацию.

Сетевой график имеет иерархическую структуру согласованных по месту и времени работ, технологических операций и событий.

Графики различных уровней отличаются широтой охвата и степенью детализации, но все они показывают целевые состояния системы, т.е. такие состояния, которые соответствуют программам испытаний, их нормативной продолжительности и требованиям к результатам испытаний. Эти типы графиков образуют иерархическую структуру: каждая линия графика более высокого уровня представляется сетевым графиком следующего более низкого уровня.

График верхнего уровня, как правило, не содержит параллельно выполняемых работ и представляет собой совокупность последовательных этапов (рис. 2.4).

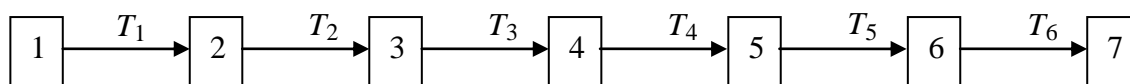


Рис. 2.4. График этапов ввода АЭС в эксплуатацию

На графике прямоугольники изображают состояние, возникающее в результате проведения в полном объеме предшествующих работ: считается, что в этом состоянии оборудование является полностью подготовленным для проведения последующего этапа ввода в эксплуатацию. Стрелками обозначены работы, предусмотренные для перехода системы к следующему состоянию. $t_{i,i+1}$ – время проведения работы согласно графику этапов.

На рис. 2.4 обозначены:

1 - готовность системы к индивидуальным испытаниям и опробованию оборудования;

2 - готовность к испытаниям защитной оболочки на герметичность и прочность;

3 - готовность к гидравлическим испытаниям и промывке 1-го контура, к горячей обкатке РУ;

4 - готовность к физическому пуску;

5 - готовность к энергетическому пуску;

6 - готовность к опытно-промышленной эксплуатации;

7 – готовность к промышленной эксплуатации;

T_1 - индивидуальные испытания оборудования и трубопроводов;

T_2 - испытания защитной оболочки на герметичность и прочность;

T_3 - проведение гидроиспытаний, промывка 1-го контура и горячая обкатка РУ;

T_4 - физический пуск;

T_5 - энергетический пуск;

T_6 - опытно - промышленная эксплуатация.

Отметим, что каждое из перечисленных времен включает в себя как время, необходимое для проведения указанной работы, так и время сдачи–приемки работ (объектов).

Общее время $T_{\text{норм.}}$ проведения ПНР представляет собой сумму времен каждого этапа:

$$T_{\text{норм.}} = \sum_{j=1}^6 T_j . \quad (1)$$

Каждый этап имеет свой график выполнения, который содержит не только последовательные, но и параллельно выполняемые работы. Для каждого графика определяется свой критический путь. Время, затрачиваемое на этот путь, равно T_j .

На рис. 2.5 приведен пример связи между сетевыми графиками разных уровней.

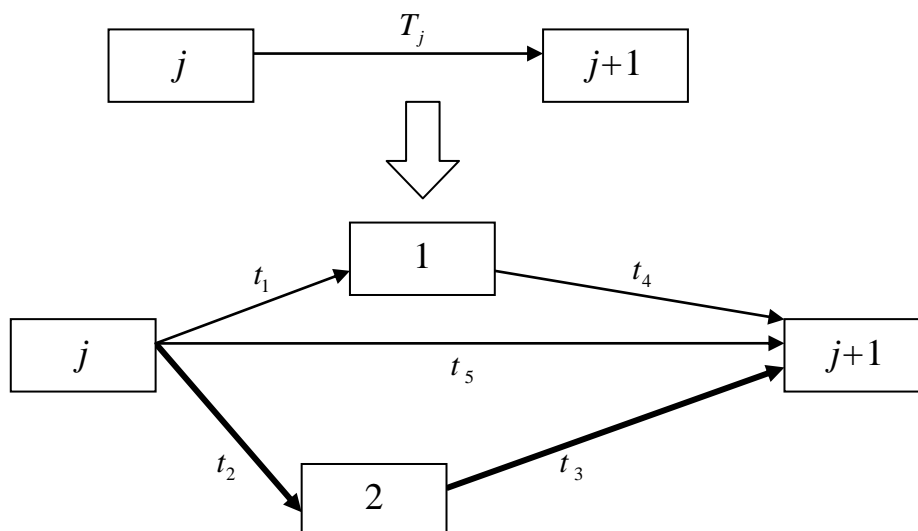


Рис. 2.5. Пример связи между сетевыми графиками разных уровней.

На графике более высокого уровня выбраны вершины j и $j+1$ и указано время пути T_j между вершинами. Линия, соединяющая вершины, сама представляется в виде сетевого графика следующего уровня. При переходе к этому графику (переход показан стрелкой вниз) линия распадается на некоторую совокупность работ, которые изображаются стрелками. Промежуточные состояния обозначены 1 и 2, времена выполнения работ - t_1, t_2, t_3, t_4, t_5 . Для графика выполняется соотношение между временами: $T_j = \max(t_1 + t_4, t_2 + t_3, t_5)$. Для графика более низкого уровня время T_j является критическим. На графике критический путь обозначен выделенной линией (предполагается, что $t_2 + t_3 > t_5, t_1 + t_4$). Показанный на рис. 2.5 пример не означает, что процессы сетевого графика должны происходить только параллельно или последовательно.

Время $T_{\text{норм.}}$ выполнения директивного графика (нормативное время) получается суммированием критических времен графиков нижних уровней. Это время будет затрачено при условии отсутствия неучтенных факторов. Как показывает практика, при сооружении таких сложных объектов, как АЭС, возникает большое количество событий, имеющих случайный характер, которые не могут быть учтены на этапе детерминированного планирования. Происходящее из-за этих событий увеличение сроков ввода в эксплуатацию следует оценивать с использованием вероятностных методов прогнозирования.

При планировании работ по вводу в эксплуатацию предусматривается разработка **графиков 4-х уровней**:

Уровень 1. Директивный график окончания строительства и ввода в эксплуатацию блока АС.

Уровень 2. Этапные графики и графики выполнения тематических задач.

Уровень 3. Локальные графики (графики подготовки и проведения ПНР на конкретных системах и оборудовании на различных этапах работ).

Уровень 4. Недельные и суточные задания (по критическим направлениям).

Директивный график окончания строительства и ввода в эксплуатацию блока составляется в целом по объектам пускового комплекса блока, участвующим в технологическом цикле АС, и отражает планируемое проведение работ в течение всего периода ввода блока АЭС в эксплуатацию. График разрабатывается в виде сетевого графика с выделением объемов работ в календарных кварталах. Директивный график согласовывается с руководством всех организаций, участвующих в процессе ввода в эксплуатацию блока, и утверждается руководством отрасли. В графике показываются:

- сроки завершения строительства объектов пускового комплекса с учетом строительных, монтажных, электромонтажных, химзащитных и др. работ;

- сроки передачи в монтаж основного технологического оборудования и продолжительность его монтажа;
- продолжительность пусконаладочных работ и комплексного опробования;
- критический путь завершения строительства и ввода в эксплуатацию блока.

Этапные графики – графики работ на оборудовании и системах объектов пускового комплекса на конкретном отдельном этапе ввода блока в эксплуатацию. Этапные графики разрабатываются как обязательные приложения к рабочим этапным программам. Этапные графики работ выполняются в виде сетевых графиков с обозначением событий выполнения графика и критического пути. К каждому этапному графику прикладываются уточненные требования к готовности и к исходному состоянию систем и оборудования АС в объеме, обеспечивающем выполнение работ на этапе. К каждому этапному графику разрабатываются в виде приложения подэтапные графики комплектования проектно-конструкторской документации (ПКД), график поставок и график финансирования.

Графики выполнения отдельных тематических задач – это графики проведения работ по группе технологически взаимосвязанных систем, участвующих в технологическом цикле АС, например, реакторного, турбинного отделений, спецкорпуса со вспомогательными системами. Графики разрабатываются цехами АС по принадлежности оборудования, согласовываются Генподрядной и монтажными организациями и утверждаются руководством АС;

Для энергоблока с ВВЭР-1000 обычно разрабатываются следующие тематические и этапные графики:

- График разработки пусконаладочной документации;
- Укрупненный график ПНР;
- График ПНР по электротехническому оборудованию;
- График ПНР по АСУ ТП;
- График ПНР по реакторному отделению;
- График ПНР по машзалу;
- График ПНР по спецкорпусу;
- График ПНР по технологическим системам РО на этапе испытания и опробования систем и оборудования РУ;
- График ПНР по технологическим системам второго контура на этапе опробования систем и оборудования РУ;
- График ПНР по технологическим системам спецкорпуса на этапе опробования систем и оборудования РУ;
- График ПНР по системам безопасности на этапе опробования систем и оборудования РУ;

- График гидравлических испытаний, промывки и обкатки РУ;
- График ревизии основного оборудования 1 контура;
- График испытаний защитной оболочки;
- Рабочий график физического пуска;
- Рабочий график энергетического пуска и опытно-промышленной эксплуатации.

На основании графиков 2-го уровня разрабатываются **сводные графики**:

- Сводный график комплектования ПКД;
- Сводный график поставок;
- Сводный график сдачи помещений;
- Сводный график сдачи объектов пускового комплекса.

Локальные графики работ разрабатываются (при необходимости) для подготовки отдельных технологических систем и оборудования к этапам выполнения работ. Например, для этапа гидравлических испытаний, промывки и обкатки РУ разрабатываются следующие локальные графики:

- Пролива технологических систем РО в открытый корпус реактора;
- Приемки масла в РО;
- Подготовки системы подпитки-продувки 1 контура;
- Прокрутки электродвигателей ГЦН;
- Подготовки реактора к циркупромывке и гидравлическим испытаниям;
- Ввода в работу системы собственных нужд и надежного электроснабжения;
- Заполнения I контура;
- Подготовки к обкатке ГЦН на холодной воде;
- Подготовки гермообъема к испытаниям;
- Подготовки спецкорпуса;
- Подготовки гидротехнических сооружений.

Графики подготовки и проведения ПНР на конкретных системах и оборудовании должны быть увязаны с общим директивным графиком окончания строительства энергоблока и этапными графиками (графиками выполнения тематических задач).

Количество разрабатываемых графиков нижних уровней не является жестко установленным. Необходимость разработки и общее количество графиков нижних уровней определяются степенью проработки графиков более высокого уровня. В процессе ввода в эксплуатацию энергоблока №1 Ростовской АЭС было выпущено более 200 графиков различного уровня.

2.5. Лицензирование и получение разрешений на право производства работ по вводу в эксплуатацию

Любая деятельность по выполнению работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС не допускается без наличия разрешения (лицензии) на право ведения работ в области атомной энергии. Разрешения (общие и частные) должны получать все организации и предприятия, участвующие в работах по вводу в эксплуатацию.

Лицензирование в области использования атомной энергии осуществляется органом государственного регулирования безопасности (Ростехнадзором РФ) в соответствии с законодательством Российской Федерации, федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии и иными действующими нормативными документами. Основным документом по лицензированию в области использования атомной энергии является «Положение о лицензировании деятельности в области использования атомной энергии Госатомнадзора РФ».

В соответствии с вышеуказанными документами эксплуатирующая организация должна получить следующие лицензии:

- Лицензию на сооружение энергоблока АС - выдается до начала работ по строительству энергоблока.
- Лицензию на эксплуатацию энергоблока АС - выдается после завершения всех предпусковых наладочных работ при наличии отчета по обоснованию безопасности (блока) атомной станции (ООБ АС) (предварительная редакция ООБ АС - до первого завоза ядерного топлива на площадку, окончательная редакция - после завершения опытно-промышленной эксплуатации), откорректированного с учетом результатов физического и энергетического пусков и опытно-промышленной эксплуатации.

Для получения лицензии на сооружение (эксплуатацию) энергоблока эксплуатирующая организация должна подготовить комплект обосновывающих документов и подать заявку в орган государственного регулирования безопасности (Ростехнадзор РФ). Комплект обосновывающих документов для получения лицензии на эксплуатацию должен соответствовать «Требованиям к составу и содержанию документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности ядерной установки, пункта хранения, радиационного источника и/или заявленной деятельности (для атомных станций)».

Завоз ядерного топлива для энергоблока на площадку АС, физический и энергетический пуски, опытно-промышленная эксплуатация энергоблока разрешаются Ростехнадзором РФ эксплуатирующей организации в соответствии с условиями перехода от одного этапа к другому, установленными в лицензии на эксплуатацию, после проверки готовности энергоблока к этим этапам ввода в эксплуатацию и согласия других органов

государственного регулирования безопасности при условии наличия планов защиты персонала и населения в случае аварии на АС.

Разрешение на проведение предпусковых наладочных работ, связанных с выводом оборудования и трубопроводов на рабочие параметры и на эксплуатацию систем энергоблока на рабочих параметрах, выдается комиссиями Ростехнадзора РФ на основании:

- записей инспектора Ростехнадзора РФ и лица по надзору в паспортах оборудования и трубопроводов, входящих в систему, о разрешении их работы на рабочих параметрах;
- результатов проверки:
 - соответствия подключения оборудования и трубопроводов проекту;
 - наличия обученного эксплуатационного персонала, прошедшего проверку знаний Правил и норм в атомной энергетике, Технологического регламента и производственных инструкций, а также открытия и укомплектования рабочих мест;
 - наличия утвержденных производственных инструкций, схем по эксплуатации и производственных инструкций;
 - окончания предэксплуатационного контроля металла оборудования и трубопроводов;
 - фактической готовности оборудования и трубопроводов к подъему параметров (закончено наложение теплоизоляции, выполнена настройка предохранительной арматуры, оснащение контрольно-измерительными устройствами, нанесение маркировки и раскраски и т.д.);
 - готовности вспомогательных систем, обеспечивающих работу оборудования и трубопроводов;
 - установления эксплуатационного режима работы в помещениях, где расположено оборудование и трубопроводы и организован допуск персонала для производства работ;
 - наличия программ и методик испытаний;
 - организации водного и газового хозяйства.

Разрешение на постановку оборудования и трубопроводов под параметры оформляется записью в паспортах этого оборудования и трубопроводов инспектором Ростехнадзора РФ и лица, осуществляющего надзор на АС.

После окончания монтажа оборудования и трубопроводов технологических систем, подведомственных Ростехнадзору РФ, до проведения технического освидетельствования должна быть выполнена их регистрация в местных органах Ростехнадзора РФ.

Лекция 3. Содержание процесса ввода в эксплуатацию АЭС и обеспечение безопасности

3.1. Руководство и управление вводом в эксплуатацию

Научно-техническое руководство вводом в эксплуатацию

Научно-техническое руководство вводом энергоблока АС в эксплуатацию в целом осуществляет федеральное ведомство по атомной энергии силами собственных и привлеченных организаций других ведомств.

Научное руководство пуском головных блоков АС осуществляет организация – научный руководитель проекта АС. Научным руководителем серийных блоков АС назначается головная организация по разработке научных проблем эксплуатации АС.

Техническое руководство пуском головных и серийных блоков АС осуществляет головная пусконаладочная организация (Генеральный подрядчик по ПНР) при авторском надзоре разработчика проекта АС.

Техническое руководство пуском головных РУ осуществляет разработчик проекта РУ. Техническое руководство пуском серийных РУ осуществляет головная пусконаладочная организация (Генеральный подрядчик по ПНР) при авторском надзоре разработчика проекта РУ и научного руководителя проекта АС.

Общий контроль и координацию работ собственных и привлеченных предприятий (организаций) других ведомств осуществляют структурные подразделения эксплуатирующей организации.

Оперативное научно-техническое руководство вводом в эксплуатацию на площадке АС осуществляет группа руководства пуском (ГРП). Группа руководства пуском назначается эксплуатирующей организацией по представлению предприятий и организаций, осуществляющих научно-техническое руководство и авторский надзор, и работает под руководством главного инженера АС.

ГРП организуется до начала работ на этапе «Предпусковые наладочные работы» и прекращает свою деятельность после подписания акта приемки энергоблока в промышленную эксплуатацию.

В состав ГРП входят:

- Главный инженер АС - председатель ГРП;
- Заместитель главного инженера АС - заместитель председателя ГРП;
- Представитель головного пусконаладочного предприятия – технического руководителя пуска АС;
- Представитель организации - научного руководителя проекта АС;
- Представитель организации – научного руководителя пуска АС;
- Представитель разработчика проекта АС;

- Представитель разработчика проекта РУ;
- Представитель Генерального подрядчика по строительству;
- Представитель организации, осуществляющей ПНР на оборудовании и системах машинного зала;
- Представитель пусконаладочного предприятия по электрооборудованию и средствам измерений и автоматизации, осуществляющего наладку защит, блокировок и программного обеспечения;

В состав ГРП по решению ГПК могут быть включены представители монтажных организаций и заводов-изготовителей оборудования, участвующих в проведении ПНР. ГРП привлекает к работе в качестве специалистов по отдельным вопросам представителей других организаций и предприятий, осуществляющих работы по вводу блока АС в эксплуатацию.

ГРП осуществляет:

- Научно-техническое и оперативное руководство проведением работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС в соответствии с утвержденными программами и графиками производства ПНР.
- Координацию и контроль за ходом подготовки и выполнения работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС.
- Контроль за соблюдением правил технической, ядерной и радиационной безопасности, противопожарной и физической защиты.
- Контроль за подготовкой эксплуатационного персонала.
- Контроль за работой пусконаладочного и эксплуатационного персонала в части соблюдения ими установленных режимов работы оборудования и систем, водно-химического режима и режимов работы блока в целом.
- Контроль за обеспеченностью эксплуатационного персонала и персонала, производящего работы по вводу в эксплуатацию энергоблока, необходимой эксплуатационной и пусконаладочной документацией.
- Контроль за проведением работ по вводу в эксплуатацию энергоблока в объемах и в сроки, соответствующие нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке.
- Контроль выполнения всех требований рабочей пусконаладочной документации.
- Принятие решений по отступлениям от программ и графиков проведения работ по вводу в эксплуатацию энергоблока после предварительного согласования с организациями-разработчиками документации.
- Организацию работы и контроль за оформлением отчетной документации, составляемой по результатам работ по вводу в эксплуатацию энергоблока.

- В лице научного руководителя пуска научно-техническое руководство вводом в эксплуатацию и освоением проектной мощности блока. На период физического пуска научный руководитель является основным ответственным лицом за обеспечением ядерной безопасности энергоблока.
- Проверку технической готовности энергоблока к проведению этапов работ по вводу в эксплуатацию.

Все решения и указания ГРП являются обязательными для исполнения всеми организациями, участвующими в работах по вводу в эксплуатацию.

ГРП является коллегиальным органом, и ее решения должны быть согласованы всеми ее членами. В случае несогласия (или особого мнения) члена ГРП председатель обязан документально согласовать решение с организацией, которую представляет член ГРП. Если и в этом случае согласия не удалось достигнуть, окончательное решение принимает федеральное ведомство по атомной энергии, которое несет в этом случае всю полноту ответственности за принятые решения.

Администрация АС, руководители организаций и предприятий несут ответственность за квалификацию и аттестацию персонала, предложенного в состав группы руководства пуском и осуществляющего научно-техническое руководство и авторский надзор на АС.

Осуществление научно-технического руководства и авторского надзора организациями и предприятиями не подменяет функции контрольных и надзорных служб и не снимает ответственности с администрации АС, строительно-монтажных и наладочных организаций за качество работ, их соответствие проектной документации.

Обязанности и ответственность участников научно-технического руководства

Научный руководитель проекта головного и серийного блока АС:

- Осуществляет авторский надзор за работами в процессе ввода в эксплуатацию.
- Участвует в согласовании этапных и рабочих программ и методик испытаний по согласованному перечню.
- Согласовывает отчетную ПНД.
- Принимает решения по принципиальным техническим вопросам, вопросам безопасности, согласовывает в случае необходимости изменения проектных характеристик.
- Согласовывает рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АС.

Научный руководитель пуска головных блоков:

- Несет ответственность за соблюдение режимов и предельных параметров работы реакторной установки, определенных проектом.
- Несет ответственность за соблюдение последовательности выполнения

утвержденного графика исследований, за полноту и качество исследований физических и теплотехнических характеристик активной зоны.

- Осуществляет контроль за обеспечением требований мер безопасности при проведении пуска АС и за достижением проектных параметров реакторной установки и энергоблока.
- Несет ответственность за принятие технических решений в рамках научного руководства пуском АС, согласовывает в случае необходимости изменения проектных характеристик.
- Участвует в согласовании этапных и рабочих программ и методик испытаний по согласованному перечню.
- Участвует в согласовании отчетной ПНД.
- Участвует в корректировке рабочего технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС.

Разработчик проекта РУ при техническом руководстве пуском головных РУ и при авторском надзоре за пуском головных и серийных РУ:

- Несет ответственность за безопасность, работоспособность, экономичность и надежность реакторной установки.
- Несет ответственность за разработку проектной пусконаладочной документации по реакторной установке.
- Несет ответственность за принятые проектные решения, обеспечивающие достижение проектных параметров РУ, надежность и безопасность РУ в рамках проекта.
- Несет ответственность за внесение в проект РУ необходимых изменений и дополнений по результатам предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пуска.
- Осуществляет контроль проведения работ при вводе в эксплуатацию технологического оборудования и систем РУ в полном объеме и в строгом соответствии с проектной ПНД.
- Участвует в разработке и согласовании технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока.
- Участвует в проведении пусконаладочных испытаний и измерений.

Разработчик проекта АС:

- Несет ответственность за принятые технические решения, заложенные в проектную документацию АС, влияющие на надежность и безопасность работы АС.
- Несет ответственность за включение в состав проекта АС проектной ПНД, включая проекты пусковых схем, заказные спецификации приборов, материалов и оборудования для проведения ПНР, а также «Комплексную программу

гидроиспытаний систем (оборудования) энергоблока».

- Осуществляет авторский надзор.
- Несет ответственность за решение всех связанных с проектированием вопросов, возникающих в ходе работ и в процессе приемки блока в эксплуатацию.
- Участвует в согласовании рабочих программ и методик испытаний.
- Несет ответственность за принятие решений и внесение в проект АС необходимых изменений и дополнений по результатам предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пуска.

Научный руководитель пуска серийных блоков:

- Несет ответственность за принятие технических решений и обеспечение требований в части безопасности РУ на площадке АС.
- Осуществляет контроль за соблюдением последовательности выполнения утвержденного графика исследований, за проведением физических экспериментов на РУ, за полнотой и качеством исследований физических и теплотехнических характеристик активной зоны.
- Осуществляет контроль за обеспечением требований мер безопасности при проведении пуска АС, за достижением обоснованных проектом параметров реакторной установки и энергоблока.
- Участвует в согласовании этапных и рабочих программ и методик испытаний по согласованному перечню.
- Несет ответственность за выпуск отчетов по отдельным видам испытаний, участвует в согласовании отчетной ПНД.
- Участвует в разработке и согласовании рабочего технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока.

Технический руководитель пуска головных и серийных энергоблоков АС (головная пусконаладочная организация) несет ответственность в соответствии с функциями технического руководства, изложенными в § 7.2.

Эксплуатирующая организация несет ответственность за:

- Обеспечение разработки и реализации «Программы ввода в эксплуатацию энергоблока».
- Осуществление проверки выполнения «Программы ввода в эксплуатацию энергоблока».
- Обеспечение разработки и выполнения «Программы обеспечения качества при вводе в эксплуатацию энергоблока».
- Обеспечение разработки «Технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока».

- Организацию анализа рабочей документации энергоблока, передача предложений разработчику проекта АС и утверждение проекта.
- Организацию и координацию работ всех организаций, участвующих в работах по вводу в эксплуатацию.
- Рассмотрение вопроса о завершении отдельных испытаний и о завершении этапов испытаний.
- Согласование и утверждение решений по отступлениям от программ и графиков проведения работ по вводу в эксплуатацию.

Заказчик-администрация АС несет ответственность за:

- Организацию разработки, согласование с заинтересованными организациями и утверждение в установленном порядке директивного графика ввода в эксплуатацию.
- Организацию научно-технического руководства вводом в эксплуатацию.
- Реализацию мероприятий, предписанных научно-техническим руководством и организациями, ведущими авторский и государственный надзор.
- Организацию разработки полного комплекта программ послемонтажной очистки, программ и методик испытаний, инструкций по эксплуатации и эксплуатационной документации.
- Подготовку, квалификацию и аттестацию эксплуатационного, оперативного и ремонтного персонала АС.
- Соблюдение графика производства работ.
- Своевременное рассмотрение и утверждение отчетной пусконаладочной документации и передачу её в группу руководства пуском.

Председатель (зам. председателя) ГРП несет ответственность за:

- Организацию и руководство работой ГРП в целях обеспечения выполнения ПНР в полном объеме и в строгом соответствии с рабочей ПНД.
- Организацию рассмотрения ГРП отчетной документации по окончании каждого этапа работы, которая является основанием для разрешения перехода к следующему этапу работ.
- Организацию подготовки и утверждение технических решений по отклонениям от рабочей пусконаладочной документации.
- Безопасность РУ и АС в целом в рамках проектных решений.
- Достижение энергоблоком проектных параметров.
- Реализацию проектных решений по надежности и безопасности.
- Качество исполнения работ по отклонениям от проекта и рабочей ПНД.

Права участников научно-технического руководства

Научный руководитель проекта АС, разработчики проектов РУ и АС и их представители, а также научный и технический руководители пуска головного и серийных блоков АС имеют право:

- Требовать от администрации АС предоставления документации и материалов, необходимых для решения технических вопросов при подготовке и проведении ввода в эксплуатацию АС.
- Давать письменные предписания о приостановке работ в процессе ввода в эксплуатацию в случае невыполнения требований проекта или рабочей пусконаладочной документации, технологического процесса, нормативно-технических документов, что может привести к снижению качества работ или угрозе безопасности АС.
- Давать предписания на запрет производства работ при невыполнении требований, направленных на обеспечение безопасности АС на всех этапах ввода в эксплуатацию.
- Требовать от разработчиков и изготовителей отдельного оборудования и систем выполнения требований технических заданий на указанное оборудование и системы.
- Посещать производственные помещения и получать первичную информацию непосредственно от оперативного персонала АС и от исполнителей работ и испытаний.
- Вызывать и требовать от руководства АС вызова на АС соответствующих специалистов для решения вопросов, которые не могут быть решены имеющимся составом специалистов.
- Участвовать в работе комиссий по расследованию и получать информацию по результатам расследования причин отказов и аварий.
- Требовать повторения отдельных испытаний, если полученные результаты не соответствуют требованиям рабочей пусконаладочной документации или проекту.
- Требовать от администрации АС принятия мер по устранению недостатков в монтаже, наладке и пуске оборудования и АС в целом.
- Научный руководитель пуска имеет право потребовать остановить энергоблок при возникновении угрозы его безопасности. Указанное требование должно быть немедленно выполнено.

Председатель ГРП имеет право:

- Утверждать протоколы и акты по результатам ПНР, а также технические решения по отклонениям.

- Давать письменные распоряжения о выполнении работ в соответствии с принятыми решениями ГРП.
- Приостанавливать или запрещать производство ПНР в случае невыполнения требований рабочей пусконаладочной документации.
- Привлекать к работе специалистов организаций, участвующих в работах по вводу в эксплуатацию.
- Требовать представления в срок отчетной документации, а также документацию и первичную информацию для оперативного решения технических вопросов.

Член ГРП имеет право:

- Требовать выполнения и предоставления на согласование отчетной документации по результатам завершения этапа ввода в эксплуатацию, а также другой документации и первичной информации для оперативного решения технических вопросов.
- Знакомиться с оперативной документацией на рабочих местах персонала АС.
- Принимать участие или присутствовать при проведении испытаний и производстве ПНР.
- Посещать производственные помещения.
- Вызывать и требовать от руководства АС вызова на АС специалистов для решения вопросов.
- Пользоваться имеющимися на АС средствами связи.
- Участвовать в работе производственных совещаний по вопросам ввода в эксплуатацию.
- Участвовать в работе комиссий по расследованию причин отказов и аварий в период ввода в эксплуатацию.
- Требовать устранения недостатков, а также приостановки работ или запрета их проведения в случаях невыполнения требований проекта, ПНД или нарушения требований безопасности. Требования могут быть изложены устно или письменно в журналах, в виде служебных записок.
- Требовать от разработчиков и изготовителей оборудования и систем выполнения требований их проектов на объекте.

Администрация АС имеет право:

- Требовать осуществления эффективного научно-технического руководства и авторского надзора в соответствии с настоящим положением от организаций и предприятий, участвующих в этом руководстве и надзоре.
- Направлять в организации, участвующие в осуществлении пуска АС, свои предложения и замечания по обеспечению научно-технического руководства и авторского надзора.

- Требовать внесения изменений в проект в установленном порядке при обнаружении недостатков, вскрытых в период ввода в эксплуатацию.

Техническое руководство вводом в эксплуатацию

Техническое руководство вводом в эксплуатацию включает:

- Разработку, согласование и сопровождение документации, необходимой для ввода энергоблока, в том числе:
 - программы ввода блока в эксплуатацию;
 - программы обеспечения качества при вводе блока в эксплуатацию;
 - координационного плана ввода блока в эксплуатацию;
 - программы обеспечения качества при эксплуатации блока;
 - перечня пусконаладочной документации;
 - графика разработки пусконаладочной документации;
 - этапных программ;
 - программ и методик испытаний оборудования и систем;
 - инструкций по эксплуатации и эксплуатационных схем;
 - процедур по вводу в эксплуатацию

Сопровождение документации включает ее корректировку при необходимости, например, корректировку этапных программ ПНР перед началом этапов и подэтапов по фактическому положению дел, корректировку в установленном порядке координационного плана ввода блока в эксплуатацию.

- Курирование строительно-монтажных работ. Анализ и контроль по месту соответствия СМР требованиям проекта и нормативной документации, выдача замечаний и предложений.
- Планирование проведения работ по вводу энергоблока при непосредственном участии в работе группы руководства пуском, в том числе:
 - разработку графиков выполнения работ;
 - разработку заданий на выполнение работ (месячные, недельные, суточные);
 - контроль выполнения работ;
 - корректировку графиков и заданий при выявлении несоответствий.
- Обеспечение ПНР квалифицированным и аттестованным пусконаладочным персоналом.
- Координацию работ пуско-наладочных организаций.
- Согласование актов и протоколов ПНР и испытаний, выполняемых как собственными силами, так и силами подрядных организаций.
- Участие в рассмотрении замечаний и дефектов, выявленных в ходе ПНР, подготовке и согласовании технических решений по их устранению.

- Участие в согласовании решений по отступлениям от программ и графиков проведения работ по вводу в эксплуатацию.
- Участие персонала группы технического руководства в приемке помещений, систем и оборудования из монтажа, в приемке выполненных пуско-наладочных работ, в работе рабочей комиссии и подкомиссий.
- Оперативно-техническое руководство проведением послемонтажной очистки, индивидуальных испытаний и комплексного опробования оборудования.
- Контроль полноты и качества выполнения пусконаладочных работ, в том числе по месту, и отчетной сдаточной документации (протоколы, акты, отчеты) подрядных пусконаладочных организаций;
- Разработку и выпуск итогового отчета по результатам ввода энергоблока в эксплуатацию с рекомендациями и предложениями по усовершенствованию схем, конструкций и технологий выполнения эксплуатационных режимов.

Головная пусконаладочная организация (Генподрядчик при наличии Генподряда на ПНР), осуществляющая техническое руководство, назначает технического руководителя ПНР (технического руководителя пуска) на площадке АС и подчиняющуюся ему группу технического руководства. Технический руководитель ПНР, как правило, совмещает обязанности руководителя пусконаладочной бригады (ПНБ), выполняющей ПНР силами головной пусконаладочной организации (собственными силами).

Примерная структурная схема и состав технического руководства на площадке АС приведены на рис. 2.6.

Технический руководитель ПНР вместе со своим заместителем руководит группой технического руководства, группой дежурных технических руководителей (ДТР) ПНР, а также группами документации и планирования.

Группа технического руководства включает руководителей по направлениям пусконаладочных работ. Количество выделенных направлений определяется спецификой работ, требующей специальной квалификации руководителя. Руководители по направлениям обеспечивают руководство и координацию как ПНР собственными силами, так и ПНР, выполняемых другими подрядчиками.

Дежурный технический руководитель обеспечивает контроль и координацию ПНР непосредственно в процессе выполнения программ испытаний на энергоблоке. Поскольку работы ведутся, как правило, круглосуточно, состав группы ДТР должен обеспечивать возможность присутствия дежурного технического руководителя в каждой смене.

Группа документации обеспечивает сопровождение пусконаладочной, эксплуатационной и оперативной документации на площадке АС, оформление и сопровождение отчетной документации, разработку и выпуск итогового отчета. Группа планирования по выдаваемым ей группой технического руководства исходным данным разрабатывает графики в системе четырехуровневого планирования работ.

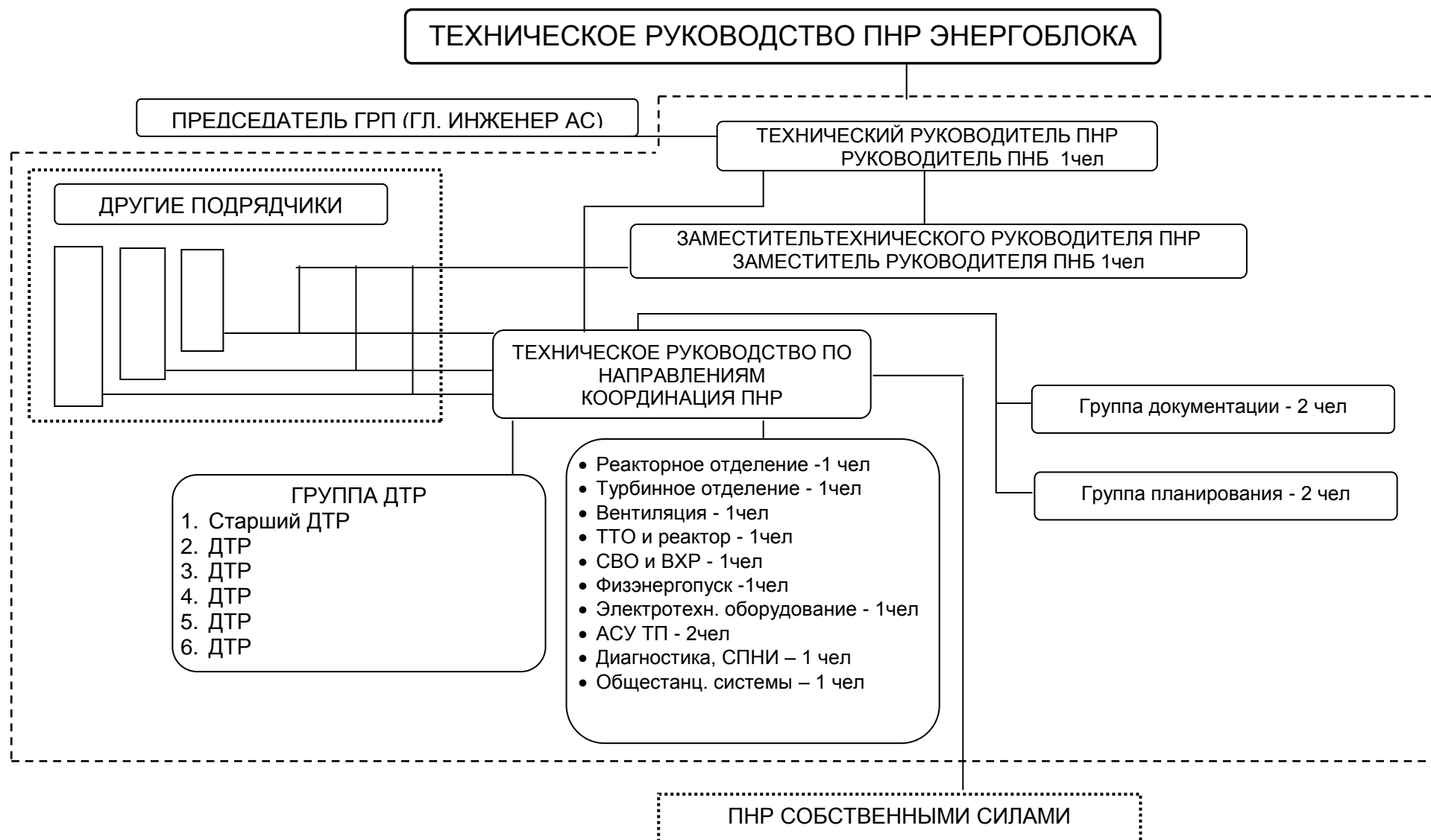


Рис. 2.6. Примерная структурная схема технического руководства вводом энергоблока в эксплуатацию

Оперативное взаимодействие

Как правило, оперативным руководителем ведения технологического режима блока, обеспечения условий для выполнения пусконаладочных работ и испытаний является заместитель начальника смены АЭС (ЗНСАС). Оперативное руководство производством переключений на системах и оборудовании, ведение технологического режима осуществляют начальники смен подразделений АЭС.

Оперативное техническое руководство пусконаладочными работами и испытаниями систем и оборудования осуществляет дежурный технический руководитель. Свои действия ДТР координирует и согласовывает с ЗНСАС.

Оперативное техническое руководство и координация пусконаладочных работ и испытаний основывается на:

- этапных программах ПНР, этапных и локальных графиках ПНР по отдельным направлениям;
- месячных, недельных, суточных заданиях на производство ПНР, составляемых на основе графиков;
- заявках на проведение ПНР, согласованных соответствующим цехом и утвержденных главным инженером АЭС.

"Журнал заданий на проведение ПНР" и "Журнал заявок на проведение ПНР" должны входить в состав оперативной документации на рабочем месте ЗНСАС.

Заявки подаются в порядке, установленном на АЭС.

Заявка разрешается главным инженером АЭС при наличии:

- акта приемки помещений во временную эксплуатацию;
- приказа об установлении в помещении системы эксплуатационного режима;
- условий готовности оборудования, системы для проведения ПНР в соответствии с требованиями программы (акта готовности блока к общеблочным испытаниям);
- согласования заявки цехом-владельцем оборудования;
- согласования с техническим руководителем ПНР;

В заявке должно быть указано:

- наименование оборудования или системы;
- ответственный исполнитель;
- регистрационный номер программы, пункты программы, по которой проводится работа;
- дата и время проведения работы;
- согласование соответствующим цехом АЭС.

Ответственность за подготовку систем и оборудования к испытаниям, проведение всех оперативных переключений на системах и оборудовании в ходе испытаний согласно

соответствующим рабочим программам и инструкциям по эксплуатации несет оперативный персонал подразделений АЭС, ведущий эксплуатацию и техническое обслуживание данной системы. Подготовка систем и оборудования к испытаниям осуществляется на основании суточного задания или заявки.

ДТР осуществляет свои функции по оперативному техническому руководству путем контроля по месту реального состояния систем и оборудования, выдачи консультационно-технических рекомендаций ЗНСАС:

- на выполнение операций по подготовке и проведению ПНР в соответствии с программами;
- на пополнение запасов технологических сред;
- подачу напряжения;
- обеспечение безопасных условий труда.

ДТР несет ответственность:

- за правильную организацию выполнения пусконаладочных работ на энергоблоке во время своего дежурства;
- за обеспечение (через оперативный персонал АЭС) создания необходимых условий и технологического режима работы систем и оборудования блока для выполнения ПНР согласно программам и заданию;
- за правильность, полноту и своевременность выдачи оперативно-технических указаний, консультаций и рекомендаций оперативному персоналу АЭС.

Оперативный персонал АЭС несет ответственность:

- за своевременное и полное выполнение операций по подготовке и проведению испытаний согласно заявкам, заданиям, графикам, программам;
- за поддержание технологического режима работы систем и оборудования в соответствии с эксплуатационными инструкциями, программами ПНР и техническими указаниями, выдаваемыми ДТР или техническим руководителем испытаний (ТРИ);
- за правильность выполнения оперативных переключений на оборудовании и системах блока;
- за обеспечение условий безопасного выполнения работ при подготовке и проведении испытаний.

Оперативный персонал может не согласовывать свои действия с техническим руководителем испытаний, а также прекратить выполнение испытаний, если создавшаяся ситуация угрожает безопасности персонала или выходу из строя оборудования и/или нарушаются требования программы или инструкций по эксплуатации. О прекращении выполнения работ, испытаний ЗНСАС докладывает главному инженеру АЭС (или заместителю главного инженера), ставит в известность технического руководителя ПНР.

Для подготовки и проведения испытаний отдельной системы или оборудования технический руководитель ПНР назначает технического руководителя испытаний и определяет состав группы, выполняющей испытания.

Технический руководитель испытаний отвечает за своевременную подачу заявки на проведение ПНР, организацию подготовки и качественное выполнение испытаний согласно рабочей программе и суточного задания в установленные сроки, а также за оформление отчетной документации по результатам испытаний.

Перед началом испытаний ТРИ проводит инструктаж персоналу, участвующему в испытаниях. В процессе инструктажа проверяется знание программы участниками испытаний, действие каждого участника в процессе работ и в случае нарушения режима или возникновения аварийной ситуации.

Технический руководитель испытаний имеет право:

- обратиться к дежурному техническому руководителю с предложением об изменении хода испытаний в пределах рабочей программы и суточного задания;
- указать о необходимости прекращения испытаний, если не выполняются условия проведения испытаний, с немедленным уведомлением ДТР, ЗНСАС;
- обращаться к дежурному техническому руководителю для выделения, в случае необходимости, дополнительного персонала.

Все дефекты, выявленные в процессе проведения промывок (продувов), гидравлических испытаний, индивидуального опробования систем и оборудования, устраняются монтажными организациями (выполнявшими работы по данной системе). Дефекты по арматуре и оборудованию устраняются ремонтным персоналом АЭС.

После завершения испытания или окончания определенной пуско-наладочной работы на отдельном оборудовании или системе их окончание и результаты оформляются в два этапа:

- на первом этапе технический руководитель испытаний сразу же после завершения испытания или окончания определенной пуско-наладочной работы делает запись об окончании выполнения работы (испытания) в "Журнале заданий на проведение ПНР", с указанием полученных предварительных результатов и выявленных дефектов. Персонал КЛН АЭС закрывает заявку, фиксирует выявленные дефекты в "Журнале дефектов";
- на втором этапе технический руководитель испытаний составляет протокол (акт) о выполненной работе, испытании, после чего согласовывает, утверждает и регистрирует его в установленном порядке.

По замечаниям, выявленным в процессе испытаний или результатам, не удовлетворяющим критериям испытаний, пусконаладочная организация, проводившая испытания, разрабатывает мероприятия по их устранению и утверждает их у Заказчика.

По окончании каждого этапа ПНР технический руководитель ПНР оформляет акт об окончании работ на этапе.

Генеральный подряд на пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы выполняются на договорной основе в соответствии с координационным планом ввода блока в эксплуатацию. Работы могут выполняться либо по договорам, заключаемым администрацией АЭС с подрядными организациями, либо по договору генерального подряда, заключаемому администрацией АЭС со специализированной организацией – генеральным подрядчиком. При наличии генерального подряда на ПНР техническое руководство ПНР, как правило, выполняется Генподрядчиком, при этом работы по генподряду и техническому руководству совмещаются.

В связи с возникающими при оценке работ разногласиями следует различать содержание технического руководства и выполнения функций генерального подрядчика.

В объем работ по генподряду можно отнести:

- составление координационного плана обследования, подбор исполнителей;
- договорная работа;
- сметно-договорная работа;
- координация работ субподрядных организаций;
- оформление сдачи-приемки выполненных работ.

Объемами услуг, оказываемых генподрядчиком, являются административно-хозяйственные расходы генподрядчика, связанные с обеспечением технической документацией, приемкой от субподрядчика и сдачей заказчику работ, выполняемых субподрядчиком, осуществление мероприятий по технике безопасности и охране труда, и т.д. Размер отчислений генподрядчику устанавливается сторонами в договоре в зависимости от видов и объема услуг, оказываемых генподрядчиком.

Основное содержание генерального подряда на проведение ПНР приведено при рассмотрении нормативного регулирования процесса ввода в эксплуатацию.

3.2. Суть и требования культуры безопасности при эксплуатации АЭС

В документе МАГАТЭ INSAG-4 «Культура безопасности» подчеркивается необходимость формирования у персонала АЭС *не механического, а осознанного, нацеленного на безопасность мышления* и следования требованиям нормативной документации. В то же время одной НД недостаточно для полного восприятия всех аспектов безопасности.

Культура безопасности — квалификационная и психологическая подготовленность всех лиц, при которой обеспечение безопасности АС является приоритетной целью и внутренней потребностью, приводящей к самосознанию ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ, влияющих на безопасность.

Культура безопасности строится в основном из двух компонентов:

- созданию и правильном функционировании иерархической структуры управления с четким распределением доли прав и ответственности;

- необходимой системой ответных реакций на возникающие проблемы обеспечения безопасности.

Для всего персонала и различных видов деятельности понятие культуры безопасности состоит из следующих элементов:

- знания и компетентность, обеспечиваемые подготовкой кадров и подготовкой качественных эксплуатационных инструкций;

- приверженность безопасности, ставящая безопасность АС, как жизненно важное дело;

- мотивацию осознания важности безопасности АС посредством действенных методов руководства, создания системы поощрений и наказаний, создание позиций отдельных лиц, ответственных за безопасность АС;

- надзор, включающий систему ревизий и экспертиз;

- готовность реагировать на критическую позицию отдельных лиц;

- ответственность через формализованное описание должностных обязанностей и понимание отдельных лиц своих прав, обязанностей и ответственности.

Жизненный цикл АС, начиная с проектирования и заканчивая снятием с эксплуатации, пронизан деятельностью, направленной на обеспечение безопасности, причем для каждого этапа характерен свой набор задач.

Основным документом, обосновывающим безопасность РУ и АС, является разрабатываемое в составе проекта «Техническое обоснование безопасности» (ТОБ РУ и ТОБ АС). Основным документом, определяющим безопасную эксплуатацию АЭС, является «Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока АС».

3.3. Обеспечение безопасности при вводе в эксплуатацию

На этапе ввода в эксплуатацию решаются задачи в двух направлениях обеспечения безопасности:

- Задачами обеспечения безопасности будущей промышленной эксплуатации энергоблока являются всеобъемлющие и качественные наладка и функциональные испытания смонтированного оборудования и систем с целью подтверждения их соответствия требованиям проекта, включая устранение обнаруженных несоответствий и оптимизацию условий эксплуатации оборудования и сооружений;
- Безопасность работ непосредственно в процессе ввода в эксплуатацию обеспечивается соблюдением действующих правил и норм технической, пожарной, радиационной и ядерной безопасности, а также физической защитой объектов энергоблока и противоаварийными мероприятиями.

Техническая безопасность

Мероприятия по обеспечению технической безопасности работ при вводе в эксплуатацию должны включать:

- разработку и выполнение графика производства совмещенных работ и определение комплекса мероприятий по технике безопасности;
- введение зон эксплуатационного режима, включая порядок введения и способы оповещения о введении зон;
- разработку перечня пусконаладочных работ, выполняемых по нарядам;
- соблюдение порядка получения разрешения на выполнение ПНР на системах и оборудовании в соответствии с графиками выполнения работ;
- меры по обеспечению безопасности работ, выполняемых в гермообъёме блока АС;
- меры по обеспечению безопасности при эксплуатации узлов разделения высокого и низкого давлений технологических систем, связанных с 1-м контуром блока АС;
- соблюдение порядка контроля и назначения лиц, ответственных за выполнение правил и мероприятий по обеспечению безопасности на блоке АС.

На всех этапах ввода в эксплуатацию необходимо уделять особое внимание точной оценке эксплуатационного состояния систем с целью уведомления персонала о любой потенциальной опасности. Это касается процесса приведения оборудования в действие с помощью пневматического, гидравлического или электрического привода и/или подачи давления на системы с помощью сжатого газа, воды, пара или другой среды. При этом необходимо учитывать возможность присоединения к системам временного оборудования.

По мере сдачи объектов, оборудования и систем блока и общестанционных систем для проведения пусконаладочных работ и в эксплуатацию, необходимо выделять специальные зоны помещений, зданий и сооружений по следующим признакам:

специфические меры безопасности, которые должен выполнять персонал, работающий в этих зонах;

важность для безопасности оборудования данной зоны;

ценность оборудования данной зоны.

При этом необходимо выделить как минимум:

зону контролируемого доступа (зона с потенциальной возможностью радиоактивного загрязнения);

зону расположения электротехнического оборудования;

машинный зал;

блочный и резервный щиты управления.

Организационными и техническими мерами необходимо обеспечить ограничение доступа в эти зоны лиц, не выполняющих работы в данных зонах, и охрану систем и оборудования с целью предотвращения их случайного повреждения.

После приемки помещений, зданий, сооружений в эксплуатацию, технологического оборудования - для комплексного опробования, электротехнического оборудования и систем автоматизации - перед подачей напряжения по штатной схеме, приказом административного руководства АС в них должен быть введен эксплуатационный режим. При необходимости эксплуатационный режим может быть введен и ранее.

Обслуживание оборудования и все оперативные переключения должны выполняться только эксплуатационным персоналом АС в соответствии с инструкциями по эксплуатации, программами и процедурами испытаний.

Административное руководство АС должно установить зону действия эксплуатационного режима и принять необходимые организационные и технические меры, исключающие возможность несанкционированного проведения строительно-монтажных и пусконаладочных работ.

При необходимости проведения дополнительных строительно-монтажных работ, работы по комплексному опробованию в зоне эксплуатационного режима должны быть прекращены, а системы и оборудование приведены в безопасное состояние. Допуск персонала строительно-монтажных организаций и в этом случае осуществляется по нарядам-допускам, выдаваемым персоналом администрации АС.

Безопасность выполнения работ при наладке, испытаниях, ревизии и ремонте тепломеханического оборудования энергоблока АС должна быть обеспечена в соответствии с «Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» РД.34.03.201-97.

Безопасность выполнения работ на электротехническом оборудовании и оборудовании АСУ ТП должна быть обеспечена в соответствии с «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» ПОТ РМ-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00.

Пожарная безопасность

Основным руководящим документом по обеспечению пожарной безопасности при вводе энергоблока АС в эксплуатацию являются Правила пожарной безопасности при эксплуатации атомных станций» (ППБ-АС-95).

При производстве строительно-монтажных работ административным руководством АС, строительными и монтажными организациями должен быть обеспечен опережающий монтаж и ввод в эксплуатацию систем пожаротушения.

До начала прокладки кабеля в помещениях кабельного хозяйства блока АС должен быть выполнен монтаж, наладка и ввод в работу систем пожарной сигнализации и системы автоматического пожаротушения.

Перед постановкой под напряжение системы потребителей собственных нужд на энергоблоке должны быть выполнены следующие работы:

- системы пожаротушения введены в работу по схеме дистанционного управления;
- проведено разделение кабельных потоков с последующим уплотнением кабельных проходок герметизирующим составом;
- выполнены огнестойкие пояса в кабельных коробах;
- обеспечено покрытие кабельных трасс (в местах указанных в проекте) огнезащитным составом;
- помещения оборудованы первичными средствами пожаротушения;

В зданиях и сооружениях должны быть обозначены:

- пути эвакуации людей при пожаре;
- места расположения первичных средств пожаротушения;
- оборудованные места для курения;
- повысотные отметки этажей на лестничных клетках.

До ввода энергоблока в эксплуатацию на АС должна быть в наличии откорректированная, а при необходимости вновь разработана, следующая документация по пожарной безопасности:

- общестанционная инструкция по пожарной безопасности АС;
- инструкция о мерах пожарной безопасности в каждом структурном подразделении АС, производящем работы по вводу в эксплуатацию, ремонту и эксплуатации оборудования энергоблока;

- инструкции по эксплуатации стационарных установок пожаротушения и сигнализации энергоблока;
- планы пожаротушения энергоблока;
- оперативные карточки основных действий персонала при возникновении пожара на энергоблоке;
- инструкции о порядке организации и проведения на АС сварочных и других огневых работ;
- в годовых и месячных «Планах-графиках работы с персоналом» должно быть предусмотрено проведение противопожарных тренировок, обучение и проверка знаний персонала, работающего на блоке, мер пожарной безопасности на АС.

Кроме того к моменту начала предпусковых наладочных работ должны быть реализованы следующие требования:

- на АЭС введен противопожарный режим;
- изданы приказы о порядке проведения огневых работ, о назначении лиц, ответственных за пожарную безопасность;
- рабочие места оперативного персонала укомплектованы необходимой документацией по пожарной безопасности;
- присвоена и выполнена маркировка производственных помещений по категориям пожарной опасности;
- проведено обучение дежурного персонала работе в задымленной атмосфере;
- проведено обучение пожарной команды пожарной части.

Радиационная безопасность

Радиационная безопасность АС при вводе энергоблока в эксплуатацию обеспечивается поддержанием нормальной эксплуатации систем, обеспечивающих радиационную безопасность и радиационный контроль, а также осуществлением комплекса технических и организационных мер, регламентируемых действующими нормативными документами, устанавливающими правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций.

Радиационная безопасность при вводе энергоблока в эксплуатацию регламентируется «Основными санитарными правилами обеспечения радиационной безопасности» (ОСПОРБ-99), «Нормами радиационной безопасности» (НРБ-99), «Санитарными правилами проектирования и эксплуатации атомных станций» (СП АС-99), «Правилами радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций» (ПРБ АС-99), а также «Инструкцией по радиационной безопасности на АС».

Положения нормативных документов по радиационной безопасности направлены на выполнение основных принципов радиационной безопасности:

- непревышение установленного основного дозового предела;
- исключение всякого необоснованного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня (принцип ALARA);
- максимально возможное ограничение поступления радиоактивных веществ в окружающую среду.

До завоза ядерного топлива площадка АС должна быть обследована с точки зрения радиационного воздействия на объекты окружающей среды и население путем изучения исходной радиационной обстановки до завоза ядерного топлива на площадку АЭС и определения дозовых нагрузок на население за счет фона естественного ионизирующего излучения воздуха, воды, земли, а также космического излучения.

Для АС должны быть организованы санитарно-защитная зона и зона наблюдения. Размеры этих зон устанавливаются разработчиком проекта АЭС по согласованию с органами надзора и местными органами власти.

В период проведения наладочных работ, связанных с использованием источников ионизирующего излучения, необходимо организовать работу системы радиационного контроля персонала и населения в санитарно-защитной зоне, зоне наблюдения и на территории промышленной площадки АС. Система радиационного контроля должна обеспечивать оперативное получение и обработку информации о радиационной обстановке на АЭС и в окружающей среде.

Технические средства системы радиационного контроля должны обеспечивать осуществление следующих видов контроля:

- радиационный дозиметрический контроль;
- радиационный технологический контроль;
- радиационный контроль помещений и промплощадки;
- радиационный контроль за нераспространением радиоактивных загрязнений;
- радиационный контроль окружающей среды.

Завоз ядерного топлива на энергоблок АС разрешается органами Государственного надзора после достижения готовности к выполнению планов мероприятий по защите персонала и населения в случае аварии на АС, включая готовность основных и дублирующих средств связи и оповещения. До завоза ядерного топлива на АС персонал энергоблока должен пройти обучение и проверку знаний по правилам радиационной безопасности.

За месяц до первой загрузки ядерного топлива в реактор, административным руководством АС должны быть выполнены необходимые организационные и технические мероприятия по разделению помещений, зданий и сооружений вводимого в эксплуатацию блока АС на две зоны:

- зону контролируемого доступа, в которой возможно воздействие радиационных факторов;
- зону свободного режима, где практически исключается воздействие на персонал радиационных факторов.

Помещения зоны контролируемого доступа должны разделяться на:

- необслуживаемые помещения;
- периодически обслуживаемые помещения;
- помещения постоянного пребывания персонала.

Взаимная изоляция помещений зон и помещений внутри зоны контролируемого доступа должна обеспечиваться проектными решениями, в том числе вентиляционными и санитарно-бытовыми устройствами, стационарными и временными санитарными шлюзами.

Вход в комплекс помещений зоны контролируемого доступа должен быть организован через санитарные пропускники с обязательным переодеванием персонала.

Вся информация о радиационной обстановке на АС, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения АС, а также показатели радиационной безопасности АС должны быть открытыми и доступными всему персоналу АС, представителям органов государственного регулирования безопасности, местных органов власти, общественности и средств массовой информации.

Ядерная безопасность

До завоза ядерного топлива на АС должно быть выполнено следующее:

- приказом директора АС назначены лица, ответственные за обеспечение ядерной безопасности;
- разработана и утверждена соответствующая документация по работе с ядерным топливом;
- принято в эксплуатацию транспортно-технологическое оборудование для перемещения и хранения ядерного топлива;
- определена организация работ с ядерным топливом на АС, определяющая схемы его движения, порядок транспортировки, хранения и учета;
- приказом административного руководства АС назначены лица, ответственные за его приемку, хранение и перемещение;
- организована физическая защита ядерного топлива и АС в целом;
- обучение персонала, производящего работы с топливом, проверка его знаний по правилам ядерной безопасности.

Во время загрузки ядерного топлива, а также при проведении на первом контуре РУ испытаний, заполнение реактора, первого контура и связанных с ним систем должно

производиться раствором борной кислоты с концентрацией, не ниже определенной технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока.

Условия хранения и перемещения ядерного топлива должны соответствовать следующим основным требованиям:

- Хранение и временное размещение ядерного топлива допускается только в специально предназначенных местах, определенных проектом;
- Запрещается прокладывать пути к другим эксплуатационным зонам через места хранения ЯТ и временного размещения ЯТ (при наличии в данных местах ЯТ);
- Должна исключаться необходимость перемещения над ЯТ грузов, если они не являются частями подъемных и перегрузочных устройств;
- Маршруты транспортировки ЯТ следует выбирать так, чтобы они были короткими и простыми, и была исключена возможность аварии при его падении;
- В процессах перегрузки, хранения, транспортировки ЯТ должен быть обеспечен учет и контроль за расположением, количеством и перемещением тепловыделяющих сборок;
- Чехлы и упаковки, которые транспортируются на транспортных средствах, должны быть закреплены таким образом, чтобы исключить их опрокидывание в условиях нормальной эксплуатации, при максимальном расчетном землетрясении (МРЗ) и других природных явлениях, свойственных району размещения АС.
- Порядок и организация перевозок ЯТ по территории АС должны соответствовать требованиям «Основных правил безопасности и физической защиты при перевозке ядерных материалов» (ОПБЗ-83).

В программах пусконаладочных работ на этапах физического и энергетического пусков блока должны быть указаны меры по обеспечению ядерной безопасности, учитывающие требования:

инструкции по обеспечению ядерной безопасности при транспортировке, перегрузке и хранении свежего и отработавшего топлива на АЭС;

- инструкции по обеспечению ядерной безопасности при проведении физического пуска;
- технологического регламента безопасной эксплуатации блока;
- действующей нормативной документацией в области ядерной безопасности.

Работы с системами (элементами), важными для безопасности, а также испытания, не предусмотренные технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока, инструкцией по эксплуатации РУ, являются ядерно-опасными работами. Любые

испытания на реакторной установке, не предусмотренные технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока, инструкцией по эксплуатации РУ должны проводиться по программам и методикам, содержащим обоснование ядерной безопасности и меры по обеспечению ядерной безопасности этих испытаний. Эти программы и методики должны быть согласованы научным руководителем, разработчиками проектов РУ и АС, органом государственного регулирования безопасности и утверждены эксплуатирующей организацией.

Физическая защита

Физическая защита предназначена для осуществления на АЭС комплекса организационных, технических, охранных, режимных и оперативных мероприятий, направленных на:

- предотвращение несанкционированного проникновения посторонних лиц на охраняемую территорию с целью преднамеренного вывода из строя технологических систем и объектов АС;
- предотвращение бесконтрольного использования ядерных материалов, радиоактивных отходов, хищения материальных ценностей;
- обеспечение исполнения установленного нормами и правилами единого порядка обеспечения сохранности государственных, технических и экономических секретов, включающих в себя систему административно-правовых, организационных и иных мер.

Мероприятия по охране и обеспечению физической безопасности необходимо осуществлять до начала работ по вводу блока АС в эксплуатацию. Физическая защита должна быть внедрена (укомплектована кадрами, организована структурно (внешние и внутренние связи, организация), организована технически) в полном объеме, обеспечивающем физическую защиту всего комплекса АС до завоза ядерного топлива на территорию АС.

Основные направления деятельности по обеспечению физической защиты включают:

- физическую охрану объекта;
- осуществление пропускного режима работы и поддержание существующего внутриобъектного режима на охраняемых объектах;
- контроль за учетом, хранением и расходованием радиоактивных, сильнодействующих ядовитых, взрывчатых веществ, огнестрельного оружия и патронов;
- контроль за доступом в зону вокруг АС и на территорию площадки станции;

- контроль соблюдения правил доступа в различные зоны территории площадки АС и выработка мер для выявления и предотвращения несанкционированного доступа;
- разработку распорядительных документов по процедуре выдачи разрешений на доступ;
- отбор и подготовку персонала службы безопасности;
- рассмотрение проектов нового строительства с точки зрения обеспечения физической защиты;
- участие в работах по предотвращению хищений на охраняемом объекте;
- оказание помощи подразделениям пожарной охраны при ликвидации пожаров;
- оперативное руководство сторожевой охраной.

Административное руководство АС и служба безопасности разрабатывают порядок и процедуру выдачи разрешения на доступ посторонних лиц, не входящих в состав персонала АС, с учетом необходимости обеспечения сопровождение посетителей лицами персонала АС по определенным маршрутам, а также надзора оперативного персонала за посторонними лицами при нахождении последних на территории АС.

Правилами допуска персонала и охранными мероприятиями предусматриваются меры по выявлению и задержанию любых лиц, незаконно проникших на территорию площадки АС или в охраняемые зоны. Для своевременного получения помощи в задержании лиц, незаконно проникших на территорию площадки АЭС, административным руководством АС и службой безопасности должны быть разработаны специальные мероприятия, обеспечена специальная договоренность и установлена связь с компетентными органами государственной власти.

Для обеспечения альтернативных временных мер защиты в течение тех периодов, когда один или более компонентов физической защиты не функционируют, руководством АС и службой безопасности разрабатывается план охранных мероприятий.

Для обеспечения физической защиты при въезде, перемещении по территории АС и выезде транспорта административным руководством АС и службой безопасности разрабатываются:

- схема движения всех видов транспорта по территории площадки АС;
- документ, определяющий порядок въезда и выезда всех видов транспорта на территорию площадки АС.

Информация, связанная с конкретной организацией физической защиты АС, должна сообщаться только ограниченному кругу персонала АС.

Противоаварийные мероприятия

В проекте АС должны быть указаны аварийные ситуации, которые могут возникнуть при проведении пусконаладочных работ. Для ликвидации этих ситуаций на АС разрабатывается необходимая организационная структура, а также предусматриваются необходимые ресурсы и средства.

До завоза ядерного топлива на площадку АС должны быть разработаны:

- план мероприятий по защите персонала в случае аварии на АС;
- план мероприятий по защите населения в случае аварии на АС.

Готовность АС на случай аварии обеспечивается наличием:

- подготовленного персонала, который должен участвовать в ликвидации аварийных ситуаций и их последствий. Персонал должен пройти необходимое обучение и периодически проходить противоаварийные тренировки;
- систем связи, оповещения, специальной техники и транспорта для эвакуации населения в случае необходимости.

Планы противоаварийных тренировок должны предусматривать информирование местных органов власти и населения в необходимых случаях. Планы мероприятий по защите персонала и населения и планы противоаварийных тренировок должны периодически пересматриваться и, при необходимости, корректироваться, в том числе по итогам обучения персонала и проведения тренировок.

3.4. Основные выводы из аварий на АЭС «Три Майл Айленд», на 4-ом энергоблоке Чернобыльской АЭС и на АЭС «Фукусима»

От любых других промышленных предприятий объекты использования атомной энергии (ОИАЭ), и в частности АЭС, отличает неукоснительное требование максимального обеспечения ядерной и радиационной безопасности, исключающего возникновение катастрофических ситуаций даже в ограниченных территориальных масштабах.

В основе разработки проектов ОИАЭ и, в частности, АЭС на всех временных этапах развития атомной энергетики, начиная с первых промышленных сооружений, закладывались регламенты и требования по максимальному обеспечению безопасности на основе использования уровня знаний и накопленного опыта на момент проектирования и сооружения ОИАЭ.

Современные требования к безопасности АЭС вызывают необходимость оценки их надежности и принятия необходимых мер защиты при всех видах воздействий – эксплуатационных, аварийных, а также внешних – как техногенного, так и природного происхождения. Изначально повышенные требования, предъявляемые к безопасности

атомных станций, регулярно ужесточаются, особенно после каждого случая крупных аварий на отдельных АЭС.

К таким случаям, безусловно, относятся тяжелые аварии на АЭС «Three Mile Island» в 1979 г., на Чернобыльской АЭС в 1986 г. и две аварии на АЭС в Японии.

Авария в США на блоке №2 АЭС «Three Mile Island» мощностью 956 МВт (PWR) была связана с плавлением активной зоны и выходом большого количества продуктов деления в различные элементы оборудования, технологические помещения и под гермооболочку. В то время это была самая крупная радиационная авария на АС.

Причиной аварии явились отказ оборудования (незакрытие предохранительного клапана на компенсаторе давления) и необеспечение персоналом 2-й критической функции безопасности (теплоотвода от активной зоны) вследствие ряда ошибок:

- неверная диагностика состояния первого контура;
- снижение расхода САОЗ в ходе аварии с потерей теплоносителя первого контура;
- неотключение ГЦН, что увеличило потерю теплоносителя через открытый ПК КД;
- отключение гидроемкостей САОЗ и ряд других ошибок.

В результате аварии были значительно разрушены первые два физических барьера (матрица и оболочки твэлов). Герметичность третьего барьера – первого контура – была нарушена из-за открытия ПК КД. Наличие защитной оболочки (четвертого барьера) позволило локализовать радиоактивные продукты деления и ограничить их выброс в окружающую среду. На основании анализа причин данной аварии были:

проведены расширенные исследования в области влияния человеческого фактора на общие показатели надежности;

разработаны и установлены на АС системы контроля важных для безопасности параметров и средства поддержки операторов;

в процесс проектирования включен анализ комплексных исходных событий аварий, разработаны и применяются принципиально новые инструкции по ликвидации аварий. Полученный дорогой ценой опыт ликвидации аварии позволяет сделать важные для будущего ядерной энергетики выводы:

- 1) на современном уровне надежности АС возможно проявление маловероятного сочетания отказов оборудования, результаты которого решающим образом зависят от квалификации персонала;
- 2) несмотря на плавление материалов активной зоны целостность корпуса, не имеющего проходок в днище, при аварии таких масштабов не нарушилась;
- 3) развитие аварии эффективно замедлилось при подаче в корпус относительно небольшого количества воды и, следовательно, даже при плавлении зоны авария может протекать в контролируемых условиях;
- 4) большая часть выделившихся при аварии радионуклидов не выходит за пределы блока, а значительная их часть – и за пределы корпуса;

5) принципы глубоко эшелонированной защиты реакторов типа PWR (ВВЭР), когда даже при маловероятном сочетании отказов оборудования и автоматики с наложением ошибок операторов ГО полностью выполняла роль последнего барьера безопасности, оказались эффективными с точки зрения минимального ущерба для населения и окружающей среды;

6) в связи с аварией выявлены и устранены около 200 «слабых мест», связанных с безопасностью АС, в результате чего в США количество внеплановых остановок и нарушений нормальной эксплуатации реакторов АС сократилось на 40-50%;

7) разработанные технические средства и организационные меры для демонтажа разрушенной активной зоны и крупномасштабной дезактивации оборудования и помещений позволяют уверенно и более легко осуществлять плановое снятие блоков АС с эксплуатации.

Авария в США заставила пересмотреть отношение к уровню безопасности АЭС. Принятые после этой аварии в США и других странах, развивающих ядерную энергетику, меры по повышению безопасности АЭС привели к их удорожанию и тем самым к уменьшению конкурентоспособности.

Авария на энергоблоке №4 типа РБМК Чернобыльской АЭС нанесла второй, ещё более мощный удар по развитию ядерной энергетики.

В конструкции РБМК-1000 было по меньшей мере два «слабых места»: положительный паровой коэффициент реактивности и аварийная защита, которая при нарушении эксплуатационных инструкций глушила реактор недостаточно быстро, а в ряде случаев могла даже кратковременно повысить его мощность. Оба этих «слабых места» явились результатом отступлений от требований действовавших уже тогда норм и правил по безопасности. Более того, не были разработаны технические и организационные меры по компенсации этих отступлений, а следовательно, действия персонала, основанные на эксплуатационной документации, могли быть неадекватными фактическим характеристикам реактора.

В проекте РБМК-1000 изначально предусматривалось, что паровой коэффициент реактивности (ПКР) будет иметь положительное значение для достижения больших глубин выгорания топлива. Этот коэффициент является основной составляющей полного мощностного коэффициента реактивности и отражает изменение реактивности реактора в ответ на изменение паросодержания в активной зоне.

Основной недостаток конструкционного исполнения стержней СУЗ заключался в том, что поглощающая способность графитового вытеснителя, телескопически соединенного со стержнем, была меньше поглощающей способности вытесняемой графитом воды. Поэтому при движении стержня СУЗ с верхнего концевика происходил локальный ввод положительной реактивности в нижнюю часть активной зоны.

Авария произошла 26 апреля 1986 г. при проведении испытаний режима выбега ТГ с нагрузкой собственных нужд блока №4 ЧАЭС. Опробование этого режима было отложенным испытанием из состава испытаний, которые должны были быть выполнены при вводе в эксплуатацию. Суть испытаний заключалась в том, что в случае МПА циркуляция теплоносителя прерывается, и для охлаждения активной зоны включаются пассивные подсистемы САОР с подачей воды из гидробаллонов, а также быстродействующая подсистема с подачей воды от ПН, электропривод которых питается от «выбегающих» ТГ. При этом ПН должны работать в течение времени, необходимого для включения дизель-генераторов и трех каналов питающихся от них активной («медленной») части САОР.

Программа этих испытаний вместе с регламентом и эксплуатационными инструкциями формально позволяли считать проведение запланированного режима безопасным. Однако ситуация принципиально не могла быть спрогнозирована разработчиками программы, поскольку они не знали о трудностях управления реактором в запланированном режиме.

Желание персонала иметь возможность повторить испытания, если первая попытка окажется неудачной, обусловило поддержание ненулевой мощности реактора после посадки стопорных клапанов ТГ. Проведение испытания с отключенным реактором при любом ходе этого испытания не привело бы к аварии. Скорее всего, не привело бы к аварии и проведение испытаний на программном уровне мощности 700 МВт.

Вследствие длительных манипуляций с блоком из-за задержки испытаний по указанию диспетчера электросети и допущенного провала мощности появилось ксеноновое отравление, поэтому восстановление мощности реактора потребовало извлечения части стержней оперативного запаса. Следствием неудачных действий персонала стал переход реактора в нерегламентное состояние, при котором АЗ данного конструктивного исполнения уже не могла выполнить свои функции.

В этой связи представляют интерес данные о том, что регламент эксплуатации содержал ряд ограничений. Одно из них сводилось к тому, что если оперативный запас реактивности (ОЗР) опускается ниже 15 стержней, то ЯР должен быть остановлен. Это ограничение, которое было добавлено после аварии на блоке №1 Ленинградской АЭС в 1975 г., оперативный персонал воспринимал как «границу», при которой оператор может надежно контролировать распределение плотности энерговыделения в активной зоне. Однако в технической документации на РБМК не упоминалось, что при малом ОЗР система аварийной защиты (из-за упомянутого эффекта вытеснителей) становилась «противоположным устройством», которое могло вывести реактор из-под контроля.

Следует признать, что причины аварии носят комплексный характер, а не определены только действиями персонала. Обвинения же в адрес персонала не являются обоснованными, поскольку какой-либо настораживающей информации, а также

опыта работы на малых уровнях мощности, дающего эту информацию о поведении реактора в переходных режимах при малых нагрузках, персонал не имел.

По опубликованным данным совокупность факторов, приведших к аварии, выглядит так:

реактор работал на малом уровне мощности, был зашлакован и отравлен;

температура теплоносителя на входе в активную зону была очень близкой к температуре насыщения;

имел место большой положительный коэффициент реактивности;

оперативный запас реактивности (ОЗР) был очень мал, т.е. стержни в основном были выведены из активной зоны;

имелся значительный эффект вытеснителей стержней.

Указанные факторы «сработали» в следующей цепочке причинно-следственный связей:

Уменьшение расхода теплоносителя в начале эксперимента вызвало дополнительную парогенерацию в активной зоне. В связи с малым недогревом теплоносителя и неравномерным «двугорбым» полем энерговыделения генерация пара была существенной и в нижней части активной зоны. Темп роста паросодержания был весьма значительным из-за уровня мощности реактора. Вследствие положительного парового коэффициента реактивности (около $5\beta_{эфф}$ из-за общего состояния выгоревшей активной зоны) могла бы начать расти мощность реактора, но ее рост компенсировался погружением в зону стержней АР, приводящим к еще большему перекосу энерговыделения со смещением максимума в нижнюю часть зоны.

Нажатие СИУРом кнопки ручной аварийной остановки реактора (АЗ-5) привело из-за эффекта вытеснителей к дополнительному вводу положительной реактивности именно в нижнюю часть зоны, где все большую роль играл паровой коэффициент реактивности. Наложение эффектов реактивности привело к образованию локальной критичности в нижней части активной зоны. Малый ОЗР и большое время ввода стержней в зону предопределили невозможность быстрой автоматической компенсации эффектов локальной реактивности в удаленной от стержней части зоны.

Локальная критичность привела к **разгону реактора на мгновенных нейтронах**.

Таким образом, Чернобыльская авария произошла из-за совокупности следующих основных причин:

приведения реакторной установки в нерегламентное состояние;

неудовлетворительных физических характеристик реактора (большой положительный паровой коэффициент реактивности);

неудовлетворительной конструкции поглощающих стержней и в целом аварийной защиты реактора.

Эта авария заставила критически переоценить уровень безопасности всех действующих и строящихся атомных электростанций как в СССР, так и за рубежом.

Авария на АЭС «Касивадзаки-Карива». АЭС «Касивадзаки-Карива» включает 7 энергоблоков суммарной мощностью 8,2 тысячи МВт (последний блок вошел в строй в 1997 году) и является крупнейшей в мире АЭС. Во время землетрясения работали 4 энергоблока (три находились на плановом ремонте). Станция проектировалась с учетом землетрясения с магнитудой не более 6,5 (т.е. МРЗ до 7-7,5 баллов по MSK-64). В результате землетрясения 16 июля 2007 года произошли подвижки почвы под реакторами АЭС, станция получила более 50 различных повреждений, но самым тяжелым последствием оказалась утечка от 1200 до 2300 литров (по различным оценкам) радиоактивной воды из резервуара хранения отработанного топлива в зону общего доступа под шестым реактором. При этом неизвестно, сколько воды вытекло из АЭС в море. Причиной утечки воды из гермозоны явилось разрушение гермозаполнителя кабельной проходки электропитания оборудования транспортировки отработанных веществ. Помимо этого опрокинулись 438 емкостей с отходами низкой радиоактивности, у некоторых из них сорвало крышки; возник пожар на трансформаторе 3-го блока; повреждены фильтры, что привело к выходу радиоактивной пыли за пределы АЭС. Выявился ряд неурядиц в организации поведения и распорядка персонала, в телефонной связи, в принятии срочных организационных и технических мер и т.п. В результате АЭС была остановлена для ревизии, ремонта и дополнительных антисейсмических мероприятий. В начале мая 2009 года после серии восстановительных и строительных работ, направленных в том числе и на улучшение сейсмоустойчивости АЭС, седьмой энергоблок (пострадавший меньше остальных) был запущен в тестовом режиме, 26 августа – шестой, а первый – 31 мая 2010 года. Общий ущерб от землетрясения оценили в 12,5 млрд. долларов США, из них 5,8 млрд. долларов составили убытки от ремонта и простоя АЭС.

Авария на АЭС «Фукусима-Дайичи». Катастрофические последствия на одной из крупнейших в мире японской АЭС «Фукусима-Дайичи», расположенной на восточном побережье острова Хонсю и включающей 5 блоков BWR, вызвало прибрежное подводное сильнейшее землетрясение с магнитудой более 9, которое произошло 11 марта 2011 года, с последующими афтершоками с несколько меньшими магнитудами. Характерной особенностью воздействия этого землетрясения на АЭС явилось то, что основные повреждения и разрушения вызвали не сами сейсмические колебания грунта под сооружениями станции и вокруг них, а возникшие гигантские океанические волны цунами (по разным сообщениям высота волн достигала от 10 до 30 м). С одной стороны, позитивным моментом является то, что основные сооружения АЭС и их технологическая начинка, ответственные за ядерную и радиационную безопасность, не получили катастрофических повреждений и тем более разрушений, несмотря на крайне высокую

интенсивность землетрясения. Но с другой стороны вторичные эффекты землетрясения – цунами – вызвали катастрофические последствия, которые вкратце можно описать следующим образом. Океаническая вода залила помещения резервных дизельгенераторных станций и вывела их из строя. В результате реакторы, остановленные автоматически после первого сильного сейсмического толчка, после выработки емкости аккумуляторных батарей остались без аварийных систем отвода тепла остаточного тепловыделения, что привело к оголению тепловыделяющих сборок, перегреву и повреждению оболочек твэлов, пароциркониевой реакции с выделением водорода, запредельному повышению давления в корпусах реакторов, их повреждению, выходу водорода в гермозону с возникновением взрывов и пожаров, недопустимому радиоактивному заражению атмосферы и водной среды на обширной территории вокруг АЭС.

Все эти тяжелейшие последствия связаны не только с неуправляемыми природными катаклизмами, но и с рядом серьезных упущений и ошибок при выборе площадки и проектировании АЭС. Эти ошибки сводятся к следующим:

- крайне опасным является размещение АЭС на восточном побережье острова из-за реальной опасности сильнейших цунами при океанических землетрясениях;
- боксы дизельгенераторных станций должны быть надежно защищены (загерметизированы) от проникновения морской воды при цунами с максимальной возможной высотой волн;
- современные АЭС обязаны наряду с активными системами иметь пассивные системы отвода тепла, использующие естественную циркуляцию охлаждающей воды, как это предусмотрено на всех современных энергоблоках в России.

Помимо АЭС «Фукусима» непосредственно в результате землетрясения пострадали другие АЭС Японии (рис. 2.7):

- на АЭС Онагава произошло возгорание в турбинном зале, а также небольшая утечка радиоактивной воды из бассейнов для хранения стержней отработавшего ядерного топлива на первом и втором реакторах (около 4 литров), кроме того в здании турбины третьего реактора вышли из строя приборы, контролирующие давление внутри здания;
- на АЭС в Хигасидори префектуры Аомори вышел из строя источник внешнего электроснабжения первого реактора, и для охлаждения резервуара с отработанным топливом был задействован резервный генератор;
- на АЭС Токай-2 отказала система охлаждения в результате остановки насоса в охлаждающей системе одного из блоков АЭС.



Рис. 2.7. Аварии на японских АЭС в результате землетрясения в 2011 г.

Помимо огромного материального ущерба ещё одним тяжелейшим последствием для Японии явился останов всех энергоблоков АЭС – пока что на неопределенный срок для обследований и реконструкций, однако, в связи с ростом массового общественного негатива велика угроза отказа Японии от дальнейшего использования атомной энергии в производстве электроэнергии, что явилось бы тяжелейшим ударом по экономике страны.

Для мировой атомной энергетики землетрясение 2011 года в Японии явилось очередным и самым серьезным напоминанием о чрезвычайной важности своевременного и максимально надежного анализа устойчивости сооружений и оборудования ответственных объектов и в первую очередь АЭС к внешним воздействиям природного и техногенного происхождения и принятия гарантированных мер по предотвращению недопустимых последствий.

Необходимо отметить, что атомной энергетике ещё предстоит извлечь уроки из произошедших в Японии событий на крупнейшей в мире АЭС «Касивадзаки-Карива» в 2007 г. и на АЭС «Фукусима-Даичи» в 2011 г. и ликвидировать все недоработки в обеспечении безопасности АЭС не только от эксплуатационных воздействий, но и от всех внешних воздействий природного и техногенного происхождения.

Комиссия, созданная японским парламентом после аварии на АЭС «Фукусима-Даичи», опубликовала доклад, осуждающий положение в японской ядерной промышленности.

Как сообщается в докладе, комиссия нашла, что отношения между правительственным регулятором NISA и эксплуатирующей АЭС энергетической компанией TEPCO перед аварией строились так, что NISA, в сущности, позволяло TEPCO регулировать саму себя.

«Мы нашли доказательства того, что государственные учреждения всякий раз, когда должно было быть внедрено новое правило регулирования, запрашивали о намерениях операторов. Например, NISA сообщило операторам о том, что им не нужно рассматривать возможный аварийный перерыв в энергоснабжении АЭС, потому что вероятность такого события мала. Затем от операторов запросили разумное обоснование ненужности такого рассмотрения.

В докладе комиссии констатируется, что, поскольку такое положение допускало произвольное отношение к мерам уменьшения последствий серьезной аварии, некоторое (неназванное) оборудование имело меньшую мощность, чем оборудование для обеспечения безопасности, используемое в нормальных режимах эксплуатации.

Кроме того, комиссия доказывает, что NISA допускало произвольное выполнение некоторых нормативных требований и отсроченное выполнение других, например таких, как проведение тестов на сейсмоустойчивость к землетрясениям. В 2006г. NISA потребовало подготовить соответствующие отчеты к 2009г., и хотя TEPCO выполнила промежуточные отчеты в июне 2009г., они были неполными. Согласно докладу, TEPCO решила отложить завершение этих отчетов до 2016г.

Доклад комиссии доказывает, что японские энергетические компании занимались лоббизмом через национальную Федерацию электроэнергетических компаний, имея целью избежать, поставить под сомнение или отложить действия, которые могли бы прервать непрерывную работу АЭС.

«Несмотря на необходимость постоянного внимания к эволюции международных стандартов на меры безопасности в отношении землетрясения, японской операторы-электроэнергетики неоднократно и упрямо отказывались от оценок и обновления существующих инструкций, включая требования к проведению перепроверок и модификаций. Японская ядерная промышленность отстала от международных стандартов по устойчивости к землетрясениям и подготовленности к цунами и не смогла уменьшить риск тяжелых аварий соблюдением пяти уровней стратегии «защиты в глубину».

«Проверка комиссией способов обсуждения и корректировки правил безопасности показывает «уютные отношения» между операторами, регуляторами и академической наукой, которые могут быть оценены только как полностью неприемлемые. В основном,

регуляторы и операторы ставили интересы своих организаций выше безопасности населения и решали, что работа реакторов японских АЭС «не будет остановлена».

Отчет также рисует мрачную картину дезорганизации и недовения во время аварии. Находящийся вне площадки аварийный центр бездействовал из-за отсутствия энергоснабжения; TEPCO не сообщила NISA или канцелярии премьер-министра о плохом состоянии вентиляции блока 1; поэтому, когда представители канцелярии премьер-министра направились на площадку, чтобы дать указания самостоятельно, это нарушило цепь аварийного управления, что привело к еще большему беспорядку.

«В правлении компании комиссия обнаружила невежество и самонадеянность, непростительные для любого человека или любой организации, имеющими дело с ядерной энергетикой. Мы нашли игнорирование международных тенденций и пренебрежение безопасностью населения. Мы нашли привычку приверженности к условиям, основанным на обычных процедурах и методах, с приоритетом на уход от риска для организации. Мы нашли царящее в организации мышление, которое отдает приоритет получению выгоды за счет населения».

«Несмотря на все приводимые многочисленные детали, этот доклад не может передать – особенно глобальной аудитории – мышление, которое поддерживало небрежность, лежащую за этим бедствием, Что должно быть признано – сколь бы это ни было болезненно – так это то, что случившееся было бедствием, «сделанным в Японии». Его фундаментальные причины следует искать в прочно укоренившихся обычаях японской культуры: нашем рефлекторном повиновении; нашем нежелании задавать вопросы властям; нашей групповщине и нашей изолированности.

В докладе были даны следующие рекомендации (выдержки):

1. Начать мониторинг ядерного регулирования национальным парламентом.
2. Реформировать систему кризисного управления.
3. Начать мониторинг операторов и разработать новые взаимоотношения с ними, с четкими разграничениями полномочий. Реформа TEPCO должна включать установление приоритета безопасности, изменение позиции по информационной открытости и приоритетной роли района расположения станции.
4. Новый регулятивный орган должен быть независимым, прозрачным, профессиональным, консолидированным и действенным.
5. Законы о ядерной энергии должны быть основательно преобразованы, чтобы соответствовать международным стандартам безопасности, здравоохранения и благосостояния. Они должны включать требования модификации.

Лекция 4. Нормативное регулирование процесса ввода в эксплуатацию

4.1. Актуализация и создание системы регулирования ввода в эксплуатацию

Употребление термина «регулирование» применительно к процессу ввода в эксплуатацию оправдано стремлением внести в этот процесс, находящийся под случайными внутренними и внешними воздействиями, оптимальную организацию, определяющую совокупность и взаимосвязь действий по вводу в эксплуатацию и позволяющую добиться поставленных целей процесса ввода в эксплуатацию наиболее безопасным и экономичным путем с минимально необходимыми материальными и трудовыми затратами, а также минимальными затратами времени и ресурса оборудования.

Согласно словарю русского языка С.И. Ожегова термин «регулярный» толкуется как «равномерно и вполне правильно происходящий», а также «имеющий правильную и постоянную организацию». В этом смысле регулирование процесса ввода в эксплуатацию может достигаться как организационными, так и техническими мерами.

Основой для регулирования работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АЭС является государственная и отраслевая нормативная документация. Ввод в эксплуатацию осуществляется в соответствии с действующими на данное время в стране законами, нормами, правилами, техническими условиями и стандартами, распространяющимися на деятельность всех предприятий и организаций, участвующих в процессе ввода блока в эксплуатацию. При вводе в эксплуатацию энергоблоков, спроектированных в нашей стране и сооружаемых при техническом содействии нашей страны за рубежом, по согласованию с Заказчиком могут применяться национальные и международные нормы и правила.

Регулирование работ по вводу в эксплуатацию непосредственно на АЭС осуществляется также в соответствии с пусконаладочной документацией (программами и методиками, координационным планом, положениями, графиками, инструкциями по эксплуатации).

Принципиальный порядок и содержание работ на АЭС по вводу в эксплуатацию реакторной установки ВВЭР был разработан и реализован на первом отечественном реакторе ВВЭР-210 для блока №1 Нововоронежской АЭС. Отработанные на этом блоке основы организационно-технических решений были использованы практически на всех энергоблоках АЭС, построенных в нашей стране и за рубежом. Это касается, в первую очередь, этапности проведения работ, организации взаимоотношений участников работ, формирования и подготовки контингента специалистов для выполнения работ, разработки пусконаладочной и эксплуатационной документации (программ, методик, инструкций) для проведения испытаний оборудования реакторной установки.

Для проведения пусковых операций и ведения эксплуатационного режима на блоке №1 НВАЭС был привлечен персонал проектных институтов, разработчика проекта РУ ОКБ «Гидропресс», Института атомной энергии им. И.В. Курчатова и др. Эксплуатация станции была укомплектована опытными работниками с объектов Минсредмаша и тепловых электростанций. Послемонтажную наладку электрооборудования, контрольно-измерительных приборов, автоматики, вентиляции, системы управления и защиты реактора выполнял персонал наладочных организаций Минэнерго и Минсредмаш. Наладочных организаций было достаточно, но не было такой, которая объединяла бы и координировала всю работу. Эту задачу выполнял эксплуатационный персонал, хотя в предпусковой период он обязан заниматься другой работой – подготовкой к эксплуатации энергоблока, а точнее, изучением технологических регламентов, инструкций, нормативных документов, расположения оборудования и т.д. Кроме того, большая часть персонала проходила стажировку на первой АЭС и на тепловых электростанциях.

Организирующим элементом технического руководства вводом в эксплуатацию была разработка программ и методик пусконаладочных работ, экспериментальных режимов и измерений.

На этапе физического пуска и измерения нейтронно-физических характеристик активной зоны базой для этого служили каноны ядерной безопасности, отработанные в период исследований на стендах и критических сборках.

На этапе энергетического пуска неукоснительной основой логики освоения проектных показателей энергоблока являлся такой выбор последовательных состояний блока, параметров, набора работающего оборудования, проводимых проверок работоспособности оборудования и правильного действия защиты и блокировок, когда проверки на предыдущем состоянии позволяли обеспечить безопасный выход и эксплуатацию в следующем состоянии или на следующей ступени мощности реактора. Например, натурная проверка устойчивой естественной циркуляции теплоносителя в реакторном контуре позволяла безопасно выходить на мощность, допускающую отвод остаточного тепловыделения после аварийной остановки реактора при полностью неработающей штатной схеме аварийного теплоотвода и т.п. Отработанная последовательность пусконаладочных операций (процедура) и программа пуска в результате стала одним из основополагающих документов при пуске всех АЭС с реакторами ВВЭР.

Первым документом, регламентирующим организацию работ по вводу в эксплуатацию, было разработанное при вводе в эксплуатацию блока №2 НВАЭС в 1969г. «Временное положение об организации пусконаладочных работ на установке В-3М» 88-ТУ-235. Это положение было разработано на основе опыта, полученного при вводе в эксплуатацию блока №1 НВАЭС и АЭС «Райнсберг» с реакторами типа ВВЭР. В положении была определена последовательность, программа и объемы

пусконаладочных работ по этапам, задачи этапов, готовность оборудования и критерии приемки результатов испытаний, определялся порядок подготовки и комплектации технической документации по пусконаладочным работам. По этому положению распределялись работы по вводу в эксплуатацию оборудования по принадлежности по проектным и наладочным организациям, определялись права и ответственность организаций при пуске. Основные требования этого «Временного положения...» легли в основу организации ввода в эксплуатацию РУ всех последующих установок ВВЭР.

Особое место в развитии регулирования создания и ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС принадлежит финской АЭС «Ловиса», соорудившейся при техническом содействии нашей страны. Это особое место формировалось с самого начала в процессе разработки АЭС ввиду достаточной независимости технической политики финской стороны, однозначно сориентированной на реализацию всех подходов к обеспечению безопасности АЭС, сформировавшихся к тому времени в западной атомной энергетике. Это решающим образом повлияло на последующее внедрение аналогичных подходов в отечественную атомную энергетiku.

К 1969 году, т.е. к началу работ с финским заказчиком, относится начало разработки общих принципов обеспечения безопасности атомных электростанций при проектировании, строительстве и эксплуатации, закончившейся внедрением в практику ядерной энергетики Советского Союза и стран-членов СЭВ ОПБ-73, что означало выход на основные критерии безопасности, принятые в западной атомной энергетике.

Внедрение в практику работ по финской станции «программы обеспечения качества» потребовало заметного увеличения работ по обоснованию принимаемых решений, по обеспечению качества оборудования и процедурам контроля качества. Применительно к пусконаладочным работам появились такие новые для отечественной практики категории, как «критерии достижения целей» исследований, «критерии оценки результата» измерений и т.п. Дальнейшее развитие получили элементы «культуры безопасности»: полное выполнение всех намеченных работ и условий для перехода к очередным этапам; исключение возможности приемки в эксплуатацию объекта в состоянии, отличающемся от проектного, и т.п.

В конце 60-х годов, когда число строящихся атомных электростанций было еще небольшим, сначала на Белоярской и Нововоронежской АЭС, а затем и на других атомных электростанциях были образованы цеха наладки, пуска и опробования оборудования (ЦНИП, ЦНИО), которые комплектовались персоналом, имеющим опыт эксплуатации ядерных установок. Образование ЦНИП и ЦНИО было первым шагом в создании специализированных служб для выполнения ПНР на АЭС и диктовалось намечаемым масштабным развитием атомной энергетики, в том числе строительством АЭС за рубежом при техническом содействии СССР, которое включало качественное и своевременное выполнение пусконаладочных работ. В то же время сложившаяся

практика организации и координации пусконаладочных работ на АЭС и имевшийся состав разрозненных специализированных организаций не могли обеспечить выполнение всего объема пусконаладочных работ на энергоблоках АЭС, вводимых в действие в СССР и зарубежных странах.

Появилась острая необходимость в разработке документации на всех этапах пусконаладочных работ, подготовке и выпуске ряда нормативных документов. Было необходимо обеспечить переход от строительства единичных опытно-промышленных АЭС к массовому, поточному их сооружению и пуску.

Создание на АЭС ЦНИП и ЦНИО помогло успешно решить эти вопросы. Персонал цехов выполнял режимные испытания оборудования на действующих энергоблоках, пусконаладочные работы на новых, пусковых энергоблоках сначала на «своих» АЭС, а затем и на других атомных электростанциях, сооружавшихся как в СССР, так и по советским проектам в зарубежных странах.

Однако по мере строительства и ввода новых энергоблоков АЭС нагрузка на ЦНИП и ЦНИО возрастала. Большие объемы работ требовали постоянного наращивания численности сотрудников ЦНИП и ЦНИО, которые входили в состав персонала «своих» АЭС. Например, в ЦНИП Нововоронежской АЭС в 1983г. работали 384 чел., что было соизмеримо с численностью основных цехов станции. Это в известной степени приводило к искусственному завышению удельной численности персонала АЭС и негативно отражалось на технико-экономических показателях работы станции.

К началу 80-х годов в условиях активного развития атомной энергетики стало ясно, что для повышения качества проведения пусконаладочных работ и подготовки эксплуатационного персонала целесообразно централизовать в рамках одной специализированной организации решение важных для атомной энергетики задач: проведения наладочных и пусковых операций и подготовки персонала. В результате принятия такого решения в 1983г. была образована специализированная организация – «Атомтехэнерго» (первоначальное название ПО «Атомэнергоналадка»).

В этой организации в единый производственный механизм были собраны коллективы ЦНИП, ЦНИО и учебных центров атомных электростанций, объединен их физический и интеллектуальный потенциал, ресурсы. Появились возможности маневра, оперативного решения вопросов, расширения сферы деятельности, увеличения объемов выполняемых работ, дальнейшего развития. Вместе с тем атомные электростанции были освобождены от работ, перешедших под ответственность новой организации, и получили дополнительную возможность сосредоточиться на эксплуатационных проблемах.

Системная работа по разработке нормативной документации по вводу в эксплуатацию с целью его регулирования была начата в «Атомтехэнерго» с момента ее создания. Разработка нормативной пусконаладочной документации была одной из наиболее важных задач вновь созданной организации. Работа началась с выпуска в

1985г. ОСТов на пусконаладочные работы, затем был выпущен ряд документов, охватывающих все направления регулирования работ по вводу в эксплуатацию.

В дальнейшем, по мере развития общей ситуации, техники и технологии, нормативной базы в области атомной энергетики созданные документы по мере необходимости перерабатывались в соответствии с новыми условиями.

4.2. Структура и состав документов, регулирующих ввод в эксплуатацию

Комплекс специальной нормативной документации, регулирующей процесс ввода в эксплуатацию, можно подразделить на документы, имеющие отношение к деятельности в области ввода в эксплуатацию и документы, непосредственно регулирующие эту деятельность. В формировании этого комплекса принята многоуровневая иерархическая система. На базовом нулевом уровне разместились государственные законы, постановления правительства. В состав документов, относящихся к первому – концептуальному уровню, вошли Общие положения обеспечения безопасности АС.

Во второй уровень вошли НД, конкретизирующие и раскрывающие положения документов первого уровня. Документы разделов второго уровня соответствуют или общетехническим документам, или специальным НД по обеспечению безопасности.

К третьему уровню относятся методические документы. На этом уровне размещаются НД, в которых необходимо изложить рекомендации для реализации требований НД регламентирующего уровня. Эти документы должны обеспечить понимание проблемы и дать рекомендации по способам и методам ее решения. Перечень вопросов для рассмотрения на нормативно-методическом уровне является открытым перечнем. Он развивается вместе с развитием структуры системы НД.

Структура системы НД по вводу в эксплуатацию показана на рис. 4.1. Эта структура создала основу для планирования, разработки и совершенствования НД. В выделенных блоках на рис. 4.1 размещены названия серий или отдельных НД, существующих и тех, которые следовало разработать или пересмотреть для регулирования процесса ввода в эксплуатацию. Число блоков, содержащих НД, учитывает уже сформировавшуюся систему правил и норм в атомной энергетике и ее модификации.

С принятием Федерального закона «Об использовании атомной энергии» предложенная Структура НД также претерпела изменения, связанные с установлением статусов документов в области использования атомной энергии. В системе НД в области использования атомной энергии разрабатываются федеральные нормы и правила (ФНП), руководства по безопасности (РБ), руководящие документы (РД), методические документы (МД).

Структура НД должна была позволить охватить средствами нормативного регулирования все наиболее важные аспекты процесса ввода энергоблока АЭС в эксплуатацию. Были сформулированы направления установления требований, которые должны были найти отражение в НД:

- к готовности систем, оборудования и помещений к этапам ввода в эксплуатацию;
- к организации ПНР;
- к генеральному подряду при проведении ПНР;
- к персоналу, участвующему в проведении ПНР;
- к объему и последовательности ПНР;
- к испытаниям в процессе ввода в эксплуатацию;
- к разрабатываемым в процессе ввода в эксплуатацию технологическим схемам;
- к технической документации по вводу в эксплуатацию (программам и методикам испытаний, спецификации приборов, материалов и оборудования для производства ПНР, к оперативной документации пусконаладочного персонала);
- к инструкциям по эксплуатации;
- к отчетной документации;
- к типовым программам и методикам ПНР;
- к распределению работ между монтажным и пусконаладочным персоналом;
- к научно-техническому руководству вводом в эксплуатацию;
- к авторскому надзору при вводе в эксплуатацию;
- к приемке в эксплуатацию;
- к оценке стоимости работ;
- к обеспечению эксплуатации (как в период ввода в эксплуатацию, так и в период дальнейшей промышленной эксплуатации).

В соответствии с этими направлениями на нормативно-методическом уровне системы НД в число актуальных были включены НД или блоки НД (рис. 4.1).

На методическом уровне было установлено 2 подуровня с учетом ранжирования по важности, обязательности и детальности с учетом иерархии «сверху-вниз». Ко 2-му уровню отнесены документы, имеющие локальный характер, входящие в состав других документов (1-го подуровня).



Рис. 4.1. Структура системы НД по вводу в эксплуатацию

Поскольку требования к обеспечению эксплуатации относятся не только к частным случаям ввода в эксплуатацию, но и к эксплуатации в целом, требования к эксплуатации систем и элементов АС отнесены к регламентирующему уровню.

Как правило, разработка НД велась поэтапно: разработка ТЗ, макета, проекта первой редакции, проектов второй и окончательной редакций. На каждом этапе материал направлялся на отзывы и согласования в компетентные организации. Результаты работы над отзывами находили применение при совершенствовании проектов документов. Разработке проектов документов предшествовало составление аналитических обзоров, выявляющих состояние вопроса по проблеме, подлежащей освещению в НД.

В таблицах 4.1 и 4.2 приводятся результаты разработки НД по вводу в эксплуатацию энергоблоков АЭС, которые приобрели официальный статус (утверждены и введены в действие) в период с 1985 до 1991гг. Требования к эксплуатации систем и элементов АС («Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций») были разработаны «Атомтехэнерго» позднее, в 1995г. К настоящему времени последний документ уже дважды переиздан.

Таблица 4.1

Нормативная документация по вводу в эксплуатацию энергоблоков АЭС

<i>№, № пп</i>	<i>Наименование документа</i>	<i>Кем утвержден. Год выпуска</i>
<i>Требования готовности</i>		
1.	Технические требования готовности систем, оборудования и помещений энергоблоков атомных станций с реакторами ВВЭР и РБМК к этапам ПНР (с изменением 1990 г.)	МАЭ СССР 1986
<i>Организация ПНР</i>		
2.	Положение об организации пусконаладочных работ на атомных станциях Минатомэнерго СССР и обеспечении безопасности их выполнения.	МАЭ СССР 1987
3.	Положение о генеральном подряде при проведении ПНР на вновь вводимых энергоблоках АЭС, АТЭЦ, АСТ.	МАЭ СССР 1987
4.	Положение о распределении работ между монтажным и наладочным персоналом в периоды подготовки и проведения испытаний и комплексного опробования вводимых в эксплуатацию электростанций.	Минэнерго СССР 1989
5.	РД 95.10346-88. Положение о порядке организации проведения пусконаладочных работ, авторского надзора и сервисного обслуживания на АС по аппаратуре контроля и защиты ядерных реакторов и АС.	МАЭ СССР 1987
6.	ОСТ 34-37-784-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Организация ПНР. Правила производства и приемки. Общие положения.	МэиЭ СССР 1985
7.	ОСТ 34-37-785-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Организация ПНР. Типовое положение о государственной приемочной комиссии.	МэиЭ СССР 1985

<i>№, № пп</i>	<i>Наименование документа</i>	<i>Кем утвержден. Год выпуска</i>
8.	ОСТ 34-37-786-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Организация пусконаладочных работ. Типовое положение о группе руководства пуском.	МэиЭ СССР 1985
9.	ОСТ 34-37-787-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Организация ПНР. Типовое положение о рабочей комиссии.	МэиЭ СССР 1985
<i>Требования к персоналу</i>		
10.	ОСТ 34-37-788-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Требования к персоналу. Общие требования.	МэиЭ СССР 1985
11.	ОСТ 34-37-789-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Требования к персоналу. Подготовка и квалификация персонала.	МэиЭ СССР 1985
12.	ОСТ 34-37-790-85. Отраслевой стандарт. Пусконаладочные работы на атомных станциях с водо-водяными энергетическими реакторами. Требования к персоналу. Аттестация персонала.	МэиЭ СССР 1985
<i>Руководства и методики по натурным испытаниям</i>		
13.	ОСТ 34-37-782-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Общие положения.	МэиЭ СССР 1985
14.	ОСТ 34-37-783-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Термины и определения.	МэиЭ СССР 1985
15.	ОСТ 34-37-798-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Общие технические требования к испытаниям систем и оборудования.	МэиЭ СССР 1985
16.	ОСТ 34-37-791-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Объем и последовательность ПНР. Общие положения.	МэиЭ СССР 1985
17.	ОСТ 34-37-792-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Объем и последовательность ПНР. Гидравлические испытания промывка первого контура.	МэиЭ СССР 1985
18.	ОСТ 34-37-793-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Объем и последовательность ПНР. Первая ревизия основного оборудования ядерной паропроизводящей установки.	МэиЭ СССР 1985
19.	ОСТ 34-37-794-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Объем и последовательность ПНР.	МэиЭ СССР 1985
20.	ОСТ 34-37-795-85. Пусконаладочные работы. Объем последовательность ПНР. Вторая ревизия основного оборудования ядерной паропроизводящей установки.	МэиЭ СССР 1985
21.	ОСТ 34-37-796-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Объем и последовательность ПНР. Физический пуск реактора.	МэиЭ СССР 1985
22.	ОСТ 34-37-797-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Объем и последовательность ПНР. Энергетический пуск и освоение проектной мощности блока.	МэиЭ СССР 1985
23.	ОСТ 34-70-915-86. Гарантийные испытания.	МэиЭ СССР 1986

№.№ пп	Наименование документа	Кем утвержден. Год выпуска
24.	МУ 34-70-100-85. Методические указания по проверке пусконаладочных работ на тепломеханическом оборудовании машинных залов атомных электростанций.	МАЭ СССР 1986
25.	АСУ ТП АС. Правила наладки, испытания и сдачи-приемки в эксплуатацию автоматизированной системы управления технологическими процессами АС.	МАЭП СССР 1986
<i>Техническая документация по вводу в эксплуатацию</i>		
26.	ОСТ 34-37-799-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Техническая документация. Общие положения.	МэиЭ СССР 1985
27.	ОСТ 34-37-800-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Техническая документация. Требования к содержанию документа "Программа и методика испытаний".	МэиЭ СССР 1985
28.	ОСТ 34-37-801-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Техническая документация. Требования к спецификации приборов, материалов и оборудования для ПНР.	МэиЭ СССР 1985
29.	ОСТ 34-37-803-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Техническая документация. Требования к оперативной документации ПН персонала.	МэиЭ СССР 1985
<i>Эксплуатационная документация по вводу в эксплуатацию</i>		
30.	ОСТ 34-37-811-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Техническая документация. Схемы технологические.	МэиЭ СССР 1985
31.	ОСТ 34-37-802-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Техническая документация. Требования к инструкции по эксплуатации технологических систем.	МэиЭ СССР 1985
32.	ОСТ 34-37-812-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными реакторами. Техническая документация Требования к инструкции по эксплуатации оборудования.	МэиЭ СССР 1985
<i>Отчетная документация по вводу в эксплуатацию</i>		
33.	ОСТ 34-37-804-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными, энергетическими реакторами. Отчетная документация. Акты об окончании работ на отдельных этапах ПНР.	МэиЭ СССР 1985
34.	ОСТ 34-37-805-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Отчетная документация. Акт приемки блока в эксплуатацию.	МэиЭ СССР 1985
35.	ОСТ 34-37-806-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Отчетная документация. Акты о приемке оборудования.	МэиЭ СССР 1985
36.	ОСТ 34-37-807-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Отчетная документация. Протоколы пусконаладочных работ.	МэиЭ СССР 1985
37.	ОСТ 34-37-808-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Отчетная документация. Акты о готовности блока к проведению отдельных этапов ПНР.	МэиЭ СССР 1985
38.	ОСТ 34-37-809-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Отчетная документация. Общие положения.	МэиЭ СССР 1985

<i>№№ пп</i>	<i>Наименование документа</i>	<i>Кем утвержден. Год выпуска</i>
39.	ОСТ 34-37-810-85. Пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами. Отчетная документация. Требования к отчетам о выполнении ПНР.	МэиЭ СССР 1985
<i>Научное и техническое руководство и авторский надзор</i>		
40.	Положение о научно-техническом руководстве и авторском надзоре при проведении пусков АС с реакторами типа ВВЭР, сооружаемых по заказам Минатомэнерго СССР (с изменением 1993 г.).	МАЭ СССР 1987
<i>Приемка в эксплуатацию</i>		
41.	ВСН АС-90. Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков.	МАЭП СССР 1990
<i>Эксплуатация</i>		
42.	ОПЭ АС. Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций	Минатом РФ 1995
<i>Типовые графики</i>		
43.	Типовой график проведения пусконаладочных работ на блоке с реактором ВВЭР-1000	МэиЭ СССР 1983
44.	Типовой график проведения пусконаладочных работ на блоке с реактором РБМК	МэиЭ СССР 1979
<i>Прейскуранты</i>		
45.	Прейскурант №81-27-02. Оптовые цены на экспериментально-наладочные работы по совершенствованию эксплуатации атомных станций. Часть 1. Оборудование и системы атомных станций. Общая часть.	МАЭП СССР 1991
46.	Прейскурант №81-27-02. Оптовые цены на экспериментально-наладочные работы по совершенствованию эксплуатации атомных станций. Часть 3. Оборудование и системы атомных станций с реакторами РБМК.	МАЭП СССР 1991
47.	Прейскурант №81-27-02. Оптовые цены на экспериментально-наладочные работы по совершенствованию эксплуатации атомных станций. Часть 4. Оборудование и системы атомных станций с реакторами БН	МАЭП СССР 1991
48.	Прейскурант №81-27-02. Оптовые цены на экспериментально-наладочные работы по совершенствованию эксплуатации атомных станций. Часть 2. Оборудование и системы атомных станций с реакторами ВВЭР	МАЭП СССР 1991
49.	Прейскурант №81-27-04. Оптовые цены на пусконаладочные работы по технологическому оборудованию атомных станций с реакторами ВВЭР-1000	МАЭП СССР 1991
50.	Прейскурант №81-27-03. Оптовые цены на подготовку и переподготовку персонала атомных станций в учебно-тренировочных центрах	МАЭП СССР 1991

Типовые программы и методики (для серийного энергоблока с ВВЭР-1000)

№.№ пп	Наименование документа
<i>Этапные программы</i>	
1.	Испытания и опробование систем и оборудования (320.00.НВ.ПМ4).
2.	Гидроиспытания, промывка и обкатка ЯППУ (320.00.НВ.ПМ1). Извещение 320.027 об изменении.
3.	Ревизия основного оборудования 1 контура (320.00.НВ.ПМ2).
4.	Испытания защитной оболочки реакторного отделения (320.ХА.3А.ПМ).
<i>Технологические системы реакторного отделения</i>	
5.	Маслосистема главных циркуляционных насосов (320.УД.НВ.ПМ1).
6.	Маслосистема подпиточных насосов (320.ТК.НВ.ПМ1).
7.	Система подпитки-продувки 1 контура (320.ТК.НВ.ПМ).
8.	Система компенсации давления (320.УР.НВ.ПМ).
9.	Система расхолаживания бассейна выдержки (320.ТГ.НВ.ПМ).
10.	Система организованных протечек 1 контура (320.ТУ.НВ.ПМ).
11.	Система продувки парогенераторов (320.РУ.НВ.ПМ).
12.	Система спецканализации (320.ТЗ.НВ.ПМ).
13.	Система азота реакторного отделения (320.ТР.НВ.ПМ).
14.	Система "чистого" конденсата (320.ТН.НВ.ПМ).
15.	Система технического водоснабжения ответственных потребителей (320.УФ.БА.ПМ1).
16.	Система технической воды ответственных потребителей РО (320.УФ.НВ.ПМ).
17.	Система технической воды неответственных потребителей РО (320.УВ.НВ.ПМ).
18.	Система технического водоснабжения неответственных потребителей (320.УВ.БА.ПМ1).
19.	Система сжатого воздуха высокого давления для управления пневмоприводами (в части компрессорной) (320.УТ.НВ.ПМ).
20.	Система сжатого воздуха высокого давления для управления пневмоприводами арматуры реакторного отделения (320.УТ.НВ.ПМ).
21.	Главный циркуляционный насос (320.УД.НВ.ПМ).
22.	Технологические защиты и блокировки системы ГЦН (320.40.КА.ПМ 11).
23.	Главный циркуляционный трубопровод (320.УА.НВ.ПМ).
24.	Реактор (320.УС.НВ.ПМ).
25.	Система технологических газовых сдувок (320.ТР.НВ.ПМ1).
<i>Системы безопасности</i>	
26.	САОЗ (активная часть) (320.ТQ.НВ.ПМ).
27.	САОЗ (пассивная часть) (320.УТ.НВ.ПМ).
28.	Система аварийного ввода бора (320.ТQ.НВ.ПМ1).
29.	Спринклерная система (320.ТQ.НВ.ПМ2).
30.	Система аварийной питательной воды (320.ТХ.НВ.ПМ).
31.	Система аварийного удаления парогазовой смеси из 1 контура (320.УР.НВ.ПМ).
32.	Система безопасности (спринклерная, аварийного и планового расхолаживания, аварийного впрыска бора в 1 контур) (320.13.НВ.ПМ).
<i>Системы спецводоочистки и спецгазоочистки</i>	
33.	Система байпасной очистки теплоносителя 1 контура (ТС) (320.ТС.НВ.ПМ).
34.	Система очистки организованных протечек слива воды 1 контура (320.ТЕ.НВ.ПМ).

<i>№№ пп</i>	<i>Наименование документа</i>
35.	Система очистки трапных вод (СВО-3) (320.TR.НВ.ПМ).
36.	Система очистки воды бассейна выдержки топлива и баков аварийного запаса раствора борной кислоты (320.TM.НВ.ПМ).
37.	Система очистки продувочной воды парогенераторов (320.RY.НВ.ПМ1).
38.	Система регенерации борной кислоты (ТД) (320.TD.НВ.ПМ1).
39.	Система очистки вод спецпрачечной (320.UG.НВ.ПМ).
40.	Узел приготовления, хранения и транспортировки дезактивирующих растворов (320.TU.НВ.ПМ).
41.	Система ввода реагентов (320.TB.НВ.ПМ).
42.	Система хранения жидких радиоактивных отходов (320.TW.НВ.ПМ).
43.	Система спецгазоочистки (320.TS.НВ.ПМ).
44.	Система сжигания водорода (TS) (320.TS.НВ.ПМ1).
45.	Водно-химический режим 1 контура и установок СВО на всех этапах ПНР (320.00.НВ.ПМ3).
46.	Водно-химический режим 1 контура (320.00.КА.ПМ7).
47.	Система спецводоочистки и спецгазоочистки. Установка коррекции водно-химического режима (320.UH.КА.ПМ).
<i>Транспортно-технологическое оборудование</i>	
48.	Гайковерт главного разъема реактора (320.YW.НВ.ПМ).
49.	Машина перегрузочная типа МПС-В-1000-3-У4.2. (Механическая часть) (320.PL.НВ.ПМ).
50.	Система управления машины перегрузочной (Электрическая часть) (320.PL.НВ.ПМ1).
51.	Оборудование для хранения и транспортировки свежего топлива (320.PN.НВ.ПМ).
52.	Стенд для наладки приводов системы управления защиты (механическая часть) (320.YZ.НВ.ПМ8).
53.	Система выгрузки образцов-свидетелей (320.YQ.НВ.ПМ).
54.	Оборудование шахт ревизии (320.YQ.НВ.ПМ1).
55.	Устройство для выема каналов нейтронного измерения (320.YW.НВ.ПМ)
<i>Технологические системы турбинного отделения</i>	
56.	Система паропроводов высокого давления (320. RA. КА. ПМ).
57.	Система сепарации и промперегрева (320.RB.НВ.ПМ).
58.	Система сброса пара в конденсатор (320.RC.3А.ПМ).
59.	Установка очистки турбинного конденсата (320.RE.3А.ПМ).
60.	Система питательной воды (320.RL. КА.ПМ1).
61.	Система регенерации низкого и высокого давления (320.RD/RH.3А.ПМ).
62.	Система основного конденсата (320.RM.НВ.ПМ).
63.	Система вспомогательной питательной воды (320.RL.БА.ПМ2).
64.	Система конденсата греющего пара коллектора собственных нужд (320.RT.3А.ПМ1).
65.	Деаэрационные установки (320.RL. БА.ПМ3).
66.	Система пара стационарных нужд (320.RQ.БА.ПМ).
67.	Система парового расхолаживания первого контура (320.RR.НВ.ПМ).
68.	Система дренажных баков (320.RT.БА.ПМ).
69.	Система химобессоленной воды (320.UA.БА.ПМ).
70.	Продувка паропроводов высокого давления импульсным способом (собственным паром ЯЯПУ) (320.RA.КА.ПМ1).

<i>№№ пп</i>	<i>Наименование документа</i>
71.	Система переработки протечек масла (320.SC.БА.ПМ1).
72.	Система смазки конденсатных насосов II ступени (320.SU.НВ.ПМ).
73.	Система подогревателей сетевой воды (320.UM.НВ.ПМ).
<i>Турбогенераторы</i>	
74.	Опрессовка вакуумной системы турбоустановки К-1000-60/1500-2 и пробный набор вакуума (320.SD.НВ.ПМ).
75.	Система гидростатического подъема роторов (320.SC.БА.ПМ2).
76.	Система смазки и гидроподъема роторов (320.SC.3А.ПМ).
77.	Система водяного охлаждения обмотки статора генератора (320.SS.НВ.ПМ).
78.	Автоматическая система регулирования и защиты турбины К-1000-60/1500-2 (320.SE.3А.ПМ).
79.	Система замкнутого контура охлаждения газоохладителей (320.ST.НВ.ПМ).
80.	Пробные пуски турбоагрегата (320.SA.НВ.ПМ).
81.	Защиты турбоагрегата энергоблока (320.40.КА.ПМ10).
82.	Система уплотнения вала генератора (320.SU.РО.ПМ1)
83.	Система шариковой очистки конденсата турбины (320.VE.БА.ПМ).
<i>Турбопитательный агрегат</i>	
84.	Опрессовка вакуумной системы и пробный набор вакуума турбоприводов ОК-12А (320.SD.РО.ПМ1).
85.	Система основного конденсата турбоприводов ОК-12А (320.RW.РО.ПМ).
86.	Автоматическая система регулирования и защиты турбины ОК-12А (320.SE.3А.ПМ1).
87.	Пробные пуски турбопитательного насоса (320.RL.НВ.ПМ).
88.	Защиты и блокировки ПТНА (320.40.КА.ПМ9).
89.	Наладка и испытания регулятора производительности ПТНА (320.40.КА.ПМ20).
90.	Система смазки ПТНА (320.SC.3А.ПМ3).
<i>Система контроля управления и защиты реактора</i>	
91.	Электрооборудование аварийной защиты реактора (320.YZ.НВ.ПМ).
92.	Система индивидуального и группового управления исполнительными органами (320.YZ.НВ.ПМ1).
93.	Система автоматического регулирования мощности реактора (АРМ-5) (320.YZ.НВ.ПМ2).
94.	Комплекс АКНП-3 (320.YZ.РО.ПМ9).
95.	Устройство разгрузки и ограничения мощности реактора (РОМ-2) (320.YZ.НВ.ПМ3).
96.	Электрооборудование электропитания СУЗ (320.YZ.НВ.ПМ4).
97.	Комплексные испытания СУЗ (320.YZ.НВ.ПМ5).
98.	Стенд наладки приводов системы управления и защиты (Электрическая часть) (320.YZ.НВ.ПМ6).
<i>Электротехнические устройства</i>	
99.	Блок генератор-трансформатор (320.50.3А.ПМ).
100.	Генераторный выключатель КАГ-24 (320.50.КА.ПМ4).
101.	Системы безщеточного возбуждения генератора (320.50.КА.ПМ5).
<i>Система надежного электроснабжения</i>	
102.	Система надежного электроснабжения I группы (320.ДК.НВ.ПМ).
103.	Система надежного электроснабжения II группы (320.BV.НВ.ПМ).
104.	Самозапуск механизмов собственных нужд (320.50.КА.ПМ3).

<i>№№ пп</i>	<i>Наименование документа</i>
105.	Дизель генераторов (электрическая часть) (320.50.КА.ПМ2).
<i>Автоматизированные системы управления, контроля, защиты, сигнализации</i>	
106.	Технологические защиты и блокировки систем реакторного отделения (320.40.КА.ПМ12).
107.	Защиты и блокировки II контура (320.40.КА.ПМ13).
108.	Опробование блокировок общеблочных систем (320.40.КА.ПМ14).
109.	Технологические сигнализации РО (320.40.КА.ПМ.15.1).
110.	Технологические сигнализации ТО (320.40.КА.ПМ15.2).
111.	Технологические защиты САОЗ (320.40.КА.ПМ8).
112.	Уровнемеры парогенераторов, компенсатора давления барботера, реактора, емкостей САОЗ (320.40.КА.ПМ17).
113.	Регуляторы давления и уровня в компенсаторе давления (320.40.КА.ПМ18).
114.	Регуляторы БРУ-А, БРУ-К, БРУ-СН (320.40.КА.ПМ19).
115.	Проверка схем управления, средств контроля и сигнализации резервного щита управления энергоблоков АС (320.00.НВ.ПМ5).
116.	Установка централизованного контроля технологических параметров А-701-03 (320.40.РО.ПМ1).
117.	Система обнаружения дефектных сборок (Механическая часть) (320.РР.НВ.ПМ).
118.	Испытания комплекса программ универсального вычислительного комплекса специфицированного (320.40.КА.ПМ).
<i>Защитная оболочка реакторной установки</i>	
119.	Компрессорная станция для проведения испытаний защитной оболочки (320.УС.НВ.ПМ).
120.	Контроль напряженно-деформированного состояния защитной оболочки в период строительства, обжарки и испытаний (320.ХА.ЗА.ПМ1).
<i>Общестанционные системы</i>	
121.	Компрессорная станция (320.ТР.ЗА.ПМ2).
122.	Азотно-кислородная станция. Установка разделения воздуха АКО,135 (320.ТР.ЗА.ПМ3).
123.	Установка для очистки замазученных и замасленных сточных вод (320.УН.БА.ПМ).
124.	Система отбора проб первого контура (320.ТВ.НВ.ПМ).
<i>Система пусконаладочных измерений</i>	
125.	Динамические измерения ВКУ реактора и ГЦТ (320.00.СМ.ПМ9).
126.	Температурные измерения РУ (320.00.СМ.ПМ7).
127.	Измерение гидравлических характеристик I контура. Часть I (320.00.НВ.ПМ8.1).
128.	Измерение гидравлических характеристик I контура. Часть II. Теплогидравлические измерения на этапе энергопуска и освоения номинальной мощности (320.00.НВ.ПМ 8.2).
<i>Вентиляционные системы</i>	
129.	Системы холодоснабжения потребителей (320.УХ.ЗА.ПМ).
130.	Испытания и наладка рециркуляционных вентсистем гермозоны реакторного отделения (320.ТЛ.ЗА.ПМ1).
131.	Приточные и вытяжные системы вентиляции зоны строгого режима реакторного отделения (320.ТЛ.ЗА.ПМ2).
132.	Приточные и вытяжные системы вентиляции свободного режима реакторного отделения (320.УВ.ЗА.ПМ3).
133.	Автономные кондиционеры и рециркуляционные систем вентиляции реакторного отделения (320.ТЛ.ЗА.ПМ4).

<i>№№ пп</i>	<i>Наименование документа</i>
134.	Вентсистемы машзала, деаэрационного отделения и пристройки ЭТУ (320.UV.3A.ПМ5).
135.	Вентсистемы РДЭС (320.UW.3A.ПМ6).
<i>Физический пуск</i>	
136.	Вывод реактора в критическое состояние (320.10.НВ.ПМ2).
<i>Эксперименты при проведении энергетического пуска</i>	
137.	Опробование режима полного обесточивания энергоблока (320.20.НВ.ПМ1).
138.	Теплогидравлические испытания шахтного объема (320.10.БА.ПМ16).
139.	Теплогидравлические испытания верхнего блока (320.10. БА.ПМ17).
140.	Проверка сепарационных характеристик парогенераторов на уровне мощности ном.= 90%-100% Nном. (320.10.БА.ПМ18).
141.	Сдаточные испытания на номинальной мощности в течение 72-х часов непрерывной работы (320.20.КА.ПМ16).
142.	Режимы разогрева-расхолаживания ЯППУ (320.20.НВ.ПМ17).
<i>Программы, выполняемые на этапах физического и энергетического пусков</i>	
143.	Исследование радиационной обстановки при пуске и освоении мощности (320.10.БА.ПМ19).

Комплекс типовых программ был утвержден МАЭ СССР в 1988г.

В результате решения проблемы регулирования процесса ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС были разработаны:

1. Структура системы НД по вводу в эксплуатацию.
2. Перечень вопросов для их нормирования в системе НД по вводу в эксплуатацию.
3. Базы знаний для разработки и пересмотра НД.
4. Комплекс НД различного статуса в области ввода в эксплуатацию.

Комплекс НД в области ввода в эксплуатацию включил 193 документа различного уровня, охватывающих все наиболее важные аспекты процесса ввода энергоблока АЭС в эксплуатацию, в том числе 44 положений, требований, правил и ОСТов, 143 типовые программы и методики и 6 преysкурантов. Весь объем НД по вводу в эксплуатацию (кроме поз. 5 и 24 таблицы 4.1) был разработан «Атомтехэнерго».

Разработанные в «Атомтехэнерго» нормативные документы создали основную нормативно-методическую базу для регулирования процесса ввода в эксплуатацию в период поточного сооружения атомных энергоблоков в нашей стране, закончившийся вводом в эксплуатацию энергоблока №4 Балаковской АЭС в 1993 г.

4.3. Управление системой обеспечения качества ввода в эксплуатацию

Качество каждого узла и системы определяются на основе характеристик, которые можно идентифицировать и/или измерить.

Количественные характеристики могут быть выражены в виде:

- свойств (физических, материаловедческих, химических, габаритных характеристик);
- рабочих характеристик (скорость, продолжительность работы, выходные параметры, энергопотребление, коэффициент полезного действия и т.д.).

Контроль качества осуществляется путем сравнения полученных показателей качества с требуемыми техническими условиями, проектной, конструкторской, технологической, нормативной и эксплуатационной документацией.

Выполнение пусконаладочных работ в процессе ввода в эксплуатацию в значительной степени носит характер предоставления услуг. Оценка качества этих услуг имеет свою специфику. Качественные характеристики услуг могут быть выражены через понятия, характерные для каждого конкретного случая.

Обеспечение качества на АС представляет собой планируемую и систематически осуществляемую деятельность, направленную на то, чтобы все работы на всех этапах жизненного цикла блока АС или АС в целом: выбора площадки, проектирования, сооружения, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации, а также при конструировании и изготовлении для них систем и оборудования выполнялись установленным образом, а их результаты удовлетворяли предъявленным к ним требованиям.

На международном уровне обеспечение качества на АС регламентируется рекомендациями руководств МАГАТЭ по безопасности. В нашей стране основные положения деятельности по обеспечению качества на АС впервые были сформулированы в разработанных в «Атомтехэнерго» «Основных правилах обеспечения эксплуатации атомных станций».

В настоящее время в России введен новый стандарт ГОСТ Р ИСО 9000-2001, разработанный на основе одноименного международного стандарта ИСО 9000-2000 «Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь». Этот стандарт оперирует такими понятиями, как система менеджмента качества, планирование качества, менеджмент качества, управление качеством, обеспечение качества, улучшение качества.

Согласно упомянутых документов для обеспечения требуемого качества деятельности, выполняемых работ и предоставляемых услуг в области использования атомной энергии в эксплуатирующих организациях АС и на атомных станциях должны быть созданы и внедрены системы менеджмента качества (СМК).

Деятельность по **обеспечению качества для АС**, направленная на создание уверенности, что требования к качеству будут выполнены, должна регламентироваться рядом специальных программ обеспечения качества:

- “Общей программой обеспечения качества для атомной станции” — ПОКАС(О);
- “Программой обеспечения качества при выборе площадки атомной станции” — ПОКАС (ВП);
- “Программой обеспечения качества при проектировании атомной станции” — ПОКАС (П);
- “Программой обеспечения качества при разработке реакторной установки” — ПОК (РУ);
- “Программами обеспечения качества при разработке и изготовлении оборудования и/или изделий систем, важных для безопасности АС” — ПОК(Р) и ПОК(И);
- “Программой обеспечения качества при сооружении (строительстве) атомной станции” — ПОКАС (С);
- “Программой обеспечения качества при вводе атомной станции в эксплуатацию” — ПОКАС (ВЭ);
- “Программой обеспечения качества при эксплуатации атомной станции” — ПОКАС (Э);
- “Программой обеспечения качества при выводе из эксплуатации атомной станции” — ПОКАС (СЭ).

Каждая программа обеспечения качества должна быть утверждена до начала регламентируемых ею работ. Наличие соответствующих ПОКАС обуславливает выдачу государственным регулирующим органом лицензий на сооружение и эксплуатацию энергоблока (АЭС).

При разработке программ обеспечения качества должны учитываться требования правил и норм, действующих в области использования атомной энергии, с учетом классификации оборудования, систем и сооружений по степени их важности для безопасности АС.

Ответственность за разработку общей программы обеспечения качества на АС — ПОКАС (О), программы обеспечения качества при вводе АС в эксплуатацию — ПОКАС (ВЭ), программы обеспечения качества при эксплуатации АС — ПОКАС (Э), программы обеспечения качества при выводе АС из эксплуатации — ПОКАС (СЭ) возлагается на эксплуатирующую организацию. Эксплуатирующая организация может передать разработку и/или выполнение отдельных этапов (частных программ) организациям (предприятиям), имеющим соответствующую на то лицензию (разрешение), однако ответственность за общую программу обеспечения качества на АС в целом остается за эксплуатирующей организацией. В зависимости от специфики и состояния энергоблока

АС эксплуатирующая организация АС может предусматривать разработку дополнительных частных программ обеспечения качества.

Организации, выполняющие работы и предоставляющие услуги в области использования атомной энергии в соответствии с принятым разделением работ несут ответственность за разработку и выполнение программ обеспечения качества по своему направлению деятельности.

Эффективное функционирование программы обеспечения качества должно осуществляться посредством:

- контроля за ходом выполнения принятой политики качества и выполнением запланированных мероприятий в области качества;

- регулярных проверок функционирования СМК;

- анализа функционирования СМК;

- ревизий эффективности функционирования программ обеспечения качества эксплуатирующей организацией;

- ревизий эффективности функционирования программ обеспечения качества организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги в области использования атомной энергии для эксплуатирующей организации и АС;

- разработки по результатам проверок СМК необходимых корректирующих и предупреждающих мер и контроля за их реализацией.

Должна быть разработана и задействована организационная структура СМК, между предприятиями (организациями), подразделениями и должностными лицами распределены функции, определены полномочия и ответственность, вплоть до непосредственных исполнителей. При наличии сложной организационной структуры необходимо обеспечить установление связей между организациями (предприятиями) таким образом, чтобы соблюдалась иерархия подчиненности.

В эксплуатирующей организации и АС должны быть утвержденные перечни действующих федеральных, отраслевых и станционных нормативных документов по менеджменту качества.

Для проверки выполнения и эффективности функционирования ПОКАС по специально разработанному и утвержденному графику должны проводиться **инспекции подразделений АС и ревизии организаций**, выполняющих работы или предоставляющих услуги в области использования атомной энергии по договорам с эксплуатирующей организацией или АС. По результатам инспекций и ревизий должны представляться акты с необходимыми корректирующими мероприятиями по поддержанию требуемого уровня качества.

Периодичность проведения ревизий функционирования ПОКАС организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги в области использования атомной

энергии определяется заказчиком, исходя из состояния уровня качества в этих организациях. В случае существенного ухудшения показателей качества деятельности подразделений АС или организаций, а также внесения серьезных изменений в действующую систему качества, могут назначаться внеплановые инспекции или ревизии.

В эксплуатирующей организации и на АС должны быть созданы и задействованы системы контроля эффективности функционирования программ обеспечения качества, включающие в себя как минимум:

- порядок сбора, хранения, обработки и представления информации по качеству;
- контроль соответствия технологического процесса установленным показателям качества, анализ показателей качества;
- контроль своевременного и качественного выполнения плановых и внеплановых заданий, по которым определены сроки и исполнители;
- контроль проведения по направлениям деятельности в установленные графиком сроки инспекций и ревизий.

Под **менеджментом качества при вводе блока (АЭС) в эксплуатацию** понимается планируемая и систематически осуществляемая деятельность, направленная на то, чтобы все работы по вводу блока (АЭС) в эксплуатацию проводились установленным образом, а их результаты удовлетворяли предъявленным к ним требованиям.

Система менеджмента качества разрабатывается и реализуется как одна из важнейших составляющих общего процесса управления вводом блока (АЭС) в эксплуатацию. На площадке АЭС создается система менеджмента качества, представляющая собой совокупность политики, целей, организационной структуры, планирования качества, управления качеством, обеспечения качества, улучшения качества, ответственности, нормативной базы, процедур, процессов, материальных и людских ресурсов, и обеспечивающая руководство и управление применительно к качеству в процессе ввода блока (АЭС) в эксплуатацию.

Структурно система менеджмента качества при вводе в эксплуатацию включает в себя:

- политику в области качества;
- программы обеспечения качества организаций - участников работ по вводу блока (АЭС) в эксплуатацию;
- обязанности и полномочия в области качества;
- персонал, обученный работам по технологии и обеспечению качества;
- подразделения качества, подчиненные непосредственно руководству организаций - участников работ по вводу блока (АЭС) в эксплуатацию. В каждой организации

должны быть созданы отдел (группа) обеспечения качества или назначены лица, отвечающие за обеспечение качества и проведение контроля и ревизий;

- необходимые специализированные средства, включающие компьютерные программы для управления, учета и обработки информации по качеству;
- тренажеры и полигоны с использованием специальной измерительной и испытательной техники;
- плановые инспекции и функциональные испытания систем блока (АЭС);
- оценку системы технической поддержки и ее возможностей в аварийных ситуациях;
- систематический анализ опыта ввода блока (АЭС) в эксплуатацию и эксплуатации для принятия необходимых корректирующих мер.

Основные принципы **обеспечения качества при вводе в эксплуатацию**:

- четкое разграничение обязанностей и определение ответственности всех организаций, участвующих в работах по вводу блока (АЭС) в эксплуатацию;
- все работы, влияющие на качество, должны выполняться в соответствии с процедурами, согласованными в установленном порядке;
- каждый результат деятельности, влияющий на качество, должен быть зафиксирован в отчетной документации, оформленной в установленном порядке;
- за качество работ отвечает исполнитель;
- контролер (инспектор) должен быть независим от исполнителя;
- максимальная стандартизация и унификация всех видов деятельности;
- определение корректирующих мер при выявлении несоответствий и разработка процедур по устранению этих несоответствий;
- своевременный пересмотр программы качества;
- выполнение всех работ квалифицированным персоналом.

Обеспечение качества при вводе в эксплуатацию включает в себя:

- соблюдение требований государственных и отраслевых нормативных документов;
- учет и использование существующей практики ввода в эксплуатацию аналогичных объектов;
- определение организационной структуры, в рамках которой необходимо планировать и осуществлять работу по обеспечению качества и четкое разграничение ответственности и полномочий привлекаемых к работе предприятий, организаций и отдельных сотрудников;
- определение условий работы, влияющих на качество (условия в помещениях, оборудование и уровень квалификации, необходимые для обеспечения требуемого качества);

- определение порядка подготовки, подготовка и допуск к работе персонала, от работы которого зависит обеспечение качества;
- выполнение работ в соответствии с письменными процедурами, инструкциями, чертежами, включающими количественные и (или) качественные приемочные критерии;
- получение лицензий на виды деятельности;
- осуществление надзора за проводимыми работами независимыми от исполнителей органами, подразделениями или ответственными лицами. Случаи нарушения требований к качеству изделий, услуг и процессов должны регистрироваться;
- разработка, согласование и утверждение процедур выполнения работ по вводу в эксплуатацию (программ и методик, графиков, инструкций по эксплуатации);
- документальное оформление результатов выполненных работ;
- приемка выполненных работ с документальным подтверждением их качества;
- применение контрольно-измерительного и испытательного оборудования и приборов, прошедших метрологическую поверку;
- определение порядка пересмотра и совершенствования программ выполнения работ административным руководством организаций, отвечающих за эти работы;
- проведение ревизий и подготовка отчетов.

Программа обеспечения качества при вводе атомной станции (блока АЭС) в эксплуатацию ПОКАС (ВЭ), являющаяся основным документом по обеспечению качества при вводе в эксплуатацию, устанавливает основные требования к организационно-технической деятельности организаций и предприятий, необходимой для достижения требуемого качества при реализации конкретных процедур по вводу блока (АЭС) в эксплуатацию, а также к контролю достигнутого качества.

Впервые в нашей стране система обеспечения качества при вводе в эксплуатацию с разработкой и выполнением программы ПОКАС (ВЭ) была применена «Атомтехэнерго» при вводе в эксплуатацию энергоблока №1 Ростовской АЭС, а затем на всех последующих энергоблоках.

Как уже говорилось выше, при работе с иностранным Заказчиком на АЭС, сооружаемых при техническом содействии нашей страны, необходимо учитывать как национальные и международные нормы и правила, так и сложившиеся структурные особенности системы менеджмента качества в соответствующих странах, отличающиеся от принятых в нашей стране. Эти особенности подлежали учету при вводе в эксплуатацию Тяньваньской АЭС в Китае.

Содержание программы ПОКАС (ВЭ) Тяньваньской АЭС принципиально не отличается от программ энергоблоков АЭС в России. Однако структурный состав

документов по обеспечению качества, подлежащих выполнению в процессе ввода в эксплуатацию, имеет заметные отличия.

Структурная схема комплекса основных документов по обеспечению качества, разработанного и реализованного при вводе в эксплуатацию Тяньваньской АЭС, приведена на рис. 4.2. В этой структуре присутствуют специальные процедуры качества и управления ПНР, включающие особые черты содержания и организации процесса ввода в эксплуатацию. Разработка и использование таких процедур предусматривается программами обеспечения качества в вышеупомянутых странах. Перечень таких процедур, разработанных и реализованных «Атомтехэнерго» при вводе в эксплуатацию Тяньваньской АЭС, приведен в табл. 4.3.

Потребность в переработке нормативных документов возникла при возобновлении строительства и ввода в эксплуатацию энергоблоков АЭС, начиная с энергоблока №1 Ростовской АЭС, после периода приостановки, вызванного Чернобыльской аварией, и подтвердилась при вводе в эксплуатацию энергоблока №3 Калининской АЭС. К этому времени в связи с ужесточением требований по безопасности за прошедший период была введена новая нормативная база, изменились экономические и организационные условия функционирования и создания объектов атомной энергетики.

Анализ действующей нормативной документации показал, что многие действующие нормативные документы противоречат друг другу и не соответствуют требованиям принятых новых Федеральных Законов. Отсутствует четко выстроенная вертикаль нормативной документации по всем стадиям работ на блоке.

Необходимость пересмотра или выпуска новых нормативных документов в первую очередь была вызвана изменением законодательной базы в связи с принятием новых Федеральных Законов: «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О техническом регулировании», «Об использовании атомной энергии», «О лицензировании отдельных видов деятельности», «Об инвестиционной деятельности» и др. Новые федеральные нормативные документы существенно изменили законодательную базу по сооружению, вводу в эксплуатацию и приемке законченных строительством объектов.

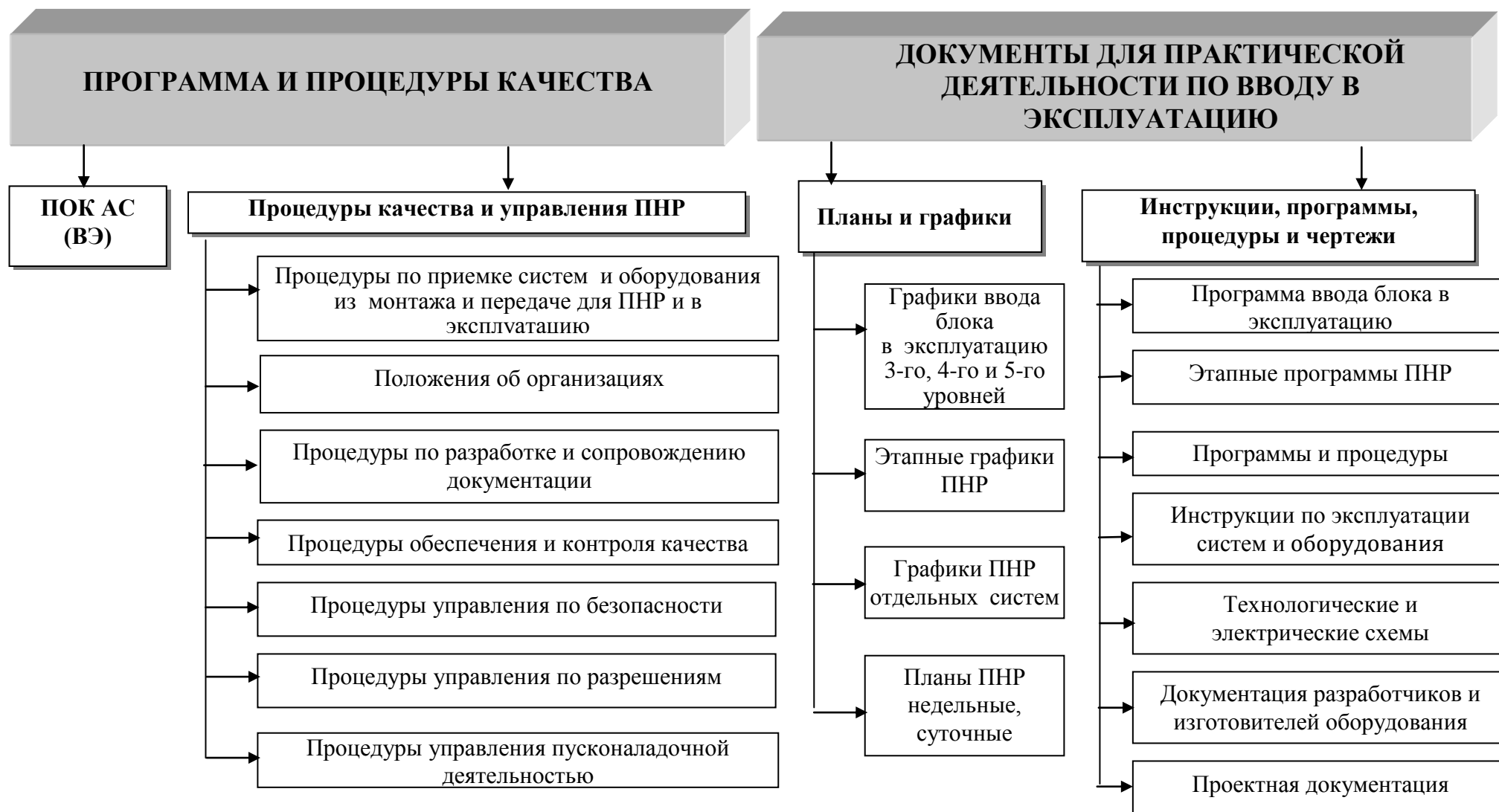


Рис. 4.2. Структурная схема комплекса документов по обеспечению качества при вводе в эксплуатацию Тяньваньской АЭС

Таблица 4.3

Перечень процедур по вводу в эксплуатацию энергоблока №1 Тяньваньской АЭС

№ п/п	Наименование документа
1.	Инжиниринговая процедура. Требования к программам и процедурам испытаний систем (оборудования).
2.	Процедура составления, проверки, рассмотрения и утверждения пусконаладочной документации.
3.	Процедура разработки программ ПНР на площадке Тяньваньской АЭС.
4.	Процедура корректировки программ и методик пусконаладочных испытаний на площадке Тяньваньской АЭС.
5.	Процедура управления графиками ПНР, планами и отчетами о ходе выполнения ПНР дирекции ПНР Поставщика.
6.	Процедура разработки и сопровождения планов качества пусконаладочных работ.
7.	Процедура оформления разрешений на выполнение испытаний на оборудовании до подписания отчета об окончании монтажа.
8.	Процедура введения эксплуатационного режима на системах и оборудовании Тяньваньской АЭС.
9.	Процедура корректировки эксплуатационной документации на площадке Тяньваньской АЭС.
10.	Процедура управления передачей для проведения испытаний.
11.	Процедура управления передачей по изолированию.
12.	Процедура управления передачей для проведения технического обслуживания.
13.	Процедура управления по передаче во временную эксплуатацию.
14.	Процедура получения разрешения на проведение испытаний.
15.	Процедура составления отчета о дефекте оборудования и устранения дефекта на стадии пусконаладки.
16.	Процедура управления дополнительными (исключенными) испытаниями.
17.	Процедура управления временными изменениями эксплуатационных установок и пределов во время пусконаладочных работ.
18.	Процедура управления по временным изменениям систем, оборудования и эксплуатационных режимов при проведении пусконаладочных работ.
19.	Процедура рассмотрения результатов пусконаладочных испытаний.
20.	Процедура управления ежедневными рабочими листками пусконаладочных работ.
21.	Процедура управления соответствующей деятельностью на этапе ПНР.
22.	Процедура управления допуском на выполнение работ на этапе ПНР.
23.	Процедура регистрации, хранения, передачи, учета, поверки используемого для ПНР оборудования, измерительных приборов, инструментов Дирекции ПНР Поставщика.
24.	Процедура контроля и координации проведения индивидуальных испытаний, промывок и гидравлических испытаний на заключительной стадии монтажа персоналом Дирекции ПНР Поставщика.
25.	Процедура интерфейса Дирекции ПНР Поставщика и Группы авторского надзора разработчика проекта АЭС во время ввода в эксплуатацию блоков ТАЭС.
26.	Процедура управления внесением изменений в проект во время пусконаладочных работ по СКУ (системы контроля и управления).
27.	Процедура управления по временным изменениям через использование системы контроля и управления (СКУ) в ходе ПНР.
28.	Процедура проведения внутренних аудитов подразделений дирекции ПНР Поставщика.
29.	Процедура надзора за выполнением ПНР персоналом Дирекции ПНР Поставщика.

Лекция 5. Нормативное регулирование процесса ввода в эксплуатацию

5.1. Развитие регулирования процесса ввода в эксплуатацию

Была выявлена необходимость пересмотра (отмены действия или разработки взамен действующих новых) в первую очередь следующих, действующих до настоящего времени нормативных документов:

Технические требования готовности систем, оборудования и помещений энергоблоков с реакторами ВВЭР и РБМК к этапам ПНР. ТТ-86.

ОСТы ПНР 34-37-782÷812-85. «Пусконаладочные работы на атомных станциях с водяными энергетическими реакторами».

ОСТы 34-70-915,916-86. «Гарантийные испытания и правила приемки оборудования и систем для производства ПНР». МЭиЭ СССР, 1986.

Типовой график проведения ПНР на АЭС.

Типовые программы и методики испытаний.

Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков. ВСН АС - 90. МАЭП СССР, 1990г.

Положение об организации пусконаладочных работ на атомных станциях Минатомэнерго СССР и обеспечения безопасности их выполнения. П.004-87. МАЭ СССР, 1987г.

Положение о распределении работ между монтажным и наладочным персоналом в периоды подготовки и проведения испытаний и комплексного опробования вводимых в эксплуатацию электростанций. МэиЭ СССР, 1989г.

Положение о научно-техническом руководстве и авторском надзоре при проведении пусков АС с реакторами типа ВВЭР. МАЭ СССР, 1987г.

Положение о генеральном подряде при проведении ПНР на вновь вводимых энергоблоках. МАЭ СССР, 1987.

АСУ ТП АЭС. Правила наладки, испытаний и сдачи-приемки в эксплуатацию автоматизированной системы управления технологическими процессами АС. МАЭ СССР. 1991г.

Методические указания по проверке пусконаладочных работ на тепломеханическом оборудовании машинных залов атомных электростанций. МУ 34-70-100-85.

Основные положения подготовки, рассмотрения и принятия решений по изменению проектной, конструкторской, технологической и эксплуатационной документации, влияющих на обеспечение ядерной и эксплуатационной безопасности. РД-03-19-94.

Определена также целесообразность разработки нового обобщающего документа, определяющего порядок взаимодействия всех участников сооружения и ввода энергоблока в эксплуатацию, последовательность производства работ и другие требования, касающиеся

процесса разработки проектной документации, сооружения и ввода в эксплуатацию новых блоков. Это позволит отменить действие большого числа правил, положений, руководящих документов и методических указаний по организации работ на вновь вводимых энергоблоках АЭС.

Новая нормативно-техническая документация должна разрабатываться на базе единых отраслевых стандартов.

Переработка вышеуказанных документов ведется в настоящее время.

Вместо существующих ОСТов ведется разработка более содержательных и емких документов – СТО, Положений, Требований, в большей степени отвечающих современному этапу нормативного регулирования атомной энергетики. К настоящему времени в «Атомтехэнерго» разработаны и введены в действие следующие СТО:

СТО 1.1.1.03.003.0690-2006. Пусконаладочные работы на атомных станциях с реакторами типа ВВЭР. Термины и определения. Концерн «Росэнергоатом», 2006.

СТО 1.1.1.03.003.0691-2006. Пусконаладочные работы на атомных станциях с реакторами типа ВВЭР. Объем и последовательность пусконаладочных работ. Концерн «Росэнергоатом», 2006.

СТО 1.1.1.03.003.0692-2006. Пусконаладочные работы на атомных станциях с реакторами типа ВВЭР. Организация пусконаладочных работ на атомных станциях. Правила производства и приемки. Общие положения. Концерн «Росэнергоатом», 2006.

СТО 1.1.1.03.003.0690-2006. Пусконаладочные работы на атомных станциях с реакторами типа ВВЭР. Типовое положение о государственной приемочной комиссии. Типовое положение о рабочей комиссии. Типовое положение о рабочих подкомиссиях. Концерн «Росэнергоатом», 2006.

Данные СТО введены вместо отмененных соответствующих ОСТов.

Разработка новой типовой пусконаладочной документации запланирована для проекта АЭС-2006, в том числе:

Типовая программа ввода в эксплуатацию;

Типовая программа обеспечения качества;

Комплект типовых этапных программ;

Комплект типовых пусконаладочных программ систем и оборудования;

Комплект типовых графиков ПНР 2-го уровня;

Комплект типовых графиков ПНР 3-го уровня.

Кроме того, запланирована переработка:

Правил наладки, испытаний и сдачи-приемки в эксплуатацию автоматизированной системы управления технологическими процессами;

Порядка ввода в эксплуатацию технологических систем и оборудования здания турбины (вместо «Методических указаний по проверке пусконаладочных работ на тепломеханическом оборудовании машинных залов»);

Порядка ввода в эксплуатацию автоматизированных систем атомных станций с реакторами типа ВВЭР (вместо существующих документов по приемке в эксплуатацию из монтажа и наладки систем управления технологическими процессами, по организации ПНР по АСУ ТП и о порядке организации и проведения ПНР, авторского надзора и сервисного обслуживания на АС по аппаратуре контроля и защиты ядерных реакторов и АС).

Как уже упоминалось, перечень вопросов для рассмотрения на нормативно-методическом уровне является открытым и развивается вместе с развитием структуры системы НД. В соответствии с этим принципом планируется новая разработка следующих нормативных документов:

- Правила передачи и приемки систем и оборудования для производства пусконаладочных работ;

- Правила производства и приемки технологических систем и оборудования после индивидуальных испытаний и комплексного опробования;

- Порядок приемки во временную эксплуатацию помещений, зданий и сооружений и введения эксплуатационного режима;

- Порядок ввода в эксплуатацию технологических систем и оборудования здания реактора;

- Порядок ввода в эксплуатацию общестанционных систем и оборудования;

- Правила производства и приемки электротехнических систем;

- Положение об информационной системе управления проектом (ИСУП) при вводе энергоблоков АС в эксплуатацию;

- Типовое положение о дежурном техническом руководителе ПНР при вводе энергоблоков АС с реакторами типа ВВЭР в эксплуатацию;

- Типовое положение о дежурном научном руководителе ПНР при вводе энергоблоков АС с реакторами типа ВВЭР в эксплуатацию;

- Типовое положение об организации диспетчерской службы при вводе энергоблоков АС с реакторами типа ВВЭР в эксплуатацию;

- Типовое положение о взаимодействии организаций, участвующих в работах по вводу энергоблоков АС в эксплуатацию;

- Требования к программе ввода в эксплуатацию;

- Требования к этапной программе ввода в эксплуатацию;

- Требования к программе обеспечения качества при вводе в эксплуатацию;

- Управленческие положения о Дирекции строящейся АЭС, Генеральных подрядчиках ПНР и СМР, о диспетчерских указаниях на этапе ПНР;

- Кроме того целесообразно разработать и ввести в действие:

- типовую эксплуатационную документацию, включая процедуры аварийной эксплуатации;

новую нормативную документацию по управлению вводом энергоблоков в эксплуатацию и управлению документацией, включая разработку процедур качества, процедур взаимодействия и процедур передачи оборудования и сооружений в процессе монтажа и ввода в эксплуатацию.

Опыт ввода в эксплуатацию энергоблоков подсказывает также необходимость формализации и обеспечения фактического участия специализированной пусконаладочной организации в разработке проектной и рабочей документации для строительства энергоблока на стадии проведения экспертизы проектной документации и подготовки рабочей документации к выдаче в производство строительно-монтажных работ, так как значительная часть экономических, временных и ресурсных потерь в процессе ввода в эксплуатацию возникает при выявлении и устранении проектных недостатков, а использование имеющегося опыта выполненных работ по вводу в эксплуатацию помогло бы избежать значительной части этих недостатков. Необходимо разработать и ввести в действие нормативную организационно-техническую документацию по анализу проектно-конструкторской документации. Полученная и обработанная информация по анализу необходима всем: надзорным органам, проектировщикам, изготовителям, эксплуатирующей организации и др.

То же самое относится к участию в разработке проектов АСУ ТП для АЭС. Управление современных энергоблоков реализуется на цифровой технике, что в значительной степени влияет как на концепцию управления блоком, так и на управление отдельными системами. Поэтому расширение участия специализированной пусконаладочной организации в разработке АСУ ТП энергоблоков позволило бы эффективно использовать полученный опыт наладки энергоблоков с цифровыми системами управления, повысить уровень качества наладочных работ при вводе блока в эксплуатацию.

5.2. Нормативная документация по вводу в эксплуатацию

В данной части лекции приводятся наиболее существенные положения основных действующих в настоящее время нормативных документов, регулирующих ввод в эксплуатацию энергоблоков АС.

Положение об организации пусконаладочных работ на атомных станциях

«Положение» определяет порядок организации и проведения пусконаладочных работ на вновь вводимых энергоблоках АС, требования к пусконаладочной документации, а также организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности выполнения ПНР.

В «Положении» определен общий порядок руководства ПНР:

техническое руководство деятельностью всех подразделений, участвующих в пуске энергоблока, осуществляет главный инженер АС;

научно-техническое руководство пуском в целом осуществляет министерство (ведомство) по атомной энергии силами

собственных и привлеченных организаций других ведомств, для чего соответствующими приказами создаются Группа руководства пуском (ГРП) для АС с ВВЭР и Комиссии по проведению физического (КФП) и энергетического (КЭП) пусков для АС с РБМК;

в случае разногласий по техническим вопросам между членами ГРП, КФП, КЭП, а также представленными в них организациями, окончательное решение принимает министерство (ведомство) по атомной энергии.

Ответственность за обеспечение безопасности работ, выполняемых в период ПНР, несут руководители организаций Генподрядчика, Заказчика и субподрядных организаций...

В «Положении» определен порядок разработки и общие требования к нормативно-технической пусконаладочной документации:

для серийных энергоблоков в проекты АС должны включаться типовые разделы «Организация проведения ПНР», для этих разделов должна разрабатываться типовая пусконаладочная документация;

не требуется разработка типовой пусконаладочной документации на ПНР, регламентированные государственными и отраслевыми стандартами, а также документацией заводов-изготовителей;

при проведении ПНР на энергоблоках АС, проводимых по проектам, не содержащим разделов «Организация проведения ПНР», при отсутствии комплекта типовой пусконаладочной документации, должна использоваться рабочая пусконаладочная документация, разрабатываемая пусконаладочными организациями на основании проекта АС, конструкторской и заводской документации и утверждаемая главным инженером АС;

для головных энергоблоков АС, для которых типовая пусконаладочная документация не может быть разработана в составе проекта АС, разрабатывается рабочая пусконаладочная документация в соответствии с перечнем, разрабатываемым разработчиком проекта АС (Генеральным проектировщиком). Рабочая пусконаладочная документация согласовывается с организациями: разработчиком проекта АС, разработчиком проекта РУ (Главным конструктором) и Научным руководителем;

перечень необходимых испытаний систем и оборудования, выполняемых на этапах ПНР, должен содержаться в типовых (рабочих) этапных программах. Ответственность за необходимость и достаточность предусмотренных программами испытаний несут должностные лица организаций, согласовавшие и утвердившие соответствующую типовую (рабочую) этапную программу.

пусконаладочная документация должна предусматривать технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности выполнения ПНР в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

В «Положении» определен порядок оформления заявок на проведение ПНР. Указаны основные общие требования к оперативной эксплуатационной документации:

необходимость ее наличия в объеме, необходимом для проведения конкретных ПНР и определяемом главным инженером АС;

наличия полного объема эксплуатационной документации до начала физического пуска на АС с ВВЭР и до начала энергопуска на АС с РБМК.

В «Положении» приведены организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасности пусконаладочных работ. Приведен перечень нормативных документов, регламентирующих проведение ПНР на АС.

Положение о генеральном подряде при проведении ПНР на вновь вводимых энергоблоках АС

«Положение» регламентирует взаимоотношения генподрядчика с действующими и строящимися атомными станциями (заказчиком), их права, обязанности и ответственность при заключении и исполнении договоров на выполнение отдельных видов и комплексов ПНР.

Договор генерального подряда на ПНР заключается не позднее, чем за 2,5 года до энергопуска по головным и первым на площадке АС энергоблокам и за 1,5 года для других энергоблоков на этой АС. Договор генерального подряда является основным документом, регулирующим взаимоотношения между заказчиком и генподрядчиком.

Генподрядчик обязан обеспечить проведение ПНР и освоение проектной мощности энергоблока, в соответствии с договором, в установленном порядке сдать заказчику налаженное оборудование, системы и энергоблок в целом с подписанием соответствующего акта.

Генподрядчик вправе поручать по договору субподряда выполнение отдельных видов и комплексов работ специализированным организациям. С согласия генерального подрядчика договоры на выполнение специальных пусконаладочных работ могут заключаться заказчиком непосредственно со специализированной пусконаладочной организацией.

Заказчик обязан предоставлять подрядчику фронт работ в соответствии с ТТ-86, передавать подрядчику проектную документацию, обеспечивать своевременное финансирование ПНР в соответствии с выполненными объемами, принимать из наладки системы и оборудование по окончании ПНР.

Заказчик осуществляет контроль и технический надзор за соответствием объема, стоимости и качества выполняемых работ проекту и сметам. Он вправе в любое время проверять ход и качество работ, не вмешиваясь при этом в оперативно-хозяйственную деятельность подрядчика.

Генеральный подрядчик несет перед Заказчиком ответственность за полноту договора, выполнение всех работ, выполняемых им и его субподрядчиками, в согласованные с Заказчиком сроки. При выполнении отдельных видов пусконаладочных работ субподрядными организациями, привлекаемыми Заказчиком, ответственность за сроки и качество выполнения

данных работ несет Заказчик и указанные организации.

Утвержденную в установленном порядке необходимую техническую документацию, в том числе два экземпляра рабочего проекта, технический проект, заводские чертежи и паспорта на оборудование, заказчик передает генеральному подрядчику не позднее, чем за 2 года до энергопуска. Документация, выпущенная после этого срока, а также изменения в ранее выпущенную документацию должны предоставляться генподрядчику не позднее, чем в двухнедельный срок после получения ее заказчиком.

Заказчик за свой счет и в сроки, определенные календарным графиком, проводит работы по сдаче помещений в эксплуатацию и по требованию генподрядчика представляет документацию на выполненные работы в соответствии с ОСТ 34-37-807-85.

Заказчик и генподрядчик совместно обязаны провести комплексное опробование систем и оборудования и обеспечить своевременный ввод в действие энергоблоков АС.

Заказчик осуществляет контроль и технический надзор за соответствием объема, стоимости и качества выполняемых работ проектам и сметам. Он вправе в любое время проверять ход и качество работ, не вмешиваясь при этом в оперативно-хозяйственную деятельность подрядчика.

Обеспечение ПНР энергоресурсами, водой, средствами связи, материалами, приборами и оборудованием, включая множительную технику и автотранспорт, является обязанностью заказчика и осуществляется на основании договора и проектных спецификаций по согласованным сторонами перечням. Обеспечение проведения ПНР переносными приборами и оборудованием является обязанностью генподрядчика. Оборудование передается заказчиком генподрядчику в аренду, материалы приобретаются генподрядчиком у заказчика.

Заказчик обязан обеспечить подачу топлива, электроэнергии, пара, вода и других ресурсов, необходимых для работы оборудования и инженерных систем, для объектов, готовых к проведению испытаний и опробованию.

Заказчик передает генподрядчику на условиях аренды необходимые для работы здания и сооружения, а также предоставляет генподрядчику возможность пользования услугами своих мастерских, лабораторий, связи и других подсобных производств в порядке, предусмотренном особыми условиями к договору подряда на проведение ПНР.

Обеспечение готовности зданий, сооружений, оборудования и систем к проведению ПНР является обязанностью заказчика, приемка оборудования от монтажных организаций производится в соответствии с ТТ-86.

При выполнении подготовительных и предпусковых работ Генподрядчик обязан обеспечить:

проведение анализа проекта с выдачей замечаний и рекомендаций;

надзор за ходом монтажных работ и их соответствием проекту;

подготовку пусконаладочного персонала, разработку пусконаладочной и эксплуатационной документации;

заключение договоров подряда на производство ПНР в соответствии с координационным планом ввода блока в эксплуатацию;

разработку сметно-договорной документации на проведение ПНР в объеме, определенном координационным планом.

После окончания поузловой приемки и индивидуального опробования, наладочных и пусковых операций оборудование принимается рабочей комиссией с участием представителей заказчика, генподрядчика и субподрядных организаций для комплексного опробования. Комплексное опробование осуществляется заказчиком с участием представителей генподрядчика и субподрядных организаций.

Генподрядчик обязан сдать, заказчик принять или выдать замечания на окончанные этапы, комплексы работ или отдельные работы в течение 3-х дней после их предъявления. Фактом окончания работ является представление генподрядчиком заказчику технических протоколов завершения работ по ОСТ 34-37-807-85. Работы, выполненные субподрядными организациями, генподрядчик сдает заказчику в общем составе выполненных работ. Сдача таких работ производится с участием указанных организаций.

В возмещение расходов генподрядчика за услуги, оказываемые субподрядчику (административно-хозяйственные расходы генподрядчика, связанные с обеспечением технической документацией и координацией работ, выполняемых субподрядчиком, приемкой от субподрядчика и сдачей заказчику работ, выполненных субподрядчиком), субподрядчик производит отчисления генподрядчику в размере 4% к сметной стоимости выполненных субподрядчиком работ.

В «Положении» приведена имущественная ответственность заказчика и генподрядчика, а также общие положения об обеспечении безопасных условий проведения работ.

Положение о научно-техническом руководстве и авторском надзоре при проведении пусков АС с реакторами типа ВВЭР

«Положение» определяет обязанности, ответственность и права организаций и предприятий, осуществляющих научно-техническое руководство и авторский надзор пуском атомных станций, и учитывает опыт работ и сложившиеся взаимоотношения между предприятиями.

Даны термины и определения, установленные в пределах настоящего «Положения».

Описана организация научно-технического руководства и авторского надзора при «проведении пусков АС». Приведены функции и состав группы руководства пуском (ГРП), осуществляющей непосредственное научно-техническое руководство на площадке пуска АС с реакторами типа ВВЭР и организуемой с периода проведения ПНР, начиная с этапа «индивидуальные испытания» и заканчивая на этапе освоения номинальной мощности блока.

Рассмотрены обязанности и ответственность организаций (их представителей), осуществляющих научно-техническое

руководство пуском АС, а также председателя ГРП.

Приведены права организаций, предприятий и представителей авторского надзора, осуществляющих «проведение пусков АС».

Типовые графики ввода энергоблока АС в эксплуатацию

За период строительства и ввода в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000 и РБМК типовые графики ввода в эксплуатацию (графики ПНР) претерпели некоторые изменения. Первоначально была принята следующая последовательность основных этапов ввода в эксплуатацию для АЭС с ВВЭР:

ИОО ⇒ ГИ и ЦП ⇒ предварительные испытания СГО ⇒ первая ревизия ⇒ ГО ⇒ испытания СГО ⇒ вторая ревизия ⇒ ФП ⇒ ЭП и ОМ

По типовому графику для серийных энергоблоков с реактором В-320 была принята последовательность:

ИОО ⇒ ХГО ⇒ ревизия ⇒ испытания СГО ⇒ ФП ⇒ ЭП ⇒ ОПЭ

Данная последовательность с объединением этапов ГИ и ЦП с ГО и проведения испытаний СГО в один этап была принята с целью сокращения сроков ввода энергоблоков в эксплуатацию в условиях поточного строительства.

Далее приведено содержание типовых графиков с учетом введенного к настоящему времени переноса испытаний СГО до начала ХГО.

Для АС с ВВЭР-1000 типовой график включает следующие этапы:

- испытания и опробование систем и оборудования (длительность этапа 150 суток);
- испытания защитной оболочки на прочность и герметичность (20 суток);
- гидравлические испытания, промывка и обкатка РУ (32 суток);
- ревизия основного оборудования РУ (38 суток);
- физический пуск (39 суток);
- энергетический пуск и освоение проектной мощности блока (180 суток).

В типовых графиках приводится укрупненный состав испытаний на этапах в объеме, приведенном далее.

Типовой график ввода в эксплуатацию энергоблока с реактором В-320

Этап 1. Испытания и опробование систем и оборудования:

Очистка и сдача на чистоту внутренних поверхностей трубопроводов и оборудования I контура, наладка и ввод в работу общестанционных систем в соответствии с ТТ-86.

Функциональное опробование системы контроля корпуса реактора.

Наладка и ввод систем пожаротушения.

Подача напряжения 6 и 0,4 кВ на собственные нужды по проектной схеме.

Подача химобессоленной воды в реакторное отделение и машинный зал.

Промывка, гидроиспытания и функциональное опробование технологических систем в соответствии с ТТ-86 по готовности к этапу 3.

Наладка и функциональное опробование контрольно-измерительных приборов, защит, блокировок и сигнализации в объеме этапа 3.

Автономная наладка систем автоматизации, измерения и отображения информации (АСУ ТП) в объеме требований этапной программы.

Наладка вертикального стенда. Обкатка приводов системы управления и защиты реактора (СУЗ) на стенде.

Монтаж и подготовка системы пусконаладочных измерений.

Прокрутка электродвигателей ГЦН.

Монтаж, наладка и испытания перегрузочной машины и транспортно-технологического оборудования.

Испытания бассейна выдержки отработанного топлива и бассейна перегрузки на плотность.

Подготовка внутрикорпусных устройств, имитаторов кассет к сборке.

Сборка реактора и подготовка оборудования РУ к этапу 3, установка имитаторов кассет.

Наладка и опробование системы аварийного и планового расхолаживания реактора на открытый реактор.

Наладка систем надежного питания и агрегата бесперебойного питания, ЩПТ, аккумуляторных батарей.

Наладка пневмоприводной арматуры.

Наладка и функциональное опробование систем вентиляции, в т.ч. помещений: УВС, АСУ ТП, БЩУ, щита СУЗ.

Наладка ОРУ, главного трансформатора, центрального щита управления.

Наладка и опробование систем дизель-генераторных электростанций.

Наладка и опробование систем циркуляционного водоснабжения.

Техническое освидетельствование и сдача под теплоизоляцию трубопроводов и оборудования 1-го и 2-го контуров.

Этап 2. Испытания защитной оболочки на прочность и герметичность:

Снятие исходного состояния напряжений и деформаций СГО.

Контроль плотности герметизирующего оборудования защитной оболочки (грузовой люк, шлюзы, проходки).

Испытание СГО на герметичность металла облицовки вакуумированием.

Подъем давления в оболочке, определение напряжений, деформаций и перемещений.

Испытание защитной оболочки на прочность, техническое освидетельствование СГО.

Замер плотности оболочки.

Внешний осмотр оборудования после испытания.

Этап 3. Гидравлические испытания, промывка и обкатка РУ:

Испытание трубопроводов и технологического оборудования I контура на прочность и герметичность.

Испытание парогенераторов на прочность и герметичность по стороне II контура.

Теплогидравлические измерения, тензометрирование, термометрирование и измерение температурных перемещений оборудования РУ.

Наладка, испытания и обкатка главных циркуляционных насосов.

Вибрационные испытания оборудования и трубопроводов РУ.

Наладка и испытания технологического оборудования и систем нормальной эксплуатации:

ГЦН;

подпитки-продувки;

компенсации давления;

организованных протечек I контура;

технической воды неответственных потребителей;

промежуточного контура;

парового расхолаживания;

продувки парогенераторов;

гидроиспытаний и продувки датчиков КИП;

отбора проб I и II контуров;

спецгазоочистки;

очистки (СВО-I, СВО-2, СВО-5);

КУП, КВПП-1000;

предварительная тарировка уровнемеров ПГ по высотной отметке ПДЛ в режиме «горячее состояние».

Испытания систем безопасности:

аварийного и планового расхолаживания активной зоны;

аварийного ввода бора;

спринклерной;

аварийного удаления парогазовой смеси;

технической воды ответственных потребителей;

защиты от повышения давления в I контуре;

аварийной питательной воды;

надежного электроснабжения I и II группы.

Испытания, обкатка приводов СУЗ, комплексные испытания СУЗ.

Продувка главных паропроводов.

Проверка предохранительных клапанов парогенераторов.

Проверка эффективности теплоизоляции и определение тепловых потерь РУ.

Наладка водно-химического режима I и II контуров.

Наладка и испытания средств автоматизации, измерения и отображения информации.

Этап 4. Ревизия основного оборудования РУ:

Ревизия корпуса реактора, ВКУ и шахтного объема.

Ревизия парогенераторов.

Ревизия выемных частей, гидроциклонов и опор ГЦН.

Ревизия ГЦТ.

Ревизия вспомогательного оборудования I контура.

Контроль металла оборудования неразрушающими методами, контроль исходного состояния металла корпуса реактора ультразвуковым методом контроля.

Устранение дефектов и замечаний, обнаруженных в ходе выполнения контроля.

Демонтаж средств измерения и оборудования СПНИ в согласованном объеме и проверка работоспособности СПНИ, оставляемой на этапы физического и энергопуска.

Окончание строительных и отделочных работ в помещениях, приемка помещений, комиссионная приемка центрального зала и сдача на чистоту.

Подготовка и проверка электротехнического оборудования, подготовка к загрузке топлива.

Подготовка и проверка транспортно-технологического оборудования к загрузке топлива.

Выполнение работ и испытаний по технологическим системам в соответствии с рабочими программами-методиками.

Организация проектного режима работы санпропускников, ввод в работу спецпрачечной.

Приготовление раствора борной кислоты, выполнение промывок борной кислотой, насыщение фильтров.

Выполнение мероприятий по обеспечению ядерной безопасности в соответствии с требованиями программы физического пуска.

Подготовка тепловыделяющих сборок к загрузке в реактор.

Подготовка реактора к загрузке активной зоны.

Подготовка систем и оборудования машзала к пробному пуску турбоагрегата.

Этап 5. Физический пуск:

Проверка готовности реактора, оборудования и помещений АС к загрузке штатной активной зоны к физическому пуску реактора.

Заполнение корпуса реактора раствором борной кислоты и загрузка активной зоны.

Сборка и уплотнение реактора.

Гидроиспытания 1-го контура давлением 35 кгс/см².

Проверка зашит и блокировок по системам и оборудованию 1-го контура и системам безопасности.

Проверка работы информационных систем.

Проверка работоспособности систем безопасности.

Разогрев и гидроиспытания 1-го контура давлением 200 кгс/см² и 2-го контура давлением 80 кгс/см².

Разогрев 1-го контура до температуры 280°С, тарировка датчиков, тарировка уровнемеров ПГ по высотной отметке ПДЛ в режиме «горячее состояние».

Теплогидравлические испытания I контура.

Проверка прохождения сигналов АЗ и ПЗ, комплексное опробование работы СУЗ.

Вывод реактора на МКУ.

Проведение физических экспериментов по программе физического пуска.

Наладка водно-химического режима I и II контуров.

Проверка и наладка работы АКРБ.

Определение тепловых потерь с оборудования реакторной установки.

Обследование радиационной обстановки в герметичных помещениях реакторного отделения.

Кратковременное увеличение мощности реактора до уровня 1% от номинальной.
Проверка саморегулирования реактора и определение мощностного коэффициента реактивности.

Тарировка измерителей нейтронной мощности.

Этап 6. Энергетический пуск и освоение мощности:

Освоение тепловой мощности РУ 40-50% от номинальной.

Испытания на уровне мощности реактора от МКУ до 10-12% от номинальной.

Испытание мощности реактора до 25% ном.

Испытания на уровне мощности до 25% номинальной, включение генератора в сеть.

Увеличение мощности реактора до 40% ном.

Испытания на уровне мощности 40% ном.

Увеличение мощности до 50% номинальной.

Испытания на уровне мощности 50% ном при стационарной работе РУ.

Комплексные испытания в течение 72 часов.

Динамические испытания.

Останов энергоблока на ППР.

Освоение тепловой мощности РУ 75% от номинальной.

Вывод реактора на мощность 40% номинальной, включение генератора в сеть.

Увеличение мощности до 75% номинальной.

Испытания на стационарном уровне мощности 75% номинальной.

Динамические испытания.

Останов энергоблока на ППР.

Освоение номинальной мощности.

Вывод реактора на мощность 40% номинальной, включение генератора в сеть.
Освоение мощности до 90% номинальной.
Испытания на стационарном уровне мощности 90% номинальной.
Увеличение мощности до 95% номинальной.
Испытания на стационарном уровне мощности 95% номинальной.
Вывод реактора на номинальную мощность.
Испытания на стационарном уровне мощности.
Динамические испытания.
Останов на ППР. Устранение замечаний.
Комплексное опробование энергоблока.
Испытания и подъем мощности на 100% номинальной.
Эксплуатация энергоблока в номинальном режиме в течение 15 суток (базисный режим).
Наладка водно-химического режима 1-го и 2-го контуров.
Полный перечень испытаний на каждом этапе приводится в типовых этапных программах.

Технические требования готовности систем, оборудования и помещений энергоблоков атомных станций с реакторами ВВЭР и РБМК к этапам ПНР (ТТ-86)

«Технические требования...», введенные в действие в 1986г., определяют строительномонтажную и технологическую готовность помещений, систем и оборудования энергоблоков с реакторами ВВЭР и РБМК при сооружении и вводе в эксплуатацию.

Приемочные критерии по каждому помещению, оборудованию, системе устанавливаются соответствующими нормативными документами (СНиП, ТУ и т.д.). В соответствии с этими документами приемка осуществляется соответствующими рабочими комиссиями (подкомиссиями).

Включенные в ТТ-86 общие требования готовности технологических помещений для начала ПНР разделены на два этапа:

- приемка во временную эксплуатацию (для производства ПНР);
- приемка в постоянную эксплуатацию.

Приемка помещений во временную эксплуатацию осуществляется перед приемкой оборудования (систем) для производства ПНР при следующей готовности:

- завершены проектные строительномонтажные работы, включая грунтовку и окраску в один слой и выполнение полов;
- обеспечено проектное освещение, вентиляция и отопление.

В помещениях, принятых во временную эксплуатацию, устанавливается эксплуатационный режим, при котором работы выполняются по наряд-допускам.

Приемка помещений в постоянную эксплуатацию должна производиться перед приемкой оборудования, находящегося в

этих помещениях, после индивидуальных испытаний (для комплексного опробования). Приемка помещений в постоянную эксплуатацию должна быть завершена в полном проектом объеме к началу этапа «Физический пуск реактора».

В отличие от технологических помещений, помещения электротехнических устройств, средств автоматизации, измерения и отображения информации принимаются до начала пусконаладочных работ в постоянную эксплуатацию. После приемки в помещениях устанавливается эксплуатационный режим.

В приложениях к ТТ-86 приводятся типовые графики ПНР, этапы пусконаладочных работ, их нормативная продолжительность и укрупненный состав испытаний на этих этапах.

Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков

«Правила» устанавливают порядок приемки в эксплуатацию законченных строительством атомных станций, их отдельных очередей и отдельных пусковых комплексов.

Атомные станции, их отдельные очереди и отдельные пусковые комплексы, законченные строительством в соответствии с утвержденным проектом, должны предъявляться Заказчиком к приемке в эксплуатацию Государственным приемочным комиссиям (ГПК). Энергоблоки атомных станций принимаются ГПК в эксплуатацию в два этапа: в опытно-промышленную эксплуатацию и промышленную эксплуатацию.

До предъявления АС (энергоблока АС) ГПК с целью ввода в опытно-промышленную эксплуатацию рабочая комиссия, назначаемая Заказчиком, должна проверить: соответствие объектов и смонтированного оборудования проектам, соответствие выполнения строительно-монтажных работ требованиям строительных норм и правил, результаты испытаний и опробования на уровне тепловой мощности 50% от номинальной, подготовленность объектов к эксплуатации в соответствии с требованиями действующих норм и правил по безопасности в атомной энергетике, включая выполнение мероприятий по обеспечению на них безопасных условий труда в соответствии с требованиями техники безопасности и производственной санитарии, защите природной среды, и только после этого представить объекты к приемке ГПК.

Приемка в опытно-промышленную эксплуатацию производится ГПК на этапе энергетического пуска при устойчивой работе энергоблока в течение 72 часов на уровне тепловой мощности не менее 50% от номинальной.

Учет выработки электроэнергии (тепловой энергии) в период опытно-промышленной эксплуатации для энергоблоков АС производится в соответствии с типовыми графиками освоения проектной мощности.

Приемка в промышленную эксплуатацию энергоблоков атомных станций производится ГПК после завершения опытно-промышленной эксплуатации энергоблоков и проведения комплексного опробования на номинальной мощности и поддержания проектных технико-экономических параметров непрерывно в течение 15 суток при работе в базисном режиме.

Отдельно описаны правила приемки отдельно стоящих, встроенных и пристроенных, а также временных зданий и сооружений, а также порядок внесения изменений в состав пусковых комплексов.

Приемка в промышленную эксплуатацию последнего пускового комплекса должна производиться одновременно с приемкой объекта в целом или его последней очереди.

Датой ввода в эксплуатацию атомной станции, ее очереди или пускового комплекса энергоблока считается дата подписания акта ГПК о приемке в промышленную эксплуатацию.

В «Правилах» приводится ответственность сторон, участвующих в сдаче в эксплуатацию.

Заказчики несут ответственность за:

своевременное финансирование проектно-изыскательских, научно-конструкторских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ;

своевременность и полноту предоставления генподрядчику проектно-сметной документации;

своевременность и комплектность поставки оборудования;

качество приемки законченных строительством, монтажом и наладкой объектов рабочими комиссиями;

организацию и качество производства пусконаладочных работ в сроки, установленные графиком ПНР;

своевременную подготовку к эксплуатации вводимых в действие объектов (укомплектование их кадрами, обеспечение энергоресурсами);

проведение комплексного опробования оборудования с участием проектных, строительных, монтажных и пусконаладочных организаций, заводов-изготовителей оборудования;

за выполнение в полном объеме испытаний по программам пусконаладочных работ и освоения мощности, предусмотренных для пусковых энергоблоков АС.

Проектные организации несут ответственность за:

качество проектной документации;

сроки выдачи проектно-сметной документации;

правильность и своевременность определения пускового комплекса;

осуществление авторского надзора в процессе выполнения строительно-монтажных работ, пусконаладочных работ, освоения проектной мощности и эксплуатации атомной станции.

соответствие мощностей и других технико-экономических показателей объектов, введенных в эксплуатацию, мощностям и показателям, предусмотренным проектом;

своевременную корректировку проектно-сметной документации, необходимость в которой возникает в период выполнения строительно-монтажных и пусконаладочных работ, а также отработки технологических процессов при освоении проектной мощности на энергоблоках АС.

Научно-исследовательские и конструкторские организации несут ответственность за:

соответствие выданных ими исходных данных для проектирования достижениям научно-технического прогресса в области новых технологических процессов, оборудования и материалов;

качество разработки научных проблем, переданных для проектирования, за работоспособность атомной станции в соответствии с проектом, достижением ею проектных параметров;

разработку фундаментальных, основополагающих, решений, правильность проектных решений, обеспечивающих надежность и безопасность атомной станции на современном уровне;

осуществление авторского надзора за работами в процессе проектирования, конструирования, изготовления, сооружения, пусконаладочных работ и эксплуатации АС с целью обеспечения высокого уровня разработок, заложенных в проекте АС, согласовывание отчетной пусконаладочной документации;

своевременную корректировку проектно-конструкторской документации, необходимость в которой возникает при проведении пусконаладочных работ на вводимом в эксплуатацию энергоблоке АС.

Строительно-монтажные организации несут ответственность за:

выполнение строительных и монтажных работ в соответствии с проектом, действующими нормами и правилами и в согласованный срок;

надлежащее качество этих работ;

проведение индивидуальных испытаний смонтированного ими оборудования;

своевременное устранение отступлений от утвержденного проекта, выявленных в процессе приемки строительно-монтажных работ, опытно-промышленной эксплуатации и комплексного опробования оборудования;

своевременный ввод в действие производственных мощностей и объектов²

выполнение в согласованные сроки и по отдельному заказу дополнительных работ, выявленных в процессе опытно-промышленной эксплуатации.

Поставщики оборудования несут ответственность за своевременное устранение своими силами заводских дефектов, выявленных на оборудовании в процессе монтажа, при проведении пусконаладочных работ и освоении мощности вводимого энергоблока АС.

В «Правилах» приводятся состав, права, обязанности и порядок работы рабочих комиссий.

Рабочие комиссии назначаются заказчиком и оформляются приказом директора АС. Порядок и продолжительность работы рабочих комиссий определяется заказчиком по согласованию с генеральным подрядчиком.

Рабочие комиссии создаются не позднее чем за 1,5 года до планового срока ввода энергоблока атомной станции в опытно-промышленную эксплуатацию.

Рабочие комиссии обязаны:

проверить качество и соответствие выполненных строительно-монтажных работ, мероприятий по охране труда, требований ядерной и радиационной безопасности, взрывобезопасности, пожаробезопасности, охраны окружающей природной среды и антисейсмических мероприятий требованиям проектно-сметной документации, стандартам, строительным нормам и правилам производства работ с проведением в необходимых случаях контрольных испытаний;

произвести приемку оборудования после индивидуальных испытаний для передачи его для испытаний и опробования на уровне тепловой мощности не менее 50% от номинальной по акту, составленному по форме, приведенной в СНиП-3.01.04-87.

провести в необходимых случаях проверку отдельных конструкций, узлов, зданий и сооружений и принять здания и сооружения для предъявления ГПК;

проверить готовность предъявляемого ГПК энергоблока к началу опытно-промышленной эксплуатации с оформлением акта по форме, приведенной в СНиП-3.01.04-87.

Рабочая комиссия имеет право:

требовать в необходимых случаях проведения дополнительных опробований и испытаний оборудования, а также отдельных конструкций и узлов зданий и сооружений, и привлекать для этой цели персонал генерального подрядчика и субподрядных организаций;

подготавливать решение о проведении отдельных этапов пусконаладочных работ, включая физический и энергетический пуски, при наличии соответствующих разрешений от органов государственного надзора;

образовывать в случае необходимости специализированные подкомиссии. Порядок работы и состав подкомиссий определяются председателем рабочей комиссии.

Генеральный подрядчик по СМР представляет рабочим комиссиям следующую документацию:

перечень, организаций, участвующих в производстве строительно-монтажных работ, с указанием видов выполненных ими работ и фамилии инженерно-технических работников, непосредственно ответственных за выполнение этих работ;

комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемого к приемке объекта, разработанных проектными организациями, с надписями о соответствии выполненных в натуре работ «этим чертежам или внесенным в них изменениям, сделанными лицами, ответственными за производство строительно-монтажных работ. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией;

сертификаты, технические паспорта или другие документы, удостоверявшие качество материалов, конструкций и деталей, примененных при производстве строительно-монтажных работ;

акты освидетельствования скрытых работ и акты промежуточной приемки отдельных ответственных конструкций (опор и пролетных строений мостов, арок, сводов, подпорных стен, несущих металлических и сборных железобетонных конструкций);

акты индивидуальных испытаний смонтированного оборудования, акты испытаний технологических трубопроводов, внутренних систем холодного и горячего водоснабжения, канализации, газоснабжения, отопления и вентиляции, наружных сетей водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения и дренажных устройств, технических средств и оборудования системы радиационного контроля (АКРБ);

акты испытаний внутренних и наружных электроустановок и электросетей;

акты испытаний устройств телефонизации, радиофикации, телевидения, сигнализации и автоматизации;

акты испытаний устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность и молниезащиту;

акты испытаний прочности сцепления в кладке несущих стен каменных зданий, расположенных в сейсмических районах;

журналы производства работ и авторского надзора проектных организаций, материалы обследований и проверок в процессе строительства органами государственного и другого надзора.

Вся вышеперечисленная документация после окончания работы рабочей комиссии должна быть передана Заказчику.

В «Правилах» приводятся состав, права, обязанности и порядок работы Государственных приемочных комиссий.

ГПК назначается не позднее, чем за один год до запланированного ввода в эксплуатацию.

Председатель ГПК утверждается Правительством по представлению министерства (ведомства) по атомной энергии, председателем ГПК назначаются руководящие работники министерства (ведомства) по атомной энергии.

Заказчик представляет Государственным приемочным комиссиям вышеперечисленную документацию, представляемую Генеральным подрядчиком рабочим комиссиям, а также:

справку об устранении недоделок, выявленных рабочими комиссиями;

утвержденную проектно-сметную документацию, а также справку об основных технико-экономических показателях принимаемого в эксплуатацию объекта;

перечень проектных, научно-исследовательских и изыскательских организаций, участвовавших в проектировании принимаемого в эксплуатацию объекта;

документы об отводе земельных участков;

документ на специальное водопользование;

документы на геодезическую разбивочную основу для строительства, а также на геодезические работы в процессе строительства, выполненные заказчиком;

документы о геологии и гидрогеологии строительной площадки, о результатах испытаний грунта и анализа грунтовых вод;

паспорта на оборудование и механизмы;

акты приемки зданий и сооружений, смонтированного оборудования, составленные рабочими комиссиями;

акты о приемке в эксплуатацию зданий, сооружений и помещений;

справку об обеспечении принимаемого объекта эксплуатационными кадрами и предназначенными для их обслуживания санитарно-бытовыми помещениями, пунктами питания, жилыми и общественными зданиями;

справку об обеспеченности принимаемого объекта материально-техническими ресурсами, в том числе сырьем, электроэнергией, водой, паром, газом, сжатым воздухом и пр.;

справки городских эксплуатационных организаций о том, что внешние наружные коммуникации холодного и горячего водоснабжения, канализации, теплоснабжения, газоснабжения, энергоснабжения и связи обеспечат нормальную эксплуатацию объекта и приняты ими на обслуживание;

документы органа Государственного надзора за безопасным ведением работ в промышленности и атомной энергетике о разрешении на эксплуатацию энергоблока атомной станции;

справку о соответствии вводимых в действие мощностей мощностям, предусмотренным проектом;

справку о фактической стоимости строительства, подписанной Заказчиком и подрядчиком;

документы о разрешении на эксплуатацию объектов и оборудования, подконтрольных соответствующим органам государственного надзора, представители которых не вошли в состав ГПК;

акты о приемке а эксплуатацию зданий и сооружений медико-санитарного назначения, а также об организации медицинского обслуживания и контроля;

планы мероприятий по защите персонала и населения в случае радиационной аварии.

Вся перечисленная документация после приемки объекта в эксплуатацию должна храниться у Заказчика.

Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов Государственными приемочными комиссиями оформляется актами. Акты подписываются председателем и всеми членами комиссий. При наличии у отдельных членов комиссии возражений они должны быть рассмотрены с участием органов, представителями которых являются эти члены комиссии, до утверждения акта о приемке.

Председатель ГПК должен представить в орган, назначивший ГПК:

акт о приемке объекта в эксплуатацию;

краткую докладную записку к акту о приемке, содержащую выводы комиссии по следующим основным вопросам: подготовленности объекта к безопасной эксплуатации, обеспеченности объекта необходимым для эксплуатации материально-техническими ресурсами, а также кадрами и предназначенными для их обслуживания санитарно-бытовыми помещениями, пунктами питания, жилыми и общественными зданиями;

предложения о дальнейшем использовании опыта проектирования и строительства вводимого в эксплуатацию объекта;

предложения (в необходимых случаях) об улучшении качества применяемого оборудования, о повышении рентабельности предприятий и долговечности зданий и сооружений, а также об улучшении технологических процессов производства и других проектных решений;

проект решения органа, назначившего государственную приемочную комиссию, об утверждении акта о приемке объекта в эксплуатацию;

Полномочия ГПК прекращаются с момента утверждения акта о приемке объекта в промышленную эксплуатацию.

Другая нормативная документация по вводу в эксплуатацию

Комплект ОСТов на пусконаладочные работы на АС с водо-водяными энергетическими реакторами состоит из 31 документа, охватывающих основные направления установления требований к процессу ввода в эксплуатацию (табл. 1). В ОСТах также приведены формы документов, принятых при оформлении работ по вводу АС в эксплуатацию. Как уже упоминалось, в настоящее время ряд ОСТов аннулирован и заменен вновь введенными СТО.

Комплект типовых программ и методик ПНР для ВВЭР-1000 состоит из 143 документов и включает этапные программы, программы по технологическим системам реакторного и турбинного отделений, системам безопасности, спецсистемам, транспортно-технологическому оборудованию, турбогенератору и турбопитательному агрегату, СУЗ, электротехническим устройствам и системе надежного электроснабжения, системам управления, контроля, защиты и сигнализации, защитной оболочке, СПНИ, вентиляционным, общестанционным системам и по экспериментам при физическом и энергетическом пусках (табл. 2).

Комплект прейскурантов из 6-ти документов (табл. 1) включает документы по оценке стоимости пусконаладочных работ по технологическому оборудованию атомных станций, экспериментально-наладочных работ по совершенствованию их эксплуатации, а также работ по подготовке и переподготовке персонала. Стоимость работ приведена в ценах 1991г. При использовании прейскурантов в настоящее время приведение к действующему уровню цен осуществляется путем применения соответствующих коэффициентов, устанавливаемых государственными органами.

5.3. Пусконаладочная документация

Организационно-распорядительная документация

Включает следующие документы:

- Программа ввода в эксплуатацию;
- Программа обеспечения качества при вводе блока в эксплуатацию;
- Координационный план ввода в эксплуатацию;
- График разработки ПНД;
- График разработки эксплуатационной документации;
- График окончания строительно-монтажных работ и ввода в эксплуатацию энергоблока;
- Сводный график пусконаладочных работ (укрупненный);
- График пусконаладочных работ по реакторному отделению;
- График пусконаладочных работ по турбинному отделению;
- График пусконаладочных работ по АСУ ТП;
- График пусконаладочных работ по спецкорпусу.

Программа ввода в эксплуатацию и программа обеспечения качества при вводе блока в эксплуатацию, а также координационный план ввода блока в эксплуатацию относятся к так называемым общим программам.

Типовое содержание программы ввода в эксплуатацию состоит в следующем:

ВВЕДЕНИЕ

- Цель документа
- Область применения
- Ответственность

Общие положения

ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

- Общие положения
- Обязанности организаций по вводу АС в эксплуатацию

- Руководство работами по вводу энергоблока в эксплуатацию
- Планирование работ по вводу в эксплуатацию
- Организация и приемка работ по вводу блока в эксплуатацию
- Порядок получения разрешений на право производства работ по вводу в эксплуатацию

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ОТЧЕТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ

- Техническая безопасность
- Пожарная безопасность
- Радиационная безопасность
- Ядерная безопасность

ПОРЯДОК ВВОДА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКА АС

- Общие положения
- Этап «Предпусковые наладочные работы»
- Этап «Физический пуск»
- Этап «Энергетический пуск»
- Этап «Опытно-промышленная эксплуатация энергоблока»

ПРИЕМКА ЭНЕРГОБЛОКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Содержание программы обеспечения качества при вводе блока в эксплуатацию ПОКАС (ВЭ) на примере Тяньваньской АЭС состоит в следующем:

ЗАЯВЛЕНИЕ РУКОВОДСТВА АЭС О ПОЛИТИКЕ В ОБЛАСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

- Общие требования к ПОК АС (ВЭ) и обеспечению качества
- Назначение и область распространения ПОК АС (ВЭ)
- Общие принципы и цели деятельности по обеспечению качества при вводе энергоблока (АЭС) в эксплуатацию
- Пересмотр ПОК АС (ВЭ)

ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ

- Организация управления качеством
- Организация работ по вводу в эксплуатацию

ПОДГОТОВКА И КВАЛИФИКАЦИЯ ПЕРСОНАЛА

- Общие положения
- Эксплуатационный персонал
- Персонал пусконаладочных организаций
- Персонал научно-исследовательских, проектно-конструкторских и проектных организаций, связанных с вводом блока АЭС в эксплуатацию
- Шеф-персонал заводов-изготовителей
- Персонал строительных и монтажных организаций

ДОКУМЕНТАЦИЯ

- Общие положения
- Нормативные документы
- Программа ввода блока в эксплуатацию
- Этапные программы ПНР
- Графики ПНР
- Программы индивидуальных испытаний оборудования и трубопроводов
- Программы послемонтажной очистки оборудования и трубопроводов
- Программы пусконаладочных испытаний
- Планы надзора за качеством пусконаладочных работ

КОНТРОЛЬ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

УПРАВЛЕНИЕ ЗАКУПКАМИ

ИДЕНТИФИКАЦИЯ И ОБРАЩЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

ТРЕБОВАНИЯ К РАБОТАМ ПО ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКА (АЭС)

- Общие требования к составу работ
- Требования к основным этапам ввода блока АЭС в эксплуатацию
- Требования к испытаниям систем нормальной эксплуатации
- Требования к испытаниям систем безопасности
- Управление технологическими процессами
- Управление испытаниями систем и оборудования
- Рассмотрение результатов испытаний
- Организация испытаний на этапах (подэтапах) ПНР
- Инспекционный контроль

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ РАБОТ

- Общие требования безопасности
- Промышленная безопасность и охрана
- Пожарная безопасность
- Радиационная безопасность

- Ядерная безопасность
- Физическая защита
- Аварийное планирование
- Техническое обслуживание элементов и систем
- Поддержание чистоты и порядка
- Обеспечение надежности оборудования

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

УПРАВЛЕНИЕ НЕСООТВЕТСТВИЯМИ И КОРРЕКТИРУЮЩИЕ МЕРЫ

ЗАПИСИ ПО КАЧЕСТВУ И КОНТРОЛЬ ЗАПИСЕЙ

- Требования к записям по качеству и контролю за записями
- Отчетная документация пусконаладочных работ

АУДИТЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ

- Общие требования к аудитам
- Организация аудитов на первом уровне
- Организация аудитов на втором уровне
- Организация аудитов на третьем уровне
- Требования к квалификации персонала, проводящего аудиты
- Подготовка и планирование аудитов
- Выполнение аудитов
- Деятельность после аудита
- Документы по аудитам

ПРИЛОЖЕНИЯ:

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ КАЧЕСТВА

ПЕРЕЧЕНЬ ПРОЦЕДУР ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ КАЧЕСТВА ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКА (АЭС)

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Область распространения ПОКАС (ВЭ) приведена в логической схеме на рис. 5.1.

Подготовка пусконаладочной документации (ПНД) является важнейшей частью процесса ввода энергоблока в эксплуатацию. От качества и своевременности выпуска ПНД напрямую зависят качество и сроки выполнения работ. Особое внимание следует обращать на вопросы согласования документации, т. к. после ужесточения нормативной базы и лицензирования в последний период трудоемкость работ по подготовке и особенно по согласованию программ существенно возросла. Согласование ПНД, особенно программ и графиков первого уровня, занимает значительную (а часто и

основную) часть времени на выпуск документов. Опыт показывает, что вследствие этого выпуск пусконаладочной документации во многих случаях оказывается на «красной» линии работ.



Рис. 5.1. Область распространения ПОКАС (ВЭ)

Разработка и согласование пусконаладочной документации проводится в соответствии с графиком разработки и согласования пусконаладочной документации. На примере энергоблока №3 Калининской АЭС этот график включал 674 документа по следующим разделам:

- Организационно-распорядительная документация.
- Этапные программы и графики.
- Оборудование и системы реакторного отделения.
- Оборудование и системы турбинного отделения.
- Оборудование и системы химического цеха.
- Электротехническое оборудование и системы.
- Автоматизированная система управления технологическими процессами.
- Оборудование и системы радиационного контроля.
- Оборудование и системы вентиляции и кондиционирования.
- Оборудование и системы цеха обеспечения систем безопасности.
- Вспомогательное оборудование и системы.
- Системы теплоснабжения.
- Транспортно-технологическое и обслуживающее оборудование ядерного топлива.
- Виброобследование оборудования; специальные пусконаладочные измерения.
- Испытания, выполняемые на разных этапах ввода блока в эксплуатацию.
- Испытания во время физического пуска.
- Испытания в период энергетического пуска и опытно-промышленной эксплуатации.

График содержит информацию о необходимости согласования с организациями:

- разработчиком проекта РУ;
- разработчиком проекта АЭС;
- научным руководителем пуска;
- научным руководителем проекта.

График разработки эксплуатационной документации включает разработку инструкций по эксплуатации и эксплуатационных схем. Разработка обычно выполняется головной (генподрядной) пусконаладочной организацией, а также ее субподрядными

организациями. Вышеуказанные особенности согласования относятся также и к эксплуатационной документации.

График окончания строительно-монтажных работ и ввода в эксплуатацию энергоблока включает основные этапы ввода с учетом необходимых сроков завершения СМР на первоочередных и последующих объектах, а также совмещения СМР и ПНР.

Укрупненный упрощенный график ввода в эксплуатацию блока №1 Ростовской АЭС, включающий завершение СМР по реакторному отделению, гидросооружениям, спецкорпусу и машзалу, в качестве примера приведен на рис. 5.2.

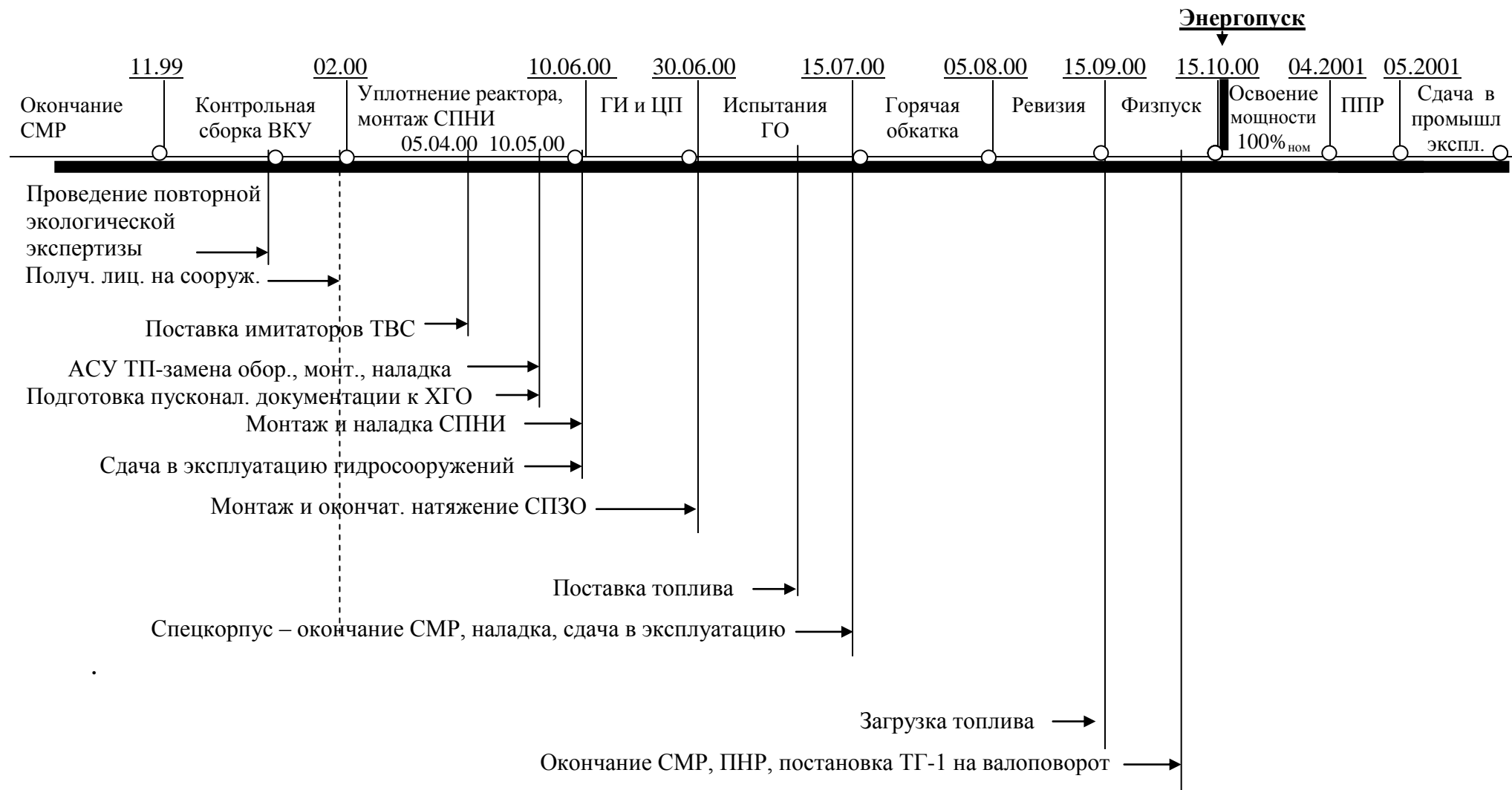


Рис. 5.2. Укрупненный график ввода в эксплуатацию блока №1 Ростовской АЭС

Этапные программы

Этапная программа ПНР (программа проведения ПНР на отдельном этапе или подэтапе ввода блока АЭС в эксплуатацию) предназначена для организации и производства работ на блоке на этапе и подэтапе ввода в эксплуатацию. Этапная программа устанавливает:

- цели этапа;
- требования по готовности блока и общестанционных систем к этапу, включая требования по готовности систем, оборудования, зданий, помещений, документации, персонала;
- технологические ограничения и указания;
- состав и последовательность работ на этапе;
- критерии окончания работ на этапе.

В большинстве случаев разрабатываются следующие этапные программы:

- предпусковых испытаний;
- физического пуска реактора;
- энергетического пуска и освоения проектной мощности блока.

К этапным программам относятся:

- Программа предпусковых наладочных работ, включающая подэтапы:
- Индивидуальные испытания и опробования оборудования;
- ХГО;
- ревизия оборудования первого контура;
- испытания системы герметичных ограждений.
- Программа физического пуска.
- Программа энергетического пуска и опытно-промышленной эксплуатации.

Этапные графики работ разрабатываются по мере подготовки к началу работ в соответствующих контрольных точках. Для энергоблока с ВВЭР-1000 в качестве контрольных точек обычно принимается начало, либо окончание работ на этапах (подэтапах):

- гидравлическое испытание и циркуляционная промывка первого контура;
- испытание гермооболочки на прочность и герметичность;
- первая ревизия оборудования первого контура в соответствии с программой предэксплуатационного контроля;
- горячие испытания систем и оборудования;
- вторая ревизия оборудования первого контура в соответствии с программой предэксплуатационного контроля;
- промывка трубопроводов и оборудования раствором борной кислоты;
- физический пуск;

- энергетический пуск.

При необходимости количество контрольных точек может изменяться.

Этапные программы и графики составляются с учетом целей, задач, готовности, типовых состава, последовательности и продолжительности работ и испытаний на данном этапе с учетом возможных изменений последовательности выполнения и переносов работ и испытаний с этапа на этап. Учитываются также возможности совмещения СМР и параллельного выполнения работ (сетевые графики). В программах приводятся ограничения, технологические указания, меры безопасности и критерии успешного завершения работ.

В типовых (рабочих) этапных программах должен содержаться перечень необходимых испытаний систем и оборудования, выполняемых на этапах ПНР. Ответственность за необходимость и достаточность предусмотренных программами испытаний несут должностные лица организаций разработчика проекта АС, разработчика проекта РУ, научного руководителя и эксплуатирующей организации, согласовавшие и утвердившие соответствующую типовую (рабочую) этапную программу.

В качестве примера ниже приводится содержание программы предпусковых наладочных работ на энергоблоке №1 Ростовской АЭС:

1 ВВЕДЕНИЕ

Часть 1

ИСПЫТАНИЕ И ОПРОБОВАНИЕ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ. ПРОГРАММА И МЕТОДИКА

1.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.2 ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД И СИСТЕМ НАДЁЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ I И II КАТЕГОРИИ

1.3 АВТОНОМНАЯ и комплексная НАЛАДКА И ИСПЫТАНИЯ АСУ ТП

1.3.1 Меры безопасности

1.3.2 Условия проведения работ

1.3.3 Состав и последовательность работ

1.4 ПРОМЫВКА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ, ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ МЕХАНИЗМОВ И АГРЕГАТОВ

1.4.1 Меры безопасности

1.4.2 Условия проведения работ

1.4.3 Состав и последовательность выполнения работ

1.4.4 Промывка систем на разуплотненный реактор

1.5 ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЯ СИСТЕМ

1.6 ПОДГОТОВКА РЕАКТОРА К ПОДЭТАПУ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ, ПРОМЫВКА И ОБКАТКА РУ

1.6.1 Ограничения, технологические указания и меры безопасности

1.6.2 Условия готовности систем и оборудования для выполнения работ

1.6.3 Последовательность выполнения работ по подготовке реактора к обкатке

1.7 ДОКУМЕНТАЦИЯ ОТЧЕТНАЯ И СДАТОЧНАЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ I-1 Организационные и технические мероприятия по обеспечению безопасности при проведении подэтапа испытания и опробование систем и оборудования

ПРИЛОЖЕНИЕ I-2 Перечень помещений, принятых во временную или постоянную эксплуатацию к началу подэтапа "Испытание и опробование систем и оборудования РУ" (ИОО)

ПРИЛОЖЕНИЕ I-3 ПЕРЕЧЕНЬ технологических систем, монтаж которых необходимо закончить в первую очередь к началу подэтапа ИОО

ПРИЛОЖЕНИЕ I-4 ПЕРЕЧЕНЬ вентиляционных систем, монтаж которых необходимо закончить к подэтапу ИОО

ПРИЛОЖЕНИЕ I-5 ПЕРЕЧЕНЬ запорной и регулирующей электрифицированной арматуры, необходимой к подэтапу ИОО

ПРИЛОЖЕНИЕ I-6 ПЕРЕЧЕНЬ вращающихся механизмов необходимых к подэтапу ИОО

ПРИЛОЖЕНИЕ I-7 ПЕРЕЧЕНЬ отсечной пневмоприводной арматуры необходимой к подэтапу ИОО

ПРИЛОЖЕНИЕ I-8 ПЕРЕЧЕНЬ испытаний, проводимых на подэтапе ИОО, на технологических и вент. системах реакторного, турбинного отделений, спецкорпуса, РДЭС и других общестанционных системах, а также оборудовании реактора и ТТО

Приложение I-9 График проведения ПНР по системам реакторного отделения бл.№1 РАЭС на подэтапе "Испытания и опробование систем и оборудования РУ"

Приложение I-10 График пусконаладочных работ на оборудовании второго контура энергоблока №1 Ро АЭС

Приложение I-11 График проведения ПНР на системах спецкорпуса РАЭС

Приложение I-12 График проведения строительно-монтажных и пусконаладочных работ по вентиляции главного корпуса РоАЭС

Приложение I-13 График окончания электромонтажных и проведения пусконаладочных работ по ЭТО и АСУ ТП блока №1 Ростовской АЭС

Приложение I-14 Локальный График подготовки реактора к ХГО блока №1 Ростовской АЭС

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

Часть 2

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ, ПРОМЫВКА И ОБКАТКА РУ. ПРОГРАММА И МЕТОДИКА

2.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 2.2 ОГРАНИЧЕНИЯ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ И МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

2.2.1 Общие ограничения, технологические указания и меры безопасности на подэтапе ГИ, промывки и обкатки РУ

2.2.2 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по системам электрооборудования, контроля, управления, автоматического регулирования

2.2.3 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по реактору и первому контуру

2.2.4 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по системе компенсации давления

2.2.5 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по парогенераторам

2.2.6 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по главным циркуляционным насосам

2.2.7 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по фильтрам байпасной очистки теплоносителя первого контура

2.2.8 Ограничения, технологические указания и меры безопасности по системе подпитки-продувки

2.2.9 Ограничения, технологические указания по системам безопасности

2.3 ГОТОВНОСТЬ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

2.3.1 Общие положения

2.3.2 Готовность строительной части

2.3.3 Готовность системы автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации

2.3.4 Готовность технологических систем и оборудования к началу гидравлических испытаний и обкатки РУ

2.3.5 Готовность АСУ ТП и электрооборудования

2.4 МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ, ПРОМЫВКИ И ОБКАТКИ РУ

2.4.1 Гидравлические испытания и промывка первого контура

2.4.2 Работы по установке узлов приводов СУЗ, ревизии ГЦН, наложению теплоизоляции

2.4.3 Обкатка РУ

2.5 КРИТЕРИИ УСПЕШНОГО ЗАВЕРШЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ,
ПРОМЫВКИ И ОБКАТКИ РУ

2.6 ДОКУМЕНТАЦИЯ ОТЧЕТНАЯ И СДАТОЧНАЯ

Приложение II-1 Перечень испытаний, выполняемых на подэтапе гидравлических испытаний, промывки и обкатки РУ

Приложение II-2 Требования по обеспечению чистоты технологических систем и оборудования РУ к подэтапу гидравлических испытаний, промывки и обкатки РУ

Приложение II-3 Перечень систем, готовность которых должна быть обеспечена к началу подэтапа гидроиспытаний, промывки и обкатки РУ

Приложение II-4 Перечень актов готовности оборудования и систем к началу гидроиспытаний, промывки и обкатки РУ

Приложение II-5 График ГИ, промывки и обкатки РУ

Приложение II-6 Таблица состояния граничной арматуры первого контура при различных режимах реакторной установки

Приложение II-7 Схема первого контура энергоблока №1 Рo АЭС

Приложение II-8 Мероприятия по предотвращению опрессовки оборудования и трубопроводов, смежных с первым контуром, при гидравлических испытаниях

УСЛОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

Список литературы

Часть 3

РЕВИЗИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ первого КОНТУРА. ПРОГРАММА И
МЕТОДИКА

3.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.2 ЦЕЛЬ РЕВИЗИИ

3.3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

3.4 ВРЕМЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕВИЗИИ

3.5 ГОТОВНОСТЬ СМЕЖНЫХ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ

3.7 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ РЕВИЗИИ

3.7.1 Исходное состояние

3.7.2 Перечень работ и методика проведения ревизии (приведены в таблице)

3.8 ПРИЕМОЧНЫЕ КРИТЕРИИ

3.9 ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ

Приложение III-1, 1а График ревизии основного оборудования первого контура блока №1 Ростовской АЭС

ЛИТЕРАТУРА И ОТНОСЯЩАЯСЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, СИМВОЛОВ

Часть 4

ПОДГОТОВКА И ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМЫ ГЕРМЕТИЧНОГО ОГРАЖДЕНИЯ. ПРОГРАММА И МЕТОДИКА

4.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

4.2 ЭТАП ПРОВЕДЕНИЯ И ЦЕЛЬ ИСПЫТАНИЙ

4.3 ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И УКАЗАНИЯ

4.5 ГОТОВНОСТЬ И ИСХОДНОЕ СОСТОЯНИЕ ВНЕШНИХ СИСТЕМ

4.6 ГОТОВНОСТЬ И ИСХОДНОЕ СОСТОЯНИЕ ДАННОЙ СИСТЕМЫ

4.7 ПЕРЕЧЕНЬ ИЗМЕРЯЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ

4.8 КРИТЕРИИ ЗАВЕРШЕНИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ

4.9 АЛГОРИТМ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ

4.9.1 Локальные испытания герметизирующего оборудования.

4.9.2 Проверка СГО методом вакуумирования

4.9.3 Проверка СГО избыточным давлением

4.10 ФОРМА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ДАННЫХ И РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ

Приложение IV-1 А К Т о проведении испытаний на плотность
Приложение IV-1а график подготовки к испытаниям системы герметичного ограждения энергоблока №1 Ростовской АЭС

Приложение IV-2 ВЕДОМОСТЬ выявленных дефектов при испытаниях СГО блока №1 Ростовской АЭС на герметичность и прочность

Приложение IV-3 АКТ об устранении дефектов, выявленных при испытаниях СГО блока №1 Ростовской АЭС

Приложение IV-4 ВЕДОМОСТЬ данных измерений при испытании СГО блока №1 Ростовской АЭС на герметичность

Приложение IV-5 ВЕДОМОСТЬ данных измерений при испытании СГО блока №1 Ростовской АЭС на прочность

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

Термины и определения

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Лист ознакомления с ПРОГРАММОЙ

Программы и методики испытаний оборудования и систем

Программы и методики испытаний являются основными документами для подготовки и проведения пусконаладочных работ на оборудовании и системах АЭС. Программы и процедуры испытаний разрабатывают специализированные пусконаладочные организации. Программы испытаний разделяются на общие (этапные) программы и программы испытаний конкретных систем и оборудования.

Программы пусконаладочных испытаний оборудования и систем – это руководящие документы по подготовке и проведению пусконаладочных работ. Эти программы предназначены для установления технических данных, подлежащих проверке и наладке при испытаниях системы (оборудования), они определяют:

- объект испытаний;
- этап проведения и цели испытаний;
- распределение обязанностей и ответственности при выполнении испытаний;
- требования безопасности и охраны окружающей среды;
- технологические ограничения и указания;
- потребность в технических средствах для проведения испытаний;
- готовность и исходное состояние внешних систем (оборудования);
- готовность и исходное состояние данной системы (оборудования);
- перечень измеряемых параметров;
- последовательность выполнения операций;
- конечное состояние системы (оборудования);
- критерии завершения испытания;
- методику обработки результатов испытания;
- формы представления данных и результатов испытания.

Программа пусконаладочных испытаний для системы (оборудования) может представлять собой пакет документов, состоящий из программы испытаний и комплекта технологически связанных процедур испытаний.

Необходимость разработки процедур по вводу в эксплуатацию возникла в последние годы в связи с внедрением на АС систем управления качеством. Процедуры могут носить как организационный характер (например, процедуры применительно к Тяньваньской АЭС в Китае, приведенные в табл. 3), так и характер инструкций (по выполнению программ испытаний, процедуры аварийной эксплуатации и т.п.). Количество

и объем процедур, подлежащих разработке и выполнению, в настоящее время не регламентированы и определяются системой управления качеством, действующей на данной АС.

Для серийного энергоблока разрабатывались типовые программы и методики испытаний оборудования и систем. Типовая пусконаладочная документация для разделов проектов АЭС «Организация проведения ПНР» должна разрабатываться по договору с разработчиком проекта АЭС головной пусконаладочной организацией, либо другими организациями, обладающими соответствующим опытом работ и квалификацией персонала. Не требуется разработка типовой пусконаладочной документации на пусконаладочные работы, регламентированные государственными и отраслевыми стандартами, а также документацией заводов-изготовителей.

Пусконаладочные работы проводятся по рабочей пусконаладочной документации. Для вводимого в эксплуатацию блока АС с ВВЭР-1000 разрабатывается около 800 единиц рабочих пусконаладочных документов (программ и процедур). Рабочая пусконаладочная документация (программы и методики, процедуры испытаний) разрабатывается пусконаладочными организациями, утверждается главным инженером АЭС и является руководящей документацией при проведении пусконаладочных работ. Рабочие программы и методики испытаний разрабатываются в соответствии с комплектом типовой пусконаладочной документации или заново, в случае отсутствия типовых программ и методик.

Рабочие программы подразделяются на следующие виды:

- Программы послемонтажных очисток систем и оборудования.
- Программы гидравлических испытаний систем и оборудования.
- Программы автономной наладки оборудования.
- Программы комплексных испытаний систем.

При проведении ПНР на головных энергоблоках до разработки комплекта типовой пусконаладочной документации должна использоваться заново разработанная рабочая пусконаладочная документация. Перечень необходимой рабочей пусконаладочной документации и график ее разработки должен разработать Генеральный проектировщик АС.

Рабочая пусконаладочная документация должна разрабатываться на основании проекта АЭС, а также конструкторской и заводской документации. Рабочую пусконаладочную документацию на работы, к которым нельзя применить действующие типовые программы и которая разрабатывается заново, разрабатывают специализированные наладочные организации и согласовывают ее в установленном порядке с эксплуатирующей организацией, Заказчиком, техническим руководителем пуска энергоблока АС, монтажной организацией (при необходимости), Главным конструктором РУ, научным руководителем пуска, представителями заводов-изготовителей

испытываемого оборудования. Перечень согласующих организаций должен быть определен для каждой программы и методики.

При наличии типовой пусконаладочной документации рабочая пусконаладочная документация является ее копией, за исключением:

- программа дополняется титульным листом с подписями исполнителей и руководства АЭС. Рабочая программа должна иметь индекс типовой с добавлением наименования АЭС и энергоблока;
- разрабатывается раздел «Введение» на основании текста «Введение» типовой программы;
- отступления от типовой программы указываются в тексте рабочей программы.

Привязка типовых программ к конкретному энергоблоку производится с учетом рабочего проекта энергоблока и проектных изменений к нему. Отступления от типовой программы, выполненные в процессе привязки типовой программы к конкретному энергоблоку, оформляются техническим решением, при этом:

- в случае изменения объемов испытаний, методики проведения испытаний, алгоритмов и последовательности проведения операций, критериев завершения испытаний, технологических ограничений и мер безопасности, а также внесения дополнительных разделов, оформляется техническое решение за подписью организаций, принимавших участие в разработке и согласовании типовой программы;
- другие изменения (маркировка, индексация оборудования и арматуры, связанные с изменениями в рабочих чертежах, изменение нумерации пунктов и т.д.) оформляются техническими решениями за подписью представителей организаций на площадке АЭС, подписавших и согласовавших типовую программу, и утверждаются главным инженером АЭС.

Пусконаладочная документация должна предусматривать технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности выполнения ПНР в соответствии с требованиями действующих в атомной энергетике норм и правил.

Разработчик программ несет ответственность за соответствие технических решений, использованных в программах ПНР, требованиям проектной, конструкторской и действующей нормативно-технической документации.

Инструкции по эксплуатации и эксплуатационные схемы

Для вводимого в эксплуатацию блока АС (типа ВВЭР-1000) разрабатывается около 300 единиц эксплуатационных документов (инструкции по эксплуатации систем и оборудования, эксплуатационные регламенты, противоаварийные инструкции).

Инструкции по эксплуатации оборудования являются рабочими документами для производства ПНР и эксплуатации АС. Инструкции по эксплуатации оборудования

разрабатываются Заказчиком или специализированной пусконаладочной организацией по договору с Заказчиком.

Требования к инструкциям по эксплуатации оборудования содержатся в ОСТ 34-37-812-85, в соответствии с которым ИЭ оборудования должна состоять из следующих разделов:

- введение;
- назначение, характеристика и краткое описание оборудования;
- указания мер безопасности;
- подготовка к работе;
- порядок работы;
- останов оборудования;
- возможные неисправности и действия персонала по их устранению;
- техническое обслуживание;
- требования к дезактивации;
- приложения;
- лист изменений;
- лист ознакомлений с изменениями.

В разделе "Введение" указывают назначение и область распространения ИЭ, перечень должностных лиц, которым необходимо знать данную инструкцию;

В разделе "Назначение, характеристика и краткое описание оборудования" указывают:

- назначение оборудования;
- технические характеристики оборудования;
- краткое описание конструкции оборудования.

Разделы "Указания мер безопасности", "Подготовка к работе", "Порядок работы" следует выполнять в соответствии с ГОСТ 2.601-78.

В разделе "Останов оборудования" излагают:

- порядок подготовки оборудования к останову;
- порядок останова оборудования;
- организационные и технические мероприятия для сохранения оборудования в состоянии останова.

В разделе "Возможные неисправности и действия персонала по их устранению" следует приводить перечень возможных неисправностей, указать их вероятные причины, действия обслуживающего персонала по устранению этих неисправностей с учетом требований радиационной и ядерной безопасности.

Данные должны быть сведены в таблицу.

В разделе "Техническое обслуживание" приводят:

- указания по техническому осмотру и проверке работоспособности оборудования и его составных частей;
- перечень и содержание работ с указанием необходимого специального оборудования, контрольно-измерительных приборов, аппаратуры, инструмента и т.п.;
- указания о порядке и периодичности освидетельствования оборудования и его составных частей органами надзора.

В разделе "Требования к дезактивации" указывают:

- способы дезактивации, исходя из условий максимальной эффективности дезактивации и сохранения работоспособности оборудования;
- порядок и правила дезактивации предусмотренными способами.

В "Приложения" к инструкции включают:

- категорию и источники электрического питания;
- перечень защит и блокировок;
- необходимые, схемы, графики, чертежи, эскизы, таблицы;
- перечень принятых терминов с соответствующими разъяснениями.

Инструкции по эксплуатации технологических систем для проведения ПНР и эксплуатации разрабатываются в составе проекта АС разработчиком проекта АС, проектировщиком конкретной системы или специализированной пусконаладочной организацией по договору с разработчиком проекта АС.

Требования к инструкциям по эксплуатации технологических систем содержатся в ОСТ 34-37-802-85. Состав разделов ИЭ технологических систем аналогичен составу ИЭ оборудования, разделы должны содержать:

В разделе "Введение" излагают назначение и область распространения ИЭ, перечень должностных лиц, которым необходимо знать эту инструкцию.

В разделе "Назначение системы" излагают:

- назначение системы и ее роль в технологическом процессе;
- перечень, состав функциональных групп системы и их назначение;
- перечень режимов работы системы;
- перечень программ автоматического управления;
- связь системы со смежными технологическими системами.

В разделе "Технические ограничения, указания и меры безопасности" излагают:

- технологические и эксплуатационные ограничения и указания;
- меры безопасности, которые необходимо соблюдать при обслуживании системы.

В разделе "Подготовка системы к пуску и пуск системы" указывают:

- исходное состояние системы;
- состояние смежных систем;

- порядок подготовки системы к пуску; порядок пуска системы;
- конечное состояние системы.

В разделе "Обслуживание системы во время работы" излагают:

- перевод системы из одного режима работы в другой, в том числе:
- исходное состояние системы;
- порядок подготовки системы к переводу из одного режима работы в другой (подготовки к переходу с работающего оборудования на резервное);
- порядок перевода системы из одного режима работы в другой (перехода с работающего оборудования на резервное);
- конечное состояние системы;
- техническое обслуживание системы во время работы;
- периодичность и порядок опробования оборудования системы;
- перечень контролируемых параметров системы в проектных режимах работы (данные должны быть сведены в таблицу).

В разделе "Останов системы" указывают:

- исходное состояние системы;
- порядок подготовки системы к останову;
- порядок останова системы;
- конечное состояние системы.

В разделе "Вывод оборудования системы в ремонт" излагают:

- условия вывода оборудования системы в ремонт;
- исходное состояние системы;
- порядок подготовки оборудования к выводу в ремонт;
- порядок вывода оборудования в ремонт;
- конечное состояние системы.

В разделе "Ввод оборудования системы в работу из ремонта" излагают:

- исходное состояние системы;
- порядок подготовки оборудования системы к вводу в работу из ремонта;
- порядок ввода оборудования в работу из ремонта;
- конечное состояние системы.

В разделе "Характерные неисправности и методы их устранения" приводят перечень характерных и наиболее часто встречающихся или возможных неисправностей оборудования и методы их устранения.

В приложения включают:

- перечень, наименование, количество, тип, технические данные составных частей системы (данные могут быть сведены в таблицы);

- принцип действия и краткое описание оборудования системы (при необходимости) или ссылку на соответствующий документ;
- перечень автоматических регуляторов системы (данные должны быть сведены в таблицу);
- категория и источники электроснабжения (в табличной форме);
- перечень защит и блокировок и программ автоматического регулирования (указать позиции из общего перечня защит и блокировок по АС);
- необходимые схемы, графики, чертежи, эскизы, таблицы.

Кроме инструкций по эксплуатации систем и оборудования на АЭС должны быть разработаны бланки переключений. В инструкциях должно быть определено, какие переключения должны производиться только по бланкам переключений и с чьего разрешения они производятся.

По бланкам должны выполняться переключения, требующие строгой последовательности операций, переключения на оборудовании систем, важных для безопасности.

В бланке переключений должны быть указаны:

- объект переключений;
- время начала и окончания переключений;
- условия, необходимые для проведения переключений;
- персонал, осуществляющий контроль за ходом выполнения переключений;
- сведения о персонале, выполняющем переключения;
- последовательность производства переключений;
- положение запорной и регулирующей арматуры после окончания переключений.

Для часто повторяющихся переключений на АЭС могут применяться заранее составленные типовые бланки.

К инструкциям и бланкам переключений предъявляются разные требования. Бланки переключений должны дополнять инструкции, а не заменять их.

Эксплуатационная документация должна учитывать реальные отличия оборудования и технологических схем от первоначального проекта, которые в ряде случаев имеют место вследствие принятия в процессе сооружения энергоблока технических решений по замене оборудования, модернизации, устранению коллизий трубопроводов (совпадения или недопустимо близкого расположения трубопроводов по месту вследствие ошибки проекта или монтажа) и т.п., а также по результатам ПНР. В зависимости от степени отличия и принятой на энергоблоке системы управления качеством корректировка эксплуатационной документации по результатам ПНР с учетом принятых технических решений может оформляться в виде извещений об изменении, либо перевыпуском эксплуатационной документации по специальной форме «как сделано».

Лекция 6. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию

6.1. Натурное экспериментальное обоснование эксплуатации АЭС

Главной особенностью ввода в эксплуатацию АЭС в нашей стране (и по отечественным проектам за рубежом) является применение метода натурного экспериментального обоснования. Если за рубежом основное внимание уделяется расчетному обоснованию, а при вводе в эксплуатацию натурные испытания проводятся в минимальном объеме, то в нашей стране при вводе в эксплуатацию проводится широкий спектр натурных испытаний, включающих как индивидуальные, так и комплексные испытания разнообразного оборудования и систем на различных стадиях пусконаладочных работ. Вызвано это различными причинами как объективного, так и субъективного характера, в том числе связанными с российскими традициями и российским менталитетом.

Так, при покупке товара жители России стремятся непременно пощупать этот товар. То же самое можно отнести и к энергоблоку АЭС, который до сдачи в эксплуатацию можно определить как некий товар, покупаемый эксплуатирующей организацией. Соответственно натурные испытания оборудования и систем АЭС являются способом «прощупывания» покупаемого товара.

Кроме того известно, что качество отечественной продукции не всегда отвечает высоким стандартам, применяемым для ответственного оборудования и систем АЭС. Поэтому, помимо заводских испытаний и проверок, дополнительные испытания и проверки оборудования на стадиях пусконаладочных работ являются совсем не лишними и весьма полезными, особенно с учетом того, что важной задачей пусконаладочных работ в процессе ввода в эксплуатацию является создание условий для полного завершения процесса приработки конструкций для достижения минимальных значений интенсивности отказов в процессе последующей промышленной эксплуатации энергоблока.

Основной объективной причиной необходимости применения метода натурного экспериментального обоснования прочности и ресурса при вводе в эксплуатацию является невозможность полного моделирования работы натуральных конструкций как расчетным путем, так и на стендах. Прямые натурные исследования, проведенные на оборудовании РУ при пусконаладочных работах и эксплуатации, особенно при переходных и динамических режимах, показали, что расчётные методы могут давать значительные погрешности в определении величин амплитуд локальных напряжений и коэффициентов асимметрии. Это вызвано сложностью назначения граничных условий, трехмерностью и сложным характером распределения напряжений, особенно в зонах конструктивных неоднородностей, и неоднородностью механических свойств в местах сварки и наплавки. При этом погрешности в определении величин напряжений в единицы и десятки процентов приводят к погрешностям оценки ресурса в десятки и сотни раз.

Сложность, продолжительность, затратность процесса ввода в эксплуатацию и значительность его влияния на надежность, безопасность и экономичность последующей промышленной эксплуатации АЭС привели к необходимости накопления, анализа, обобщения и систематизации знаний об этом процессе, нормативного регулирования и оптимизации процесса, теоретической разработки модели ввода в эксплуатацию. Результатом всех этих работ стало создание в «Атомтехэнерго» новой области науки: науки ввода в эксплуатацию АЭС.

Научный подход к натурным испытаниям при вводе в эксплуатацию является антиподом известного в народе метода «тыка», по которому эксперименты с оборудованием производятся без достаточной проработки и учета возможных последствий, отражающихся не только на экономичности самих экспериментов, вызываемой экспериментами повреждаемости оборудования, но и на безопасности оборудования, персонала и даже, возможно, окружающей среды. В силу этого научный подход к вводу в эксплуатацию можно считать необходимой составляющей концепции культуры безопасности, принятой в атомной энергетике.

Пренебрежение научным подходом к натурным испытаниям и применение метода «тыка» может приводить к тяжелым последствиям, примером чему может служить Чернобыльская авария, произошедшая вследствие не только имевшихся недостатков проекта реактора, но, и в первую очередь, вследствие проведения натурных испытаний в условиях, не обеспечивающих гарантий безопасности: отключение защит, неучет особенностей реактивности реактора.

6.2. Цели и условия натурных испытаний при вводе в эксплуатацию

В расширенной форме цели натурных испытаний при вводе в эксплуатацию можно определить следующим образом:

- обоснование прочности;
- обоснование надежности и безопасности эксплуатации;
- обоснование ресурса;
- обоснование экономических показателей.

Цели и условия натурных испытаний при вводе в эксплуатацию представлены на рис. 6.1. Обобщенной целью ввода в эксплуатацию является подтверждение готовности энергоблока к промышленной эксплуатации и оптимальности условий его эксплуатации путем выполнения требуемого объема испытаний.

Основные условия натурных испытаний при вводе в эксплуатацию:

- безопасность проведения работ;
- «экономия» ресурса оборудования;
- экономичность пусконаладочных работ.

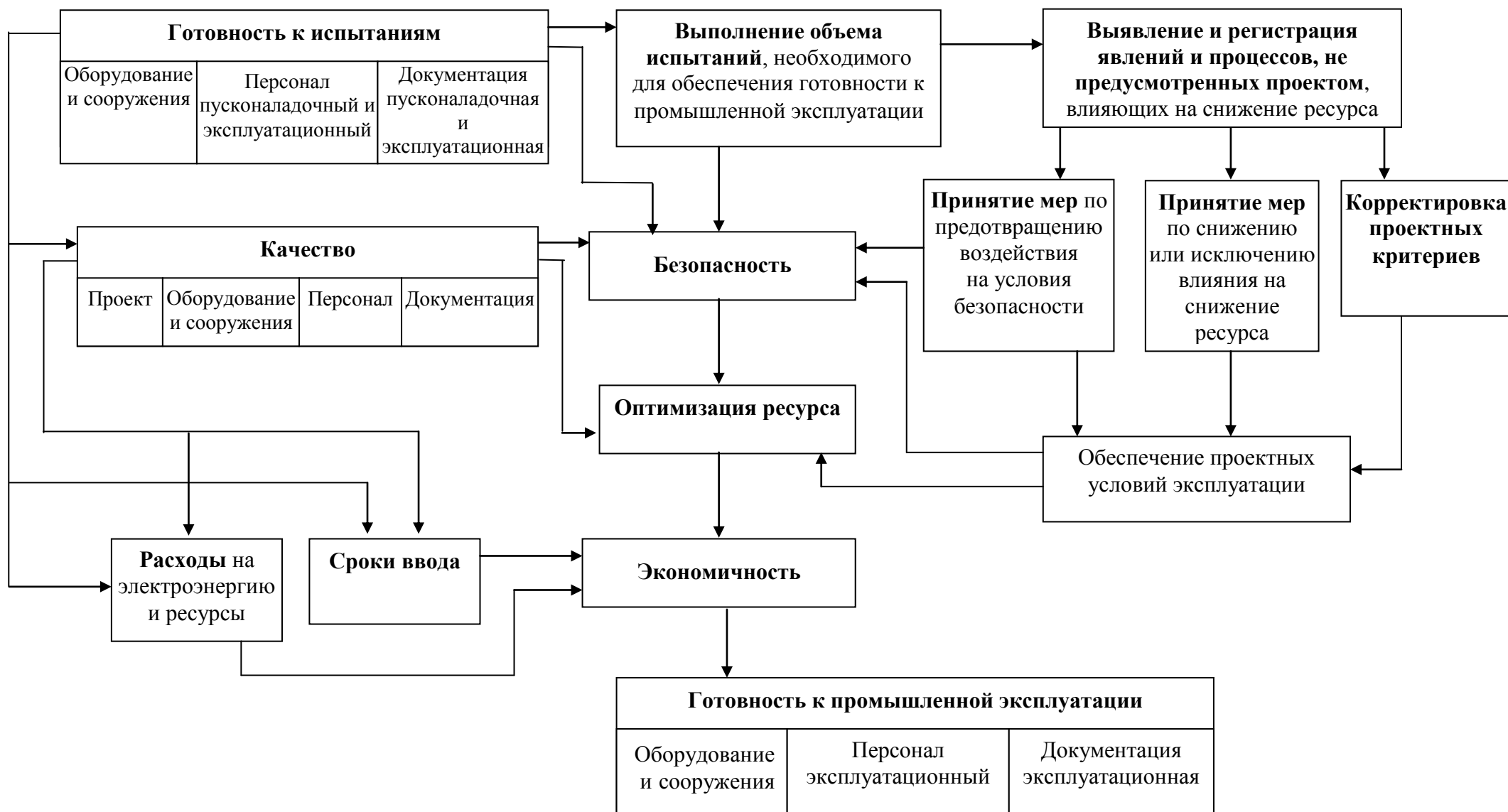


Рис. 6.1. Цели и условия натурных испытаний при вводе в эксплуатацию

Первые два условия связаны с обеспечением проектных условий эксплуатации, а также с качеством и отработанностью проекта, готовностью и качеством оборудования, эксплуатационного и пусконаладочного персонала, пусконаладочной и эксплуатационной документации.

Экономичность этого периода зависит от:

- продолжительности ввода энергоблоков, которая в свою очередь зависит от многих факторов, в том числе от качества и отработанности проекта, готовности и качества оборудования, персонала, документации;
- расходов электроэнергии и ресурсов, которые зависят от тех же факторов.

Таким образом, все три условия пусконаладочных испытаний зависят в основном от одних и тех же факторов и в процессе оптимизации ресурса в значительной степени параллельно решаются задачи безопасности и экономичности.

С другой стороны, не всегда следование целям безопасности и «экономии» ресурса обеспечивает экономичность процесса ввода в эксплуатацию, а иногда и наоборот, когда, например, возникает необходимость выполнения дополнительных испытаний в случае выявления явлений и процессов, не предусмотренных проектом. В этом случае приоритет отдается целям безопасности и оптимизации ресурса. Оптимизация ресурса в этом случае достигается при дальнейшей эксплуатации созданием выработанных в процессе дополнительных испытаний оптимальных условий эксплуатации оборудования.

При выполнении испытаний могут быть выявлены и зарегистрированы явления и процессы, не предусмотренные проектом, влияющие на снижение ресурса и даже на безопасность. В этом случае обеспечение проектных условий эксплуатации может быть достигнуто тремя путями (или их сочетанием):

- принятием мер по предотвращению воздействия на условия безопасности;
- принятием мер по снижению или исключению влияния на снижение ресурса;
- корректировкой проектных критериев.

Последний способ решения проблемы может быть применен в случае недостаточности или невозможности решения первыми двумя путями. В этом случае изменение проектных критериев должно быть обосновано прочностными и другими необходимыми расчетами, подтверждающими прочность и работоспособность оборудования и сооружений в измененных условиях эксплуатации.

6.3. Требования к составу испытаний при вводе в эксплуатацию

Объектами испытаний на АС являются:

- элементы систем энергоблока АС;
- системы энергоблока;
- энергоблок АС в целом.

По основному функциональному назначению системы энергоблока АС делятся на следующие типы:

- технологические;
- электротехнические;
- АСУ ТП (СКУ), включая ее подсистемы.

Каждая система энергоблока любого из трех вышеуказанных типов может состоять из одного или совокупности нескольких видов элементов АС по принадлежности:

- технологических;
- электротехнических;
- элементов АСУ ТП (СКУ).

Состав испытаний на системах и элементах блока АС определяется их назначением и влиянием на безопасность.

Системы и элементы АС по назначению разделяются на:

- системы и элементы нормальной эксплуатации;
- системы и элементы безопасности.

По влиянию на безопасность установлено четыре класса безопасности.

Классы безопасности элементов блока АЭС назначаются разработчиками проекта.

Требования к качеству элементов блока АЭС 1, 2 и 3 классов безопасности должны быть указаны в проектной документации и техническом обосновании безопасности.

К элементам, отнесенным к 4 классу безопасности, предъявляются требования общепромышленных норм и правил, которые должны быть указаны в проектной документации.

По видам испытания при вводе в эксплуатацию энергоблока АС делятся на:

- индивидуальные испытания (наладка) элементов системы. Для элементов АСУ ТП (СКУ) выполняются автономные испытания (наладка);
- комплексные опробования систем;
- общеблочные испытания;
- сдаточные испытания (комплексное опробование) энергоблока АС.

Под индивидуальными (автономными) испытаниями (наладкой) понимаются работы по проверке работоспособности отдельных элементов систем, обеспечивающие выполнение требований, предусмотренных технической документацией на ПНР,

стандартами и техническими условиями к проведению индивидуальных испытаний с целью подготовки оборудования к приемке РПК для комплексного опробования. Индивидуальные (автономные) испытания (наладка) элементов каждой системы энергоблока АС проводятся по рабочим программам, в которых определены объемы и критерии испытаний.

Индивидуальные (автономные) испытания (наладка) элементов каждой системы энергоблока проводятся на каждом отдельном элементе и оборудовании технологической, электротехнической части, части АСУ ТП (СКУ) (если они есть в системе).

Комплексное опробование систем энергоблока АС представляет собой совокупность проверок работоспособности системы в режимах работы, проверка которых предусмотрена проектом, а также программой и методикой испытаний. Комплексное опробование системы любого типа (технологической, электротехнической, АСУ ТП (СКУ)) проводится после окончания индивидуальных (автономных) испытаний элементов системы (технологических, электротехнических, АСУ ТП (СКУ)).

Дополнительно, только для АСУ ТП (СКУ), проводятся испытания:

- опытная эксплуатация АСУ ТП (СКУ) или ее подсистем;
- приемочные испытания АСУ ТП (СКУ) или ее подсистем.

Общевлочные испытания представляют собой взаимосвязанное опробование систем и оборудования блока в режимах, проверка которых предусмотрена проектом, программами и методиками испытаний, и включают в себя:

- динамические испытания;
- нейтронно-физические эксперименты (испытания);
- теплофизические испытания;
- теплогидравлические испытания;
- режимные испытания, включающие проверки взаимосвязанной работы технологических систем и систем регулирования при испытаниях проектных режимов работы энергоблока (увеличение мощности, пуск и останов турбины, проверка режимов работы основных регуляторов и т.д.).

Сдаточные испытания (комплексное опробование) энергоблока АС – это испытания энергоблока в целом для проверки совместной работы основного оборудования и вспомогательных систем. Сдаточные испытания (комплексное опробование) энергоблока проводятся дважды:

- сдаточные испытания энергоблока в опытно-промышленную эксплуатацию производятся при устойчивой работе энергоблока непрерывно в течение 72 часов после завершения динамических испытаний на уровне тепловой мощности не менее 50% от номинальной;
- комплексное опробование энергоблока при работе на

номинальной мощности проводится непрерывно в течение 15 суток после завершения всего объема ПНР и испытаний по системам и энергоблоку АС в целом, выполняемых при вводе энергоблока в промышленную эксплуатацию.

На серийных энергоблоках проводится сокращенный объем испытаний, обусловленный необходимостью подтверждения работоспособности и проектных характеристик оборудования и сооружений АЭС. Для больших серий разрабатывается комплект типовых программ, в соответствии с которыми проводятся испытания. Такие комплекты были разработаны для серий энергоблоков с РУ В-320 и РБМК-1000.

На головных энергоблоках, к которым относятся первые блоки каждой серии, а также первые блоки АЭС, строящихся по российским проектам за рубежом, проводится расширенный объем испытаний, в т.ч. сепарационные, теплотехнические испытания ПГ, увеличенный объем СПНИ, исследования сейсмостойкости оборудования и систем и т.д. Решения об увеличении объема испытаний на серийных энергоблоках могут приниматься также в отдельных случаях в связи с особыми обстоятельствами (ввод энергоблока после длительного простоя и хранения оборудования, применение новых видов основного оборудования, топлива и т.д.).

Лекция 7. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию

7.1. Критерии успешности испытаний

Каждому режиму испытаний соответствуют свои критерии успешности, ограничивающие допустимые температуры, перепады, разности температур, скорости их изменения, наличие, параметры и допустимое количество температурных циклов, давления и пульсации давления, статические и динамические напряжения и деформации, виброускорения, перемещения оборудования, расходы теплоносителя и охлаждающего воздуха, параметры каналов регулирования реактивности, нейтронно-физические характеристики, продолжительность режимов и некоторые другие условия.

Критерии успешности испытаний устанавливаются разработчиком проекта, либо заводом-изготовителем оборудования. В качестве примера в таблице 7.1 приведены проектные критерии, определяющие термонапряженное состояние оборудования РУ ВВЭР-1000 в различных режимах испытаний (соответствующих режимам эксплуатации).

Таблица 7.1. Проектные критерии оценки режимов испытаний РУ ВВЭР-1000

Наименование режима	Проектный критерий оценки режима
Разогрев РУ после проведения гидравлических испытаний	Скорость разогрева КД до $210^{\circ}\text{C} \leq 20^{\circ}\text{C/ч}$
	Скорость разогрева КД после $210^{\circ}\text{C} \leq 30^{\circ}\text{C/ч}$
	Сдвук азотной подушки из КД производится плавно без прерывания процесса в течение 1,5 - 2,0 ч
	Перепад температур верха и низа корпуса КД $\leq 50^{\circ}\text{C}$
	Разность температур теплоносителя в КД и в 1 контуре $\leq 70^{\circ}\text{C}$
	Изменение температур соединительного трубопровода при сдувке азотной подушки $\Delta T_{\text{с.тр}} \leq 50^{\circ}\text{C}$
	Разность температур металла нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{\text{ПГ}} \leq 120^{\circ}\text{C}$
	Температуры ППВ ПГ, патрубка впрыска и патрубка соединительного трубопровода КД в ходе разогрева изменяются без существенных нестационарных явлений ($\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$)
Расхолаживание РУ до температуры 60°C	Скорость расхолаживания $\leq 30^{\circ}\text{C/ч}$
	Разность температур корпуса КД в измерительных точках не должна превышать $\Delta T_{\text{КД}} \leq 85^{\circ}\text{C}$. При $\Delta T_{\text{КД}} \geq 50^{\circ}\text{C}$ повышение уровня в КД не допускается
	Разность температур теплоносителя в КД и подаваемого на впрыск $\Delta T_{\text{впр}} \leq 60^{\circ}\text{C}$
	Температуры ППВ ПГ, патрубка впрыска и патрубка соединительного трубопровода КД в ходе разогрева изменяются без существенных нестационарных явлений ($\Delta T < 10^{\circ}\text{C}$)
	Разность температур нижней части ПГ и питательной воды не должна превышать $\Delta T_{\text{ПГ}} \leq 120^{\circ}\text{C}$
	Создание азотной подушки в КД производится в один прием без прерывания процесса ($T_{\text{аз}} > 20^{\circ}\text{C}$)

Стационарные режимы работы РУ	Перепад температур “холодной” нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{\text{ПП}} \leq 30^\circ\text{C}$
	На патрубке соединительного трубопровода КД допускаются периодические изменения температур с размахом $\Delta T_1 \leq 20^\circ\text{C}$ и периодом $\tau_1 \geq 10$ мин на фоне плавных температурных изменений с $\Delta T_2 \leq 20^\circ\text{C}$ и $\tau_2 \geq 2$ ч
	Изменения температуры на ППВ ПГ (при мощности $\geq 5\% N_{\text{ном}}$), патрубках впрыска КД и патрубках подпитки 1 контура $\Delta T < 10^\circ\text{C}$
	При мощности $\leq 5\% N_{\text{ном}}$ на ППВ ПГ допускаются температурные пульсации с амплитудой $\Delta T_{\text{ППВ}} = 15-35^\circ\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
	Разность температур нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{(\text{ПГ}-\text{ПВ})} < 120^\circ\text{C}$ (при неработающих ПВД)
	Разность температур нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{(\text{ПГ}-\text{ПВ})} < 70^\circ\text{C}$ (при работающих ПВД)
Плановые изменения мощности РУ	Изменение температуры в соединительном трубопроводе КД $\leq 30^\circ\text{C}$
	В моменты возмущений по нагрузке на патрубке соединительного трубопровода КД могут наблюдаться периодические изменения температур с $\Delta T_{\text{с.тр}} < 25^\circ\text{C}$ и периодом $\tau > 4$ мин
	Перепад температур верха и низа корпуса КД $\leq 50^\circ\text{C}$
	Разность температур нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{\text{ПГ}} \leq 120^\circ\text{C}$ (при работающих ПВД $\Delta T_{(\text{ПГ}-\text{ПВ})} \leq 70^\circ\text{C}$)
	Перепад температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{\text{ПП}} \leq 30^\circ\text{C}$
	При мощности $\leq 5\% N_{\text{ном}}$ на ППВ ПГ допускаются температурные пульсации с амплитудой $\Delta T_{\text{ППВ}} = 15-35^\circ\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
Ступенчатый сброс и наброс нагрузки турбогенератора на 5, 10, 15, 20% $N_{\text{ном}}$ Ступенчатое изменение мощности на 20% $N_{\text{ном}}$	Изменение температуры в соединительном трубопроводе КД $\leq 50^\circ\text{C}$
	В моменты возмущений по нагрузке на патрубке соединительного трубопровода КД могут наблюдаться периодические изменения температур с $\Delta T_{\text{с.тр}} < 25^\circ\text{C}$ и периодом $\tau > 4$ мин
	Перепад температур верха и низа корпуса КД $\leq 50^\circ\text{C}$
	Разность температур нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{(\text{ПГ}-\text{ПВ})} \leq 120^\circ\text{C}$
	Перепад температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{\text{ПП}} \leq 30^\circ\text{C}$
	При мощности $\leq 5\% N_{\text{ном}}$ на ППВ ПГ допускаются температурные пульсации с амплитудой $\Delta T_{\text{ППВ}} = 15-35^\circ\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
Ступенчатый сброс нагрузки турбогенератора с 50% $N_{\text{ном}}$ до 10% $N_{\text{ном}}$	Изменение температуры в соединительном трубопроводе КД $\leq 50^\circ\text{C}$
	Происходит впрыск в КД с $\Delta T_{\text{впр}} \leq 70^\circ\text{C}$
	Перепад температур верха и низа корпуса КД $\leq 50^\circ\text{C}$
	Перепад температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{\text{ПП}} \leq 30^\circ\text{C}$
	В связи с переходом на пускоостановочные регуляторы питания ПГ на ППВ допускается 1-2 цикла изменений температуры с $\Delta T_{\text{ППВ}} = 90^\circ\text{C}$, после чего происходит стабилизация температурных пульсаций с $\Delta T_{\text{ППВ}} = 15-35^\circ\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
Сброс нагрузки с 50% $N_{\text{ном}}$ с работой БРУ-К	Изменение температуры теплоносителя в соединительном трубопроводе КД $\leq 50^\circ\text{C}$
	Происходит впрыск в КД с $\Delta T_{\text{впр}} \leq 70^\circ\text{C}$

Сброс нагрузки на 50% $N_{ном}$	Перепад температур верха и низа корпуса КД $\leq 50^{\circ}\text{C}$
	Разность температур нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{(ПГ-ПВ)} \leq 120^{\circ}\text{C}$
	Перепад температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{ПП} \leq 30^{\circ}\text{C}$
	В связи с переходом на пускоостановочные регуляторы питания ПГ на ППВ допускается 1-2 цикла изменений температуры с $\Delta T_{ППВ} = 90^{\circ}\text{C}$, после чего происходит стабилизация температурных пульсаций с $\Delta T_{ППВ} = 15-35^{\circ}\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
Сброс электрической нагрузки со 100% $N_{ном}$ до 0 Принудительное срабатывание АЗ Закрытие стопорных клапанов	Изменение температуры теплоносителя в соединительном трубопроводе КД $\leq 65^{\circ}\text{C}$
	Происходит впрыск в КД с $\Delta T_{впр} \leq 70^{\circ}\text{C}$
	Перепад температур верха и низа корпуса КД $\leq 50^{\circ}\text{C}$
	Разность температур нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{(ПГ-ПВ)} \leq 120^{\circ}\text{C}$
	В связи с переходом на пускоостановочные регуляторы питания ПГ на ППВ допускается 1-2 цикла изменений температуры с $\Delta T_{ППВ} = 90^{\circ}\text{C}$, после чего происходит стабилизация температурных пульсаций с $\Delta T_{ППВ} = 15-35^{\circ}\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
	РТО обеспечивает стабильность температуры подпитки 1 контура ($\Delta T_{ПП} \leq 10^{\circ}\text{C}$) при перепаде температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{ПП} \leq 30^{\circ}\text{C}$
Обесточивание всех работающих ГЦН с переходом на естественную циркуляцию Полное обесточивание АЭС	На соединительном трубопроводе происходят температурные изменения $\Delta T_{с.тр} \leq 50^{\circ}\text{C}$
	В связи с переходом на пускоостановочные регуляторы питания ПГ на ППВ допускается 1-2 цикла изменений температуры с $\Delta T_{ППВ} = 90^{\circ}\text{C}$, после чего происходит стабилизация температурных пульсаций с $\Delta T_{ППВ} = 15-35^{\circ}\text{C}$ и периодом $\tau > 5$ мин
	РТО обеспечивает стабильность температуры подпитки 1 контура ($\Delta T_{ПП} \leq 10^{\circ}\text{C}$) при перепаде температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{ПП} \leq 30^{\circ}\text{C}$
Режим отключения - подключения отдельных ГЦН	В соединительном трубопроводе происходят колебания температуры теплоносителя с $\Delta T_{с.тр} \leq 60^{\circ}\text{C}$
	Изменение температуры на патрубке подпитки 1 контура $\Delta T_{ПП} \leq 30^{\circ}\text{C}$
	Разность температур корпуса КД и теплоносителя впрыска $\leq 70^{\circ}\text{C}$
Отключение одного ТПН из двух работающих	Снижение уровня в ПГ ≤ 900 мм
Отключение ПВД	Температура питательной воды ПГ снижается на $\Delta T_{ПВ} \leq 60^{\circ}\text{C}$
	Изменение температур остальных элементов оборудования РУ $\Delta T \leq 10^{\circ}\text{C}$
	Разность температур металла нижней части корпуса ПГ и питательной воды $\Delta T_{(ПГ-ПВ)} \leq 120^{\circ}\text{C}$
Срабатывание предохранительных клапанов КД при давлениях, равных уставкам срабатывания	Давление в ББ $P_{ББ} \leq 0,3$ МПа (для недопущения подрыва мембраны)

Режим впрыска в КД от ГЦН	Разность температур корпуса КД и теплоносителя впрыска $\leq 60^{\circ}\text{C}$
Впрыск в КД от насосов подпитки	Разность температур корпуса КД и теплоносителя впрыска $\Delta T_{\text{впр}} \leq 90^{\circ}\text{C}$, причем начальное кратковременное (≈ 1 мин.) снижение температуры впрыска свыше указанного уровня не регламентируется
Перерыв питания четырех ГЦН на время от 1 до 2с с последующим восстановлением	Допускаются кратковременные температурные возмущения во всех исследуемых зонах на $\Delta T = 30-50^{\circ}\text{C}$
Гидравлические испытания 1-го контура (давлением 24,5 МПа на подэтапе ГИ и ЦП)	Заполнение КД перед проведением гидравлических испытаний допускается производить при перепаде температур металла верха и низа корпуса КД $\Delta T_{\text{КД}} < 50^{\circ}\text{C}$
	Температура поверхности корпуса реактора $T_p \geq 80^{\circ}\text{C}$
	Температура корпуса КД при подъеме давления свыше 3,47 МПа $T_{\text{КД}} > 100^{\circ}\text{C}$
	Температура поверхности ГЦТ $T_{\text{ГЦТ}} \geq 60^{\circ}\text{C}$
	Перепад температур «холодной» нитки ГЦТ и подпиточной воды 1 контура $\Delta T_{\text{ПШ}} \leq 30^{\circ}\text{C}$
	Термомеханические напряжения в контролируемых точках на ГК и ХК не более $[\sigma]$
Гидравлические испытания 2-го контура	Температура коллекторов ПГ $T_{\text{ПГ}} > 90^{\circ}\text{C}$
	Температура корпуса ПГ $T_{\text{ПГ}} > 90^{\circ}\text{C}$
	Термомеханические напряжения в контролируемых точках на ГК и ХК не более $[\sigma]$

7.2. Оптимизация испытаний оборудования и сооружений при вводе в эксплуатацию

Эксплуатационные нагрузки при испытаниях и их оптимизация

Нагрузки на элементы конструкций РУ, влияющие на их прочность, как основное свойство, определяющее работоспособность конструкций, характеризуются значительным разнообразием:

- термомеханические нагрузки (статические и квазистатические);
- вибрации и пульсации давления (динамические нагрузки);
- сейсмические нагрузки;
- влияние воднохимического режима;
- коррозия;
- эрозия;
- радиационное воздействие.

Различные сочетания термомеханических нагрузок на элементы конструкций РУ, таких как: внутреннее давление, температурные воздействия, усилия от примыкающих трубопроводов, усилия затяга шпилек разъемов, нагрузки при проектных авариях, а также сейсмических и внешних воздействий во всех проектных режимах, приводят к накоплению

циклических повреждений в элементах и узлах конструкций, оборудования и трубопроводов РУ и снижению их изначальной прочности.

По характеру воздействия на состояние оборудования термомеханических нагрузок, как одного из важнейших нагрузочных факторов, режимы эксплуатации РУ, включая режимы испытаний при вводе в эксплуатацию, можно разделить на следующие группы:

- разогревы-расхолаживания;
- стационарные режимы работы РУ;
- плановые изменения мощности РУ;
- динамические режимы (резкие изменения мощности РУ и ТГ);
- режимы с незначительными температурными воздействиями;
- прочие режимы.

Нестационарные тепловые режимы работы РУ можно разделить на два вида. Первые связаны с плавным изменением общих параметров всего 1-го контура, вторые – с изменением теплового состояния отдельных петель или элементов контура, либо с быстрым изменением параметров всего контура, при котором может иметь место значительная неравномерность температур по элементам контура.

В первом случае скорости изменений температуры теплоносителя, предусматриваемые проектом установки, как правило, невелики и величина их ограничивается из условий допустимой термической напряженности корпусов реактора и компенсатора давления. В этих режимах термические напряжения в элементах РУ практически отсутствуют, так как циркуляция теплоносителя обеспечивает равномерный прогрев трубопроводов и корпусов. К таким режимам относятся режимы планового разогрева и расхолаживания.

Во втором случае тепловые процессы могут протекать с большими скоростями изменения температуры на отдельных элементах, вызывая в стенках значительные температурные градиенты. Пики напряжений, возникающих в этих режимах, представляют собой сумму напряжения от внутреннего давления и дополнительных температурных напряжений, возникающих в сечениях трубопроводов и корпусов от температурного градиента по толщине стенки. При этом следует иметь в виду, что кратковременные температурные напряжения, регистрируемые на наружной поверхности, меньше температурных напряжений, действующих в этот момент на внутренней поверхности, и имеют противоположный знак.

Теплогидравлические особенности работы термонапряженных узлов реакторной установки ВВЭР-1000 определяют следующие системы 1-го и 2-го контуров:

- система охлаждения реактора (ГЦК);
- система компенсации давления;

- система продувки-подпитки 1-го контура;
- система байпасной очистки 1-го контура (СВО-1);
- система паропроводов свежего пара;
- система питательной воды;
- система аварийной питательной воды;
- системы аварийного охлаждения активной зоны высокого и низкого давлений, включая пассивную часть с гидроемкостями САОЗ.

Опыт натурного тензотермометрирования установок с ВВЭР-1000 показывает, что непроектные условия нагружения оборудования наиболее вероятны в узлах и элементах, связанных с обслуживающими системами: патрубках основного и аварийного питания ПГ, патрубках подпитки-продувки 1-го контура, патрубках трубопроводов системы компенсации давления. При этом непроектные условия чаще всего выражаются в нестационарных температурных воздействиях на указанные узлы вследствие периодических подач относительно холодного теплоносителя или питательной воды.

Из наиболее нагружаемых термомеханическими нагрузками элементов конструкций РУ (на примере ВВЭР-1000) следует отметить:

- Узлы соединения патрубков СУЗ, ВРК и воздушника с крышкой реактора;
- Патрубок Ду 850 корпуса реактора (горячий и холодный);
- Патрубок САОЗ корпуса реактора;
- Узел соединения патрубка КИП с корпусом реактора;
- Главный разъем реактора;
- Шпилька М170 главного разъема реактора;
- Узлы соединения кронштейна и ложементов с корпусом реактора;
- Узел крепления гнезда для образцов-свидетелей;
- Узел уплотнения чехла с патрубком СУЗ;
- Патрубок пара ПГ;
- Патрубок питательной воды ПГ;
- Патрубок аварийной питательной ПГ;
- Уплотнение люка на днище ПГ Ду 500;
- Уплотнение люка коллектора ПГ Ду 800;
- Нижняя часть коллектора ПГ – патрубок Ду 1200;
- Патрубок продувки ПГ Ду 80;
- Патрубок уравнительного сосуда ПГ Ду 20;
- Коллектор пара ПГ;
- Разъем коллектора 1-го контура ПГ;
- Коллектор 1 контура ПГ в районе уровня;
- Теплообменная трубка ПГ;

- Патрубок впрыска в КД;
- Патрубок сброса КД;
- Патрубок впрыска в КД от системы аварийного ввода бора (для РУ В-428);
- Патрубки воздушника и уровнемера КД;
- Узел подсоединения опорной обечайки к нижнему днищу КД;
- Патрубок дыхательного (соединительного) трубопровода КД;
- Дыхательный трубопровод КД;
- Узел уплотнения смотрового люка КД;
- Патрубки подпитки и продувки 1-го контура;
- Трубопроводы пассивной части САОЗ;
- Защитная оболочка.

Наиболее нагружаемыми вибрациями и пульсациями давления элементами РУ являются:

- внутрикорпусные устройства ректора, в том числе шахта внутрикорпусная, блок защитных труб (БЗТ), опорные трубы днища шахты;
- тепловыделяющие сборки (ТВС);
- главный циркуляционный насос;
- коллекторы ПГ;
- элементы главного циркуляционного трубопровода.

Наиболее подверженными воздействию воднохимических факторов и коррозии являются коллекторы и теплообменные трубы парогенераторов.

Радиационному воздействию в наибольшей степени подвергаются корпуса реакторов.

Оптимизация эксплуатационных нагрузок может быть достигнута:

- оптимизацией условий эксплуатации (нагрузок) при проведении режимов (испытаний);
- оптимизацией состава (количества) выполняемых режимов (испытаний).

Снижение (смягчение) эксплуатационных нагрузок, или их оптимизация, являются важной частью и одним из основных путей решения проблем повышения надежности, ресурсоспособности и безопасности оборудования и сооружений АЭС.

Совершенствование объема и состава испытаний

Оптимизация объема и состава испытаний может достигаться как путем сокращения или исключения некоторых испытаний, так и замены испытаний на другие испытания, оказывающие меньшее влияние на безопасность, остаточный ресурс оборудования и являющиеся более экономичными. Помимо этого, эта же цель может достигаться путем совмещения испытаний.

В качестве примера обоснованного сокращения испытаний без снижения их информативности можно привести оптимизацию номенклатуры испытаний для определения спада расхода теплоносителя при обесточивании различного числа ГЦН (выбега ГЦН). Программой испытаний предусмотрено проведение обесточивания одного, двух, трех, четырех ГЦН из четырех работающих, двух из двух, трех из трех работающих ГЦН и соответствующего числа включений-отключений ГЦН, вызывающих существенные нагрузки как на сам ГЦН, так и динамические нагрузки на другое оборудование РУ.

В результате анализа и сравнения кривых выбегов ГЦН в этих комбинациях, полученных на ряде блоков с РУ ВВЭР-1000, было сделано заключение, что в первые 20 с процесса выбега всех ГЦН одинаковы в пределах погрешности применяемого метода измерений и не зависят от режима обесточивания (числа отключаемых и работающих насосов), имеющих отличия в проектах РУ и конструкции ГЦН. На основании этого предложено в дальнейшем проводить измерения выбега только одного ГЦН из четырех работающих на этапе горячей обкатки. На этапах освоения мощности специальных испытаний по обесточиванию ГЦН не проводить, а получать информацию о выбегах ГЦН при проведении других испытаний, связанных с отключением ГЦН (полное обесточивание блока, испытание устройства разгрузки и ограничения мощности).

При планировании работ по вводу в эксплуатацию (разработке этапных программ и графиков испытаний) стремятся, там, где это возможно, к максимальному совмещению испытаний. Так, абсолютное большинство испытаний по тензометрированию и термометрированию оборудования ГЦК, выполняемых в 56 режимах, совмещены с проведением других необходимых испытаний РУ. Теплогидравлические испытания реактора и 1-го контура, требующие режимов работы ГЦН в различных сочетаниях, на этапе «гидравлические испытания и промывка 1-го контура, горячая обкатка РУ» совмещаются с измерениями пульсаций давления, вибраций и перемещений оборудования реакторной установки, также требующих режимов работы ГЦН в различных сочетаниях и, соответственно, включений-отключений ГЦН. Последовательность режимов, регистрируемых по программам данных испытаний, разрабатывается из условия минимально достижимого количества включений-отключений ГЦН.

По опыту испытаний на ряде энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 были исключены из объема испытаний по термометрированию оборудования ГЦК режимы, в которых не отмечалось практически никаких температурных воздействий и которые также не требуют отдельной специальной проверки:

- режимы поочередного включения-отключения отдельных групп блоков ТЭН КД;
- специальные кратковременные опробования БРУ-А и БРУ-К;
- продувка уровнемеров КД.

Применяемые в настоящее время при вводе в эксплуатацию РУ ВВЭР-1000 системы внутриреакторного контроля вибраций и пульсаций давления в

элементах ВКУ и в имитаторах ТВС достаточно сложны по конструкции и по технологии монтажа на реакторе, вследствие чего вероятность повреждения элементов этих систем в процессе монтажа на реакторе достаточно высока.

Как показывает опыт, в данных системах возможно наличие дефектов и повреждений, не выявляемых в процессе гидроиспытаний, но проявляющихся позднее в процессе горячей обкатки в виде течи, видимо, из-за накопления к моменту образования течи повреждения вследствие имевших место циклов термосиловых нагрузок. Появление течей в защитных трубах и узлах вывода данных систем приводит к необходимости расхолаживания реакторной установки для ремонта и устранения течей и прерывания процесса горячей обкатки.

Возможность отказа от систем внутриреакторных измерений вибраций и пульсаций давления на однотипных энергоблоках может быть оправдана достаточностью и повторяемостью результатов, полученных на ранее введенных энергоблоках с ВВЭР-1000. В перспективе ставится задача осуществления контроля вибрационного отклика и динамической нагруженности внутрикорпусных устройств реактора по виброшумовым характеристикам крышки реактора, что позволит отказаться от внутрикорпусных измерений. Такая задача может быть решена путем:

- оценки вибрационного состояния крышки реактора во взаимосвязи с оборудованием ГЦК РУ;
- выявления связей между величинами вибраций и их спектральным составом по преобразователям внешнего и внутриреакторного контроля;
- набора исходных данных для формирования критериев оценки нормального состояния внутриреакторного оборудования, а также для разработки методик диагностического контроля состояния РУ и его остаточного ресурса с помощью систем внешнереакторного контроля.

Оптимизация последовательности испытаний

Примерами оптимизации последовательности пусконаладочных испытаний могут служить изменения последовательности этапов ПНР, реализованные при вводе в эксплуатацию энергоблока №1 Ростовской АЭС.

Типовым графиком ввода в эксплуатацию была предусмотрена следующая последовательность этапов ПНР:

ИОО ⇒ ХГО ⇒ ревизия ⇒ испытания СГО ⇒ ФП ⇒ ЭП ⇒ ОПЭ,

где ХГО – холодная и горячая обкатка; ФП и ЭП – физический и энергетический пуски; ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация.

Для уменьшения продолжительности ПНР по мере готовности ГЦН и их вспомогательных систем был выполнен непредусмотренный типовым графиком подэтап

«Предварительные гидроиспытания и циркуляционная промывка» на «холодной» воде ($T \leq 403 \text{ K}$). Это позволило до начала подэтапа ХГО устранить выявленные при проведении гидроиспытаний дефекты, обкатать ГЦН и вспомогательные системы, а также выполнить отмывку 1-го контура до установленного нормативными требованиями качества теплоносителя. Одновременно выполнялись монтажные и наладочные работы на резервной дизельной электростанции (РДЭС), проводилась обкатка дизель-генератора на холостом ходу и под нагрузкой.

Следует иметь в виду, что необходимость выполнения подэтапа «Предварительные ГИ и ЦП» определялась особенностями ввода в эксплуатацию энергоблока №1 Ростовской АЭС после длительного простоя и хранения оборудования и может не являться оптимальной для энергоблоков в условиях поточного строительства.

Существенный вклад в оптимизацию процесса ввода в эксплуатацию внес перенос испытаний системы герметичного ограждения на блоке №1 Ростовской АЭС на более ранний период по сравнению с типовым графиком. Проведение этих испытаний до начала горячей обкатки позволило использовать имеющиеся возможности интенсификации работ при неготовности оборудования к проведению испытаний по типовому графику, т. е. реально сократить общее время ввода в эксплуатацию и в то же время при работе РУ на номинальных параметрах иметь полностью готовую, испытанную на прочность и плотность герметичную оболочку, т.е. повысить безопасность проведения работ в период ХГО.

Таким образом, на энергоблоке №1 Ростовской АЭС была реализована следующая последовательность этапов ПНР:

ИОО \Rightarrow предварительные ГИ и ЦП \Rightarrow испытания СГО \Rightarrow ХГО \Rightarrow ревизия \Rightarrow ФП \Rightarrow ЭПЭ.

Этот опыт был использован на блоке №3 Калининской АЭС, а также на блоке №1 Тяньваньской АЭС в Китае.

Совершенствование методик испытаний

Совершенствование методик пусконаладочных испытаний при вводе в эксплуатацию является отдельной обширной темой и не рассматривается в данном курсе лекций, однако может быть рекомендовано для самостоятельного изучения.

7.3. Технические требования готовности систем, оборудования и помещений энергоблоков атомных станций с реакторами ВВЭР и РБМК к этапам ПНР

Этап «Испытания и опробование систем и оборудования»:

Целью работ на данном этапе является послемонтажная очистка, промывка (продувка) оборудования и трубопроводов, испытания на плотность и прочность, испытания машин, механизмов и агрегатов на холостом ходу с проверкой соответствия фактических характеристик проектным (паспортным), поузловое опробование систем и оборудования, участвующих и обеспечивающих выполнение ПНР на последующем этапе.

На этапе "Функциональные испытания и поузловое опробование систем и оборудования" выполняются пусконаладочные работы по электротехническим устройствам, средствам автоматизации, измерения и отображения информации, технологическим системам, оборудованию и трубопроводам.

Началом ПНР по электротехническим устройствам, средствам автоматизации, измерения и отображения информации следует считать начало работ по наладке, испытаниям и послемонтажной проверке устройств и систем.

Началом ПНР по технологическим системам и оборудованию следует считать момент подачи напряжения на потребители собственных нужд систем по проектной схеме.

Готовность системы пожаротушения блока к моменту подачи напряжения на собственные нужды:

- выполнен монтаж металлоконструкций и трубопроводов системы автоматического пожаротушения в полном проектом объеме;
- закончены сварочные работы в помещениях кабельного хозяйства испытываемых и опробуемых систем;
- произведена герметизация кабельных проходок;
- закончен монтаж и наладка дистанционного управления автоматических установок пожаротушения;
- системы пожаротушения находятся в работе по схеме дистанционного управления;
- помещения АС, принятые во временную и постоянную эксплуатацию, оснащены проектными средствами пожаротушения и средствами сигнализации;
- подготовлены переносные средства пожаротушения и в необходимых местах организованы противопожарные посты.

По электротехническим устройствам на этапе испытания и опробования систем и оборудования должны быть выполнены:

- проверка соответствия щитовых изделий, аппаратуры и приборов проекту;
- проверка электротехнических характеристик оборудования, аппаратуры и

устройств в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и требованиями документации заводов-изготовителей;

- испытания изоляции оборудования и кабелей повышенным напряжением;
- подготовка устройств к включению, наладка и опробование на неработающем оборудовании;
- проверка устройств в работе при индивидуальных испытаниях технологического оборудования.

По средствам автоматизации, измерения и отображения информации на этапе испытания и опробования систем и оборудования должны быть выполнены:

- проверка датчиков, приборов и аппаратуры в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и требованиями документации заводов-изготовителей;
- проверка соответствия щитовых изделий, приборов и аппаратуры проекту;
- проверка схем вторичной коммутации электрооборудования и аппаратуры;
- проверка изоляции оборудования и схем электропитания;
- подготовка средств автоматизации, измерения и отображения информации к включению, наладке и опробованию на неработающем технологическом оборудовании;
- проверка устройств в работе при индивидуальных испытаниях технологического оборудования;
- метрологическая аттестация каналов информации;
- отладка программ математического обеспечения автоматизированной системы управления технологическими процессами.

По технологическим системам, оборудованию и трубопроводам на этапе испытания и опробования систем и оборудования должны быть выполнены:

- проверка соответствия систем, оборудования и трубопроводов требованиям проекта;
- послемонтажная очистка оборудования и трубопроводов;
- индивидуальные испытания оборудования и трубопроводов;
- испытания и опробование систем и оборудования.

Этап "Гидравлические испытания, циркуляционная промывка и обкатка РУ":

Целью работ на этапе гидроиспытаний, промывки и обкатки РУ является:

- подтверждение соответствия оборудования и трубопроводов требованиям заводской документации по прочности и герметичности и "Правилам устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок";
- наладка совместной работы оборудования РУ и

вспомогательных технологических систем нормальной эксплуатации в проектных режимах при заполнении, разогреве 1-го контура, работе при номинальных параметрах, расхолаживании и дренировании 1-го контура;

- проведение работ и испытаний в соответствии с пусконаладочной документацией по реакторной установке;
- проверка работоспособности и соответствия проектным требованиям систем, важных для безопасности;
- достижение проектного качества воды 1-го контура и парогенераторов;
- приобретение оперативным персоналом навыков по управлению системами и оборудованием;
- комплексные испытания АСУ ТП;
- комплексное опробование технологических систем с отображением информации в АСУ ТП.

Приведен перечень требований к строительно-монтажной готовности систем и оборудования к началу этапа.

Готовность строительной части:

- в помещениях по перечню, в соответствии с Приложением 1 к ТТ-86, реакторного, турбинного отделений, дизельгенераторной, спецкорпуса закончены строительные и монтажные работы в объеме проекта;
- произведена герметизация трубных и кабельных проходок, проемов в соответствии с требованиями проекта и норм пожарной безопасности;
- проверена нормальная работа и герметичность люков, дверей в производственных помещениях реакторного отделения.

Готовность автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации:

- смонтированы системы автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации в объеме проекта;
- произведена наладка и испытание систем автоматического пожаротушения и пожарной сигнализации;
- произведены натурные испытания автоматического пожаротушения с подачей воды в кабельные шахты и помещения;
- проверена гидроизоляция полов кабельных помещений;
- смонтирована и налажена автоматическая пожарная сигнализация в помещениях УКТС, УВС, СУЗ, АБП, РЩУ, кабельных помещениях и помещениях распреустройств;
- разработан и согласован с ВПЧ МВД РФ оперативный план пожаротушения;
- разработаны карточки пожаротушения на пожароопасные помещения;
- подготовлены переносные средства пожаротушения и в необходимых местах

организованы противопожарные посты.

Готовность технологических систем и оборудования к началу подэтапа:

Приведен перечень систем на которых выполнены мероприятия, обеспечивающие чистоту оборудования и трубопроводов.

Готовность оборудования и систем 1-го контура:

- вспомогательные системы 1-го контура промыты по временным и штатным схемам;
- смонтированы нештатные системы измерений;
- наложена проектная теплоизоляция на оборудование и трубопроводы 1-го контура, кроме участков, подлежащих осмотру при гидроиспытании;
- закончены монтажные работы на трубопроводах (отключающие устройства не смонтированы), арматуре и оборудовании 1-го контура;
- оформлены документы в соответствии со СНиП 3.05.05-84 и ПНАЭ Г-7-008-89;
- главные циркуляционные трубопроводы приняты на чистоту внутренней поверхности по акту, посторонние предметы и заглушки из штуцеров извлечены, произведено "пыжевание" соединительного трубопровода КД с главным циркуляционным трубопроводом;
- компенсатор давления принят по акту на чистоту и отсутствие внутри заглушек и посторонних предметов, люк КД уплотнен;
- установлены все электронагреватели, полностью отлажена и задействована электрическая схема нагревателей;
- барботажный бак принят по акту на чистоту и подготовлен к гидроиспытаниям. Испытания проводятся при наличии противодействия в 1-м контуре. После проведения гидроиспытаний на горловину устанавливаются разрывные пластины;
- смонтированы и предварительно выставлены с учетом температурных расширений аварийные ограничители и гидроамортизаторы трубопроводов и оборудования ГЦК;
- смонтирована, налажена и подготовлена к испытаниям нештатная система измерений на оборудовании и трубопроводах 1-го контура, объем которой определяется соответствующей рабочей документации;
- проверена комплектность и исправность всех реперов 1-го контура и выставлены нули реперных точек;
- закончен монтаж, выполнены послемонтажная наладка и опробование арматуры, защит, блокировок, сигнализации в полном объеме проекта;
- предохранительные клапаны КД работоспособны, выполнена настройка датчиков давления и проверка электрических схем управления от внешнего источника давления, выполнена настройка пружин ПК;

- смонтирована система пусконаладочных измерений.

Парогенераторы:

- трубчатка парогенераторов промыта пневмогидравлическим методом;
- поверхность парогенераторов по 1-му и 2-му контуру принята на чистоту с оформлением актов;
- произведено уплотнение парогенераторов 1-му и 2-му контуру на штатных прокладках;
- наложена проектная теплоизоляция на парогенераторы и трубопроводы обвязки, кроме участков, подлежащих осмотру при гидроиспытании;
- смонтирована система пусконаладочных измерений;
- для контроля плотности трубчатки парогенераторов при проведении гидроиспытания 1-го контура должны быть обрезаны линии продувки кольцевых пазух коллекторов.

Реактор:

- закончены работы по уплотнению и сборке реактора;
- реактор собран в соответствии с рабочей инструкцией на сборку реактора;
- вместо ТВС в реактор загружены имитаторы кассет перегрузочной машиной с налаженной системой управления;
- датчики положения, преобразователи и блоки перемещения штанги приводов СУЗ не установлены. Чехлы СУЗ уплотнены технологическими заглушками;
- подготовлена к работе рециркуляционная система охлаждения приводов СУЗ;
- смонтирована система пусконаладочных измерений.

Главные циркуляционные насосы:

- все ГЦН готовы к работе;
- введен в работу весь проектный КИП, защиты, блокировки, сигнализация, проверена достоверность параметров, представляемых на БЩУ;
- готовы к работе в проектом режиме все системы, обеспечивающие работу ГЦН;
- наложена проектная теплоизоляция на ГЦН и трубопроводы их обвязки;
- смонтирована система пусконаладочных измерений.

Приведены требования готовности следующих систем:

- Система аварийного охлаждения активной зоны (пассивная часть);
- Система аварийного расхолаживания 1-го контура (низкого давления);
- Система аварийного ввода бора высокого давления;
- Спринклерная система;
- Система аварийной питательной воды;
- Система промконтура ГЦН;
- Система маслоснабжения ГЦН;

- Система байпасной очистки теплоносителя 1-го контура (СВО-1);
- Система очистки теплоносителя 1-го контура (СВО-2);
- Система подпитки 1-го контура;
- Маслосистема подпиточных насосов;
- Система дистиллята;
- Система организованных протечек 1-го контура;
- Система спецканализации;
- Система дезактивации;
- Система греющего пара и возврата конденсата греющего пара реакторного отделения;
- Система отбора проб;
- Система бакового хозяйства реакторного отделения;
- Система сжигания водорода;
- Система спецгазоочистки;
- Система снабжения пневмоприводов арматуры сжатым воздухом;
- Система аварийного газоудаления из 1-го контура;
- Система азота высокого и низкого давления;
- Общестанционная компрессорная;
- Системы вентиляции и кондиционирования;
- Системы гидроиспытаний;
- Система технической воды неответственных потребителей;
- Система циркуляционной воды;
- Система техводоснабжения ответственных потребителей;
- Главные паропроводы;
- Байпас турбины;
- Система питательной воды;
- Система продувки парогенераторов;
- Система конденсата;
- Система пара собственных нужд;
- Система парового расхолаживания;
- Дренажная система машзала;
- Турбоустановка и ее системы;
- Генератор;
- Система химобессоленной воды;
- Система подачи химреагентов в ПГ;
- Системы технологического сжатого воздуха;

- Химводоочистка;
- Азотнокислородная станция;
- Система холодоснабжения реакторного отделения;
- Системы КУП-КВПП;
- Система выхлопа из помещений КИП;

Произведено определение исходного состояния основного металла сварных соединений и наплавки корпуса реактора с помощью системы контроля корпуса,

Водно-химические лаборатории 1-го и 2-го контуров смонтированы в объеме проекта, укомплектованы необходимыми приборами, посудой, приспособлениями и химреагентами, необходимыми для выполнения химанализов проб воды, масла, газа.

Центральное маслохозяйство смонтировано в объеме проекта с маслопроводами связи с реакторным и турбинным отделением, промыто, налажено, введено в эксплуатацию.

Остальные системы реакторного, турбинного отделений и спецкорпуса находятся в стадии монтажа, наладки и подготовки к работе на последующих этапах ПНР.

Готовность АСУ ТП:

Автоматизированная система управления технологическими процессами смонтирована в полном объеме, включая:

- защиты, блокировки и сигнализацию;
- управляющую вычислительную систему;
- устройство логического управления;
- спецсистемы СВРК, СКРБ, АСУТ-1000 и т.д.

Выполнена наладка следующих функций УВС:

- сбор, первичная обработка аналоговых и дискретных сигналов и их представление на средствах отображения;
- выявление и индикация отклонений параметров;
- идентификация аварий для запуска программы "Регистрация аварийных событий";
- регистрация параметров по бланкам;
- регистрация текущих событий;
- регистрация очередности срабатывания защит и блокировок, положения механизмов, арматуры, действий оператора.

Налажены и готовы к работе:

- система регистрации параметров штатного и нештатного КИП (в том числе СПНИ);
- схемы питания измерительных преобразователей и приборов КИП, схемы питания цепей технологической сигнализации, цепей защит и блокировок;
- схемы цепей технологической сигнализации, цепей защит и блокировок;
- измерительные преобразователи (датчики), щитовые приборы контроля по месту;

- унифицированный комплекс технических средств (УКТС);
- схемы функционально-группового управления.

Проведена метрологическая поверка измерительных каналов. Обеспечен вывод фрагментов на средства представления информации с индикацией динамической информации.

Налажены в полном объеме технические средства и программное обеспечение СВРК.

Обеспечено управление оборудованием, участвующим в обкатке РУ.

Система управления приводами СУЗ готова к наладке и испытаниям по проектной схеме.

Система аварийной защиты реактора и система сигнализации первопричины срабатывания АЗ готовы к работе.

Механизмы подъема ионизационных камер смонтированы, налажены и готовы к работе.

Работы на БЩУ и РЩУ выполнены в объеме проекта.

Готовность систем электроснабжения собственных нужд:

- секции КРУ-6 кВ запитаны от резервных трансформаторов или трансформаторов собственных нужд;
- секции КРУ-6 кВ надежного питания II категории запитаны от секции КРУ-6 кВ через секционные выключатели;
- секции и сборки КРУ-0,4 кВ запитаны по рабочим вводам с АВР от резервных вводов;
- все дизель-генераторы готовы к работе по проектной схеме, Обеспечена работоспособность автоматического запуска дизель-генераторов и их подключения к соответствующим секциям КРУ-6 кВ в режиме обесточивания блока и дистанционное подключение потребителей надежного питания 2-й категории;
- подано напряжение на щиты постоянного тока по проектной схеме. Системы надежного электроснабжения 1-й категории в работе;
- системы приточной и вытяжной вентиляции в помещениях распредустройств и аккумуляторных батарей в работе.

Отражена готовность систем связи, пуско-резервной котельной, рабочего и аварийного освещения.

На АС закончена комплектация необходимой приемосдаточной, пусконаладочной и эксплуатационной документации.

Произведено обучение и аттестация оперативного персонала цехов АС.

Подготовлен перечень изменений или отступлений от проекта, согласованный с заинтересованными организациями.

На атомной станции введен эксплуатационный режим:

- объекты АС сданы под охрану;
- работы в помещениях, принятых во временную и постоянную эксплуатацию, выполняются по нарядам-допускам.

Перед подъемом давления в 1-м контуре выше 0,5 МПа в герметичной части защитной оболочки должны быть прекращены все строительно-монтажные работы; весь персонал, не участвующий в пусконаладочных работах на данном этапе, должен быть выведен из герметичной части защитной оболочки. Допуск персонала, выполняющего пусконаладочные работы на этапе, в герметичную часть защитной оболочки должен быть резко ограничен и осуществляться по наряду-допуску.

Этап "Испытания защитной оболочки на прочность и герметичность":

Целью этапа является проверка герметичного объема защитной оболочки на прочность и герметичность с определением величины утечки воздуха из герметичного объема.

Готовность герметичного объема:

- закончено в полном объеме строительство и монтаж герметичного объема, включая систему предварительного напряжения защитной оболочки;
- выполнено предварительное напряжение конструкции защитной оболочки согласно проекту;
- проведен контроль плотности герметизирующего оборудования герметичного контура;
- герметичный контур паспортизирован и зарегистрирован в органах Ростехнадзора;
- из гермообъема удаляются горюче-смазочные материалы, баллоны с горючими газами и кислородом. Газовые разводки должны быть надежно перекрыты, запорная арматура закрыта на замки;
- герметичный объем должен быть очищен от строительного мусора.

Готовность систем, обеспечивающих проведение испытаний:

- ремонтно-аварийная вентиляционная система готова в объеме, необходимом для создания разряжения в гермообъеме;
- компрессорная испытательная оболочка готова к обеспечению пневмоиспытаний герметичного объема очищенным и осушенным сжатым воздухом;
- линия подачи сжатого воздуха от компрессорной испытательной оболочки в гермообъем готова к работе;
- приборный пункт готов к измерениям;
- завершены строительно-монтажные работы в помещениях приборного пункта;
- выполнен монтаж вторичных приборов регистрации параметров воздуха в гермообъеме;

- выполнен монтаж измерительной системы для определения напряженно-деформированного состояния конструкций защитной оболочки;
- завершен монтаж коммутационных и импульсных линий от первичных датчиков;
- выполнена установка первичных датчиков внутри гермообъема в соответствии с проектом;
- выполнена наладка приборов и систем, обеспечивающих испытания;
- проведена тарировка приборов.

Готовность технологических систем:

- первый контур уплотнен и расхоложен до температуры ниже 50°C, давление в 1-м контуре атмосферное;
- системы локализации обеспечивают проектные значения плотности и герметичности;
- система воздухообеспечения пневмоприводов арматуры обеспечивает закрытие отсечной арматуры систем реакторного отделения;
- выполнены мероприятия по обеспечению сохранности оборудования, находящегося в герметичном объеме от повреждений из-за воздействия повышенного избыточного давления при испытании защитной оболочки.

Готовность электрооборудования:

- все электрические гермопроходки должны быть смонтированы в объеме проекта, проверены на плотность и сопротивление изоляции и сданы по акту;
- подсоединение электрокабелей к гермопроходкам должно быть выполнено в соответствии с проектом и надежно изолировано;
- токоведущие части гермопроходов должны быть надежно защищены от механических повреждений защитными экранами;
- токоведущие части гермопроходов должны быть надежно защищены от попадания на них воды и влаги;
- перед испытаниями защитной оболочки вакуумированием обесточиваются все электропотребители, находящиеся в гермообъеме, кроме:
 - измерительных средств, обеспечивающих проведение испытаний,
 - освещения реакторного отделения,
 - полярного крана,
 - машины осмотра купола,
 - средств связи,
 - автоматической пожарной сигнализации,
 - стационарных средств пожаротушения в гермообъеме;
- перед испытаниями защитной оболочки избыточным давлением обесточиваются все электропотребители, находящиеся в гермообъеме, кроме:

- измерительных средств, обеспечивающих проведение испытаний,
- автоматической пожарной сигнализации,
- стационарных средств пожаротушения в гермообъеме.

Готовность системы автоматической пожарной сигнализации и стационарных средств пожаротушения в гермообъеме:

- система автоматической пожарной сигнализации блока должна быть введена в работу в объеме проекта;
- стационарные средства пожаротушения должны быть готовы к работе.

Этап "Ревизия основного оборудования РУ":

Целью этапа является ревизия основного оборудования РУ после обкатки, подготовка блока к этапу физического пуска реактора и подготовка транспортно-технологического оборудования к загрузке тепловыделяющих сборок в активную зону реактора.

Готовность технологических систем:

- 1-й контур расхоложен до температуры ниже 50°C, давление в 1-м и 2-м контурах снижено до атмосферного, воздушники 1-го и 2-го контуров открыты;
- реактор сдренирован на 400 мм ниже главного разъема;
- парогенераторы расхоложены до температуры ниже 30°C;
- полностью закончены испытания предыдущего этапа.

Готовность транспортно-технологического оборудования:

- гайковерт главного уплотнения реактора работоспособен;
- гайковерт уплотнения патрубков работоспособен;
- перегрузочная машина готова к комплексным испытаниям;
- оборудование шахт ревизии готово к работе;
- стеллажи бассейна выдержки готовы к работе;
- гнездо универсальное готово к работе;
- пеналы КГО готовы к работе;
- контейнер установки образцов.

Закончены наладка и испытания, готовы к работе:

- транспортно-технологическое оборудование узла "свежего" топлива сдано в эксплуатацию по акту и готово к работе;
- приводы СУЗ комплекта ЗИП;
- закончена наладка и испытания на стенде приводов СУЗ;
- комплект приспособлений и специнструмента для обслуживания корпуса реактора;
- комплект инструмента верхнего блока;
- комплект инструмента и приспособлений ПГ.

Готовность системы автоматической пожарной сигнализации и средств пожаротушения:

- система автоматической пожарной сигнализации блока в работе по проектной схеме;
- стационарные средства пожаротушения готовы к работе;
- переносные средства пожаротушения готовы и в необходимых местах организованы противопожарные посты.

Работы в помещениях, принятых во временную и постоянную эксплуатацию, выполняются по нарядам-допускам.

Этап "Физический пуск ":

Целью этапа физического пуска является:

- формирование активной зоны реактора;
- вывод реактора на минимально-контролируемый уровень мощности и проведение физических экспериментов по программе физического пуска.

Все здания, сооружения и помещения, входящие в пусковой комплекс блока, должны быть приняты в эксплуатацию.

РУ, системы нормальной эксплуатации, системы безопасности, АСУ ТП и оборудование, входящие в состав блока, работоспособны в объеме проекта и приняты рабочей комиссией для комплексного опробования.

Приведен перечень требований к строительно-монтажной готовности систем и оборудования к началу этапа.

Сдано в эксплуатацию по акту транспортно-технологическое оборудование:

- Гайковерт главного уплотнения;
- Гайковерт уплотнения патрубков;
- Перегрузочная машина;
- Оборудование шахт ревизии;
- Стеллажи бассейна ввдержки;
- Гнездо универсальное;
- Пеналы контроля герметичности оболочек (КГО);
- Контейнер установки образцов;

Закончен входной контроль и подготовка к загрузке активной зоны реактора комплекта кассет реактора. Кассеты размещены в чехлах на узле "свежего" топлива.

Этап «Энергетический пуск и освоение мощности блока " (в соответствии с ТТ-86):

Целью этапа «Энергетический пуск и освоение мощности блока» является:

- увеличение мощности реактора с уровня мощности выше МКУ и поэтапное освоение мощности блока до проектной (ОПЭ);

- проверка соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем АС проектным в стационарных и переходных режимах работы блока для подтверждения надежной и безопасной работы оборудования АС.

Все здания, сооружения и помещения, входящие в пусковой комплекс блока, должны быть приняты в эксплуатацию.

Все системы блока должны быть приняты для комплексного опробования рабочей комиссией.

Все системы, устройства и оборудование, входящие в пусковой комплекс блока, должны быть работоспособны в объеме проекта. Приведен перечень систем, готовность которых к началу энергетического пуска подтверждается актами.

К началу этапа должны быть открыты рабочие места, подготовлен эксплуатационный персонал, прошедший проверку знаний и допущенный к работе в соответствии с графиком открытия рабочих мест, укомплектования и аттестации персонала.

Лекция 8. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию

8.1. Состав и цели предпусковых наладочных работ

Этап «Предпусковые наладочные работы» (этап А) включает в себя следующие подэтапы:

- испытания и опробование оборудования (ИОО) (подэтап А-1);
- испытания системы герметичных ограждений (СГО) (подэтап А-2);
- холодно-горячая обкатка РУ (ХГО РУ) (подэтап А-3), который в свою очередь

состоит из фаз:

- холодная фаза – гидравлические испытания и циркуляционная промывка первого контура (ГИ и ЦП) (фаза А-3.1);
- горячая фаза – горячая обкатка оборудования РУ (ГО РУ) (фаза А-3.2);
- ревизия основного оборудования РУ (подэтап А-4).

При необходимости (определяемой ГРП) после окончания ГИ и ЦП может проводиться предупредительный ремонт с ревизией оборудования РУ для подготовки к ГО РУ, при этом предупредительный ремонт не является отдельным подэтапом ввода энергоблока АС в эксплуатацию.

Целями этапа А являются:

- приемка элементов и оборудования из монтажа в ПНР и проведение индивидуальных испытаний оборудования АСУ ТП (СКУ), электротехнического и технологического оборудования;
- послемонтажная очистка оборудования и трубопроводов;
- испытания на плотность и прочность;
- испытания машин, механизмов, агрегатов на холостом ходу с проверкой соответствия фактических характеристик проектным (паспортным);
- поузловое опробование и подготовка систем и оборудования;
- испытания системы герметичных ограждений, включая защитную оболочку, на герметичность и прочность;
- проведение холодно-горячей обкатки РУ;
- ревизия основного оборудования РУ;
- подготовка энергоблока к этапу физического пуска реактора.

При условии готовности систем и оборудования к проведению испытаний СГО в соответствии с этапной программой допускается:

- проводить испытания СГО во время проведения работ на подэтапе ИОО, при этом оформление окончания подэтапа ИОО не требуется;
- проводить испытания СГО на подэтапе ХГО РУ после завершения ГИ и ЦП, при этом оформление окончания подэтапа ХГО РУ не требуется.

Цели подэтапов и фаз этапа А.

Целями подэтапа ИОО являются:

- приемка элементов и оборудования из монтажа в ПНР и проведение индивидуальных испытаний оборудования АСУ ТП (СКУ), электротехнического и технологического оборудования;
- послемонтажная очистка оборудования и трубопроводов, испытания на плотность и прочность, испытания машин, механизмов, агрегатов на холостом ходу с проверкой соответствия фактических характеристик проектным (паспортным), поузловое опробование и подготовка систем и оборудования, участвующих в ПНР и обеспечивающих их выполнение на последующих этапах (подэтапах) ввода в эксплуатацию;
- подготовка оборудования РУ для работы в условиях ХГО;
- подготовка систем и элементов к испытаниям системы герметичных ограждений;
- проведение ПНР по транспортно-технологическому оборудованию и загрузка реактора имитаторами ТВС.

Целями подэтапа испытаний СГО являются:

- испытания системы герметичных ограждений, включая защитную оболочку, на герметичность и прочность с определением величины утечки воздуха из герметичного объема;
- контроль напряженно-деформированного состояния защитной оболочки в процессе испытаний.

Целями фазы ГИ и ЦП являются:

- проведение испытаний, запланированных для ГИ и ЦП в этапной программе;
- подтверждение соответствия элементов первого контура требованиям прочности и плотности;
- подтверждение соответствия элементов парогенераторов по второму контуру требованиям прочности и плотности;
- послемонтажная промывка первого контура химически обессоленной водой работающими главными циркуляционными насосами при установленных в корпусе реактора внутрикорпусных устройствах и имитационной активной зоной и проверка соответствия действительных характеристик оборудования требованиям рабочего проекта;
- наладка ВХР РУ и доведение качества сред до требований норм ВХР первого контура;
- подтверждение работоспособности основного и вспомогательного оборудования и систем РУ с имитационной активной зоной, включая электротехнические устройства и технические средства АСУ ТП (СКУ);

- подтверждение работоспособности систем ведения ВХР первого и второго контуров;
- обкатка, проверка совместной работы и комплексное опробование систем и оборудования РУ, в том числе систем важных для безопасности, в проектных режимах при заполнении, разогреве первого контура, работе в процессе циркуляционной промывки первого контура, расхолаживании и дренировании первого контура;
- проверка на соответствие проектным требованиям теплогидравлических, прочностных, вибрационных и динамических характеристик РУ;
- завершение работ по предварительным испытаниям частей и групп частей АСУ ТП (СКУ) и приемка в опытную эксплуатацию подсистем АСУ ТП (СКУ), обеспечивающих контроль и управление системами нормальной эксплуатации реакторного отделения, системами безопасности и системами турбинного отделения, принимающими участие в испытаниях на подэтапе ХГО;
- проведение работ и испытаний систем и оборудования энергоблока АС, предусмотренных программой.

Целями фазы ГО РУ являются:

- проведение испытаний, запланированных для ГО РУ в этапной программе;
- подтверждение соответствия элементов первого контура требованиям плотности;
- подтверждение соответствия элементов парогенераторов по второму контуру требованиям плотности;
- обкатка, комплексное опробование, проверка работоспособности оборудования РУ, вспомогательных технологических систем нормальной эксплуатации и систем безопасности в проектных режимах при заполнении, разогреве первого контура, работе на номинальных параметрах, расхолаживании и дренировании первого контура;
- проведение работ и испытаний в соответствии с пусконаладочной документацией по РУ;
- проведение работ и испытаний систем и оборудования энергоблока АС в соответствии с пусконаладочной документацией на соответствующие системы;
- наладка ВХР РУ и доведение качества сред до требований норм ВХР 1-го контура;
- подтверждение работоспособности основного и вспомогательного оборудования и систем РУ с имитационной активной зоной, включая электротехнические устройства и технические средства АСУ ТП (СКУ);
- повторное проведение отдельных испытаний (при необходимости) систем и оборудования, результаты которых на предыдущих подэтапах не удовлетворили приемочным критериям или вызывают сомнения (повторное проведение испытаний или перенос испытаний с предыдущих подэтапов должно быть оформлено соответствующим

решением ГРП);

- проверка на соответствие проектным требованиям теплогидравлических, прочностных, вибрационных и динамических характеристик РУ;
- опытная эксплуатация подсистем АСУ ТП (СКУ), обеспечивающих контроль и управление системами нормальной эксплуатации реакторного отделения, системами безопасности и системами турбинного отделения, принимающими участие в испытаниях на подэтапе ХГО.

Целями подэтапа ревизии основного оборудования РУ являются:

- ревизия основного оборудования РУ после его обкатки;
- контроль металла оборудования и трубопроводов РУ неразрушающими методами в необходимом объеме в соответствии с требованиями нормативной документации;
- оценка качества ведения ВХР в период ХГО;
- подготовка энергоблока АС к этапу физического пуска реактора;
- подготовка транспортно-технологического оборудования к загрузке ТВС в активную зону реактора.

8.2. Назначение и задачи физического пуска реактора

Физический пуск – этап ввода блока АС в эксплуатацию, включающий в себя загрузку реактора ядерным топливом, достижение критического состояния реактора и выполнение необходимых физических экспериментов на уровне мощности, при котором теплоотвод от реактора осуществляется за счет естественных теплопотерь.

Физический пуск реактора (этап Б) включает:

- загрузку реактора ядерным топливом и испытания в подкритическом состоянии (подэтап Б-1);
- достижение критического состояния реактора и выполнение необходимых физических экспериментов на МКУ (подэтап Б-2).

Целями этапа являются:

- формирование в соответствии с картограммой загрузки в корпусе реактора активной зоны, состоящей из штатных ТВС и рабочих органов СУЗ (на подэтапе Б-1);
- достижение критического состояния реактора;
- выполнение испытаний в соответствии с программой в подкритическом состоянии реактора и на уровне мощности реактора, при котором теплоотвод от реактора осуществляется за счет естественных теплопотерь (рассеивания).

Этап физического пуска начинается с транспортировки ТВС с места хранения на АС с целью установки в реактор в соответствии с программой и методикой первой загрузки штатной активной зоны.

8.3. Назначение и задачи энергетического пуска энергоблока

Энергетический пуск и опытно-промышленная эксплуатация – этапы ввода блока в эксплуатацию от завершения физического пуска до приемки блока в промышленную эксплуатацию, включающие в себя начало производства электроэнергии и проверку работы блока на уровнях мощности вплоть до номинальной, установленной для промышленной эксплуатации.

Этапы энергетического пуска и освоения проектной мощности для энергоблоков с ВВЭР обычно включают освоение мощности на уровнях 50% от номинальной, 75% от номинальной, 90% и 100% номинальной. Цель испытаний на данных этапах – подтверждение соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем проектным в стационарных и переходных режимах работы блока.

В ходе работ на этапе энергоблок может быть (при необходимости) остановлен на плановый ремонт для устранения выявленных дефектов или дополнительной подготовки оборудования перед выходом на более высокий уровень мощности.

Этап «энергетический пуск» (этап В) начинается при увеличении мощности реактора выше уровня ограничивающей мощности этапа физического пуска реактора (>1% от номинальной мощности).

Целями этапа энергетического пуска являются:

- увеличение мощности реактора с уровня мощности физического пуска реактора и последовательное освоение мощности энергоблока АС, включая 50% от номинальной мощности;
- проверка соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем энергоблока АС проектным в стационарных и переходных режимах работы энергоблока, определенных программой «Энергетического пуска» для подтверждения надежной и безопасной работы систем и оборудования энергоблока АС;
- проведение сдаточных 72 часовых испытаний энергоблока на мощности 50% от номинальной.

8.4. Состав и цели опытно-промышленной эксплуатации

Этап опытно-промышленной эксплуатации (этап Г) начинается после освоения мощности РУ 50% от номинальной и приемки ГПК энергоблока в опытно-промышленную эксплуатацию. Этап Г заканчивается после завершения выполнения испытаний на всех осваиваемых на этапе Г уровнях мощности РУ, включая номинальную, выполнения сдаточных испытаний (комплексного опробования) энергоблока и приемки его в промышленную эксплуатацию.

Этап Г делится на следующие подэтапы:

- освоение мощности энергоблока АС включая номинальную (подэтап Г-1);

- сдаточные испытания (комплексное опробование) энергоблока и приемка его в промышленную эксплуатацию (подэтап Г-2).

Целями этапа опытно-промышленной эксплуатации на подэтапе Г-1 являются:

- увеличение мощности реактора с уровня мощности 50% номинальной и последовательное освоение мощности энергоблока, включая номинальную;
- проверка соответствия фактических параметров и характеристик оборудования и систем энергоблока АС проектным в стационарных и переходных режимах работы энергоблока для подтверждения надежной и безопасной работы систем и оборудования;
- проверка функционирования все подсистем АСУ ТП (СКУ) в режиме опытной эксплуатации, с фиксацией и устранением выявленных замечаний и проведение приемочных испытаний АСУ ТП (СКУ) или ее подсистем.

Целями этапа опытно-промышленной эксплуатации на подэтапе Г-2 являются:

- проведение комплексного опробования энергоблока на номинальной мощности перед приемкой его в промышленную эксплуатацию;
- подтверждение проектных характеристик после завершения всего объема испытаний по оборудованию, системам и энергоблоку в целом, выполняемых при вводе в эксплуатацию;
- принятие ГПК пускового комплекса энергоблока в промышленную эксплуатацию.

В ходе работ на этапе энергоблок может быть (при необходимости) остановлен на предупредительный ремонт для устранения выявленных дефектов или дополнительной подготовки оборудования перед выходом на более высокий уровень мощности.

Лекция 9. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию

9.1. Условия перехода с одного этапа (подэтапа) ввода энергоблока АС в эксплуатацию на следующий этап (подэтап)

Решения о проведении очередного этапа (подэтапа) правомочны принимать:

- при переходе с одного этапа на следующий этап – ГПК после получения разрешения органа государственного регулирования безопасности;
- при переходе с одного подэтапа на следующий подэтап внутри одного этапа – ГРП после утверждения решения ГРП о завершении очередного подэтапа председателем ГПК.
- при переходе на подэтапе А-3 (ХГО) с холодной фазы (А-3.1) на горячую фазу (А-3.2) решение о переходе принимает ГРП после получения разрешения органа государственного регулирования безопасности;
- при переходе на этапе «Физический пуск реактора» (этап Б) с подэтапа Б-1 на подэтап Б-2 решение о переходе принимает ГРП после получения разрешения органа государственного регулирования безопасности;
- при переходе с одного уровня мощности на другой на этапах В и Г решение о переходе принимает ГРП после получения разрешения органа государственного регулирования безопасности;

Переход с одного этапа (подэтапа) на следующий этап (подэтап) может быть осуществлен только после подтверждения:

- окончания работ на этапе (подэтапе);
- готовности к началу работ на следующем этапе (подэтапе).

Критерии окончания этапов (подэтапов) ввода энергоблока АС в эксплуатацию и перехода к следующим этапам (подэтапам) должны быть приведены в соответствующих этапных программах и методиках проведения ПНР.

Подтверждение окончания работ на этапе (подэтапе) включает в себя:

- завершение всех запланированных этапным графиком и этапной программой испытаний на этапе (подэтапе) с учетом решений ГРП о переносе на другие этапы (подэтапы) невыполненных и/или не полностью выполненных на этапе (подэтапе) испытаний, с оформлением отчетно-сдаточной документации (протоколов испытаний) по выполненным на этапе (подэтапе) испытаниям;
- принятие решений ГРП по испытаниям, выполненным на этапе (подэтапе), результаты которых не соответствуют приемочным критериям (корректировка проекта, корректировка программы и методики испытаний, повторение испытаний, выполнение дополнительных ПНР, расчетов, обоснований и др.);
- принятие решений ГРП о переносе на другие этапы (подэтапы) невыполненных (не полностью выполненных) на этапе (подэтапе) испытаний и работ;

- оформление акта РПК об окончании работ на этапе (подэтапе) в соответствии с этапной программой испытаний по направлению работ РПК;
- оформление на основании актов РПК акта РК об окончании работ на этапе (подэтапе) в соответствии с этапной программой испытаний.

Если подэтап является завершающим на этапе, то одновременно с оформлением акта РК об окончании работ на подэтапе должен оформляться акт рабочей комиссии об окончании этапа в целом.

Подтверждение готовности к началу работ на следующем этапе (подэтапе) включает в себя:

- контроль РПК фактической готовности элементов, оборудования и систем АС в соответствии с требованиями этапной программы к началу работ на этапе (подэтапе) и оформление актов готовности по направлениям работы РПК;
- представление Заказчиком РК справок, подтверждающих:
 - открытие рабочих мест, укомплектование и аттестацию персонала Заказчика, участвующего в проведении ПНР, в соответствии с графиком открытия рабочих мест, укомплектования и аттестации персонала;
 - готовность эксплуатационной документации к проведению этапа (подэтапа) в соответствии с графиком разработки эксплуатационной документации;
 - готовность пусконаладочной документации к проведению этапа (подэтапа) в соответствии с графиком разработки пусконаладочной документации;
 - наличие рабочих сред, материальных и энергетических ресурсов, потребляемых в процессе этапа (подэтапа);
 - наличие (при необходимости) разрешения соответствующих организаций, ответственных за эксплуатацию наружных коммуникаций (водоснабжение, канализация, газоснабжение, электроснабжение, связь, автомобильные и железнодорожные подъездные пути).
- оформление акта готовности энергоблока АС к проведению работ на этапе на основании актов РПК и вышеуказанных справок, а также требований этапной программы к началу работ на подэтапе;
- получение разрешения органа государственного регулирования безопасности, необходимое:
 - перед принятием решения ГПК о проведении этапов «Физический пуск реактора» (этап Б), «Энергетический пуск» (этап В), «Опытно-промышленная эксплуатация» (этап Г);
 - перед принятием решения ГРП об освоении каждого уровня мощности на этапах В и Г;
 - перед принятием решения ГРП о проведении фазы ГО РУ.

- получение разрешения ГРП на проведение этапов «Физический пуск реактора», «Энергетический пуск», «Опытно-промышленная эксплуатация» после проверки ГРП технической готовности к проведению этапа;

- принятие решений:

- ГРП о проведении подэтапа, утвержденного председателем ГПК;
- ГПК о проведении этапа.

Разрешение ГРП на начало этапа ИОО одновременно является и разрешением на начало этапа «Предпусковые наладочные работы».

Перед проведением подэтапа «Загрузка реактора ядерным топливом и испытания в подкритическом состоянии» (подэтап Б-1) этапа Б оформляются только акты РПК и РК о готовности энергоблока к проведению работ на этапе Б.

Перед проведением подэтапа «Освоение мощности энергоблока, включая номинальную» (подэтап Г-1) этапа Г оформляются только акты РПК и РК о готовности энергоблока к проведению работ на этапе Г.

Перед началом работ на этапе «Предпусковые наладочные работы» (этап А) оформляются только акты РПК и РК о готовности энергоблока к проведению работ на подэтапе ИОО (подэтап А-1).

До первого завоза ядерного топлива на площадку АС эксплуатирующей организацией должна быть получена лицензия на эксплуатацию энергоблока. При сооружении второго и последующих энергоблоков лицензия на эксплуатацию вновь вводимого в эксплуатацию энергоблока должна быть получена до начала работ по перемещению топлива на энергоблок.

9.2. Комплексные испытания систем внутриреакторного контроля ВВЭР

К числу проектных решений, обеспечивающих безопасность, надежность и эффективность эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР, относится использование систем внутриреакторного контроля (СВРК). В настоящее время на действующих в РФ и за рубежом АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 разных проектов вследствие разного времени ввода энергоблоков в эксплуатацию, а также последующих модернизаций, проведенных различными разработчиками, эксплуатируются СВРК нескольких типов. Различия этих систем связаны, в основном, с применением конкретных программно-технических средств, используемым интерфейсом для обслуживания и сопровождения системы, принятыми концептуальными решениями по структуре и организации систем контроля и управления на АЭС. Кроме этого, различия систем могут определяться различием используемых алгоритмов для решения основной задачи СВРК – восстановления объемного поля энерговыделения в активной зоне с учетом показаний датчиков прямого заряда (ДПЗ).

В настоящее время на АЭС с ВВЭР вводятся в эксплуатацию СВРК модернизированных и новых проектов (рис. 9.1), в которых значительно расширен состав выполняемых функций, включая принципиально новые диагностические и управляющие функции. Кроме этого, СВРК модернизированных и новых проектов стали интегрироваться с другими блочными системами контроля и управления и входят в качестве основной подсистемы в состав системы контроля, управления и диагностики (СКУД). В свою очередь СКУД является комплексной автоматизированной системой и функционирует в составе АСУ ТП энергоблока.

Несомненные позитивные качества, приобретаемые с расширением состава функций СВРК и усложнением используемого при этом комплекса технических и программных средств, сопряжены с сопутствующими трудностями, характерными для высокотехнологичных и специфичных систем как на этапах ввода в эксплуатацию, так и при промышленной эксплуатации. Особенно это касается вопросов, связанных с разработкой и применением методик оперативной оценки и диагностики работоспособности многочисленных компонентов оборудования СВРК с широкой сетью внутренних и внешних связей, а также методик оценок качества и достоверности большого объема разнообразной по своей природе выходной информации СВРК.

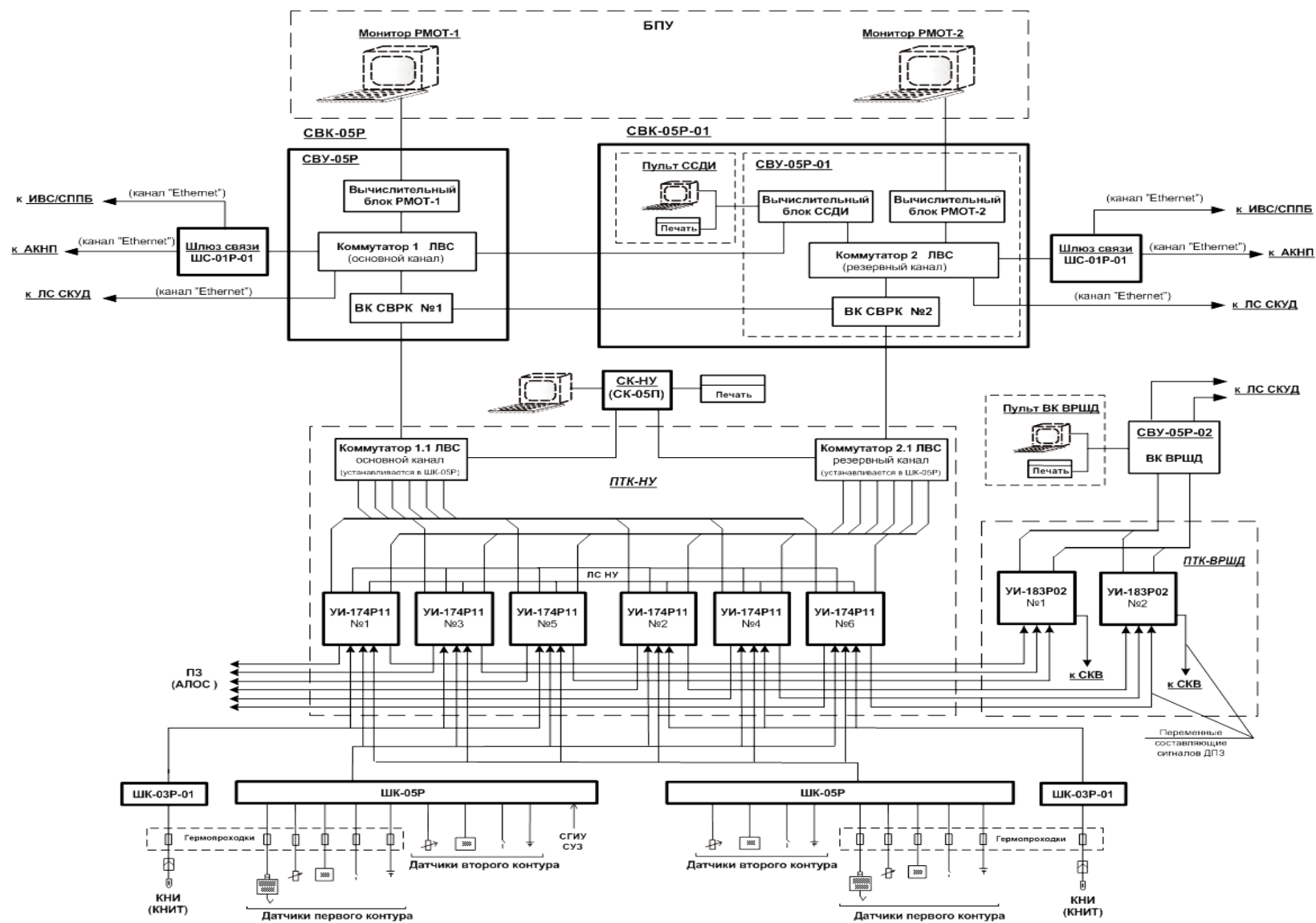


Рис. 9.1. Принципиальная схема СВРК-М энергоблока №2 Ростовской АЭС

Данное обстоятельство является весьма важным в связи с тем, что именно СВРК предоставляет конечную информацию по большинству контролируемых параметров, определяющих эксплуатационные состояния энергоблока и имеющих эксплуатационные пределы. Таким образом, своевременная диагностика работоспособности оборудования СВРК, а также качество и достоверность выходной информации СВРК, подтвержденные соответствующими испытаниями и проверками, снижают вероятность неадекватных воздействий на объект управления, которые могут привести либо к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации, либо к неэкономичному использованию заложенных проектом возможностей.

По своим проектным решениям СВРК относится к автоматизированным системам, но имеет ряд присущих только данной системе особенностей. Эти особенности определяются спецификой объекта контроля и используемыми программно-техническими средствами с учетом этой специфики. Основная особенность заключается в том, что СВРК может быть полностью смонтирована, налажена и испытана только в натурных условиях на площадке АЭС. Таким образом, несмотря на то, что все составные части проходят сдаточные испытания на заводах-изготовителях, монтаж конкретных первичных преобразователей, а также соединение структурных единиц системы на конкретном энергоблоке АЭС реальными линиями связи, вносят в систему фактически новые элементы. Эти элементы, естественно, влияют на конечные реальные характеристики более чем 1000 измерительных каналов контроля СВРК. При этом основные из них (каналы контроля температуры теплоносителя и энерговыделения в активной зоне) работают с сигналами низкого уровня (микроамперы и милливольты соответственно). В свою очередь, большинство измерительных каналов контроля предоставляют информацию для последующего вычисления значений многочисленных расчетных параметров.

Кроме этого, из-за специфики выполняемых функций не все элементы СВРК могут быть собраны и, соответственно, проверены и испытаны в реальных условиях одновременно и только на одном этапе ввода в эксплуатацию. Например, монтаж каналов контроля энерговыделения может быть проведен только после загрузки штатной активной зоны, т.е. на этапе физического пуска, в то время как монтаж и проверка большинства каналов контроля общетехнологических параметров и температурного контроля осуществляются ранее, на этапе предпусковых наладочных работ.

Нормативные документы и стандарты, действующие в атомной энергетике, для разных этапов ввода в эксплуатацию и для периода промышленной эксплуатации регламентируют ряд работ, по результатам которых, помимо других целей, определяется, прежде всего, соответствие характеристик автоматизированных систем АЭС проекту, а также качество и достоверность их выходной информации в натурных условиях.

На рис. 9.2 показана структурная схема нормативного

обеспечения испытаний СВРК, соответствующая принятой структуре системы нормативной документации по вводу в эксплуатацию. Требования нормативных документов, регламентирующих безопасную эксплуатацию энергоблоков атомных станций, определяют однозначную необходимость проведения испытаний по проверке работоспособности и соответствия проекту характеристик систем, важных для безопасности, в том числе СВРК, при вводе в эксплуатацию и при промышленной эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР. Более детальных требований и методических указаний по проведению испытаний СВРК в нормативной документации в настоящее время не существует.

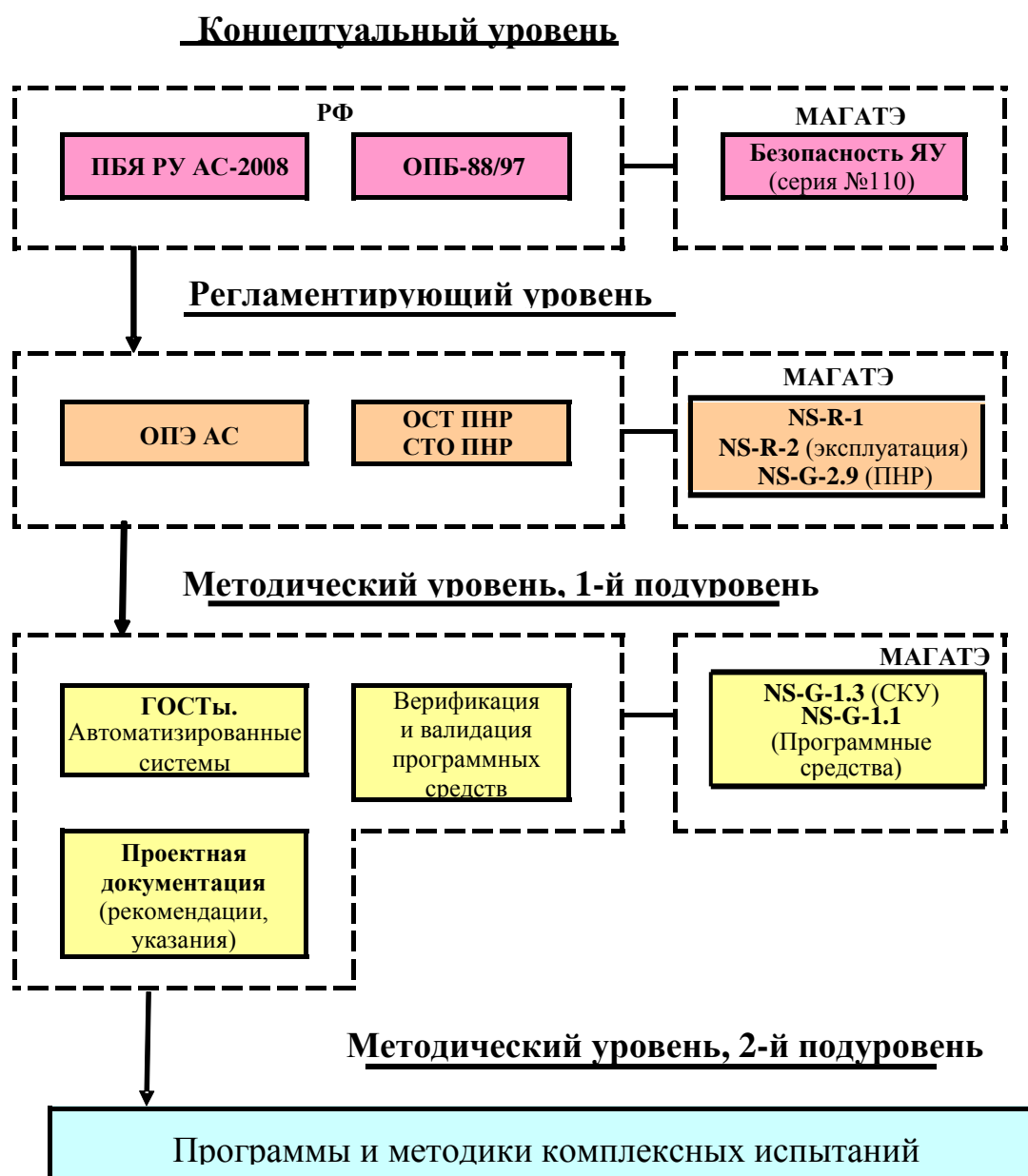


Рис. 9.2. Структурная схема нормативного обеспечения комплексных испытаний СВРК

В действующей нормативной документации разных уровней существуют определенные противоречия в требованиях, связанных с термином "испытания", применительно к автоматизированным системам. В целом под "испытаниями" согласно СТО 1.1.1.03.003.0690-2006 "Термины и определения. ПНР на АЭС с ВВЭР" понимается "экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него, при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий". Для автоматизированных систем, к которым относится СВРК, на стадии "ввод в действие" ГОСТ 34.601-90 устанавливает следующие виды или этапы испытаний:

- предварительные;
- опытная эксплуатация;
- приемочные.

При этом пусконаладочные работы определены в качестве одного из этапов стадии "ввод в действие" и фактически отделены от испытаний. В п.7.5 данного ГОСТа указывается, что на этапе "пусконаладочные работы" проводят: автономную наладку технических и программных средств; загрузку информации в базу данных и проверку системы ее ведения; комплексную проверку всех средств системы. Такое определение пусконаладочных работ находится в явном противоречии с определением в СТО 1.1.1.03.003.0690-2006, в котором говорится, что: "Пусконаладочные работы – комплекс работ по контролю, настройке и испытаниям оборудования, элементов, систем, обеспечивающий надежную и безопасную работу, достижение проектных параметров, ввод в эксплуатацию систем, оборудования и энергоблока в целом. Пусконаладочные работы на энергоблоке осуществляются в два периода: подготовительный и ввод в эксплуатацию".

Другое противоречие связано уже с применением терминов "автономные" и "комплексные" для видов испытаний. Так ГОСТ 34.603-92 для автоматизированных систем определяет, что автономные испытания охватывают части автоматизированных систем, а комплексные испытания проводят для групп, взаимосвязанных частей автоматизированной системы или для автоматизированной системы в целом. В этом же стандарте указывается, что комплексные испытания проводят на этапе предварительных испытаний путем выполнения комплексных тестов. После этих испытаний автоматизированная система принимается в опытную эксплуатацию.

Однако в стандарте СТО 1.1.1.03.003.0690-2006 термин "автономные" испытания вообще не используется, а приводится определение "индивидуальных" испытаний элементов системы, которые означают: "Пусконаладочные работы по контролю, настройке, проверке работоспособности отдельных элементов систем, обеспечивающие выполнение требований, предусмотренных технической документацией на испытуемый элемент системы". Этот же стандарт представляет комплексное опробование

системы как "совокупность испытаний по проверке работоспособности системы в режимах ее работы, проверка которых предусмотрена проектом, программой и методикой испытаний".

Для преодоления имеющихся противоречий между различными нормативными документами, относящимися к испытаниям СВРК, специалистами ОАО «Атомтехэнерго» (АТЭ) предложено ввести общее определение «комплексные испытания СВРК», объединяющее работы по натурному экспериментальному обоснованию правильности функционирования системы в соответствии с проектной и нормативной документацией и достоверности выходной информации СВРК в реальных эксплуатационных состояниях, в следующей формулировке:

"Комплексные испытания СВРК – совокупность испытаний по проверке правильности функционирования системы в соответствии с проектной и нормативной документацией и определению достоверности выходной информации СВРК в реальных эксплуатационных состояниях, реализуемых на всех этапах ввода энергоблока в эксплуатацию. Комплексными испытаниями СВРК являются также работы по экспериментальному определению значений констант, используемых в базе данных СВРК, и работы по оценке качества монтажных работ, предусматривающие создание специальных режимов работы РУ".

На рис. 9.3 приведена разработанная на основе обобщения опыта АТЭ, полученного на ряде энергоблоков с ВВЭР, структурная схема классификации комплексных испытаний СВРК при вводе в эксплуатацию, раскрывающая общее содержание программно-методического обеспечения этих испытаний, обозначенного на рис. 9.2 как «программы и методики комплексных испытаний СВРК».

Структурная схема содержит четыре уровня классификации:

- по виду испытаний;
- по привязке к этапам ввода в эксплуатацию;
- по типу контролируемой информации;
- по необходимым эксплуатационным состояниям.

В этой структуре на каждом уровне принята своя нумерация классов испытаний, а каждому виду испытаний присвоена четырехзначная нумерация, каждый знак которой отражает место испытаний на соответствующем уровне. Например, нумерация 4.5.1.6, 4.5.2.6, 4.5.3.6, 4.5.4.6 на уровне 4 означает, что испытания по проверке соответствия координат датчиков температурного контроля (ТК) и энерговыделения (ЭВ) в активной зоне их координатам в программно-техническом комплексе (ПТК) СВРК проводятся на этапе энергетического пуска при освоении уровня мощности $(40-50)\% N_{ном}$ с анализом всего объема регистрируемой информации при состояниях, вызванных опусканием отдельных ОР СУЗ.

Вид испытаний

1. Проверка функций контроля состояния РУ и достоверности выходной информации СВРК	2. Определение распределений температуры теплоносителя на входе в активную зону	3. Проверка функций формирования и передачи сигналов защит по локальным внутриреакторным параметрам	4. Проверка соответствия координат датчиков ТК и ЭВ в активной зоне их координатам в ПТК СВРК
--	---	---	---

Привязка к этапам ввода в эксплуатацию

Этапы с режимами "без мощности"

1. Холодно-горячая обкатка
1.1; 2.1
2. Физический пуск
1.2; 2.2; 3.2

Этапы с режимами "на мощности"

3. Энергетический пуск (N=10÷12% Nном)	6. Опытно-промышленная эксплуатация (N=75% Nном)
1.3	1.6, 3.6
4. Энергетический пуск (N=20÷30% Nном)	7. Опытно-промышленная эксплуатация (N=90% Nном)
3.4	1.7
5. Энергетический пуск (N=40÷50% Nном)	8. Опытно-промышленная эксплуатация (N=100% Nном)
1.5, 4.5	1.8, 3.8

Тип контролируемой информации

1. Общетеchnологические параметры	2. Параметры термоконтроля 1-го контура	3. Параметры энерговыделения	4. Мощность реактора
1.1.1, 1.2.1, 1.3.1, 1.5.1, 1.6.1, 1.7.1, 1.8.1, 2.1.1, 2.2.1, 3.2.1, 3.4.1, 3.6.1, 3.8.1, 4.5.1	1.1.2, 1.2.2, 1.3.2, 1.5.2, 1.6.2, 1.7.2, 1.8.2, 2.1.2, 2.2.2, 3.2.2, 3.4.2, 3.6.2, 3.8.2, 4.5.2	1.3.3, 1.4.3, 1.5.3, 1.6.3, 1.7.3, 1.8.3, 3.4.3, 3.6.3, 3.8.3, 4.5.3	1.3.4, 1.5.4, 1.6.4, 1.7.4, 1.8.4, 3.4.4, 3.6.4, 3.8.4, 4.5.4

Необходимые эксплуатационные состояния

Стационарные состояния

1. Номинальные	2. Неполное количество работающих петель
1.1.1.1, 1.2.1.1, 1.3.1.1, 1.5.1.1, 1.6.1.1, 1.7.1.1, 1.8.1.1, 1.1.2.1, 1.2.2.1, 1.3.2.1, 1.5.2.1, 1.6.2.1, 1.7.2.1, 1.8.2.1, 1.3.3.1, 1.4.3.1, 1.5.3.1, 1.6.3.1, 1.7.3.1, 1.8.3.1, 1.5.4.1, 1.6.4.1, 1.7.4.1, 1.8.4.1, 2.1.2.1, 2.2.2.1, 3.2.2.1, 3.4.2.1, 3.4.3.1, 3.4.4.1	1.1.1.2, 1.2.1.2, 1.5.1.2, 1.6.1.2, 1.5.2.2, 1.6.2.2, 1.5.3.2, 1.6.3.2, 1.5.4.2, 1.6.4.2, 3.6.1.2, 3.6.3.2, 3.6.4.2
	3. Различное распределение ЭВ
	1.5.1.3, 1.5.2.3, 1.5.3.3, 1.5.4.3, 1.6.1.3, 1.6.2.3, 1.6.3.3, 1.6.4.3, 1.7.1.3, 1.7.2.3, 1.7.3.3, 1.7.4.3

Нестационарные состояния

4. Включение / Отключение ГЦН	5. Разогрев / Расхолаживание РУ
1.1.1.4, 1.2.1.4, 1.5.1.4, 1.6.1.4, 1.8.1.4, 1.5.2.4, 1.6.2.4, 1.8.2.4, 1.5.3.4, 1.6.3.4, 1.8.3.4, 1.5.4.4, 1.6.4.4, 1.8.4.4, 3.6.1.4, 3.6.2.4, 3.6.3.4, 3.6.4.4, 3.8.1.4, 3.8.2.4, 3.8.3.4, 3.8.4.4	1.1.2.5, 1.2.2.5, 2.1.2.5, 2.2.2.5
	6. Опускание ОР СУЗ
	4.5.1.6, 4.5.2.6, 4.5.3.6, 4.5.4.6

Рис. 9.3. Структурная схема классификации комплексных испытаний СВРК

Предложенная структура носит общий характер, соответствующий ей объем и виды комплексных испытаний характерны для ввода в эксплуатацию головных энергоблоков с ВВЭР. В частных случаях ввода в эксплуатацию серийных энергоблоков ряд испытаний, например, проверки и испытания на подэтапах "Освоение уровня мощности 75%, 90% от номинальной мощности" могут быть исключены при условии использования верифицированных по результатам работ на головных блоках теплогидравлических и нейтронно-физических кодов улучшенной оценки (ATHLET, KORCAP и т.п.) для моделирования и анализа эксплуатационных состояний в ходе ПНР.

При промышленной эксплуатации энергоблоков с ВВЭР в регламенты эксплуатации СВРК, как системы нормальной эксплуатации важной для безопасности, могут быть включены периодические эксплуатационные испытания. В структуру и состав эксплуатационных испытаний СВРК, как показано на рис. 9.4, входят проверки функций контроля:

- состояния РУ и достоверности выходной информации;
- температуры теплоносителя 1-го контура;
- распределения энерговыделения в активной зоне;
- мощности реактора;

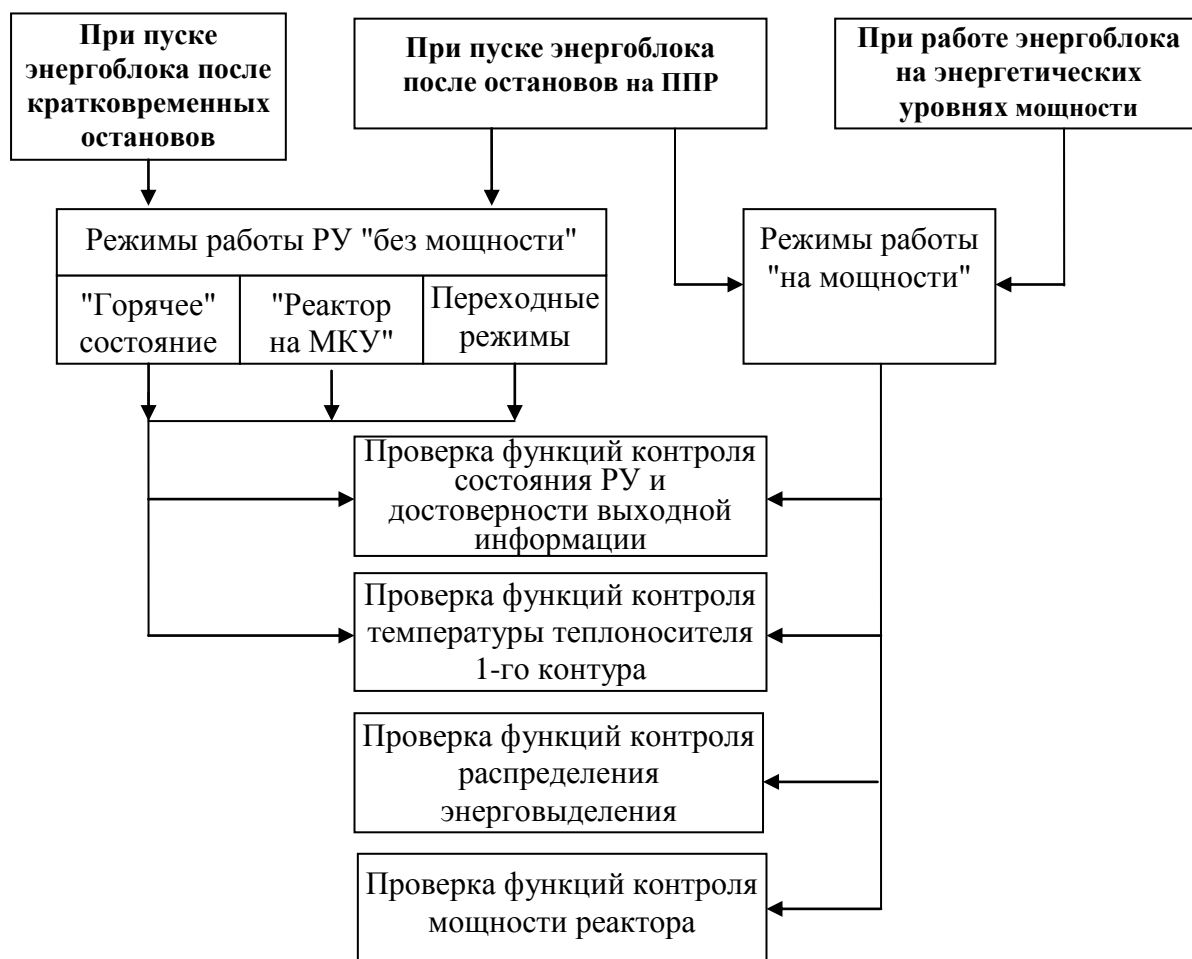


Рис. 9.4. Структура и состав эксплуатационных комплексных испытаний СВРК

В режимах работы РУ "без мощности" ("горячее" состояние", "реактор на МКУ" и при переходных режимах между ними) проверки функций контроля состояния РУ, достоверности выходной информации СВРК и температуры теплоносителя 1-го контура проводятся при пуске энергоблока после остановов на планово-предупредительный ремонт (ППР) и при пуске энергоблока после кратковременных остановов не менее 3-х суток. В режимах работы РУ "на мощности" все четыре вида испытаний проводятся при пуске энергоблока после остановов на ППР и при работе энергоблока на энергетических уровнях мощности с периодичностью не менее 30-ти эффективных суток или при возникновении необходимости.

Остальные виды комплексных испытаний СВРК в ходе промышленной эксплуатации проводятся при необходимости, которая может возникнуть при внесении корректировок в программное обеспечение и/или устранении дефектов, выявленных в программных и технических средствах СВРК в ходе оперативного контроля.

Следует отметить, что представленные виды испытаний определены по результатам практических работ, выполненных при вводе в эксплуатацию действующих энергоблоков по состоянию на текущий момент. Рассмотрение предварительных материалов по новым проектам энергоблоков с ВВЭР показывает, что для этих проектов в состав комплексных испытаний СВРК могут быть добавлены отдельные виды испытаний в связи с дальнейшим расширением состава функций СВРК (например, в СВРК для проекта "АЭС-2006" предполагается включение функции контроля водно-химического режима теплоносителя 1-го контура).

В связи с вышесказанным, следует считать актуальным развитие следующих направлений работ, связанных с комплексными испытаниями СВРК при вводе в эксплуатацию и эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР:

- усовершенствование и оптимизация для применения на энергоблоках разных проектов методик комплексных испытаний СВРК;
- разработка рекомендаций по оптимизации объема и состава комплексных испытаний СВРК;
- усовершенствование алгоритмов функционирования СВРК по результатам комплексных испытаний с целью более корректного учета особенностей измерительных систем, РУ и эксплуатационных состояний энергоблоков;
- разработка и усовершенствование алгоритмов обработки результатов комплексных испытаний СВРК для применения в специализированном программном обеспечении и внедрения в штатное прикладное программное обеспечение СВРК в качестве сервисных функций
- внедрение в практику проведения работ методологии моделирования по современным теплогидравлическим и нейтронно-физическим кодам улучшенной оценки.

Исследования функций температурного контроля теплоносителя 1-го контура

Особенности, структура и состав подсистемы температурного контроля теплоносителя 1-го контура для АЭС с ВВЭР представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Объем контроля температуры теплоносителя 1-го контура и энерговыделения СВРК РУ с ВВЭР

Наименование, характеристики	РУ с ВВЭР-440		РУ с ВВЭР-1000			
	НВАЭС, бл.№3, 4 (В-179)	АЭС "Моховце" бл.1, 2 (В-230)	НВАЭС, бл.№5 (В-187)	Ростовская АЭС, бл.№1 (В-320)	Калининская АЭС, бл.№3 (В-320)	Тяньваньская АЭС, бл.1, 2 (В-428)
Тепловая мощность, МВт	1375	1375	3000	3000	3000	3000
Число ТВС в активной зоне	349	349	151	163	163	163
Число петель 1-го контура	6	6	4	4	4	4
Число датчиков ТК в одной нитке	2 ТП	2 ТП, 1 ТС	2 ТП, 1 ТС	2 ТП, 1 ТС	6 ТП, 1 ТС	4 ТС
Общее количество датчиков ТК в петлях 1-го контура	24	36	24	24	56	32
Число датчиков ТК на входе в ТВС	-	-	-	-	-	46
Число датчиков ТК на выходе из ТВС	204	210	151	95	95	50x2
Число датчиков ТК в верхнем объеме реактора	12	6	5	3	3	4
Количество компенсационных устройств для петлевых ТП	6	6	4	4	16	-
Количество компенсационных устройств для внутриреакторных ТП	12	12	6	14	14	50
Общее число датчиков температуры в компенсационных устройствах	36	36	20	36	52	50
Общее число датчиков ТК теплоносителя 1-го контура	240	252	180	122	154	178
Число КНИ (СВРД) / Число ДПЗ в КНИ (СВРД)	10 / 7	36 / 7	31 / 7	64 / 7	64 / 7	54 / 7
Общее число ДПЗ	70	252	217	448	448	378

Примечания: КНИ – канал нейтронных измерений; СВРД – сборка внутриреакторных датчиков; ДПЗ – датчик прямой зарядки.

Общие требования к подсистеме температурного контроля СВРК исходят из условий обеспечения контроля допустимых режимов безопасной эксплуатации АЭС. Проведение работ по проверке и тарировке подсистемы температурного контроля при вводе в эксплуатацию и в ходе эксплуатации является необходимым условием выполнения указанных требований, поскольку в специфических условиях работы РУ на правильность показаний каналов термоконтроля оказывают влияние разнообразные факторы, воздействие которых можно определить только экспериментальным путем.

В соответствии с вышеуказанной классификацией испытания температурного контроля теплоносителя 1-го контура проводятся для режимов "без мощности" и для режимов на энергетических уровнях мощности.

Эксплуатационные состояния, соответствующие режимам работы РУ "без мощности", это "горячее" состояние и состояние "реактор на МКУ". Данные состояния с точки зрения получения оценок работы функций термоконтроля теплоносителя 1-го контура являются ключевыми. В этих состояниях влияние энерговыделения в активной зоне на температуру теплоносителя пренебрежимо мало и в тоже время температура теплоносителя в первом контуре близка к номинальным значениям. Следовательно, в таких состояниях обеспечиваются наиболее подходящие условия для проверки и тарировки измерительных каналов подсистемы термоконтроля. В данном случае под тарировкой измерительного канала понимается определение и оценка необходимости введения в его показания индивидуальных поправочных коэффициентов.

Используемый метод проверки и тарировки термоконтроля основан на точном определении температуры теплоносителя 1-го контура, когда режим работы РУ соответствует условиям теплового равновесия теплоносителей 1-го и 2-го контуров. Для целей тарировки требуются либо образцовые термодатчики, либо косвенный способ определения температуры теплоносителя 1-го контура. Поскольку установка дополнительных датчиков, как правило, проектами не предусматривается, то в качестве образцовых термодатчиков принимаются штатные термосопротивления (ТС), устанавливаемые в холодных и горячих нитках петель 1-го контура.

В полной мере задача периодических тарировок при этом не решается, поскольку необходимы и повторные градуировки самих ТС (предварительно извлеченных из своих мест установки и дезактивированных) на специальной лабораторной установке. Поэтому в качестве альтернативного способа иногда используется способ косвенного определения температуры теплоносителя 1-го контура по давлению пара в ПГ, измеряемому специально устанавливаемыми образцовыми манометрами. Как показывает опыт проведения подобных испытаний, усредненные показания петлевых ТС обычно мало отличаются (не более 0,4°C) от температур, определенных указанным косвенным способом.

Методика испытаний по проверке функций температурного контроля теплоносителя на энергетических уровнях мощности основана на статистической обработке информации проверяемых каналов в стационарном режиме работы РУ с учетом конструктивных особенностей РУ с ВВЭР, технологического процесса и самой подсистемы термоконтроля. Эти особенности позволяют проводить сравнительный анализ с использованием избыточности информации по контролируемым параметрам, получаемой как с помощью СВРК, так и с помощью других штатных систем контроля и управления. Для получения дополнительной информации, необходимой для более детального понимания влияния режимов работы на показания каналов контроля температуры, используется информация, получаемая от других штатных систем и подсистем АСУ ТП блока, а также информация, которая регистрируется при проведении динамических испытаний и испытаний по определению нейтронно-физических характеристик активной зоны.

Сравнительный анализ с использованием избыточности информации по контролируемым параметрам предусматривает:

- определение отклонений показаний в каналах контроля от средних значений в группах каналов контроля, объединяемых по тем или иным признакам;
- сопоставление с расчетными данными и данными контроля энерговыделения по показаниям датчиков прямой зарядки (ДПЗ).

Данный подход соответствует современным принципам комплексного анализа информации систем контроля и управления сложных технологических процессов. Исходя из положений методики, проводится анализ результатов испытаний по следующим группам:

- температуры в компенсационных устройствах с подразделением на подгруппы компенсационных устройств для петлевых термопар (ТП) и для внутриреакторных ТП;
- температуры теплоносителя в петлях 1-го контура с подразделением на подгруппы холодных и горячих ниток;
- температуры на входе и на выходе из активной зоны с подразделением на подгруппы по орбитам симметрии;
- температуры в верхнем объеме реактора.

Анализ данных петлевого термоконтроля свидетельствует о том, что для ВВЭР-1000 проекта В-320 характеристики разброса показаний в горячих нитках петли №2 и особенно петли №4 можно считать неудовлетворительными и, прежде всего, за счет существенного отличия показаний ТС от показаний остальных термодатчиков. Это объясняется тем, что существуют эффекты, не связанные непосредственно с работоспособностью и состоянием программно-технических средств СВРК, влияющие на представительность термоконтроля в горячих нитках петель. По всей видимости, потоки теплоносителя в петлях 1-го контура, особенно на больших уровнях мощности в горячих

нитках, по крайней мере на тракте от выходных патрубков корпуса реактора до сечений с врезками термодатчиков имеют неоднородную по температуре структуру. Можно сказать, что потоки недостаточно "перемешаны", что и отражается в показаниях конкретных каналов контроля температуры. В свою очередь, отмеченная неоднородность может быть связана с особенностями теплогидравлических характеристик петель 1-го контура и реактора, а также с характером распределения энерговыделения в активной зоне. Такое предположение подтверждается данными, полученными при динамических испытаниях блока и при измерениях нейтронно-физических характеристик активной зоны, которые показали, что характеристики разброса показаний термодатчиков в горячих нитках петель 1-го контура и особенно петель 2 и 4 существенно изменялись с изменением режима работы РУ и распределения энерговыделения в активной зоне.

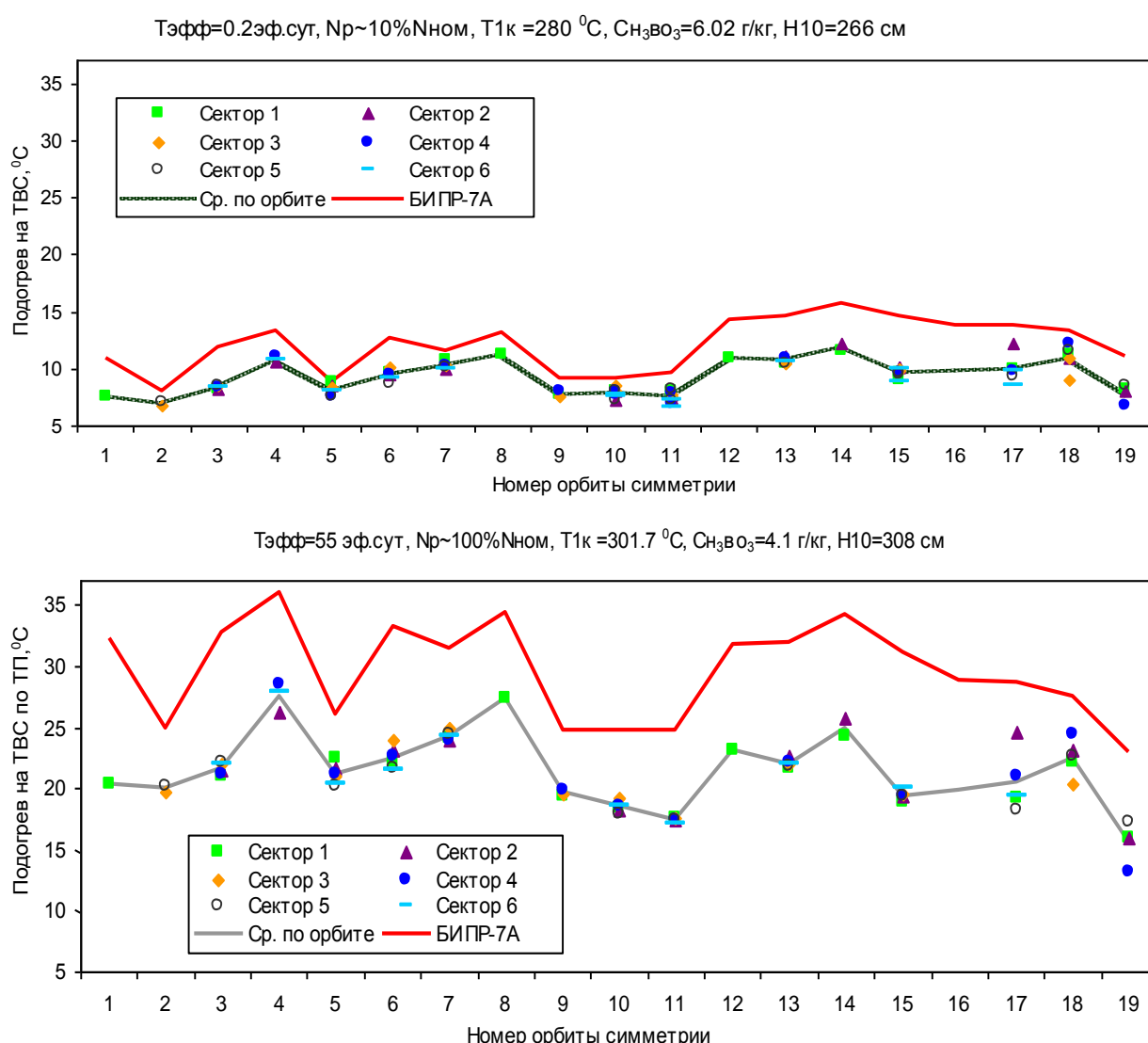


Рисунок 9.5. Распределение подогревов теплоносителя на ТВС в орбитах симметрии по показаниям ТП на выходе из ТВС при испытаниях на энергоблоке №3 Калининской АЭС

По результатам выполненных испытаний подтверждено, что особенностью контроля температуры теплоносителя на выходе из ТВС для ВВЭР-1000 проекта В-320 является сильное влияние на показания ТП на выходе из ТВС протечек недогретого

теплоносителя через трубки поглощающих элементов (ПЭЛ). Полученные данные, например, для блока №3 Калининской АЭС, показывают (рис. 9.5), что представительность контроля температуры на выходе из ТВС ухудшалась с ростом уровня мощности реактора, как по величине занижения температуры, так и по величине разброса показаний в орбитах симметрии. Для решения данной проблемы могут быть приняты либо конструктивные изменения в головке ТВС и нижней плите блока защитных труб (БЗТ), либо изменение места установки термодатчиков. Опытные ТВС с измененной головкой эксплуатировались на энергоблоках №1, 2 Калининской АЭС. Принципиально новое решение по размещению внутриреакторных термопар (ТП) принято для проектов В-428, В-446, В-412 и для новых проектов с ВВЭР-1200. При этом, первые опытные данные свидетельствуют, что полностью проблему с представительностью термоконтроля на выходе из ТВС решить не удалось. Поэтому проводимые комплексные испытания СВРК помогают систематизации и обобщению получаемых данных для поиска и формализации возможных зависимостей, а также для выдачи предложений по корректировке пределов и условий эксплуатации в связи с имеющимися эффектами.

Испытания по определению температурного поля на входе в активную зону

Данная тема выделена в связи с особым влиянием процессов перемешивания петлевых потоков теплоносителя на безопасность реакторной установки. Для проектов ВВЭР нового поколения (В-428, В-412, В-446, В-392) и серийных ВВЭР (В-320) после проводимых мероприятий по модернизации систем контроля и управления для повышения номинального уровня мощности натурные испытания, проводимые для оценок перемешивания, имеют ещё большее значение. Это связано с включением в состав СВРК новых и модернизируемых проектов программно-технических средств, обеспечивающих выполнение защитных функций по локальным внутриреакторным параметрам. Повышенные требования нормативной документации к системам, выполняющим защитные функции, определяют и повышенные требования к достоверности значений контролируемых параметров, используемых в алгоритмах работы данных функций, в том числе и к информации о распределении температуры теплоносителя на входе в активную зону.

Следует отметить, что новые проекты (В-412, В-392) включают дополнительную пассивную систему быстрого ввода бора (СБВБ), которая предназначена для останова реактора при отказе активной системы управления и защиты. Эффективность работы этой системы также может быть подтверждена по оценкам перемешивания петлевых потоков теплоносителя при натурных испытаниях. Так, например, для энергоблоков №№1, 2 АЭС "Куданкулам" в Индии (проект В-412) в составе ПНР предусматриваются испытания по исследованию перемешивания петлевых потоков при срабатывании СБВБ именно на основе анализа изменений температур на входе в активную зону.

Для получения экспериментальных данных, необходимых для расчёта коэффициентов влияния, определяющих распределение температур на входе в активную зону, необходимо в режимах работы РУ без значимого подогрева теплоносителя в активной зоне за счет энергии цепной реакции деления добиться существенной разницы температур в холодных нитках петель 1-го контура. Это достигается кратковременными расхолаживаниями 1-го контура путем открытия клапана БРУ-А (БРУ-К) на паропроводах одного из ПГ при закрытых БЗОК на остальных ПГ или повышенной подачей питательной воды в один из ПГ. На рис. 9.6 представлены изменения средних температур в холодных нитках петель при проведении данных испытаний на энергоблоке №1 Тяньваньской АЭС.

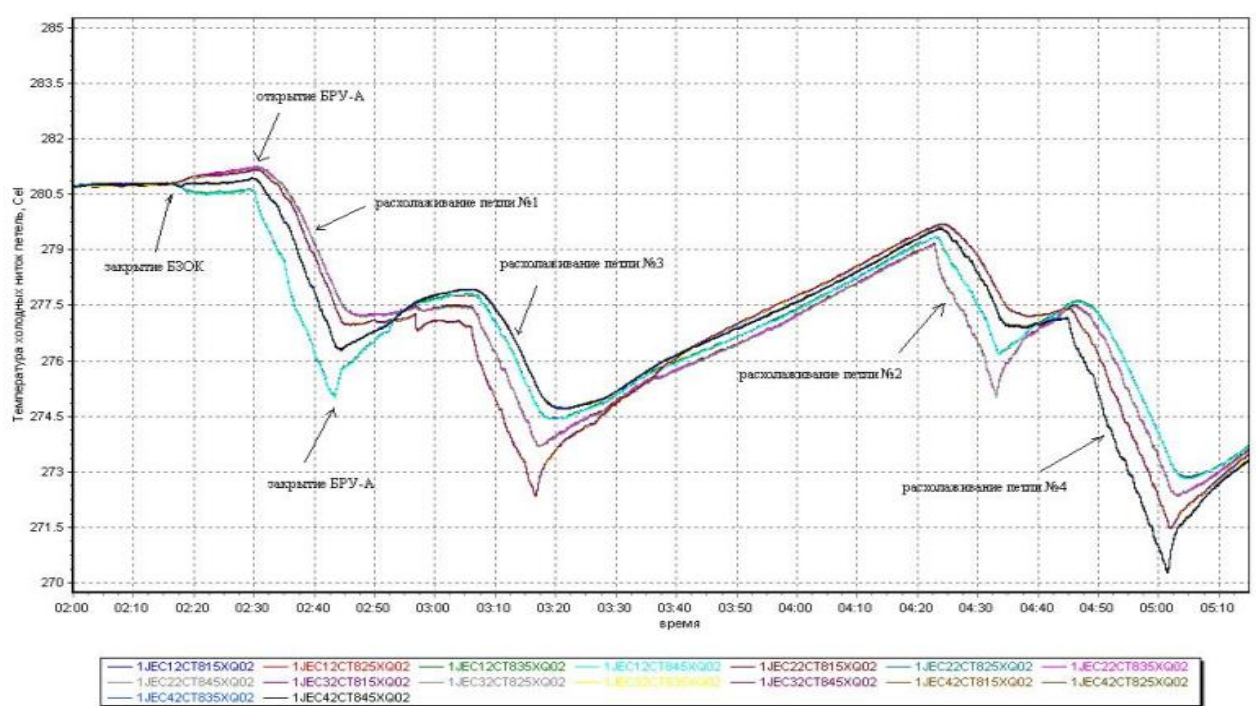


Рисунок 9.6. Изменения температур теплоносителя в холодных нитках петель во время испытаний на энергоблоке №1 ТАЭС для режима работы с полным количеством работающих ГЦН

Для используемых кратковременных расхолаживаний можно записать, что изменение энергии теплоносителя за время расхолаживания на входе конкретной ТВС связано с изменением энергии потоков теплоносителя, входящих в реактор из холодных ниток петель:

$$g_k (i_{s,k} - i_{e,k}) = \sum_{n=1}^N A_{nk} G_n (i_{s,n} - i_{e,n}), \quad (9.1)$$

где: g_k , G_n — массовый расход теплоносителя через k -ю ТВС и холодную нитку n -й петли; $i_{s,k}$ и $i_{e,k}$ — энтальпия теплоносителя на входе в k -ю ТВС при номинальном давлении и температуре на входе в k -ю ТВС в начале и конце расхолаживания; $i_{s,n}$ и

$i_{e,n}$ — энтальпия теплоносителя холодной нитки n -й петли при номинальном давлении и температуре холодной нитки n -й петли в начале и конце расхолаживания; A_{nk} — коэффициент, определяющий долю тепла n -й петли приходящую на вход k -й ТВС; N — число работающих ГЦН.

С учётом небольшого отличия температуры в холодных нитках различных петель во время расхолаживания (обычно не более 3°C) в обеих частях соотношения (1) можно перейти от энтальпии к температурам. Преобразованное соотношение запишется в виде

$$\Delta T_k = \sum_{n=1}^N B_{nk} \Delta T_n, \quad (9.2)$$

где: ΔT_k , ΔT_n — изменение температуры теплоносителя на входе в k -ю ТВС и в n -й холодной нитке за время расхолаживания, а

$$B_{nk} = \frac{A_{nk} G_n}{g_k}, \quad (9.3)$$

Коэффициенты B_{nk} соответствуют отношению тепла, попадающего из n -й петли в k -ю ТВС в единице массы теплоносителя на входе k -й ТВС к теплу n -й петли в единице массы теплоносителя, входящего в реактор из n -ой петли. Они являются искомыми коэффициентами влияния, определяющими температурное поле на входе в активную зону в зависимости от температуры в холодных нитках петель первого контура. Как видно, для их корректного определения, например, в режимах работы с полным количеством ГЦН требуется, как минимум, четыре состояния с существенной разницей температуры в холодных нитках петель, что и достигается расхолаживаниями 1-го контура через каждую петлю. В этом случае получим систему из четырех линейно независимых уравнений с четырьмя неизвестными, которая решается любыми известными математическими методами. Из описанных рассуждений для записи соотношений (1) - (3) следует, что при решении системы уравнений должны выполняться дополнительные условия:

$$\sum_{n=1}^4 B_{nk} = 1; \quad B_{nk} \geq 0 \quad (9.4)$$

Для оценки возможности применения результатов испытаний, полученных на головном энергоблоке, на вводимых в эксплуатацию далее серийных энергоблоках проведен сравнительный анализ и исследование результатов натурных испытаний по определению температурного поля на входе в активную зону и по оценке перемешивания петлевых потоков, выполненных на энергоблоках №№1, 2 Тяньваньской АЭС. Получены результаты следующего анализа:

1. Сравнение характера температурных полей теплоносителя на входе в активную зону (коэффициентов влияния) двух энергоблоков в одинаковых режимах работы РУ;

2. Оценка углового поворота потоков в реакторе;
3. Оценка ошибок расчетов температуры теплоносителя на входе в активную зону и максимального отклонения от измеренной температуры;
4. Сравнение коэффициентов межпетлевого перемешивания петлевых потоков по данным двух идентичных энергоблоков.

Проведенный сравнительный анализ показывает, что наиболее точную оперативную картину характера распределений температур на входе в активную зону может дать СВРК, которая использует в своей модели объекта контроля данные испытаний, полученные на конкретном энергоблоке. При предельных случаях различия температур в холодных нитках до 3°C при режиме работы РУ с полным количеством включенных ГЦН отклонения рассчитанных температур на входе от измеренных могут достигать следующих максимальных значений:

- до $0,2^{\circ}\text{C}$ при использовании своих коэффициентов влияния;
- до 2°C при использовании коэффициентов влияния с другого аналогичного (головного) энергоблока;
- до $2,5^{\circ}\text{C}$ без использования коэффициентов влияния.

С учетом хорошей сходимости результатов испытаний по определению температурного поля и исследованию межпетлевого перемешивания можно сделать вывод, что последние испытания могут быть исключены из программ ввода в эксплуатацию и для головных энергоблоков. Вместо данных испытаний возможно расширение испытаний по определению температурного поля включением в их состав режимов с неполным количеством работающих ГЦН, что, например, было выполнено при вводе в эксплуатацию энергоблока №2 Ростовской АЭС. На этом блоке, помимо испытаний с 4-мя работающими ГЦН, были выполнены испытания при всех возможных сочетаниях с 3-мя и 2-мя работающими ГЦН.

Методики комплексных испытаний, проводимых для проверок подсистемы контроля энерговыделения в активной зоне

Первоначально представлена методика оценки достоверности показаний ДПЗ, которые являются основой для восстановления поля энерговыделения в активной зоне. Методика основана на статистической обработке первичной информации (токов ДПЗ) при стационарном режиме работы РУ на уровне мощности реактора не менее 10% от номинальной. Оценка достоверности каналов контроля энерговыделения проводится путем анализа отклонений значений токов ДПЗ в орбитах симметрии активной зоны от среднего значения тока по каждой орбите. Перед анализом отклонений показания каждого канала анализируются на выполнение условий стабильности информации. Главным условием применения данной методики является симметричность топливной загрузки, которая характерна для активных зон ВВЭР, а подтверждение симметричности

проводится, например, при вводе в эксплуатацию специально предусмотренными испытаниями на этапе "Физический пуск".

Применение методики по определению достоверности показаний ДПЗ позволяет в оперативных условиях обоснованно определять и исключать из обработки сомнительную информацию каналов контроля с ДПЗ, которая может оказать существенное влияние на качество восстановленного поля энергоснабжения. Доказательством этого утверждения служат показанные результаты (рис.9.7), полученные с использованием представляемой методики при вводе в эксплуатацию энергоблока №3 Калининской АЭС. Аналогичные результаты, подтверждающие необходимость и эффективность проведения испытаний по проверке достоверности показаний ДПЗ, были получены и при вводе в эксплуатацию энергоблоков №№1, 2 Тяньваньской АЭС.

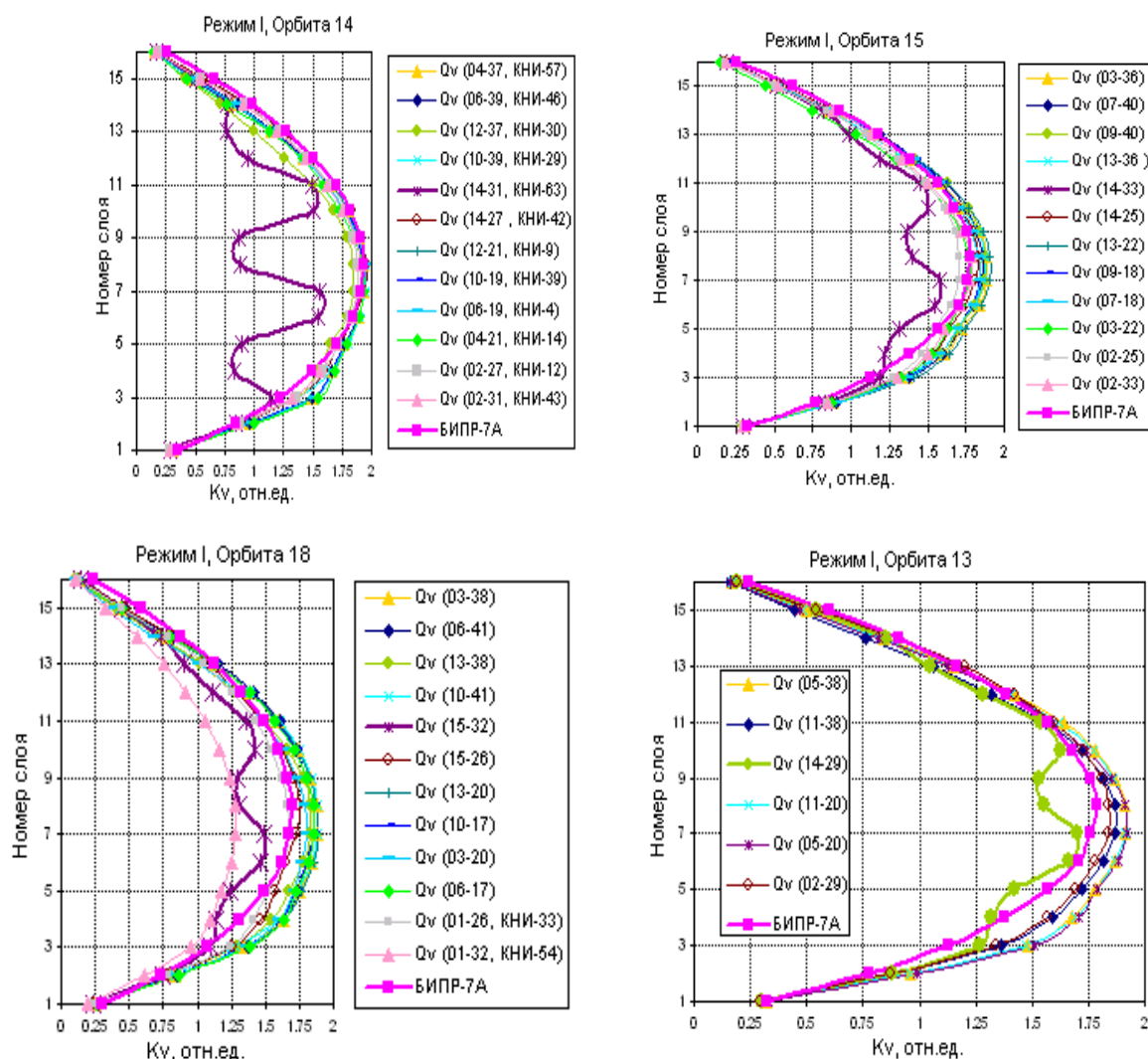


Рисунок 9.7. Распределения энергоснабжений во время испытаний на уровне мощности 40% Nном на энергоблоке №3 КЛНАЭС (недостоверны показания ДПЗ в КНИ 14-31)

После оценки представительности первичной информации в каналах контроля энергоснабжения следующей задачей, решение которой влияет на качество восстановления поля энергоснабжения, является подтверждение правильности

идентификации в СВРК координат расположения внутриреакторных датчиков. Методика испытаний по проверке соответствия координат датчиков термоконтроля и энерговыделения в активной зоне координатам этих датчиков в ПТК СВРК основана на преднамеренном создании существенно асимметричных распределений энерговыделения в активной зоне, которые достигаются опусканием отдельных ОР СУЗ. С учетом 60° симметрии топливных загрузок для подтверждения правильности идентификации координат внутриреакторных датчиков находятся отклонения относительных изменений мощности (KQ) и подогревов теплоносителя (DT) в ТВС от средних относительных изменений в орбитах симметрии при опускании ОР СУЗ в симметричных ТВС по следующим формулам:

$$\Delta(\delta KQ_{ij}) = |\delta KQ_{ij} - \overline{\delta KQ_j}| \quad (9.5)$$

$$\Delta(\delta DT_{ij}) = |\delta DT_{ij} - \overline{\delta DT_j}| \quad (9.6)$$

где $\delta KQ_{ij} = \frac{KQ_{ijend} - KQ_{ijstart}}{KQ_{ijstart}}$ и $\delta DT_{ij} = \frac{DT_{ijend} - DT_{ijstart}}{DT_{ijstart}}$ - относительные изменения

KQ и DT для ТВС i-го сектора симметрии (i = 1, 2, ..., 6) в j-ой орбите симметрии (j = 1, 2, ..., 28) при опускании ОР СУЗ в симметричной ТВС i-го сектора симметрии;

$KQ_{ijstart}$, KQ_{ijend} , $DT_{ijstart}$, DT_{ijend} - относительные мощности и подогревы ТВС i-го сектора симметрии в j-ой орбите симметрии перед опусканием и после опускания ОР СУЗ в в ТВС i-го сектора симметрии;

$$\overline{\delta KQ_j} = \frac{\sum_{i=1}^6 \delta KQ_{ij}}{6} \text{ и } \overline{\delta DT_j} = \frac{\sum_{i=1}^6 \delta DT_{ij}}{6} - \text{средние относительные изменения KQ и DT}$$

в ТВС j-ой орбиты симметрии при опускании ОР СУЗ в ТВС из одной орбиты симметрии. Полученные отклонения сравниваются с критериями правильности идентификации датчиков энерговыделения (a_Q) и/или датчиков температуры (a_T), которые выбираются с учетом погрешности восстановления поля энерговыделения и априорной информации по относительным изменениям KQ и DT, полученной по результатам ранее выполненных испытаний или по имитационным расчетам.

Консервативный подход, применяемый до настоящего времени, при данных испытаниях требует использования опусканий всех ОР СУЗ. Однако проведенное исследование показывает, что объем испытаний может быть существенно сокращен и оптимизирован без влияния на качество конечного результата. Для достижения целей испытаний достаточно, чтобы по выполненным опусканиям ОР СУЗ на каждую орбиту с внутриреакторными датчиками приходилось, по крайней мере, два разных по характеру относительных изменения распределения энерговыделения (рис. 9.8). Данный вывод

позволяет предложить возможные варианты оптимизации испытаний с учетом специфики проектов разных энергоблоков.

Для оценок погрешности восстановления поля энерговыделения на практике применяются следующие методики:

- по отклонениям интегральных характеристик энерговыделения (мощностей ТВС или относительных мощностей, а также их функционалов), полученных по восстановленному полю энерговыделения, от этих характеристик, полученных на основании расчетов другими способами;
- по отклонениям от данных, полученных для анализируемых состояний по кодам аттестованных расчетных программ, используемых при проектировании и эксплуатации активных зон ВВЭР;
- по отклонениям от средних значений в орбитах симметрии;
- по отклонениям от значений при исключении из обработки показаний одного из КНИ (метод исключенного ДПЗ).

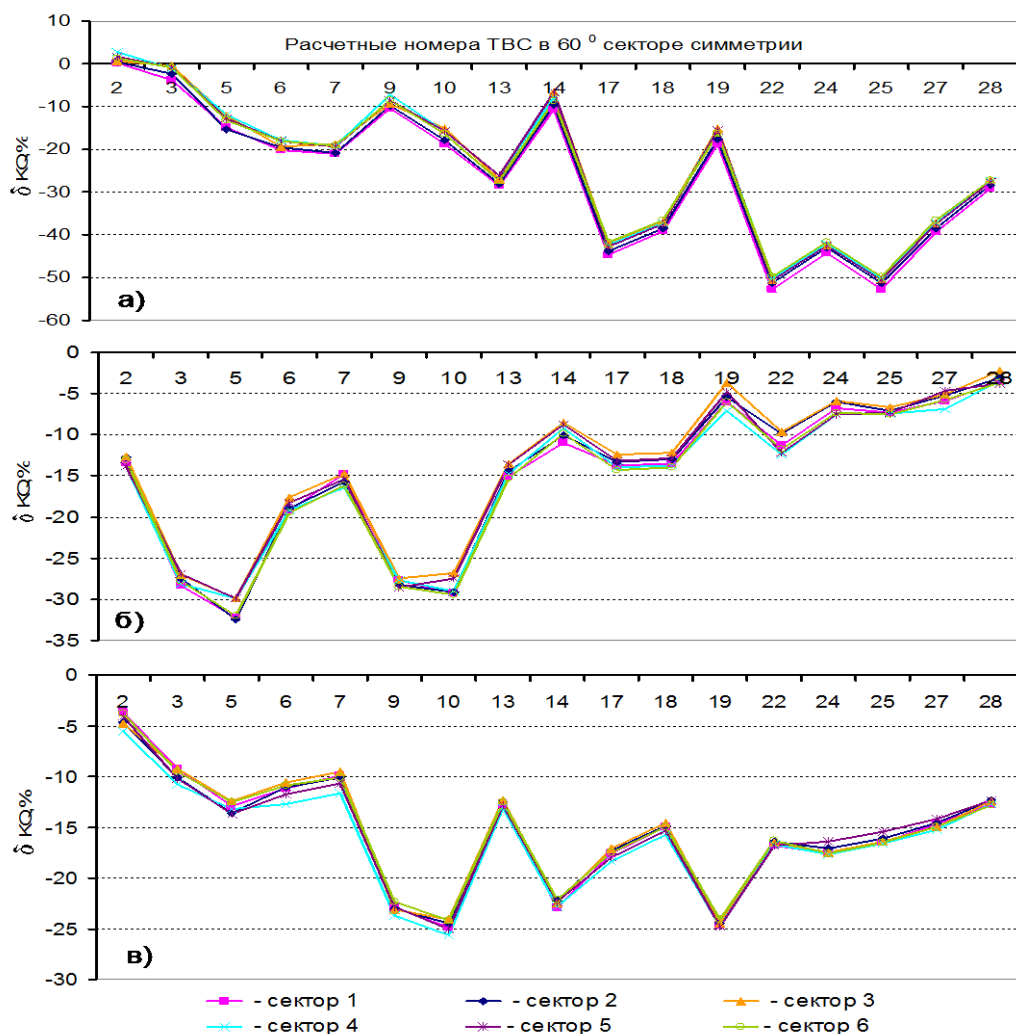


Рисунок 9.8. Распределения относительных изменений KQ в секторах симметрии при опускании ОР СУЗ 6 группы (а), 7 группы (б) и 10 группы (в). Испытания при вводе в эксплуатацию энергоблока №3 Калининской АЭС

Методики проверок функционирования СВРК в части формирования и выдачи сигналов защит по локальным внутриреакторным функциям

Данные новые функции СВРК в полном объеме были впервые применены на практике на энергоблоках №№1, 2 Тяньваньской АЭС. Исходя из этого в тесном сотрудничестве с разработчиками СВРК и РУ при планировании ПНР были предусмотрены и выполнены в составе комплексных испытаний СВРК следующие новые виды испытаний:

- проверка режима передачи настроечной информации из вычислительного комплекса верхнего уровня (ВК ВУ) в ПТК-З;
- проверка функций формирования и передачи в систему АЗ-ПЗ сигналов защиты по внутриреакторным параметрам.

Целью выполнения первых испытаний является подтверждение работоспособности штатного режима в состояниях, наиболее близких к состояниям начала работы функций защит. В ходе испытаний по всем проектным каналам передаются специально подготовленные тестовые пакеты и оценивается соответствие передаваемой и принимаемой информации, а также временные характеристики и отображение сервисной информации.

Для второго, наиболее важного вида испытаний, до начала работы защитных функций в штатном режиме применяется следующая методика:

- поочередное проведение проверки для всех стоек ПТК-З, для исключения возможности ложного срабатывания защит;
- в проверяемой стойке посредством специальной предварительной корректировки и передачи пакета настроечной информации имитируется увеличение текущей мощности реактора больше уровня уставки (для Тяньваньской АЭС - 30% $N_{ном}$) и достигается переход в режим работы защит по локальным внутриреакторным параметрам;
- посредством специальной предварительной корректировки и передачи пакета настроечной информации снижается значение соответствующей уставки и последовательно проверяется формирование и передача сигналов ПЗ и АЗ по локальному энерговыделению или по запасу до кризиса теплообмена по основным и резервным каналам.

После начала работы защитных функций оценка параметров внутриреакторных защит проводится сравнением с аналогичными параметрами, рассчитанными в ВК ВУ, а также определением их соответствия реальному режиму работы реакторной установки при проверках в стационарных и переходных режимах. В таблице 9.2, например, показаны значения параметров по данным ПТК-З и ВК ВУ, полученные для энергоблоков №1,2 Тяньваньской АЭС при освоении одинаковых уровней мощности. Из представленных данных видно, что для стационарных режимов, которые являются основными эксплуатационными режимами работы энергоблока, по линейному

энерговыделению (ЛЭВ) различие значений в ПТК-3 и ВК ВУ не превышало 5 Вт/см. Это различие меньше погрешности 5%, которая определена для ЛЭВ в проекте. По запасу до кризиса теплообмена (DNBR) наибольшее различие составляло 0,5, что также меньше погрешности 17 %, определенной в проекте для DNBR.

Таблица 9.2. Параметры внутриреакторных защит в стационарных режимах работы

Мощность, % Nном	Энергоблок №1		Энергоблок №2	
	ЛЭВ (ПТК-3 / ВУ), Вт/см	DNBR (ПТК-3 / ВУ)	ЛЭВ (ПТК-3 / ВУ), Вт/см	DNBR (ПТК-3 / ВУ)
75	241 / 240	5,7 / 5,4	240 / 242	4,7 / 5,2
90	269 / 267	4,4 / 4,1	323 / 328	3,2 / 3,5
100	237 / 236	3,5 / 3,9	333 / 330	3,1 / 3,1

Методика испытаний функций контроля общетехнологических параметров

Методика оценок работоспособности и достоверности информации каналов контроля общетехнологических параметров, как и для каналов контроля температуры теплоносителя 1-го контура и каналов контроля энерговыделения в активной зоне, основана на статистической обработке информации, получаемой в ходе испытаний. Исходя из этого, основным требованием для проведения испытаний является достижение устойчивых стационарных состояний практически на всех этапах ввода в эксплуатацию. Такая установившаяся методология связана с тем, что специфика режимов работы РУ на разных этапах не позволяет оценить критерии успешности для всех проверяемых параметров на ранних этапах. Поэтапное проведение данных испытаний и применяемые критерии успешности позволяют своевременно и объективно оценивать работоспособность каналов контроля общетехнологических параметров и достоверность выдаваемой этими каналами информации. Следует отметить и то, что поэтапная практика проведения испытаний позволяет, как правило, устранять все выявляемые дефекты по каналам контроля общетехнологических параметров до перехода на следующий этап (подэтап) или в ближайший после испытаний ППР.

После устранения дефектов, связанных непосредственно с функционированием системы, важную роль для качественного функционирования системы играет своевременное обнаружение развивающихся дефектов в первичных преобразователях и линиях связи. Для улучшения качества функционирования СВРК необходимо внедрение новых сервисных функций в ППО СВРК, направленных на самодиагностику каналов контроля на основе сопоставительного анализа информации в параллельных каналах и выдачу на средства отображения соответствующей сигнализации.

Методика испытаний функций контроля тепловой мощности реактора

Фактически средневзвешенная мощность реактора является главным контролируемым параметром и служит основанием для тех или иных управляющих воздействий и оценок технико-экономических показателей работы энергоблока. Поэтому наряду с повышением точности средств прямых измерений параметров, используемых для расчетов тепловой мощности, корректность оперативной оценки весовых коэффициентов при определении средневзвешенной тепловой мощности и учет при этом имеющихся эксплуатационных особенностей на каждом конкретном энергоблоке является важной и актуальной проблемой. Эта проблема практически должна решаться при проведении комплексных испытаний СВРК в части оценок работоспособности и достоверности информации каналов контроля мощности реактора.

Формула для оценки весовых коэффициентов способов расчета тепловой мощности реактора на основе общих подходов к суммированию составляющих погрешностей и определения весовых коэффициентов имеет следующий вид:

$$W_i = \frac{\frac{1}{k_{1i}\delta_i^2 + \sigma_i^2 + k_{2i}\tau_i^2}}{\sum \frac{1}{k_{1i}\delta_i^2 + \sigma_i^2 + k_{2i}\tau_i^2}}, \quad (9.7)$$

где: δ_i - неучтенная систематическая (инструментальная и методическая) погрешность i -го способа; σ_i - случайная погрешность i -го способа, определяемая как среднеквадратическое отклонение мощности данного способа за некий интервал для стационарных режимов при балансных испытаниях; τ_i - динамическая погрешность i -го способа, определяемая в быстрых переходных процессах; k_{1i} – настроечный коэффициент для учета дополнительных факторов в неучтенной систематической погрешности i -го способа (определяется по результатам пусконаладочных работ и может характеризовать возможные зависимости от уровня мощности, формы энерговыделения в активной зоне, количества работающих ГЦН и т.д.); k_{2i} - настроечный коэффициент для динамической погрешности (определяется по результатам пусконаладочных работ для разных режимов работы реакторной установки).

Лекция 10. Натурные испытания при вводе в эксплуатацию

10.1. Обоснование сейсмической безопасности при вводе в эксплуатацию

В свете событий последних лет на японских АЭС «Касивадзаки-Карива» и «Фукусима-Даичи» крайне актуальной и важной становится задача гарантированного обеспечения устойчивости и безопасности АЭС при сейсмических и других внешних воздействиях.

Критерий сейсмостойкости зданий и сооружений, расчетные уровни

Обеспечение сейсмостойкости сооружений и конструкций – обязательный этап проектирования и сооружения.

Критерий сейсмостойкости – сохранение несущей способности (прочности, устойчивости, непревышение предельных деформаций, в ряде случаев – пригодности к нормальной эксплуатации).

При проектировании строительных конструкций АЭС и других ядерных объектов повышают сейсмические нагрузки и вводят два расчетных уровня – ПЗ и МРЗ.

ПЗ – проектное землетрясение, соответствует установленной сейсмичности площадки. МРЗ – гипотетическое, превышает проектное, как правило, на 1 балл.

Необходимость обоснования сейсмостойкости оборудования для российских АЭС, находящихся в районах, считающихся несейсмоопасными, связана с широкой географической распространенностью зон повышенной сейсмической активности, несовершенством современных методов и средств сейсморайонирования, непредсказуемостью места, времени и интенсивности конкретных сильных землетрясений. По рекомендациям МАГАТЭ, независимо от сейсмичности площадки, сейсмические ускорения, соответствующие МРЗ, должны приниматься не менее $0,1g$ (что соответствует 7 баллов по шкале MSK-64).

В мировой практике проектирования и изготовления сейсмостойкого оборудования для АЭС принята следующая концепция:

- на стадии проектирования систем и элементов АЭС проводятся расчеты на прочность, включающие возможные нагрузки от сейсмических и иных видов внешних воздействий. Методы расчета - статический, ЛСМ (линейно-спектральный), динамический анализ.

- после изготовления оборудования проводятся испытания типопредставителей на специальных вибростендах, при которых моделируются внешние воздействия.

Однако в расчетных схемах или при стендовых испытаниях **невозможно воспроизвести и учесть реальные условия монтажа, раскрепления оборудования и его динамического взаимодействия с опорными и несущими конструкциями, трубопроводной обвязкой, теплоизоляционными покрытиями в условиях эксплуатации на АЭС.**

С 1980 по 2012 годы специалистами ОАО «Атомтехэнерго» проводились проверки сейсмостойкости важного для безопасности оборудования методом расчетно-экспериментальной проверки с определением динамических характеристик в реальных условиях раскрепления и обвязки на АЭС. Работы проводились на 33 пусковых и действующих энергоблоках 11 АЭС в России, Украине, Армении, Болгарии, Венгрии и Словакии. Часть работ была проведена в рамках координационных программ “Benchmark study...” МАГАТЭ.

Также в 1992-2010 годах в Восточной Европе, и в ограниченных объемах в России, Украине и Армении, были проведены работы по сейсмической квалификации энергоблоков методом граничной сейсмостойкости МГС (SMA). Часть работ проведена под эгидой МАГАТЭ в соответствии с методологиями, разработанными на основе типовой процедуры американской группы сейсмической квалификации АЭС – GIP-SQUG.

Причины неприемлемости подходов, основанных на процедуре GIP

- на Российских АЭС оборудование из баз данных SQUG не применяется, а **проведение подobia – недопустимо** ввиду зависимости динамических характеристик от слишком большого количества факторов;

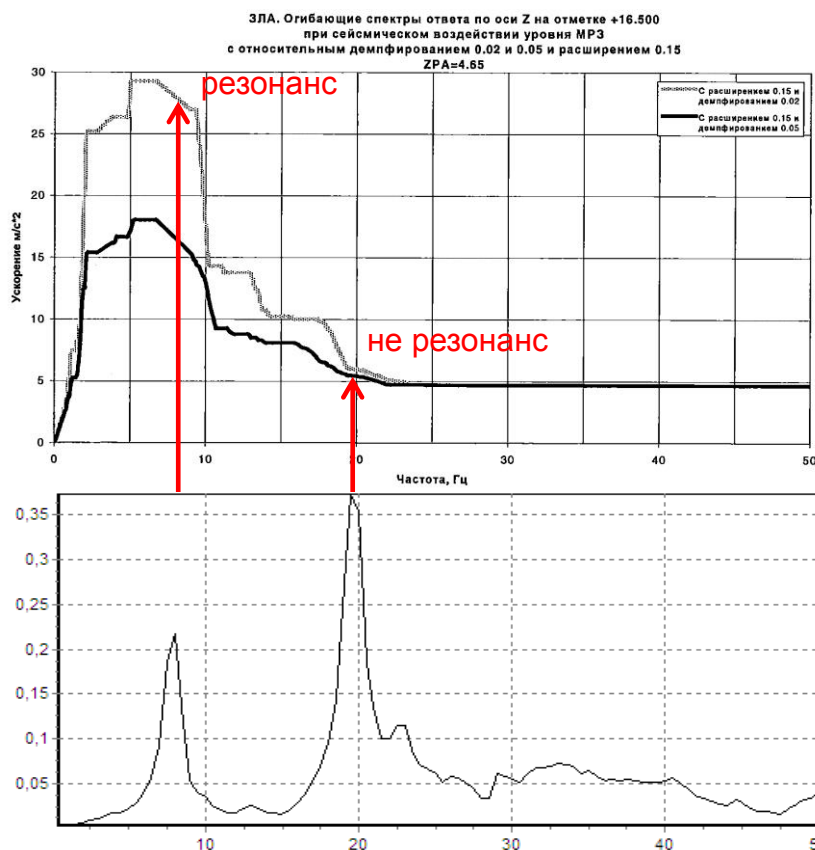
- даже в пределах одного и того же энергоблока АЭС, и даже одной и той же высотной отметки, имеются многочисленные примеры существенного различия между единицами совершенно однотипного оборудования в части соответствия требованиям сейсмостойкости;

- “отсеивание” возможно только в случае, когда оборудование, не имеющее внешних взаимосвязей, было аттестовано ранее в заводских условиях при строгом воспроизводстве реальных условий его раскрепления и монтажа в условиях станции. Примером являются распределительные шкафы, сухие трансформаторы или шкафы управления;

- для оборудования, имеющего обвязку, теплоизоляцию, установленного на дополнительных податливых опорных конструкциях или металлических перекрытиях, как это часто бывает на энергоблоках АЭС, предсказать поведение в условиях землетрясения можно только учитывая его реальное состояние после установки путем расчета с использованием данных измерений динамических характеристик, но не на основе лишь осмотра и установления подobia. Это обусловлено ярко выраженным резонансным характером сейсмических воздействий, когда нагрузки на оборудование в зависимости от значений его собственных частот и декрементов колебаний могут отличаться на 1-2 порядка. Как можно видеть из рис. 10.1, **нагрузки зависят от попадания собственных частот в резонанс !!!**

- предлагаемая к применению на Российских станциях процедура GIP-BBЭР (“модификация” процедуры GIP, разработанной в США специальной группой SQUG в 80-е

гг.) хотя и включает в качестве критериев подобия сравнение преобладающих резонансных частот и форм, тем не менее, не содержит обязательных требований к их определению. Но даже полное совпадение геометрических параметров, распределения масс, собственных частот и форм колебаний не гарантирует совпадение сейсмических нагрузок, так как ещё одной группой параметров, определяющих нагрузки, являются коэффициенты затухания (декременты колебаний).



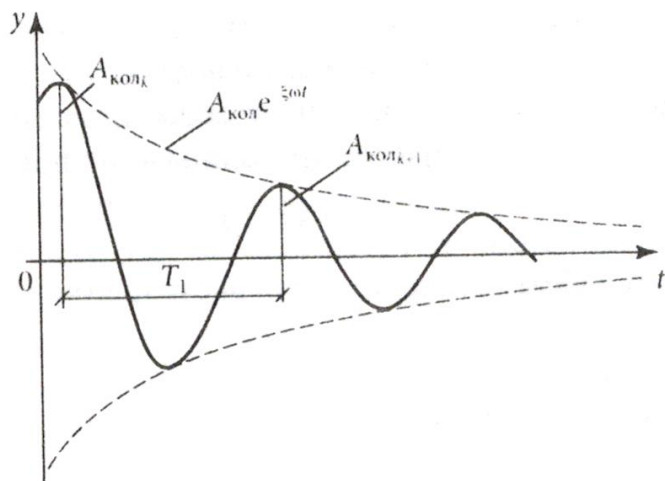
Позтажный спектр ответа –
характеристика воздействия

Спектр Фурье –
характеристика объекта
(получена экспериментально)

Рис. 10.1. Пример зависимости от попадания собственных частот в резонанс.

Декремент колебаний

Декремент – отношение амплитуд через условный период (рис. 10.2):



$$\Delta_{кол} = \frac{A_k}{A_{k+1}} = e^{\xi \omega T_1}$$

Рис. 10.2. Модальный декремент –
декремент для конкретной моды
(формы).

Логарифмический декремент - логарифм декремента:

$$\delta = \ln \Delta = \frac{2\pi\xi}{\sqrt{1-\xi^2}}$$

Собственные частоты колебаний можно определять расчетными методами, но для этого необходимо максимально точное моделирование оборудования, включающее в себя учет всех возможных факторов, влияющих на собственные частоты, таких как условия раскрепления, наличие присоединенного оборудования, учет упругих и слабоупругих связей элементов, входящих в оборудование, неравномерное распределение массы в элементах. Для «грубых» (предварительных) оценок динамической прочности допустимо расчетное определение собственных частот, но для получения реальных усилий и напряжений, возникающих в элементах оборудования от внешних механических воздействий, необходимо знание реальных резонансных частот оборудования, адекватно определить которые можно лишь экспериментальным путём.

Декременты колебаний, в отличие от собственных частот, можно определять только экспериментальным путем, что связано с достаточно сложной природой демпфирования в физическом смысле, которая не поддается строгому математическому анализу.

Неприемлемым является предложение в процедуре GIP использовать «универсальные» спектры сейсмических воздействий с декрементами колебаний 5%. Обследования на многочисленных АЭС показали, что очень распространены случаи, когда значения декрементов оказываются намного ниже нормативно требуемых в РФ значений (2%), а при увеличении воздействий до реальных значений при землетрясениях они возрастают лишь в 1,5-2 раза. Таким образом, использование значений декрементов 5% может приводить к недооценке значений сейсмических воздействий в резонансной области в 2 и более раз (рис. 10.3).

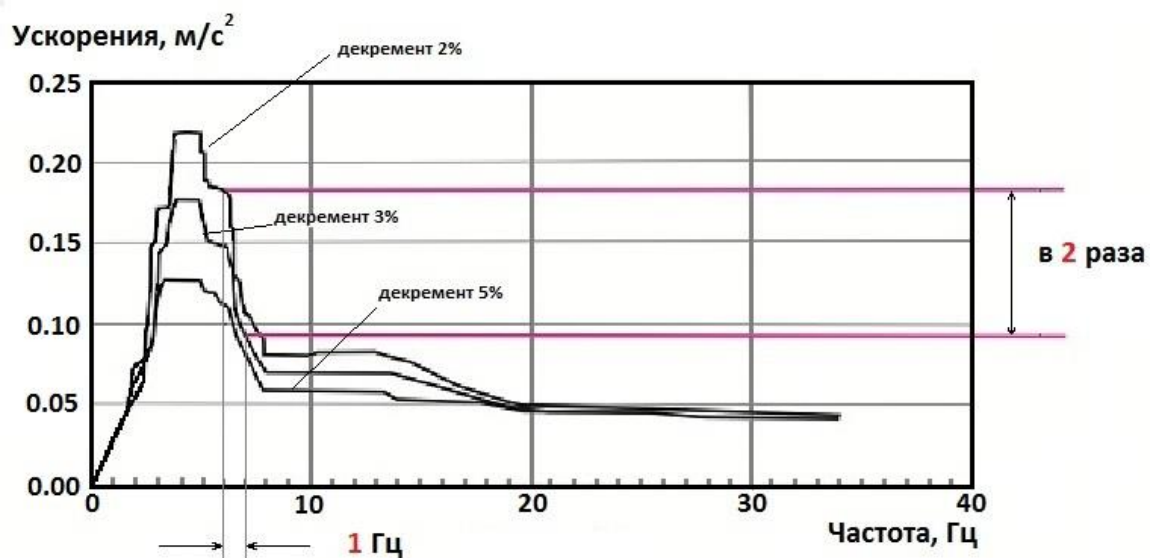


Рис. 10.3. Пример спектра ответов на сейсмическое воздействие для различных декрементов

Как показывают многочисленные обследования в течение последних тридцати пяти лет, на оборудовании российских и восточноевропейских энергоблоков более чем в половине случаев минимальные значения коэффициентов затухания (даже с учетом поправки на то, что при реальном сейсмическом воздействии затухание происходит в 1,5-2 раза быстрее) составляют не более 2-3%, а в ряде случаев и менее 2% и даже 1%. Поэтому сравнение только пятипроцентных спектров нельзя признать обоснованным.

Перенос результатов анализа устойчивости оборудования при внешних воздействиях на одной АЭС на аналогичное оборудование другой АЭС неприемлем по следующим причинам:

- вследствие различных форм спектров воздействий, зависящих от конкретной площадки размещения. На построенных по одному проекту энергоблоках идентичное оборудование с одинаковыми собственными частотами и параметрами затухания, смонтированное на одной и той же высотной отметке, но на различных площадках АЭС, в случае землетрясения будет воспринимать различные нагрузки (рис. 10.4):

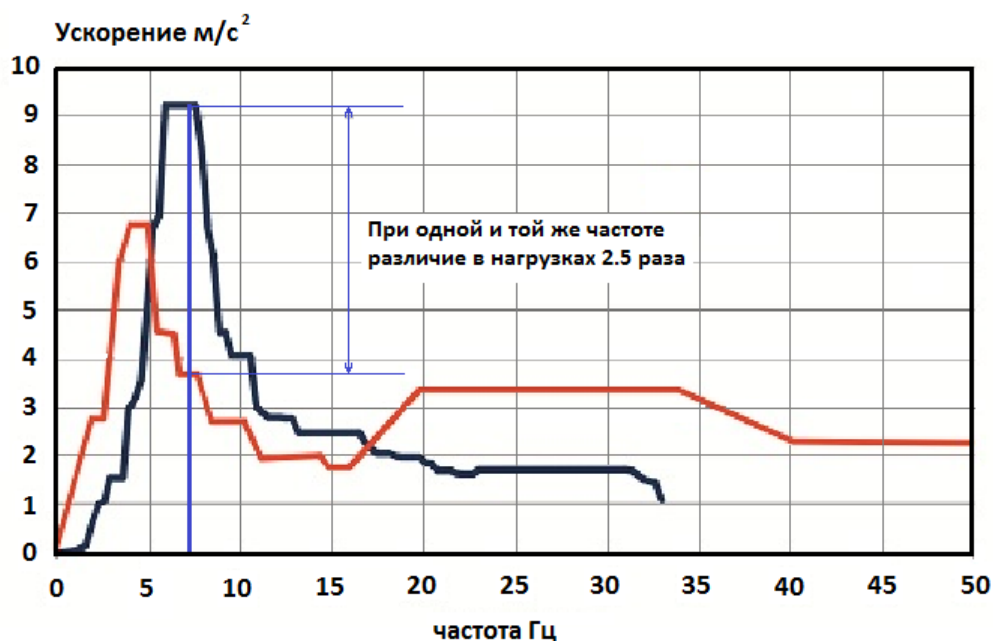


Рис. 10.4. Пример различия воспринимаемых нагрузок для различных площадок АЭС

- вследствие того, что даже незначительные различия в трассировке примыкающих трубопроводов и методов раскрепления приводят к различным динамическим характеристикам однотипного оборудования и, как следствие, к различным значениям величин внешних воздействий (рис. 10.5):

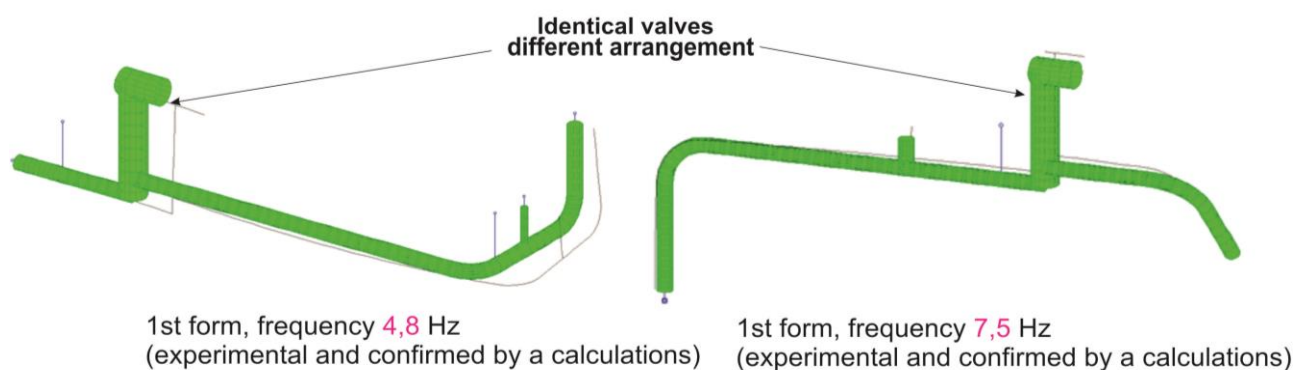


Рис. 10.5. Пример различия собственной частоты колебаний клапана, вызванного различиями в трассировке примыкающих трубопроводов и методов раскрепления

МЕТОДИКА НАТУРНОГО ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМ И ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГООБЛОКОВ АЭС, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ИХ УСТОЙЧИВОСТЬ ПРИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Метод поэлементной проверки важного для безопасности оборудования АЭС включает экспериментальное определение динамических характеристик (собственных частот и декрементов колебаний) непосредственно на энергоблоках АЭС в условиях реального раскрепления оборудования, трубопроводной обвязки, теплоизоляции и т.п. По значениям собственных частот и декрементов корректируются расчетные схемы, по которым проводятся перерасчеты сейсмостойкости. При необходимости внедряются компенсирующие мероприятия. В результате метод может гарантировать целостность важных для безопасности систем и выполнение их элементами своих функций при внешних воздействиях.

Силовые воздействия, применяемые при экспериментальном определении динамических характеристик, должны обеспечивать безопасность для испытываемых конструкций. Если при реальных сейсмических воздействиях расчетных уровней (ПЗ, МРЗ) ускорения, передаваемые на оборудование в местах его крепления, находятся в диапазоне примерно от 0,05 до 10,0 g, то, исходя из требования полной гарантии неповреждаемости конструкций при их испытаниях на АЭС, силовые воздействия должны быть снижены на один-два порядка по сравнению с расчетными воздействиями при ПЗ и МРЗ.

Для возбуждения колебаний в зависимости от сложности конструкции испытываемого изделия и его доступности используется импульсный способ возбуждения затухающих колебаний. Возбуждение колебаний осуществляется смягченным локальным ударом по опорной конструкции либо в плоскости центра масс (для корпусного оборудования), либо более совершенным и удобным для дальнейшего анализа способом, основанным на использовании разрывных оттяжек или специальных домкратов с регулируемым пороговым усилием, вызывающим необходимое начальное изгибное

отклонение изделия от равновесного положения. В реальных условиях динамических испытаний при высокой чувствительности современных датчиков и регистрирующей аппаратуры достаточные амплитуды отклонений составляют 5...10 мкм.

Применение компьютеров (обычный ноутбук) для регистрации исходных акселерограмм затухающих колебаний в оцифрованном виде позволяет обрабатывать их по стандартной процедуре, обычно с помощью быстрого преобразования Фурье. Такой способ регистрации и обработки позволяет определить полный спектр собственных частот во всем диапазоне сейсмических резонансов (рисунок 10.6). Полученная амплитудно-частотная характеристика оборудования содержит набор пиков на собственных частотах, но с ростом демпфирования будет расти ширина и снижаться высота пиков.

Из двух важнейших для анализа сейсмостойкости оборудования собственных динамических характеристик – собственных частот и декрементов колебаний, частоты оказывают более сильное количественное влияние: в резонансных максимумах воспринимаемые ускорения, а, следовательно, сейсмические силы, могут превышать их значения в зарезонансной области на один-два порядка при заданном значении декремента, тогда как при изменении декрементов в реальном диапазоне их возможных значений воспринимаемые ускорения в резонансной области частот изменяются лишь в несколько раз, т.е. менее чем на порядок (рисунок 10.3).

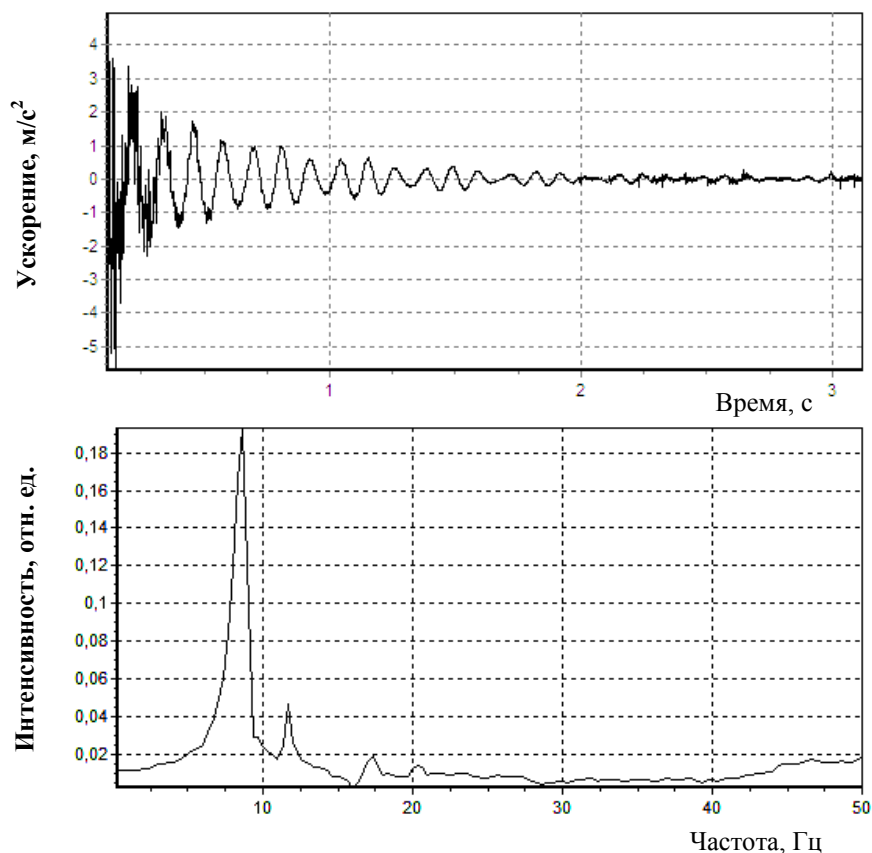


Рис. 10.6. Результаты динамических испытаний оборудования в реальных условиях:

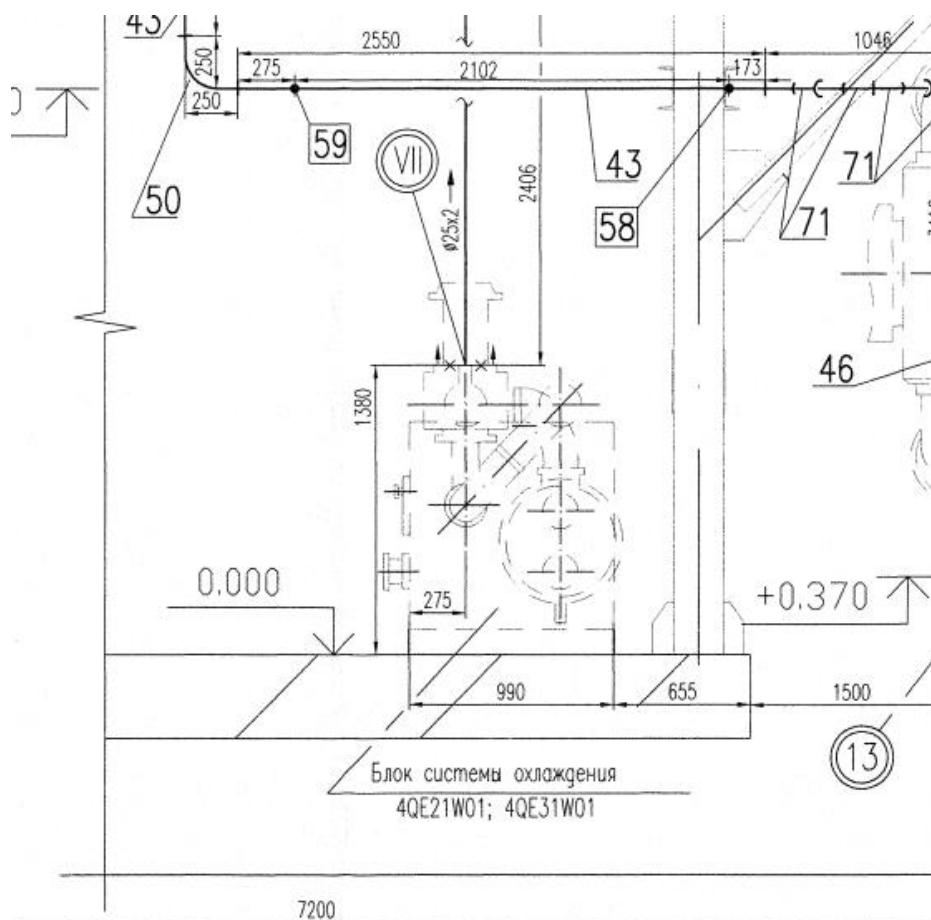
а) акселерограмма затухающих колебаний; б) Фурье спектр мощности

В 2006 г. в России введены в действие федеральные нормы и правила «НП-064-05. Учет внешних воздействий природного и техногенного происхождения на объекты использования атомной энергии», в которых включено нормативное требование обязательной экспериментальной проверки собственных динамических характеристик важного для безопасности оборудования на всех пусковых и ранее не обследованных действующих энергоблоках АЭС на территории России (п. 6.13).

В 2012 г. в ОАО «Атомтехэнерго» разработан и утвержден в ОАО «Концерн Росэнергоатом» нормативный руководящий документ «МТ.1.2.2.04.0069-2012. Методика подтверждения динамических характеристик систем и элементов энергоблоков АЭС, важных для безопасности», обязательный для применения на АЭС концерна «Росэнергоатом» всех типов при вводе в эксплуатацию и при обосновании продления сроков эксплуатации энергоблоков.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОБОСНОВАНИЯ СЕЙСМОСТОЙКОСТИ:

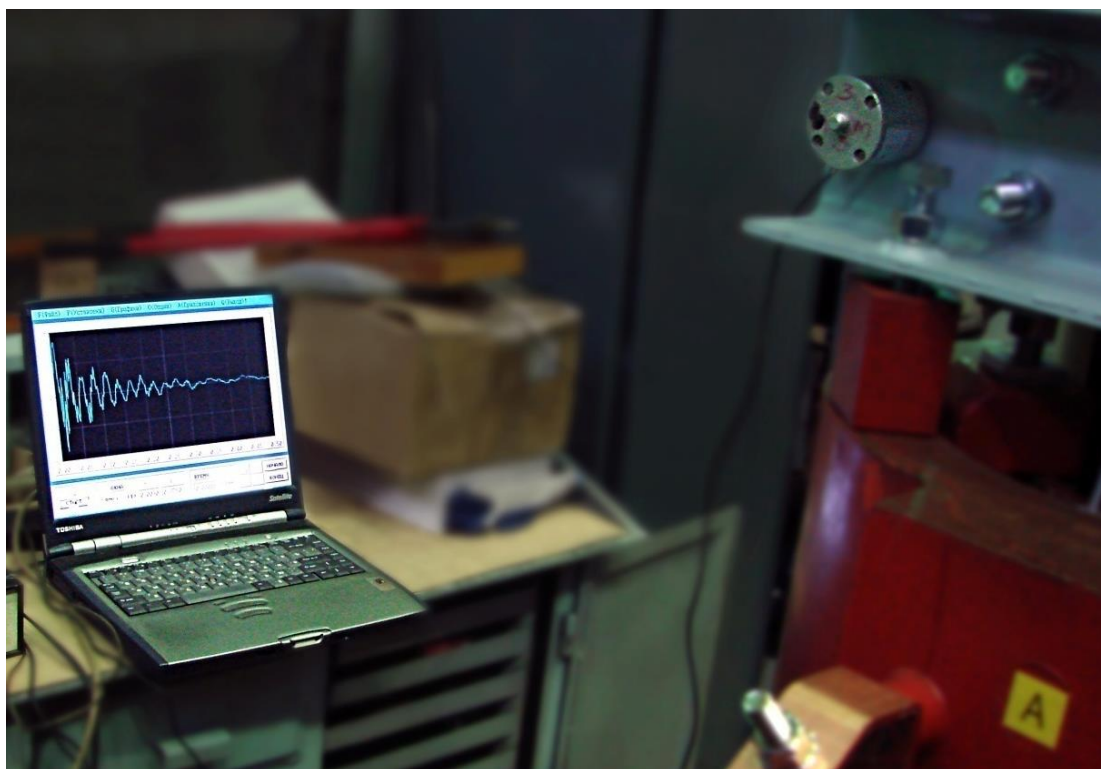
1. Изучение проектной документации на оборудование и системы.



2. Визуальный осмотр оборудования и оценка его соответствия проектным требованиям по монтажу и раскреплению.



3. Экспериментальное определение динамических характеристик оборудования в условиях стационарных систем.



Для возбуждения колебаний используется импульсный метод возбуждения затухающих колебаний слабыми воздействиями (метод малых возмущений): либо смягченным локальным ударом по опорной конструкции, либо использованием разрывных оттяжек или специальных домкратов с регулируемым пороговым усилием, вызывающим необходимое начальное изгибное отклонение изделия от равновесного положения.

Безопасность применяемых силовых воздействий для испытываемых конструкций гарантируется тем, что при испытаниях на АЭС силовые воздействия должны быть снижены на один-два порядка по сравнению с расчетными воздействиями при ПЗ и МРЗ.

4. Разработка расчетных моделей оборудования на основе установочных чертежей, уточненных данных по раскреплению и обвязке.

Расчетные схемы представляют собой стержневые или оболочечные конечно-элементные модели с массой, распределенной по элементам. При создании расчетных схем учитываются реальные условия раскрепления и монтажа оборудования и его расположение в системе трубопроводов (рис. 10.7,10.8).

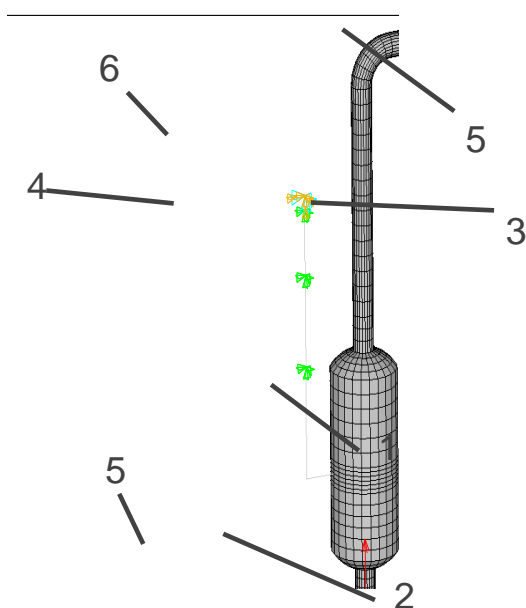


Рис. 10.7. КЭ-модель фильтровлушки:

- 1 – корпус фильтра;
- 2 – трубопровод;
- 3 – тяги;
- 4 – ушки;
- 5,6 – закрепления и упругие связи

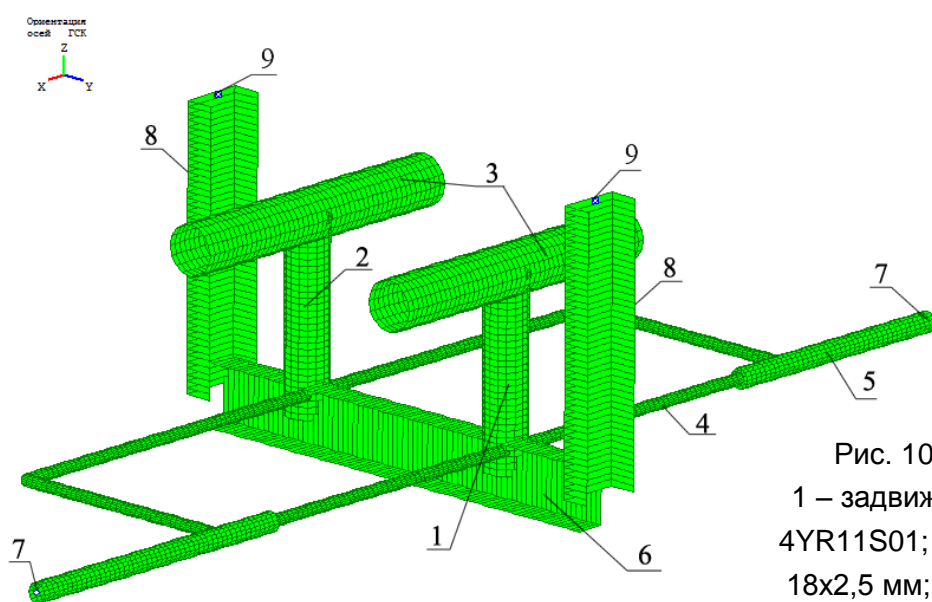


Рис. 10.8. КЭ-модель задвижки:

- 1 – задвижка 4YR12S01; 2 – задвижка 4YR11S01; 3 – привод; 4 – трубопровод 18x2,5 мм; 5 – трубопровод 32x3,5; 6 – опорный швеллер №10; 7 – шарнирное закрепление; 8 – швеллер №10; 9 – жесткое закрепление

5. Корректировка расчетной модели по результатам динамических испытаний с целью совпадения расчетных значений собственных частот колебаний с экспериментальными.

6. Расчет на сейсмостойкость типопредставителей оборудования по скорректированной расчетной схеме.

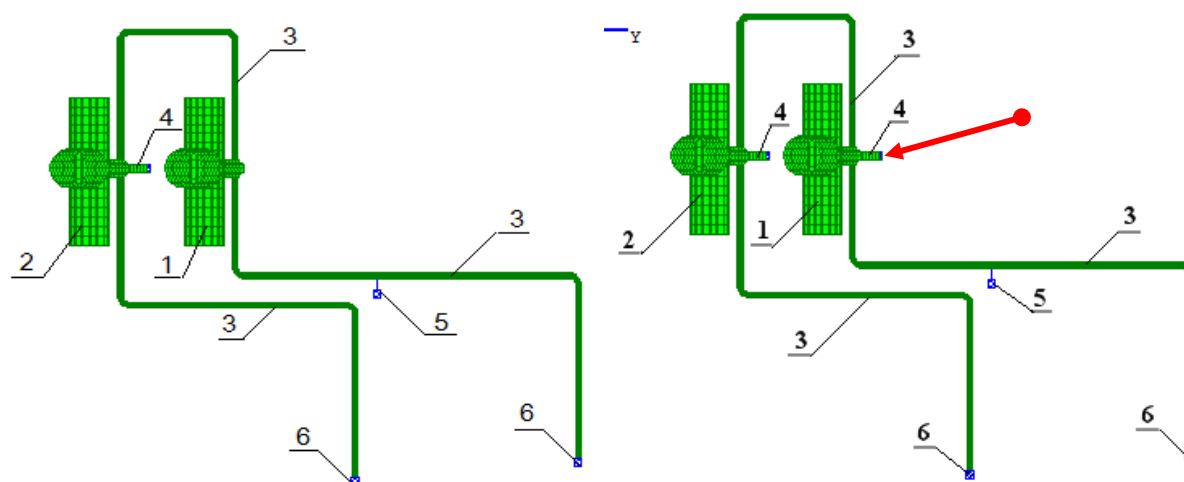
Возможные критерии сейсмостойкости:

- Прочность трубопроводов;
- Прочность опор;
- Прочность болтов крепления;
- Прочность сварных швов.

С допускаемыми значениями сравниваются расчетные значения напряжений соответствующих категорий по ПНАЭ Г-7-002-86.

7. Разработка при необходимости мероприятий, направленных на доведение оборудования до уровня требуемой сейсмостойкости.

На рис. 10.9 приведен пример обеспечения сейсмической прочности конструкций с помощью введения дополнительной неподвижной опоры.



а) отсутствует опора под одним из клапанов

б) установлена дополнительная опора

Рис. 10.9. Обеспечение сейсмической прочности конструкций с помощью введения дополнительной неподвижной опоры под арматурой (клапаном):

- 1 – клапан 4TQ14S12; 2 – клапан 4TQ14S13; 3 – трубопровод 18х2,5 мм;
4 – неподвижная опора; 5 – скользящая направляющая опора;
6 – связи конечной жесткости

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ НА СЕЙСМОСТОЙКОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС

- На одном энергоблоке обследуется порядка 1500 единиц оборудования и трубопроводов систем безопасности включая оборудование резервных дизель-генераторных станций;
- По результатам динамических испытаний и визуальных осмотров оборудования выявляется до 100 единиц, представляющих опасность в отношении сейсмостойкости, в том числе смонтированных с нарушениями требований проекта;
- До 50% испытанных единиц оборудования имеют низкие собственные частоты колебаний, попадающие в резонансные области на спектрах ответа;
- По результатам расчетов выявляются единицы оборудования не соответствующие нормативным требованиям в части сейсмостойкости (напряжения в элементах оборудования или элементах его крепления превышают допускаемые). Для несейсмостойкого оборудования разрабатываются и реализуются рекомендации по дополнительному креплению с внесением изменений в проект;
- Выявляется оборудование, для которого экспериментально полученные собственные частоты колебаний отличаются по значению (вплоть до одного порядка) от проектных значений;
- Бóльшая часть проверенного оборудования энергоблоков АЭС является сейсмостойкой (рис. 10.10), что обусловлено низкими сейсмическими воздействиями для большинства АЭС в России (МРЗ – 7 баллов по шкале MSK-64). Однако до 15% сейсмостойкого оборудования удовлетворяет требованиям сейсмостойкости лишь с небольшим запасом (88-99% от допустимых напряжений).

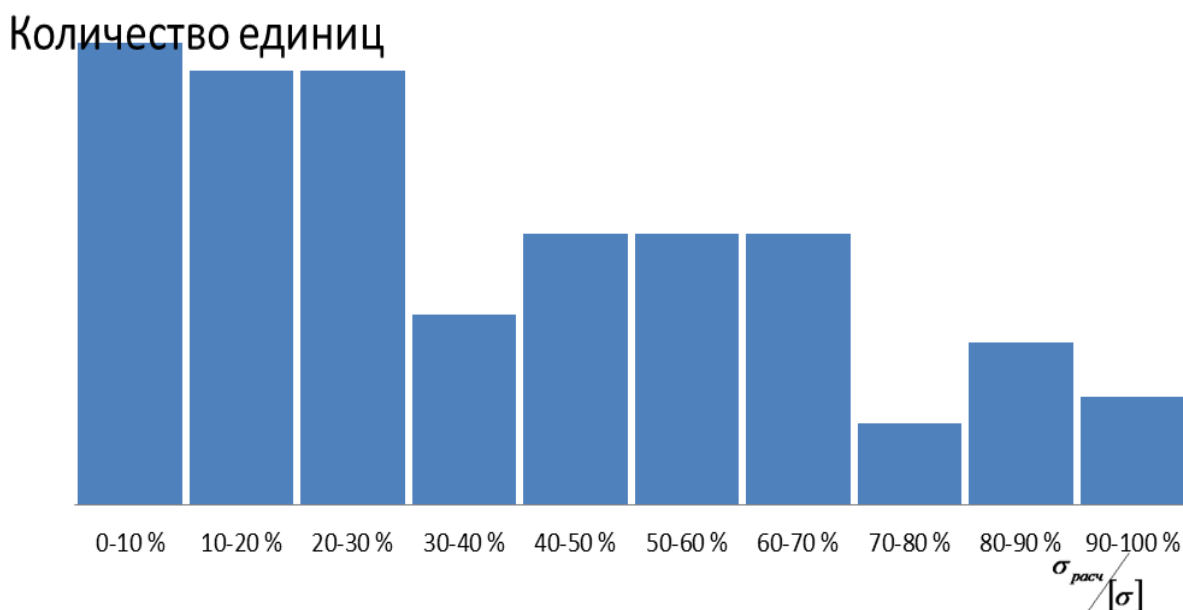


Рис. 10.10. Распределение выбранных для расчета типопредставителей по запасу прочности

Актуальность применения метода при сооружении АЭС по российским проектам за рубежом обусловлена следующим:

- Включение динамических обследований на сейсмостойкость в обязательный состав работ по вводу в эксплуатацию энергоблоков АЭС, сооружаемых по российским проектам за рубежом, и достигаемое при этом повышение сейсмической безопасности **может являться серьезным конкурентным преимуществом**, которое необходимо использовать при подготовке конкурсных предложений и заключении контрактов.

- Поскольку практически все страны, где строятся АЭС по российским проектам, относятся к зонам повышенной сейсмичности (Болгария, Иран, Индия, Турция, Китай и др.), надежное обеспечение их сейсмостойкости принимает особое значение. Данные работы необходимо провести на вводимых в эксплуатацию АЭС «Бушер», «Куданкулам», на ранее введенных Тяньваньской АЭС, АЭС «Темелин», «Моховце», при продлении эксплуатации энергоблоков АЭС «Козлодуй», «Пакш», «Богунце», Армянской АЭС, а также на всех АЭС Украины.

- При строительстве АЭС на площадках с увеличением сейсмических ускорений на 10-20% количество несейсмостойких единиц возрастает до 50-70 единиц, а при увеличении интенсивности МРЗ на один балл (до 8 баллов по шкале MSK-64) количество несейсмостойких единиц оборудования важных для безопасности систем может возрасти до 200, что требует повышенного внимания к АЭС, строящимся в сейсмоопасных зонах.

Актуальность применения метода при обосновании продления сроков эксплуатации обусловлена следующим:

- На энергоблоках, завершающих выработку проектного срока эксплуатации, необходимость обоснования сейсмостойкости обостряют старение материалов, износ деталей и элементов, остаточные напряжения, накопление циклической усталости, возможные изменения конструкций при их замене и ремонте, а также исходное несоответствие современным нормативным требованиям.

- Для старых энергоблоков, на которых ранее уже проводились работы по экспериментально-расчетному обоснованию сейсмостойкости оборудования нашим методом, надо учитывать то обстоятельство, что в периоды проверок энергоблоков ряд позиций важного для безопасности оборудования и систем по тем или иным причинам не вошли в перечень проверяемого, особенно часто это относится к арматуре, электротехническому оборудованию (трансформаторы, ряд панелей и сборок) и к системам управления, сигнализации, связи, пожаротушения.

Лекция 11. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации

11.1. Основные задачи инженерной поддержки ввода в эксплуатацию и эксплуатации АЭС

Как уже излагалось во введении в курс, в настоящее время сложились следующие направления инженерной поддержки эксплуатации АЭС:

- управление ресурсом, включая смягчение условий эксплуатации;
- диагностика, включая диагностическое обеспечение ТОиР по техническому состоянию;
- модернизация;
- продление эксплуатации.

К этому следует добавить задачи, выходящие за рамки основного содержания процесса ввода в эксплуатацию и которые можно отнести к инженерной поддержке ввода в эксплуатацию:

- управление несоответствиями, в том числе в части отказов и дефектов оборудования при вводе в эксплуатацию;
- оптимизация продолжительности и затрат на ввод блока АЭС в эксплуатацию;
- идентификация, оценка рисков при сооружении и вводе в эксплуатацию энергоблока и их влияния на сроки ввода в эксплуатацию.

11.2. Управление несоответствиями при вводе в эксплуатацию

Результаты общего анализа несоответствий, выявленных при выполнении ПНР в процессе ввода в эксплуатацию, приведены на примере энергоблока №4 Калининской АЭС. Сведения о количестве выявленных несоответствий приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1. Несоответствия, выявленные при вводе в эксплуатацию

Проектно– конструкторские несоответствия	Несоответствие выполненного монтажа проекту	Дефект оборудования	Итого
119	101	123	343

Общая информация по выявленным проектно-конструкторским несоответствиям приведена в таблице 11.2.

Таблица 11.2. Проектно–конструкторские несоответствия

Тип	Количество несоответствий
Не соответствует эксплуатационным требованиям по основным параметрам (t° , P, G, и т.п.)	41
Параметры (характеристики) выбранного оборудования не соответствуют проектным параметрам системы	34
Несоответствие диапазона измерения КИП	12
Не соответствует место установки (датчика, прибора, арматуры и т.д.)	10
Несоответствие опорно-подвесных систем	5
Не соответствует климатическим условиям эксплуатации	6
Нет доступа для ремонта и обслуживания	6
«Нестыковка» разных проектов	5
Итого:	119

Несоответствия выявлялись и фиксировались в соответствии с «Процедурой управления несоответствиями при вводе в эксплуатацию блока №4 Калининской АЭС» (РД АТЭ 411.0386–2010). В соответствии с процедурой акт выявленного несоответствия оформлялся исполнителями ПНР, выявившими несоответствие, совместно со специалистом по качеству Генподрядчика по ПНР и рассматривался комиссией в составе:

- представителя от Генподрядчика по ПНР;
- технического руководителя пуском;
- представителя эксплуатирующей организации, руководителя подразделения – владельца оборудования от Калининской АЭС;
- Генподрядчика по СМР;
- Генпроектировщика.

Акт утверждался председателем комиссии – заместителем главного инженера Калининской АЭС.

Можно отметить следующие организационно-технические недостатки при осуществлении работ по выявлению, контролю, анализу и устранению несоответствий при вводе в эксплуатацию энергоблока №4 Калининской АЭС:

1. Не была создана постоянно действующая комиссия по расследованию несоответствий, организованная в соответствии с внутренними процедурами по управлению выявленных несоответствий, с участием представителей Дирекции АЭС, Генподрядчика по ПНР, Генподрядчика по СМР и Генпроектировщика. Данная комиссия должна подтвердить или отклонить факт несоответствия, определить ответственных по выполнению корректирующих мероприятий.

2. Не была создана единая информационная база учета несоответствий, учитывающая все выявленные несоответствия при вводе в эксплуатацию энергоблока №4 Калининской АЭС (несоответствия, выявленные Генпроектировщиком и Генподрядчиком по СМР, учитывались отдельно, а несоответствия, выявленные при производстве ПНР, отдельно).

3. Часть проектно-конструкторских несоответствий, выявленных представителями Дирекции АЭС и монтажными организациями, в адрес наладочной организации не поступала, т.к. не оформлялись в соответствии с процедурой по управлению несоответствиями. В информационной базе учета несоответствий регистрировались только акты, выявленные представителями Генподрядчика по ПНР.

4. Отсутствовала обратная связь по результатам устранения несоответствий, отчет от исполнителей по выполнению корректирующих мероприятий в адрес Генподрядчика по ПНР не поступал, т.к. это не было оговорено в договоре между Заказчиком и Генподрядчиком по СМР.

На рис. 11.1 приведены сведения об основных задержках ввода в эксплуатацию, вызванных имевшимися несоответствиями.

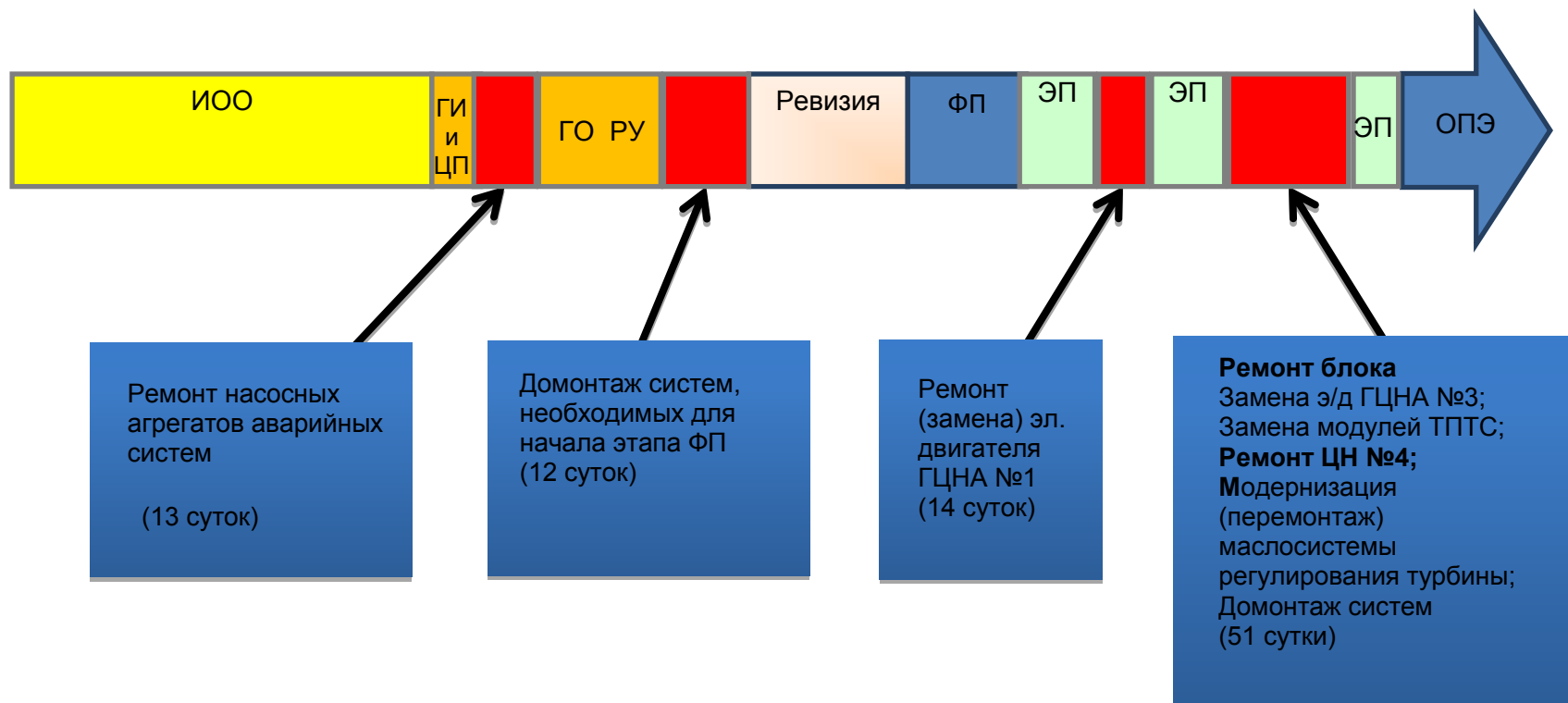


Рис. 11.1. Фактический график ввода в эксплуатацию энергоблока №4 Калининской АЭС с указанием основных задержек по причине имевшихся несоответствий

11.3. Анализ отказов и дефектов оборудования при вводе в эксплуатацию

В любом проекте, в том числе и во вводе в эксплуатацию такого сложного технического объекта, каким является энергоблок АЭС, неизбежно в той или иной мере присутствуют неопределенности, которые являются причиной возникновения рисков при сооружении и вводе в эксплуатацию АЭС. Воздействие рисков вызывает переход энергоблока в нецелевое состояние, пребывание в котором приводит к увеличению продолжительности работ, изменяет эффективное время выполнения проекта и влияет на сроки ввода энергоблока в эксплуатацию.

Важнейшее влияние на фактическую продолжительность этапов ввода в эксплуатацию оказывают отказы и дефекты оборудования, которые могут приводить к переходу энергоблока в нецелевое состояние.

Схема процесса ПНР на одном из его этапов изображена на рис. 11.2.

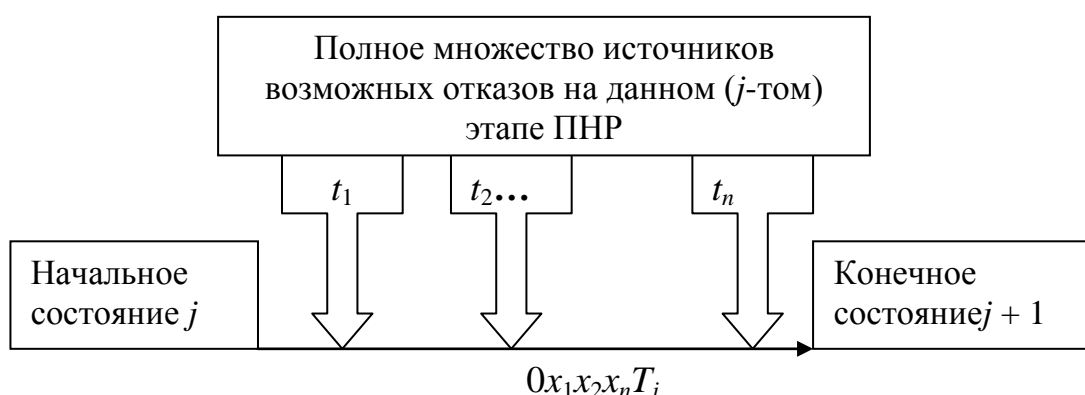


Рис. 11.2. Схема одного этапа ПНР с отказами.

Начальное состояние объекта предполагает полностью выполненные предшествующие работы. Аналогичный смысл имеет конечное состояние объекта. Промежуточные состояния на рис. 11.2 обозначены моментами x_k ($k = 1, 2, \dots, n$) планового или нормативного (в соответствии с директивным графиком ПНР, без учета риска возникновения отказов) времени t . Начальное состояние отвечает значению $t = 0$, конечное $t = T_j$.

Рассматриваемая система с точки зрения вероятностных схем теории надежности относится к классу восстанавливаемых: после каждого отказа производятся ремонтно-восстановительные работы до полной ликвидации последствий отказа и восстановления системы. Предполагается, что в случайный момент времени, который обозначен x_k , происходит отказ системы; время, необходимое для восстановления состояния объекта обозначено t_k . Верхний прямоугольник содержит множество всех элементов и узлов оборудования, задействованных в данном этапе ПНР, а также иных факторов (в частности, антропогенного характера), которые могут стать причиной отказа. Полное число источников отказов будем обозначать N . В результате отказа система переходит

из целевого состояния в нецелевое. В этом состоянии система находится в течение времени t_k , необходимого для ликвидации последствий отказа, после которого она возвращается к целевому состоянию. С переходом к следующему этапу множество нецелевых состояний возрастает, так как при этом включается в процесс ПНР некоторое количество новых элементов и узлов оборудования. Каждое событие, приводящее к отказу, имеет вероятностную характеристику реализации. В качестве такой характеристики удобно использовать интенсивность отказов $\lambda(t)$, то есть вероятность отказа узла в единицу времени при условии, что в данный момент времени он находится в рабочем состоянии. Если в данный момент времени вероятность нахождения узла в рабочем состоянии есть $P(t)$, то скорость $\dot{P}(t)$ изменения этой вероятности определяется выражением:

$$\dot{P}(t) = -\lambda P(t)$$

Знак минус в формуле означает, что вероятность пребывания узла в исправном состоянии с течением времени уменьшается. Чем меньше по величине интенсивность отказов, тем больше долговечность данного элемента оборудования. Обратная величина интенсивности отказов представляет собой характерное время работоспособности этого элемента. В условиях функционирования элемента оборудования в процессе ПНР или последующей эксплуатации АС меняется его структура, что сопровождается изменением интенсивности отказов с течением времени.

Типичная функция интенсивности отказов в течение всего времени эксплуатации изображена на рис. 11.3. Период (t_0, t_1) представляет собой известный в теории надежности период приработки.

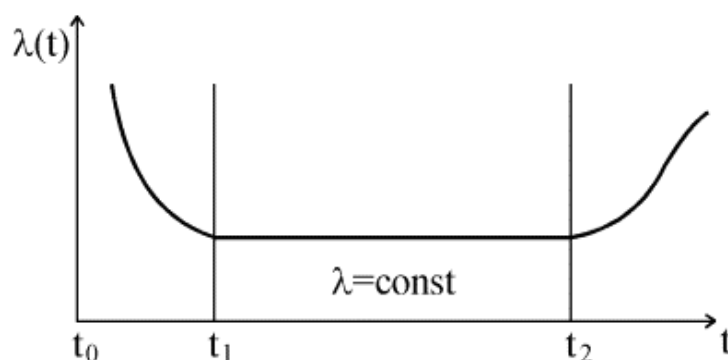


Рис. 11.3. Упрощенная зависимость интенсивности отказов от времени

Временной интервал убывающей интенсивности отказов (t_0, t_1) называется периодом приработки. Основная доля появления отказов в этом периоде вызывается конструктивными или производственными дефектами. Участок постоянной интенсивности отказов (t_1, t_2) называют периодом эксплуатации. Этот период начинается сразу же после

периода приработки и заканчивается непосредственно перед периодом отказов вследствие износа. Период отказов вследствие износа начинается тогда, когда элемент выработал свой ресурс, вследствие чего число отказов в этом периоде начинает возрастать.

Важной задачей пусконаладочных работ в процессе ввода в эксплуатацию является создание условий для полного завершения процесса приработки конструкций для достижения минимальных значений интенсивности отказов в процессе эксплуатации энергоблока, что можно проиллюстрировать данными по анализу отказов и дефектов оборудования при вводе в эксплуатацию энергоблока №3 Калининской АЭС.

На этом энергоблоке применена автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП), отличающаяся от предыдущих систем по объемам как технических, так и программных средств, что потребовало увеличения объема ПНР по АСУ ТП и по технологическим системам, управляемым ею. Некоторое влияние на увеличение интенсивности отказов оказал предшествовавший длительный простой и хранение части оборудования из-за приостановки сооружения энергоблока в период застоя в развитии атомной энергетики.

На рис. 11.4 показан график интенсивности отказов технологического оборудования, на рис. 11.5 график интенсивности отказов и дефектов оборудования АСУ ТП, а на рис. 11.6 изображен суммарный график интенсивности отказов и дефектов оборудования энергоблока на этапах ввода в эксплуатацию.

Относительно низкая активность отказов и дефектов, зафиксированная в начальный период ввода в эксплуатацию, обусловлена сравнительно медленным внедрением системы регистрации отказов (дефектов) в этот период и незначительным количеством штатно работающего оборудования.

Резкий рост отказов и дефектов в начальный период ввода в эксплуатацию с марта по июнь вызван активной подготовкой к проведению горячей обкатки реакторной установки и тем, что большое количество оборудования начало вводиться в работу впервые (в первую очередь оборудование АСУ ТП и технологическое оборудование в реакторном отделении). Следует, однако, отметить, что отказы и дефекты оборудования АСУ ТП имели резко выраженный максимум в начале горячей обкатки, а к концу горячей обкатки интенсивность упала практически до прежнего уровня. Это свидетельствует о том, что большая часть отказов и дефектов проявилась именно в начале горячей обкатки. Отказы и дефекты технологического оборудования реакторного отделения, напротив, чаще происходили в июле, когда параметры РУ достигли номинальных значений.

Спад интенсивности во время ревизии РУ вызван тем, что в этот период количество работающего оборудования было относительно мало.

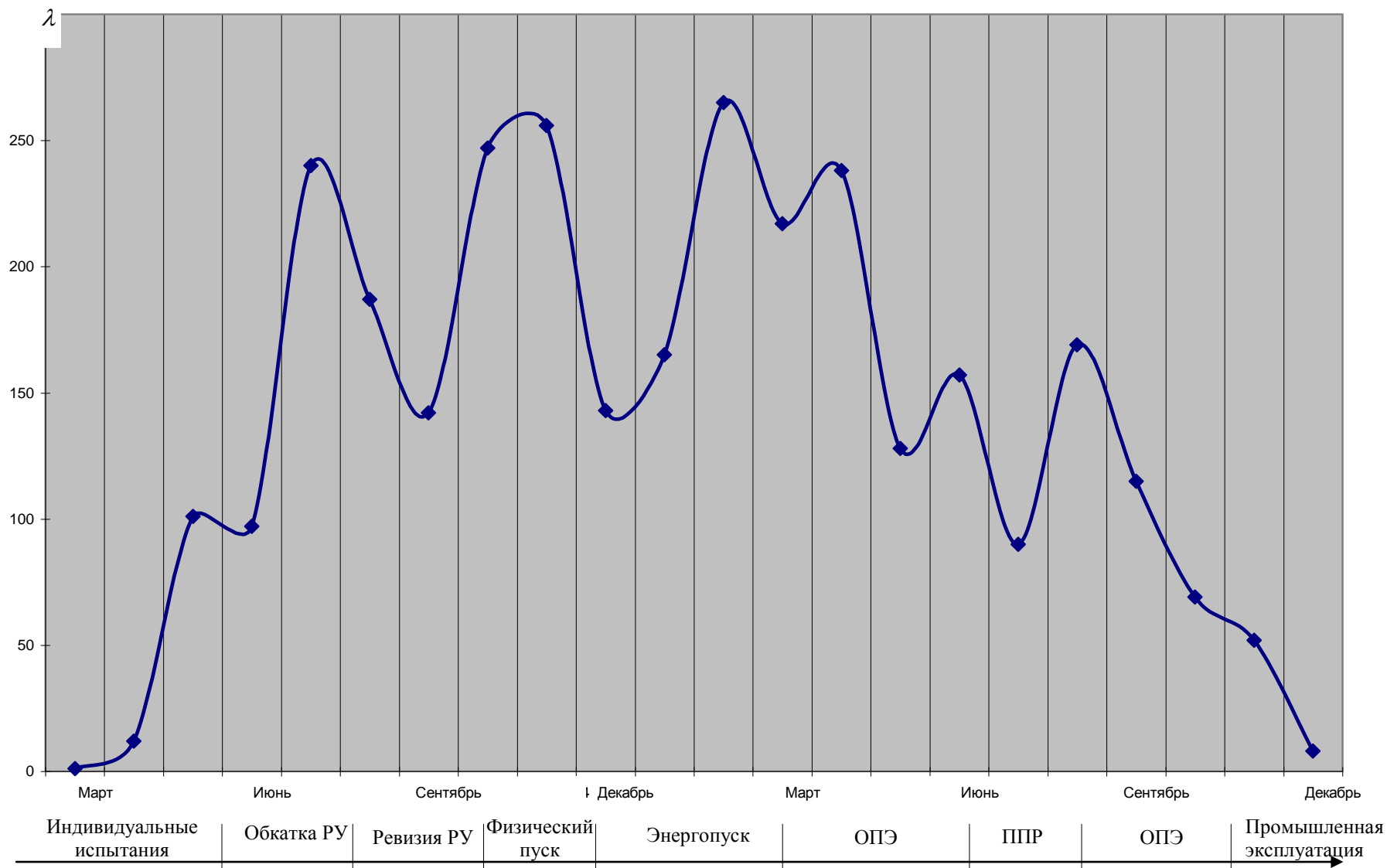


Рис. 11.4. График интенсивности отказов и дефектов технологического оборудования энергоблока ВВЭР-1000

λ - количество отказов в месяц

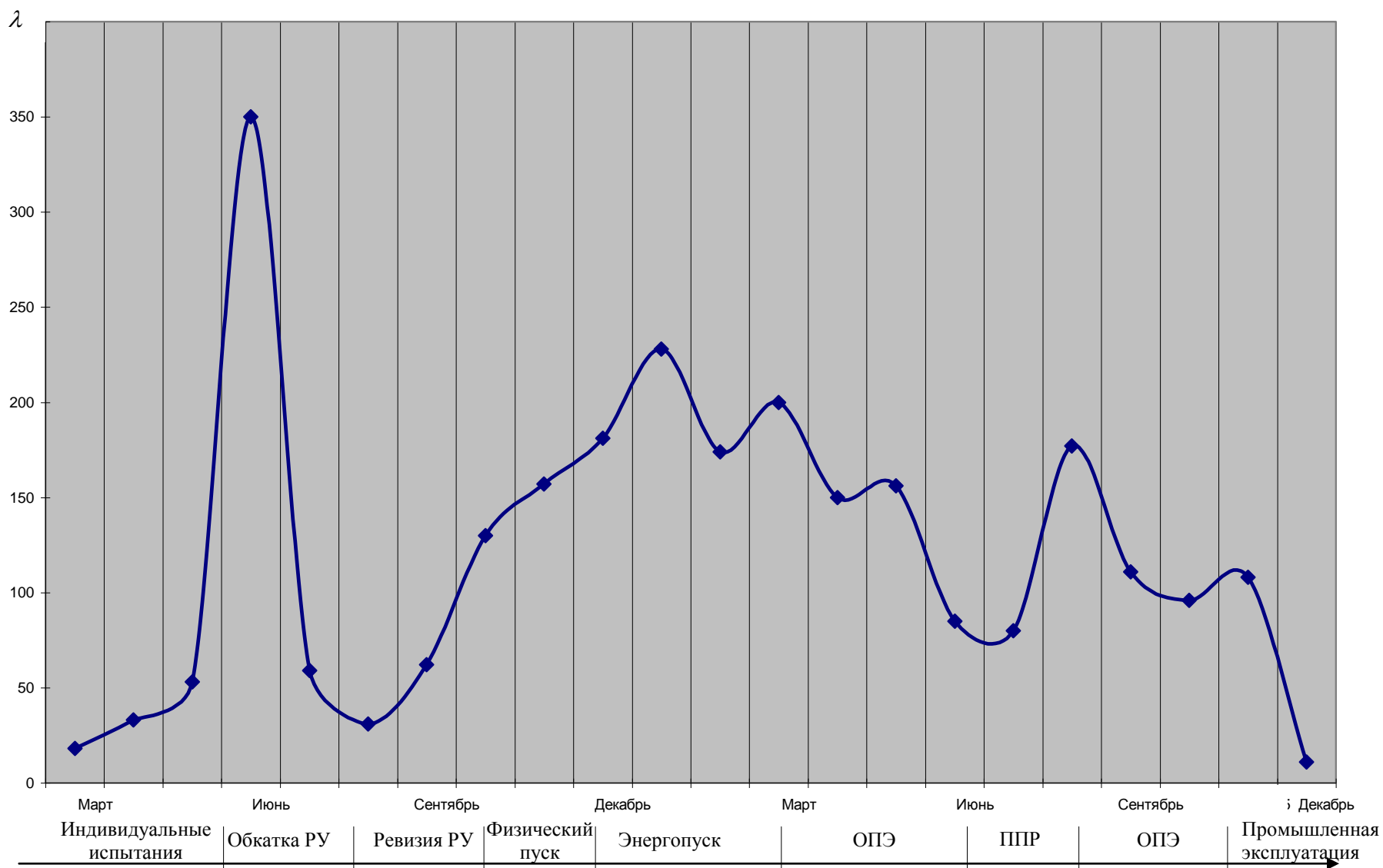


Рис. 11.5. График интенсивности отказов и дефектов оборудования АСУ ТП блока №3 Калининской АЭС

λ - количество отказов в месяц

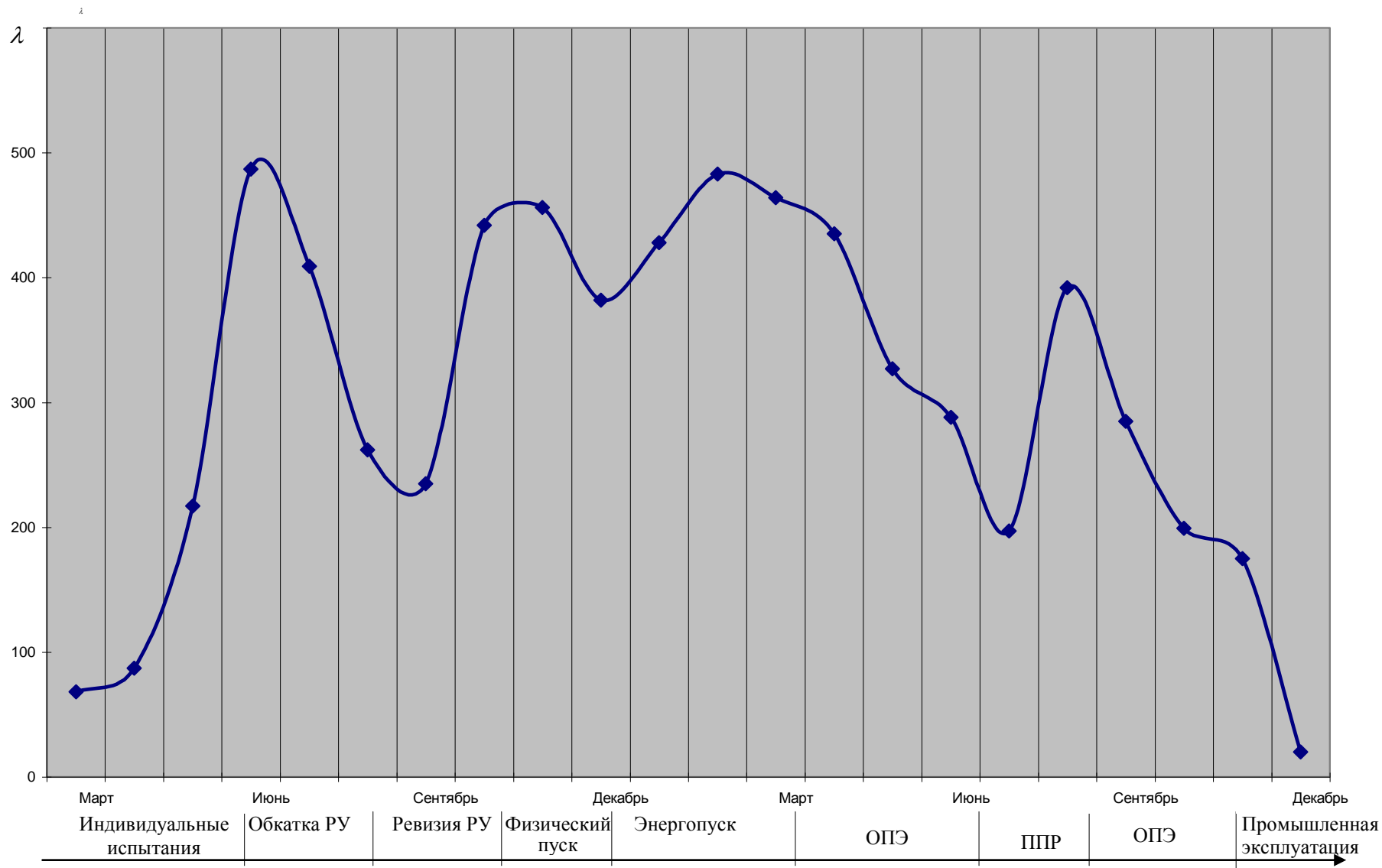


Рис. 11.6. Суммарный график интенсивности отказов и дефектов оборудования энергоблока ВВЭР-1000

λ - количество отказов в месяц

Следующий всплеск интенсивности отказов и дефектов в октябре-ноябре вызван в основном отказами в технологическом оборудовании реакторного отделения, многие единицы которого вводились в работу после ремонта, выполнявшегося во время ревизии РУ, а также после окончания монтажа систем, необходимых к этапу «Физический пуск».

Снижение количества отказов и дефектов по всему оборудованию блока в декабре в период энергопуска обусловлено резким сокращением отказов (дефектов) технологического оборудования в реакторном отделении, т.к. в этот период все системы реакторного отделения прошли значительную наработку и явные дефекты были выявлены и устранены. Этот процесс стал определяющим для суммарного графика отказов и дефектов в этот период, несмотря на некоторое увеличение отказов (дефектов) оборудования АСУ ТП и отказов (дефектов) в турбинном отделении, связанных с разворотом систем машинного зала для толчка турбины.

Пик интенсивности отказов и дефектов в феврале следующего года вызван уже в основном отказами и дефектами оборудования турбинного отделения, которые выявлялись по мере повышения мощности турбогенератора. После февраля динамика отказов и дефектов стала постепенно снижаться вплоть до промежуточного минимума в июле, вызванного проведением планово-предупредительного ремонта (ППР) блока в этот период.

После проведения ППР количество отказов (дефектов) на короткий промежуток времени вновь возросло в связи с вводом в работу большого количества оборудования после ремонта, а далее интенсивность отказов и дефектов стала резко снижаться, что может свидетельствовать как о высоком качестве ремонта, так и о достаточной наработке оборудования блока для устранения отказов (дефектов).

Дополнительно можно отметить, что интенсивность отказов и дефектов оборудования систем вентиляции и резервной дизельной электростанции не имела значительных колебаний, отказы и дефекты электротехнического оборудования также имели достаточно стабильную динамику, за исключением небольшого пика в период горячей обкатки, а отказы и дефекты систем спецводоочистки (СВО) происходили в основном с февраля по сентябрь второго года, что определялось началом работы систем и оборудования СВО по штатной схеме.

Следует сделать вывод о том, что за время проведения ПНР на оборудовании энергоблока выбирается «львиная доля» возможных отказов и дефектов, причем основная их часть проявляется во время проведения всевозможных испытаний, когда на системах и оборудовании создаются предельные режимы, в том числе имитирующие нарушение нормальных условий эксплуатации. Именно это и является одной из основных целей испытаний, проводимых на этапах ввода блока в эксплуатацию.

Резкое снижение отказов и дефектов на завершающей стадии опытно-промышленной эксплуатации (даже во время проведения динамических испытаний на

мощности 100% номинальной) характеризует тот факт, что большая часть скрытых отказов и дефектов была выявлена на предыдущих этапах ПНР, а номенклатура испытаний, предусмотренная соответствующими этапными программами, оптимальна. Логично предположить, что при сокращении испытаний пик интенсивности отказов и дефектов во время ПНР будет не столь очевиден, и, как следствие, часть дефектов в виде отказов может проявиться гораздо позже.

По результатам проделанной на энергоблоке работы по анализу отказов (дефектов) можно сделать ряд выводов и рекомендаций, относящихся к методике выполнения подобных работ.

Для более качественного выполнения анализа отказов и дефектов оборудования на вводимых в эксплуатацию энергоблоках АЭС необходимо данную работу начинать во время первых пусков оборудования, когда на блоке будут находиться все лица, непосредственно влияющие на работоспособность пускаемого оборудования, включая представителей проектных, монтажных, наладочных, ремонтных организаций и заводов-изготовителей.

Качественную статистическую обработку отказов (дефектов) в период ПНР можно делать только по тем типам и видам оборудования, количество которых достаточно велико. Анализ единичных отказов и дефектов на специфичном оборудовании, количество которого незначительно, имеет большую степень неопределенности, в связи с чем такие единичные случаи не участвовали в статистической обработке.

Крайне важно организовать единую для всех подразделений АЭС систему ведения журналов дефектов в подразделениях АЭС до начала приемки первых систем и оборудования из монтажа. Для исключения противоречий, потери информации и для отражения статистикой отказов и дефектов реальной картины должна быть единой номенклатура информации, заносимой в журналы, и процедура заполнения журналов.

Информация должна отражать суть отказа (дефекта), дающую понимание характера нарушения и позволяющую выявлять слабые места в конструкции оборудования, возможные ошибки в проектировании или в организации строительно-монтажных, пусконаладочных работ или эксплуатации. Информация должна также отражать суть и характер работы, выполненной для устранения отказа или дефекта, а не содержать только общие фразы типа «отказ (дефект) устранен», «исправлено», «снято» и т.п.

Если обязать лицо, непосредственно устраняющее отказ или дефект, указывать понятную ему причину отказа (дефекта) (пусть даже в упрощенном виде, тем более, что сложные отказы и дефекты, как правило, расследуются специально назначенными комиссиями), то в течение времени, когда количество отказов и дефектов будет достаточным для использования статистических методов анализа, можно будет сделать обоснованные выводы об основных закономерностях, приводящих к нарушению

работоспособности оборудования. Это, в свою очередь, позволит более эффективно разрабатывать и внедрять необходимые организационно-технические мероприятия для исключения негативных закономерностей и, соответственно, сокращения количества отказов и дефектов.

Например, наиболее часты отказы (дефекты) различной арматуры. Обычно записи по этим отказам и дефектам содержат информацию, исходящую от лица из числа оперативного персонала, обнаружившего отказ или дефект, поэтому появляются записи типа «арматура заклинена», «арматура не управляется», «течь по валу арматуры» и т.п. При последующей ревизии арматуры специалист ремонтного подразделения в большинстве случаев может более конкретно указать непосредственную причину отказа (дефекта), например: «деформация штока», «срыв шпонки», «износ втулки», «обрыв сильфона», «мусор в проточной части» и т.п. Именно последняя информация может значительно повысить достоверность статистики и, соответственно, качество анализа.

Крайне желательно вести журналы дефектов в электронном виде, начиная с выполнения монтажных работ до сдачи блока в промышленную эксплуатацию и далее на весь период промышленной эксплуатации. Это значительно повысит качество производимых записей и существенно упростит последующую их обработку. Для эффективной систематизации отказов и дефектов необходимо выпустить на АЭС внутреннюю процедуру, регламентирующую процесс внесения записей в журналы дефектов.

По результатам проделанной на энергоблоке работы по анализу отказов (дефектов) можно сделать вывод о том, что для более глубокого понимания процессов возникновения и развития отказов (дефектов) при вводе энергоблоков АЭС в эксплуатацию необходимо выполнить аналогичные работы на следующих вводимых энергоблоках. Крайне желательно, чтобы подходы при организации этой деятельности на разных энергоблоках были идентичны. В этом случае сравнение данных по отказам и дефектам, полученных на разных блоках, будет более корректным.

11.4. Анализ продолжительности работ на этапах ввода в эксплуатацию

Реальное время, затраченное на проведение этапа работ, складывается из нормативного времени и суммарного времени, затраченного на ликвидацию последствий отказов. Однако в связи с вышеупомянутыми недостатками в организации учета и обработки информации по отказам и дефектам, корректное выделение влияния отказов на продолжительность этапов ввода в эксплуатацию может вызывать существенные затруднения. Помимо отказов и дефектов, на продолжительность этапов одновременно может влиять также ряд других сопутствующих рисков, возникающих в процессе ввода в эксплуатацию.

Для общей демонстрации влияния различных рисков на продолжительность работ

по вводу в эксплуатацию можно привести анализ продолжительности работ на этапах ввода в эксплуатацию вышеупомянутого энергоблока №3 Калининской АЭС. Хотя первый опыт ввода энергоблока с новой системой управления не является типичным, и, очевидно, на последующих энергоблоках можно учесть, снизить или исключить влияние многих рисков, вызванных наличием такой системы, тем не менее, набор рисков, повлиявших на сроки ввода в эксплуатацию данного энергоблока, является, с одной стороны, наиболее разнообразным из всех последних введенных энергоблоков именно в силу отсутствия соответствующего опыта, а с другой стороны, наиболее представительным с учетом предстоящего перехода на новую АСУ ТП на последующих энергоблоках.

Сравнение плановой и фактической длительности этапов и подэтапов ввода в эксплуатацию энергоблока приведено в таблице 11.3.

Как видно из приведенных результатов, самая большая временная «задержка» произошла на подэтапе ИОО. Основными причинами увеличения продолжительности этого подэтапа являются:

- монтажная неготовность технологических систем и оборудования, в основном из-за срыва сроков поставок оборудования и трубопроводов;
- низкая готовность к началу ПНР отдельных блоков электротехнического оборудования, следствием чего в ряде случаев имели место подача электропитания к потребителям по временным схемам, ручное управление электроприводной арматурой и органолептический контроль за работой оборудования;
- неготовность отдельных блоков АСУ ТП в части управления оборудованием и предоставления протоколов регистрации параметров;
- дефекты и отказы оборудования, причиной которых явилось долгое хранение без должной консервации на складах с последующим неудовлетворительным качеством ремонтно-восстановительных и монтажных работ;
- совмещение ПНР с незавершенными строительно-монтажными, электромонтажными и отделочными работами.
- Для исключения подобных задержек на последующих энергоблоках необходимо, как это и предусматривается типовым графиком ПНР, обеспечить первоочередную готовность электротехнической части энергоблока и АСУ ТП в объеме, достаточном для начала подэтапа ИОО. Монтажные недоделки и поканальная подготовка систем к проведению ПНР приводят к увеличению сроков проведения ПНР, к непредусмотренным затратам рабочего времени. С целью более рационального использования ресурсов целесообразно приступать к ПНР после полной посистемной сдачи в ПНР оборудования и системы в целом.

Таблица 11.3. Продолжительность работ на этапах ввода в эксплуатацию

Наименование подэтапа	Плановая длительность по программе, суток	Фактическая длительность, суток
Предпусковые наладочные работы		
Испытание и опробование систем и оборудования (ИОО)	155	200** / 480*
Подготовка и проведение испытаний защитной оболочки	15	11
Гидравлические испытания и циркуляционная промывка	12	7
Обкатка РУ	25	63
Ревизия основного оборудования 1-го контура	23	61
Весь этап	230	342** / 622*
Физический пуск		
	35,5	61,5
Энергетический пуск		
Мощность от минимально-контролируемого уровня до 10÷12% номинальной	10	5
Мощность 25% номинальной	10	22
Мощность 40% номинальной	15	20,5
Мощность 50% номинальной	21	20
Весь этап	56	67,5
Опытно-промышленная эксплуатация		
Мощность 75 % номинальной	62	52
Мощность 90÷100 % номинальной	54	111
Весь этап	116	163

Примечания:

* время проведения подэтапа ИОО с учетом фактического начала испытаний при неготовности оборудования и систем к этапу.

** время проведения подэтапа ИОО по достижении полной готовности к этапу.

В связи с имевшим место началом испытаний при неготовности оборудования и систем к этапу часть проведенных испытаний требовалось повторять заново, а более половины запланированных на этапе «Предпусковые наладочные работы» испытаний было перенесено на более поздние этапы ввода в эксплуатацию, что увеличило их продолжительность.

Основная причина увеличения длительности проведения подэтапа «Ревизия основного оборудования 1-го контура» – демонтаж, отправка на завод-изготовитель, ремонт и повторный монтаж регенеративного теплообменника и доохладителя системы подпитки-продувки 1-го контура.

Превышение плановой длительности на этапе физического пуска произошло по причине повреждения уголка жесткости одной из тепловыделяющих сборок (ТВС), что привело к простоям в выполнении работ на период расследования причин повреждения и ремонта поврежденной ТВС.

Превышение плановой длительности испытаний на уровнях мощности 25% и 40% номинальной произошло в основном в связи с отказами и дефектами:

- устранение повышенной вибрации подшипников турбины;
- устранение дефекта импульсной линии подачи масла на уплотнения вала генератора;
- устранение причин потери вакуума в конденсаторе турбины;
- останов турбогенератора на неплановый ремонт из-за увеличения температуры баббита и повышенной вибрации подшипников.

Увеличение длительности подэтапов освоения мощности 90÷100% номинальной вызвано следующими причинами, носящими характер отказов и дефектов:

- внеплановый ремонт блока в связи с переуплотнением главного разъема одного из главных циркуляционных насосов, устранением дефекта на воздушнике трубопровода питательной воды и устранением других дефектов согласно ведомости ремонта;
- ремонт и повторная наладка стопорных и регулирующих клапанов турбины;
- двукратное срабатывание аварийной защиты,

а также следующими причинами:

- увеличение длительности ППР в связи с реализацией принятого решения о проведении контроля герметичности оболочек (КГО) всех 163 ТВС первой топливной загрузки двумя методами: «сиппинг-методом» в штанге перегрузочной машины и повторное проведение КГО стендовым методом;
- длительная работа блока в базовом режиме на стационарном уровне мощности для выполнения принятого плана по выработке и отпуску электроэнергии.

Как уже упоминалось, существенное влияние на фактическую продолжительность этапов также оказывали вынужденные переносы испытаний с одного этапа на другой. В таблице 11.4 приведены данные по таким переносам.

Большая часть испытаний переносилась с этапа «Предпусковые наладочные работы» на этапы ФП, ЭП или ОПЭ. Это объясняется тем, что до начала этапа «Физический пуск» активно продолжались монтажные работы, которые не были закончены в нормативный срок в связи с нарушением графика поставок оборудования. Кроме этого, большое количество переносов испытаний было вызвано тем, что ввод в работу систем и оборудования АСУ ТП (необходимых для регистрации параметров во время испытаний) производился гораздо позже выполнения основных монтажных работ по тепломеханическому оборудованию.

Таблица 11.4. Переносы испытаний на этапах ввода в эксплуатацию

Этапы переноса испытаний	Количество перенесенных испытаний
С подэтапа ИОО на подэтап «Ревизия»	60
С подэтапа ИОО на подэтап «Обкатка РУ»	34
С подэтапа ИОО на последующие этапы (ФП, ЭП, ОПЭ)	56
С подэтапа «Обкатка РУ» на подэтап «Ревизия»	8
С подэтапа «Обкатка РУ» на этап ФП	27
С подэтапа «Обкатка РУ» на этап ЭП	2
С подэтапа «Обкатка РУ» на этап ОПЭ	19
С подэтапа «Ревизия» на этап ФП	27
С подэтапа «Ревизия» на этап ОПЭ	3
С этапа «Физпуск» на этап «Энергопуск»	2
С этапа «Энергопуск» на этап ОПЭ	6
Всего перенесенных испытаний:	244

Как видно из приведенных результатов, самая большая временная задержка произошла на подэтапе ИОО. Для исключения подобных задержек на последующих энергоблоках необходимо, как это и предусматривается типовым графиком ПНР, обеспечить первоочередную готовность электротехнической части энергоблока и АСУ ТП в объеме, достаточном для начала подэтапа ИОО. Монтажные недоделки и поканальная подготовка систем к проведению ПНР приводят к увеличению сроков проведения ПНР, к непредусмотренным затратам рабочего времени. С целью более рационального использования ресурсов целесообразно приступать к ПНР после полной посистемной сдачи в ПНР оборудования и системы в целом.

Для ускорения выполнения и улучшения организации ПНР на последующих энергоблоках необходима последовательная сдача систем для проведения ПНР в соответствии с требованиями готовности и утвержденным графиком предпусковых наладочных работ и исключение начала работ при неготовности оборудования и систем.

В соответствии с типовым графиком ввода в эксплуатацию энергоблока АС с реактором ВВЭР-1000 период ввода блока в эксплуатацию составляет 454 суток (рис. 11.7).

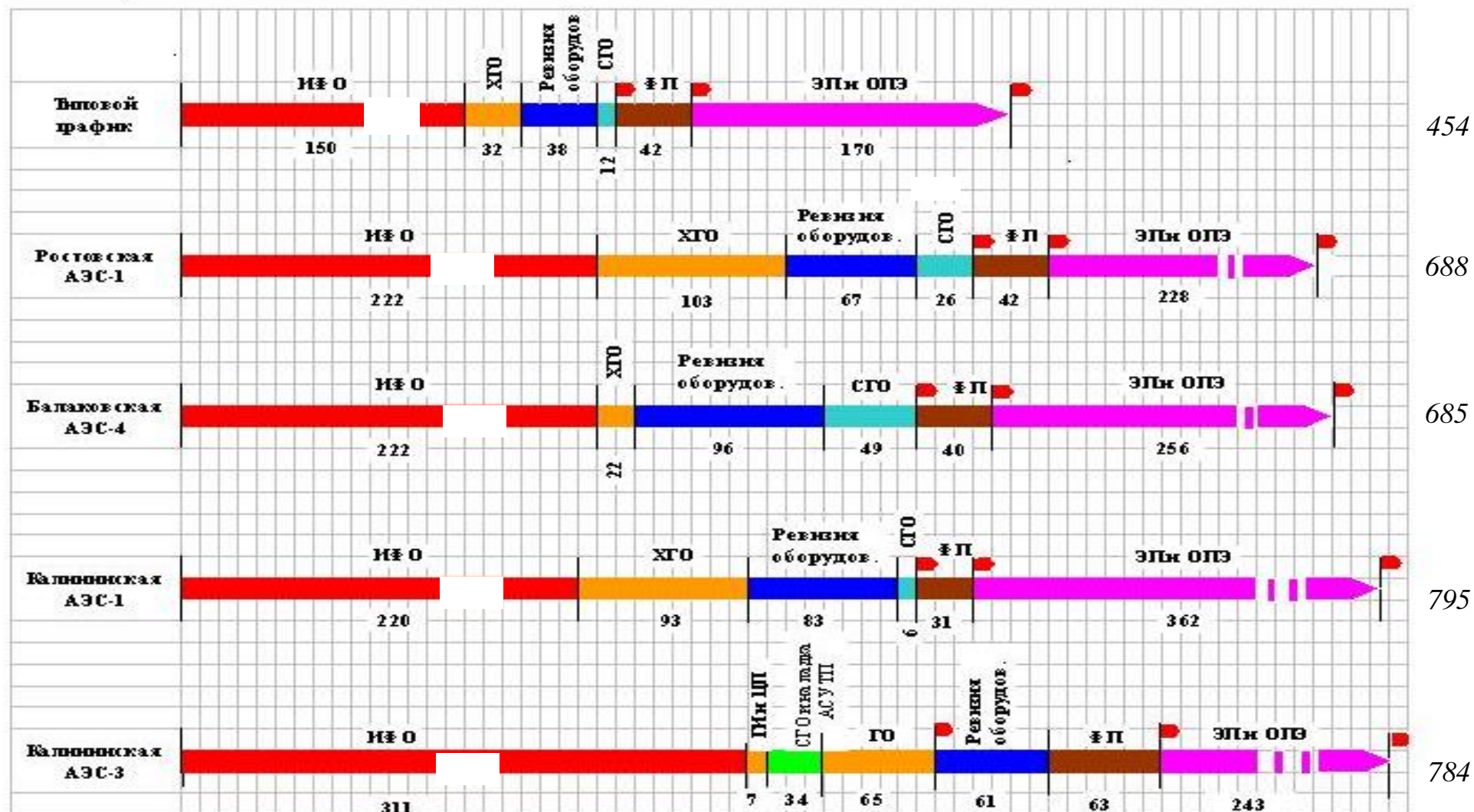


Рис. 11.7. Сравнение типового графика ввода в эксплуатацию энергоблока АС с реактором ВВЭР-1000 и фактических временных затрат на ввод энергоблоков

Фактические временные затраты на ввод в эксплуатацию энергоблоков составили:

№1 Калининской АЭС – 795 суток;

№4 Балаковской АЭС – 685 суток;

№1 Ростовской АЭС – 688 суток;

№3 Калининской АЭС – 784 суток.

Средняя фактическая продолжительность ввода в эксплуатацию для этих энергоблоков составила 738 суток. В то же время имеется пример ввода в эксплуатацию энергоблока №3 Южноукраинской АЭС, продолжительность которого составила 453 суток, т.е. равной типовой.

На вводимом в эксплуатацию блоке выполняется (без учета индивидуальных испытаний) порядка 800 испытаний.

Численность пусконаладочного персонала на площадке вводимого в эксплуатацию блока зависит от объемов работ на конкретном этапе. Максимальное усредненное количество пусконаладочного персонала на площадке составляет около 300 специалистов (кратковременно может достигать 350-360).

На рис. 11.8 приведено распределение пусконаладочного персонала по этапам ввода блока АС в эксплуатацию. Увеличение продолжительности ввода в эксплуатацию приводит к увеличению трудозатрат пусконаладочного персонала.

Доля затрат на индивидуальное и комплексное опробование оборудования блока АС и блока в целом от стоимости строительства блока АС составляет около 4%.

Увеличение продолжительности ввода в эксплуатацию приводит также к потерям от недовыработки электроэнергии, аналогичным потерям из-за простоя энергоблока (для энергоблока мощностью 1000 МВт в течение 1 суток порядка 1 млн. долларов США).

Условием снижения затрат при вводе блока АС является обоснованное снижение объемов пусконаладочных работ и уменьшение продолжительности периода ввода блока АС в эксплуатацию.

Основной вклад в увеличение сроков ввода в эксплуатацию вносят потери времени на этапах и подэтапах ИОО, ХГО, Ревизия оборудования РУ, ЭП и ОПЭ.

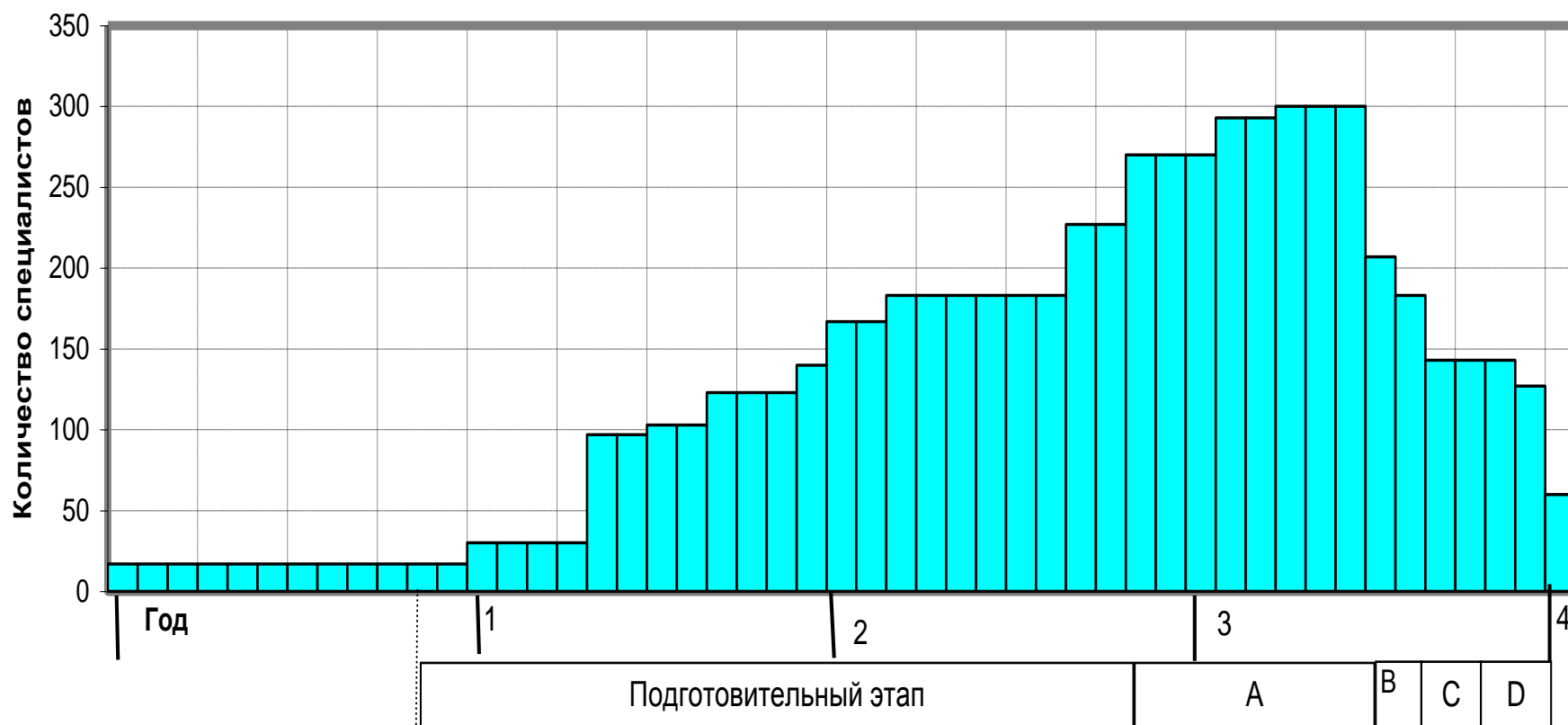
Превышение средней продолжительности этапов по сравнению с нормативной продолжительностью составляет:

- ИОО на 89 суток или на 60%;
- ХГО на 40 суток или на 125%;
- Ревизия оборудования РУ на 39 суток или на 102%;
- ЭП и ОПЭ на 92 суток или на 51%.

Основные факторы, увеличивающие длительность ввода блока в эксплуатацию:

- Устранение выявленных дефектов или несоответствий оборудования (ремонт, модернизация или замена);
- Устранение несоответствий и ошибок проекта, выявленных в процессе ПНР (изменение трассировки трубопроводов, замена оборудования или отдельных элементов систем, изменение алгоритмов и т.д.). На каждом вновь вводимом энергоблоке АС принимается по 3-5 тысяч технических решений по изменению проекта;
- Выполнение повторных испытаний после внесения изменений в проект, устранения дефектов или несоответствий оборудования;
- Корректировка алгоритмов, внесение изменений в проект АСУ ТП;
- Несоблюдение графиков поставки и монтажа систем и оборудования блока и АС в целом;
- Монтаж систем и оборудования не в соответствии с технологической последовательностью выполнения ПНР;
- Внеплановые остановки для устранения дефектов оборудования.
- Несоблюдение графиков поставки и монтажа систем и оборудования блока и АС;
- Несоответствие проекту разработанной пусконаладочной и эксплуатационной документации;
- Выполнение испытаний и проверок на всех вводимых блоках АЭС в объеме, аналогичном объемам испытаний головного блока. В полном объеме испытания и измерения на блоке АС, в том числе с использованием нештатной измерительной аппаратуры, должны выполняться только на головных блоках.

В таблице 11.5 приведены предлагаемые меры по оптимизации времени и затрат на ввод блока АС в эксплуатацию.



Этап А - предпусковые наладочные работы А (ИОО, испытания ЗО; ГИ и ЦП, ГО; ревизия основного оборудования).
 Этап В - физический пуск.
 Этап С - энергетический пуск.
 Этап D - Опытно-промышленная эксплуатация.

Рис. 11.8. Ориентировочное распределение численности пусконаладочного персонала на вводимом блоке АЭС по этапам ввода в эксплуатацию

Таблица 11.5

Мероприятия по оптимизации продолжительности и затрат на ввод блока АЭС в эксплуатацию

№ п/п	Мероприятие	Ожидаемый результат	Ожидаемый эффект
1	Анализ проекта АЭС пусконаладочными организациями на стадии разработки технического проекта (включая схемные решения, алгоритмы, технологические защиты и блокировки и т.д.)	Уменьшение количества несоответствий проекта. Снижение количества изменений в проект, вносимых в процессе ввода блока в эксплуатацию по результатам ПНР.	Сокращение срока ввода блока на 3-6 месяцев за счет уменьшения потерь времени на реализацию изменений проекта.
2	Участие персонала пусконаладочных организаций в заводских сдаточных испытаниях на заводах-изготовителях оборудования.	Уменьшение вероятности поставки оборудования, не соответствующего проекту.	Сокращение срока ввода блока за счет исключения потерь времени на замену или ремонт оборудования.
3	Проверка и испытание оборудования АСУТП (СКУ) на полигонах при обязательном участии в испытаниях специалистов пусконаладочных организаций.	Поставка на площадку строящейся АС протестированного и налаженного оборудования АСУТП (СКУ).	Сокращение срока ввода блока за счет уменьшения объема испытаний оборудования АСУТП (СКУ) на площадке АС на 3-4 мес.
4	Тестирование и настройка отдельных видов оборудования(электрифицированной арматуры, предохранительных устройств и т.д.) до передачи его в монтаж на специальных стендах.	Передача в монтаж проверенного и предварительно настроенного оборудования.	Сокращение срока ввода блока за счет исключения потерь времени на замену некачественного оборудования (около 3 месяцев).
5	Разработка и изготовление специального стационарного и передвижного оборудования (стендов), в т.ч. передвижных комплексов технического диагностирования арматуры,	Передача в монтаж проверенного и предварительно настроенного оборудования. Оснащение площадки АС испытательным оборудованием для выполнения настроек и	То же

	настройки предохранительных клапанов и т.д.	испытаний как в процессе ввода блока в эксплуатацию, так и далее в процессе эксплуатации блока.	
6*	Оптимизация объема динамических и теплогидравлических испытаний, выполняемых на этапах энергопуска и опытно-промышленной эксплуатации, с целью сокращения однотипных испытаний, повторяемых на различных уровнях мощности.	Снижение материальных, трудовых затрат и затрат ресурса оборудования.	Сокращение длительности этапов энергопуска и опытно-промышленной эксплуатации приблизительно на 10%.
7*	Оптимизация объема систем пусконаладочных измерений (СПНИ). Максимальное использование для измерений штатных систем диагностики.	Сокращение объема работ на испытаниях, на монтаже и демонтаже оборудования СПНИ.	Сокращение трудозатрат и длительности этапов ревизии оборудования РУ до 10%.
8*	Оптимизация объемов физических экспериментов и измерений. Обоснованное сокращение объемов физических экспериментов и измерений, выполняемый на серийных блоках АЭС, комплектуемых стандартной активной зоной.	Сокращение длительности этапов физпуска и энергопуска	Сокращение длительности этапов физического пуска и энергетического пуска до 10%.
9	Организация управления проектом ввода энергоблока АС в эксплуатацию с включением в состав проекта автоматизированной системы управления сооружением, поставками оборудования и вводом в эксплуатацию блока АЭС на базе современного программного обеспечения.	Поставка и монтаж оборудования в порядке, обеспечивающем последовательное выполнение пусконаладочных работ.	Сокращение длительности этапов ввода блока в эксплуатацию.

Примечание:

*Для второго серийного и последующих блоков АС данного проекта.

В таблице 11.6 приведены экспертные оценки ожидаемого сокращения сроков ввода в эксплуатацию в результате реализации мероприятий в соответствии с таблицей 5, а также следующих предлагаемых мер:

- Пересмотреть действующую или разработать новую нормативную документацию по вводу новых энергоблоков АЭС в эксплуатацию;
- В состав проекта энергоблока обязательно включать проекты производства работ;
- Завершать разработку и корректировку проектно-конструкторской и рабочей документации не позднее, чем за 6 месяцев до начала пусконаладочных работ;
- Разработать и утвердить детализированную смету затрат на ПНР, учитывающую трудозатраты пусконаладочного и монтажного персонала, материальные и энергоресурсы на всех стадиях ввода блока в эксплуатацию;
- Разработать и утвердить новый типовой график проведения ПНР на АЭС с ВВЭР, учитывающий опыт ввода в эксплуатацию последних энергоблоков;
- Своевременно вводить в работу необходимые к началу ПНР подсистемы и оборудование АСУ ТП (в части управления оборудованием энергоблока и контроля и регистрации параметров) и заканчивать подачу напряжения на собственные нужды к началу этапа «Предпусковые наладочные работы»;
- Иметь единого генподрядчика ПНР, что позволит более качественно организовывать проведение ПНР и управление всеми подрядными пусконаладочными организациями;
- Для подготовки комплекта качественной пусконаладочной документации заключать договор на производство ПНР за 2÷2,5 года до начала ПНР на блоке;
- На период сооружения и ввода энергоблока в эксплуатацию создавать единую диспетчерскую службу для поддержки организации и управления СМР и ПНР;
- Обеспечить создание математической модели энергоблока и опережающий ввод полномасштабного тренажера до начала проведения ПНР на блоке для анализа технологических процессов и подготовки эксплуатационного персонала.

Таблица 11.6. Ожидаемое сокращение сроков выполнения работ в результате реализации предлагаемых мер по оптимизации времени и затрат на ввод блока АС в эксплуатацию

Этап	Длительность на введенных блоках, суток	Ожидаемая длительность, суток	Ожидаемое сокращение длительности
ИОО	200-222	160	25 – 30%
Ревизия оборудования РУ	61-80	38	30 - 50%
ХГО, СГО, ФП	111-171	86	35 – 40%
ЭП и ОПЭ	228-256	160	30 – 35%
Ввод блока в эксплуатацию	738 (средняя)	458	30 – 35%

Лекция 12. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации

12.1. Риски при вводе в эксплуатацию

Согласно «Толковому словарю русского языка» риск - это «возможность опасности, неудачи», в нашем случае возможность срыва запланированных сроков ввода энергоблока в эксплуатацию, вызванного увеличением продолжительности работ вследствие воздействия факторов риска, которые далее будем называть просто рисками.

В любом проекте, в том числе и во вводе в эксплуатацию такого сложного технического объекта, каким является энергоблок АЭС, неизбежно в той или иной мере присутствуют неопределенности, которые являются причиной возникновения рисков при сооружении и вводе в эксплуатацию АЭС.

В данном курсе рассматриваются возможные риски, приводящие к увеличению продолжительности работ и влияющие на сроки ввода энергоблока в эксплуатацию, которые условно можно разделить на два типа:

Риски, возникающие при сооружении и вводе в эксплуатацию энергоблока, связанные с процессами организации и производства работ (процессные риски). Данные риски в существенной степени являются управляемыми, для них возможно планирование.

Риски, связанные с несоответствием технического качества результатов работ установленным требованиям, не выявляемые на этапах разработки, проектирования и сооружения энергоблока, являющиеся скрытыми и выявляемыми только в период испытаний (технические риски). Поскольку эти риски не идентифицированы на данном этапе реализации проекта, они не могут быть спрогнозированы и являются вероятностными. Возможность управления этими рисками существенно ограничена их скрытым характером.

К процессным рискам можно отнести:

- Неготовность строительно-монтажных работ;
- Неготовность проекта (design);
- Непоставка оборудования;
- Несоответствия условий хранения оборудования;
- Неготовность пусконаладочной документации (программ, инструкций по эксплуатации, графиков);
- Недостатки в организации работ;
- Недостатки в квалификации персонала;
- Недостатки финансирования;
- Дополнительные (непредусмотренные) работы.

К техническим (вероятностным) рискам можно отнести:

- Неисправности оборудования (дефекты и отказы);
- Неточности изготовления (скрытые);
- Недостатки монтажа (строительства) (невыявленные при сдаче);
- Недостатки конструкции (скрытые, выявляемые при испытаниях);
- Недостатки наладки;
- Недостатки проекта (design);
- Недостатки проектной технологии (эксплуатационной документации);
- Неточности проектных критериев (скрытые, выявляемые при испытаниях);
- Недостатки программ испытаний;
- Ошибки персонала («человеческий фактор»).

12.2. Методика оценки рисков при сооружении и вводе в эксплуатацию и их влияния на сроки ввода в эксплуатацию

При планировании работ по вводу в эксплуатацию энергоблоков АЭС возникает необходимость оценки влияния на реальные сроки сооружения и ввода в эксплуатацию возможных рисков, выходящих за рамки планируемого процесса.

Для анализа и оценки рисков при сооружении и вводе в эксплуатацию разработан метод, который принципиально включает следующие составные части:

- Идентификацию рисков – определение рисков, способных повлиять на проект(project), и документирование имеющейся информации, характеризующей эти риски.
- Качественную оценку рисков – качественный анализ рисков и условий их возникновения с целью определения их влияния на успех проекта.
- Количественную оценку – количественный анализ вероятности возникновения и влияния последствий рисков на проект.

Для эффективности идентификации рисков она должна проводиться регулярно на протяжении реализации проекта. Идентификация рисков должна привлекать как можно больше участников: управляющих проектом, заказчиков, подрядчиков, независимых специалистов.

Идентификация рисков - итерационный процесс: при каждом повторении идентификации на протяжении реализации проекта проводится уточнение перечня действующих на данный момент рисков, информации, характеризующей эти риски, и влияния последствий рисков на проект. Вначале идентификация рисков может быть выполнена специалистами, участвующими в реализации проекта. Для формирования объективной оценки в завершающей стадии процесса могут участвовать независимые специалисты.

Процесс качественного анализа рисков включает определение рисков, влияющих на сроки реализации проекта и финансовые затраты на реализацию, определение степени важности риска, оценку условий возникновения рисков и определение их воздействия на проект стандартными методами и средствами: расположение рисков по степени их приоритета для их дальнейшего анализа и обработки путем оценки и суммирования вероятности их возникновения и воздействия на проект. Использование этих средств помогает частично избежать неопределенностей, встречающихся в проекте. В течение жизненного цикла проекта должна происходить постоянная переоценка рисков.

Простые риски определяются полным перечнем непересекающихся событий, т.е. каждое из них рассматривается как не зависящее от других. Примеры простых рисков при сооружении энергоблоков АЭС приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1. Примеры простых рисков при сооружении энергоблоков АЭС

№ п/п	Простой риск
1	Ошибка в строительной части проекта
2	Ошибка в технологической части проекта
3	Ошибка в электрической части проекта
4	Ошибка в проекте АСУ ТП
5	Замена типа кабеля из-за невозможности поставки проектного
6	Ошибка в проектном взаимодействии
7	Задержка с поставкой исходной документации на оборудование
8	Задержка поставки арматуры для технологической системы
9	Дефект поставленного оборудования с возможностью ремонта на площадке
10	Дефект поставленного оборудования с невозможностью ремонта на площадке
11	Неработоспособность алгоритма управления электрифицированной арматурой
12	Неработоспособность алгоритма управления системой (оборудованием)
13	Несоответствие фактически поставленного оборудования заказанному
14	Несоответствие фактически поставленного оборудования заложенному в проект
15	Несоответствие климатических условий поставки основного оборудования
16	Несоответствие климатических условий поставки вспомогательного оборудования
17	Нарушение условий хранения оборудования
18	Нарушение условий консервации оборудования
19	Невозможность применения интегрированного в проект оборудования
20	Недостатки во взаимодействии между подрядчиком и субподрядчиками
21	Недостатки в квалификации персонала подрядчика и субподрядчика
22	Отсутствие ремонтной оснастки
23	Неработоспособность запроектированных систем для работы по назначению
24	Увеличение затрат на проект
25	Задержка выполнения этапов
26	Задержка оплаты работ субподрядчиков
27	Форс-мажор
28

Комплексные (составные) риски зависят от нескольких воздействующих простых рисков. В качестве примеров комплексных рисков можно привести:

- необходимость закупки нового оборудования и материалов;
- увеличение сроков проектных работ;
- увеличение трудозатрат и стоимости проектных работ;
- увеличение сроков строительно-монтажных работ (СМР);
- увеличение сроков, физических объемов ПНР и материальных затрат на них.

Количественная оценка рисков позволяет определять:

- вероятность достижения конечной цели проекта;
- степень воздействия риска на проект и объемы непредвиденных затрат и материалов, которые могут понадобиться;
- риски, требующие скорейшего реагирования и большего внимания, а также влияние их последствий на проект;
- фактические затраты, предполагаемые сроки окончания работ по проекту.

Качественная и количественная оценки рисков могут использоваться по отдельности или вместе, в зависимости от располагаемого времени и бюджета работы по оценке рисков, экспертной оценки необходимости в качественной или/и количественной оценке рисков.

В соответствии с основными принципами методологии оценки рисков необходимо по каждому направлению деятельности: «Проектирование», «Поставки оборудования», «Строительно-монтажные работы», «Ввод в эксплуатацию», «Финансовые ресурсы» выполнить работу в пять подэтапов:

- Определить исчерпывающий перечень простых рисков;
- Оценить вероятность наступления событий, относящихся к каждому простому риску;
- Определить удельный вес каждого простого риска во всей совокупности;
- Рассчитать балльную оценку наступления риска по всем стадиям проекта (проектирование, сооружение, подготовка к вводу в эксплуатацию, ввод в эксплуатацию (ПНР), приемка энергоблока);
- Классифицировать риски.

Перечень простых рисков для каждого направления деятельности должен быть максимально полным.

Оценка вероятностей наступления событий производится путем классификации рисков по вероятности наступления (таблица 12.3) с учетом рекомендаций, приведенных в таблице 12.2.

Таблица 12.2. Классификация рисков по вероятности возникновения

Виды рисков	Вероятность возникновения (Р)	
	Количественный подход	Качественный подход
	Р(в долях единицы)	
Слабовероятные	$0,0 < P \leq 0,1$	Событие может произойти в исключительных случаях.
Маловероятные	$0,1 < P \leq 0,4$	Редкое событие, но, как известно, уже имело место.
Вероятные	$0,4 < P \leq 0,6$	Наличие свидетельств достаточных для предположения возможности события.
Весьма вероятные	$0,6 < P \leq 0,9$	Событие может произойти.
Почти возможные	$0,9 < P < 1,0$	Событие, как ожидается, произойдет.

Составленный перечень рисков по каждому направлению деятельности необходимо классифицировать экспертным путем по вероятности возникновения рисков (таблица 12.3).

Таблица 12.3. Оценка вероятности наступления рисков

№ п/п	Простые риски	Оценка вероятности наступления
1	Ошибка в строительной части проекта	0,2
2	Ошибка в технологической части проекта	0,4
3	Ошибка в электрической части проекта	0,3
4	

Для определения **удельного веса каждого простого риска** существуют различные критерии. Одним из вариантов является «взвешивание» простых рисков путем оценки их относительного вклада в удлинение сроков сооружения и ввода в эксплуатацию блока по сравнению с состоянием, когда была зафиксирована исходная «фотография» процесса. Для последующего анализа рассматривается относительная величина удлинения сроков, имея в виду срок сдачи блока в эксплуатацию по графику (таблица 12.4).

Таблица 12.4. Классификация рисков по величине удлинения срока сооружения (ввода в эксплуатацию)

Виды рисков	Величина удлинения срока сооружения (ввода в эксплуатацию)	
	I, в баллах	в % от срока сооружения (ввода) блока
Минимальные	0 – 1	$0\% < I \leq 10\%$
Низкие	1 – 4	$10\% < I \leq 40\%$
Средние	4 – 6	$40\% < I \leq 60\%$
Высокие	6 – 9	$60\% < I \leq 90\%$
Максимальные	9 – 10	$90\% < I \leq 100\%$

Составленный перечень рисков по каждому направлению деятельности необходимо «взвесить» по величине удлинения срока в баллах, по форме, приведенной в таблице 12.5.

Таблица 12.5. Оценка рисков по величине удлинения сроков сооружения (ввода в эксплуатацию)

№ п/п	Простые риски	Величина удлинения срока сооружения (ввода в эксплуатацию) в баллах
1	Ошибка в строительной части проекта	1
2	Ошибка в технологической части проекта	3
3	Ошибка в электрической части проекта	2
4	

Для **расчета балльной оценки наступления риска** по всем стадиям проекта общий балл для оценки риска рассчитывается перемножением вероятности наступления рискового события на коэффициент величины ущерба (удлинения срока ввода в эксплуатацию) от его наступления (таблица 12.6):

$$M = P \times I$$

где: М – степень воздействия рисков (общий балл); Р – вероятность возникновения рисков, в соответствии с классификацией (в долях единицы); I – величина потерь, в соответствии с классификацией (в баллах).

Таблица 12.6. Балльная оценка наступления риска

№ п/п	Простые риски	Оценка вероятности наступления	Величина удлинения срока сооружения в баллах	Общий балл
1	Ошибка в строительной части проекта	0,2	1	0,2
2	Ошибка в технологической части проекта	0,4	3	1,2
3	Ошибка в электрической части проекта	0,3	2	0,6
4			

Для дальнейшего анализа **риски нужно классифицировать**, т.е. разделить их на конкретные группы по определенным признакам, в следующей последовательности:

- Разделить по направлениям деятельности;
- По балльной шкале оценки рисков выделить три группы рисков:
 - с баллом от 1 до 2 – незначительные риски, специальные меры не принимаются;
 - с баллом от 2 до 4 – значительные риски, для них надо разработать комплекс мер по минимизации вероятности их наступления;

- с баллом от 4 и более – существенные риски, вероятность их наступления велика и ущерб от их воздействия критичен для проекта.

В результате, для анализа все риски представляются в виде сводной таблицы, которую необходимо представить в экспертном отчете.

Для рисков с баллом более 4 необходимо разработать **комплекс мер по снижению их воздействия на проект**.

Это самая важная часть, в которой должно быть дано описание риска (ситуации, когда он может возникнуть и последствий, которые он может за собой повести) и программы действий либо по снижению вероятности наступления этого риска, либо по уменьшению ущерба от его последствий.

Конкретные уровни рисков и степень их важности определяются экспертами. В качестве ориентировочных критериев можно использовать следующее:

- уверенность в отсутствии риска - 0-1 балл;
- скорее мнение об отсутствии риска, чем о его наличии - 2-4 балла;
- позиция относительно риска не определена - 5 баллов;
- скорее уверенность в наличии риска, чем в его отсутствии - 6-8 баллов;
- уверенность в высоком риске - 9-10 баллов.

Для **оценки рискованности проекта в целом** уровни рисков складываются в сумму баллов, в зависимости от величины которой проводится оценка общего уровня рискованности (таблица 12.7).

Таблица 12.7. Оценки общих уровней рискованности проекта

Уровень рискованности	Сумма баллов	Отношение оцененного уровня к предельному
Нерисковый проект	0 – 125	0 – 0,1
Минимальный риск	125 - 375	0,1 – 0,3
Средний риск	375 - 750	0,3 – 0,6
Высокий риск	750 - 938	0,6 – 0,75
Полный риск	938 - 1250	0,75 – 1

Оценка влияния рисков на увеличение сроков выполнения работ

В качестве примера практической оценки рисков при вводе энергоблока в эксплуатацию и их влияния на сроки ввода в эксплуатацию далее приведены результаты выполненной несколько лет назад экспертной оценки предельных сроков сооружения и предварительной сдачи энергоблока АЭС «Бушер» с реактором ВВЭР-1000, сооружаемого при техническом содействии России. Оценка носит характер прогнозов, основанных на анализе текущего состояния готовности к проведению работ, имеющейся информации по рискам и на опыте ввода в эксплуатацию аналогичных энергоблоков.

Для рассмотренного энергоблока графиком определена продолжительность работ по вводу в эксплуатацию в 759 суток при условии обеспечения готовности к проведению этапов. Выполненный экспертный анализ показал, что по текущему состоянию необходимая готовность к проведению работ в нужные сроки не обеспечивается. Имеется большой набор факторов риска, увеличивающих продолжительность работ.

На продолжительность этапов ввода блока в эксплуатацию оказывают непосредственное влияние четыре основных отрицательных фактора, имеющих место при сооружении блока:

- задержки поставок;
- проблемы качества проекта;
- проблемы качества оборудования и качества монтажа;
- проблемы интеграции имеющегося оборудования зарубежного производства.

На продолжительность работ по вводу блока в эксплуатацию влияют:

- необходимость выполнения повторных ПНР (в связи с вводом в работу части систем блока по временной схеме из-за задержки поставок оборудования);
- необходимость выполнения дополнительных (не учтенных ранее) ПНР;
- выявление в ходе ПНР дефекта поставленного оборудования с возможностью ремонта на площадке;
- выявление в ходе ПНР дефекта оборудования с невозможностью ремонта на площадке;
- выявление в ходе ПНР ошибок в проекте технологических систем;
- выявление в ходе ПНР ошибок в алгоритмах АСУ ТП;
- задержка в заключении договоров с проектными и конструкторскими организациями на авторский надзор;
- задержка в заключении договоров с заводами-изготовителями на авторский надзор и сопровождение ПНР;
- задержка в заключении договоров с монтажными организациями на сопровождение ПНР;
- невозможность применения интегрированного в проект оборудования зарубежного производства, выявленная в процессе ПНР;
- недостатки во взаимодействии между Подрядчиком и субподрядчиками проектных работ;
- задержки с готовностью эксплуатационного персонала Заказчика к самостоятельной работе;
- задержки с комплектованием эксплуатационного и ремонтного персонала Подрядчика.

Выявление и устранение несоответствий как по проекту, так и по оборудованию АЭС должно было выполняться на всех этапах ввода блока в эксплуатацию, что потребует дополнительного времени и значительных усилий со стороны организаций, участвующих в сооружении АЭС.

Например, следовало ожидать выявления низкого качества электроприводной арматуры, электродвигателей насосов и вентиляторов, холодильных машин, выявления вибрации оборудования и трубопроводов.

Большие проблемы могли вызывать недостатки в коррозионном состоянии основного оборудования, такого, как парогенераторы, теплообменники, конденсаторы, турбины и т.п.

Расположение АЭС на морском берегу требовало решения проблем с использованием морской воды для охлаждения оборудования и помещений с точки зрения коррозии и очистки от мидий.

Следовало ожидать появления проблем с интеграцией в проект имеющегося оборудования и сооружений иностранного производства, которые будут выявлены в процессе ввода энергоблока в эксплуатацию.

Значительные проблемы должны были сопровождать внедрение АСУ ТП для управления системами и оборудованием энергоблока. Так, по опыту ввода в эксплуатацию энергоблока №3 Калининской АЭС (с АСУ ТП, аналогичной применяемой на рассмотренной АЭС) требуется выполнение большого объема дополнительных работ на этапах подготовки и ввода энергоблока в эксплуатацию в связи с необходимостью:

- выполнения доводки комплекса программно-технических средств и программного обеспечения АСУ ТП;
- внедрения нескольких тысяч технических решений (апробированных на Калининской АЭС);
- выполнения комплексных испытаний АСУ ТП без воздействия на оборудование до начала гидроиспытаний и циркуляционной промывки 1-го контура.

В табл.12.8 приведены результаты оценки увеличения сроков выполнения работ.

В результате экспертной оценки сроков сооружения рассматриваемого энергоблока определены два варианта развития событий: оптимистический и пессимистический. Сравнение продолжительности этапов ввода в эксплуатацию энергоблока при оптимистической и пессимистической оценке хода выполнения работ приведено в таблице 12.9.

Таблица 12.8. Сводная таблица влияния рисков на увеличение сроков выполнения работ при сооружении энергоблока

№ п/п	Наименование раздела анализа, точки отсчета	Оптимистический прогноз, мес	Пессимистический прогноз, мес	Основные факторы, влияющие на сооружение энергоблока
1	Проектирование	+6	+8	Завершение рабочего проектирования, выявление и устранение проектных несоответствий. Процесс совмещается с завершением поставок, СМР и началом работ по вводу в эксплуатацию
2	Поставка оборудования	+8	+10	Завершение поставки оборудования, материалов и кабеля. Процесс совмещается с завершением рабочего проектирования, с выявлением и устранением проектных несоответствий, завершением СМР и началом работ по вводу в эксплуатацию
3	Строительно-монтажные работы (СМР)	+9	+14	Определяющим фактором длительности монтажа является прокладка кабеля - 430 дней. Работы совмещаются с завершением рабочего проектирования, выявлением и устранением проектных несоответствий, с завершением поставок и началом работ по вводу в эксплуатацию
4	Ввод в эксплуатацию и Предварительная приемка блока в эксплуатацию	+11	+17	Увеличенная продолжительность периода ввода в эксплуатацию составит 36 - 42 месяца при исходной запланированной продолжительности 25 мес. (759 сут.). Увеличение сроков обуславливается незавершенностью рабочего проектирования, необходимостью устранения проектных несоответствий и недопоставками оборудования и материалов

По оптимистическому прогнозу задержка срока Предварительной приемки энергоблока в эксплуатацию будет составлять 11 месяцев, а по пессимистическому – 17 месяцев, по сравнению с графиком, а продолжительность ввода в эксплуатацию будет составлять, в целом, 36– 42 месяца.

Такое смещение сроков обуславливается общим увеличением длительности ПНР, начиная с первого этапа ввода в эксплуатацию, в 14 месяцев с вероятностью события 0,8. При этом все остальные задержки будут проходить на ее фоне.

Таблица 12.9. Сравнение продолжительности этапов ввода в эксплуатацию энергоблока по оптимистическому и пессимистическому вариантам

	ИОО	СГО	ГИ и ГО	Ревизия	Физический пуск	Энергопуск и освоение мощности	Демонстра- ционные испытания	Предвари- тельная приемка	Итого
Длительность этапов по графику, сутки (мес.)	297 (9,9)	20 (0,7)	72 (2,4)	88 (2,9)	46 (1,5)	150 (5)	56 (1,9)	30 (1)	759 (25)
Оптимистическая оценка									
Увеличение длительности этапов, сутки (мес.)	150 (5)	5 (0,2)	30 (1)	28 (0,9)	16 (0,5)	67 (2,2)	19 (0,6)	15 (0,5)	330 (11)
Всего длительность этапов, сутки (мес.)	447 (14,9)	25 (0,8)	102 (3,4)	116 (3,9)	62 (2,1)	217 (7,2)	75 (2,5)	45 (1,5)	1 089 (36)
Пессимистическая оценка									
Увеличение длительности этапов, сутки (мес.)	229 (7,6)	8 (0,3)	47 (1,6)	44 (1,5)	19 (0,6)	104 (3,5)	30 (1)	23 (0,8)	504 (17)
Всего длительность этапов, сутки (мес.)	526 (17,5)	28 (0,9)	119 (4,0)	132 (4,4)	65 (2,2)	254 (8,5)	86 (2,9)	53 (1,8)	1 263 (42)

Лекция 13. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации

13.1. Проектные ограничения и учет циклов нагружения оборудования РУ

При проектных условиях эксплуатации одним из главных факторов, определяющих темп истощения ресурса, являются циклы термомеханического нагружения конструкции. Количество и характер циклов термомеханического нагружения являются мерой ресурса для таких элементов, как сосуды и трубопроводы давления АЭС.

В проектах АЭС проводится анализ накопления циклических повреждений узлов и элементов РУ в различных режимах нормальной эксплуатации и ожидаемых режимах нарушения нормальной эксплуатации и проектных авариях и, исходя из назначенного срока службы расчетами прочности обосновывается предельно допустимое количество этих режимов, которое вводится в технологический регламент эксплуатации РУ.

В процессе эксплуатации энергоблока должны учитываться и регистрироваться все циклы нагружения оборудования РУ при нормальной эксплуатации, при нарушениях нормальной эксплуатации, а также циклы аварийных режимов, которые лимитируются проектом.

Особое внимание регистрации циклов нагружения должно уделяться в период ввода энергоблока в эксплуатацию, так как наибольшее число воздействий на оборудование происходит в период пусконаладочных работ и испытаний.

Для каждого режима испытаний разработчиком проекта, либо заводом-изготовителем оборудования в соответствии с требованиями соответствующего проекта (заводской документации) устанавливаются свои критерии успешности, ограничивающие допустимые температуры, перепады, разности температур, скорости их изменения, наличие, параметры и допустимое количество температурных циклов, давления и пульсации давления, статические и динамические напряжения и деформации, виброускорения, перемещения оборудования, расходы теплоносителя и охлаждающего воздуха, параметры каналов регулирования реактивности, нейтронно-физические характеристики, продолжительность режимов и некоторые другие условия.

С целью снижения циклических повреждений узлов и элементов РУ и экономии ресурса при планировании работ по вводу в эксплуатацию стремятся, там, где это возможно, к максимальному совмещению испытаний. Так, абсолютное большинство испытаний по тензо- и термометрированию оборудования ГЦК, выполняемых обычно в 56 режимах, совмещены с проведением других необходимых испытаний РУ. Теплогидравлические испытания реактора и 1-го контура, требующие режимов работы ГЦН в различных сочетаниях, на этапе «гидравлические испытания и промывка I контура, горячая обкатка РУ» совмещаются с измерениями пульсаций давления, вибраций и перемещений оборудования реакторной установки, также требующих режимов работы

ГЦН в различных сочетаниях и, соответственно, включений-отключений ГЦН. Последовательность режимов, регистрируемых по программам данных испытаний, разрабатывается из условия минимально достижимого количества включений-отключений ГЦН.

Проектные переходные режимы в условиях нормальной эксплуатации однозначно характеризуют циклическое нагружение всех нагружаемых элементов РУ. Учет количества циклов нагружения достаточно вести по идентификации этих переходных режимов, то есть вести учет переходных режимов.

В переходных режимах с нарушением пределов и условий нормальной эксплуатации и в аварийных режимах, из-за различных начальных условий и путей протекания переходных режимов, простая идентификация переходного режима не может дать однозначную оценку нагружения элементов оборудования РУ. Учет циклов нагружения оборудования РУ в переходных режимах с нарушением пределов и условий нормальной эксплуатации и в аварийных режимах ведется эксплуатационным персоналом АЭС как учет этих переходных режимов, лимитируемых проектом исходя из консервативных предположений о наихудших условиях нагружения оборудования РУ. Точная оценка нагружения элементов оборудования РУ в этих режимах может быть выполнена только расчетным анализом на основании полной информации об изменении теплотехнических и других параметров РУ во время переходного режима, включая данные систем диагностики и специального контроля (при их наличии). Эта информация должна быть документально оформлена как приложение к акту расследования нарушения и храниться на протяжении всего дальнейшего срока эксплуатации энергоблока, до вывода энергоблока из эксплуатации. Такая информация необходима при проведении оценки накопленных повреждений и остаточного ресурса оборудования в случае превышения числа режимов, предусмотренных в обосновании прочности оборудования или его элементов, или в случае более жестких условий их протекания, а также в случае неprojektных режимов во время проектного срока эксплуатации РУ и может быть использована при оценке остаточного ресурса оборудования для обоснования продления проектного срока эксплуатации РУ.

Перечень учитываемых проектных режимов и предельно-допустимое количество циклов для них применительно к наиболее современному из введенных в эксплуатацию энергоблоку с РУ В-428 приведен в таблицах 13.1, 13.2, 13.3.

Таблица 13.1. Перечень проектных режимов и проверок оборудования РУ и предельно-допустимое количество циклов нормальной эксплуатации

№ п/п	Наименование режима	Кол-во циклов
1	Перегрузка топлива и обслуживание ВКУ	40
2	Уплотнение оборудования:	
2.1	- для реактора (главный разъем и все фланцевые соединения верхнего блока)	190
2.2	- для остального оборудования РУ (все фланцевые соединения на КД, ПГ, ГЕ САОЗ, барботере, ГЦН, а также уплотнения ТЭН КД и ГЕ САОЗ)	140
3	Испытание защитной оболочки по специальным программам:	
3.1	- испытание спринклеров с водой	1
3.2	- испытание на плотность	40
3.3	- испытание на прочность	15
4.1	Гидравлические испытания 1-го контура	40
4.2	Проверка 1-го контура на плотность	190
5.1	Гидравлические испытания 2-го контура	40
5.2	Проверка 2-го контура на плотность	140
6	Проверка пассивного узла САОЗ с проливом среды на реактор	70
7	Опробование импульсно-предохранительного устройства КД	200
8	Опробование импульсно-предохранительного устройства ПГ	200
9	Заполнение оборудования РУ рабочей средой	190
10	Разогрев реактора из холодного состояния до горячего состояния:	
10.1	После ремонта с разуплотнением 1-го контура	190
10.2	Без разуплотнения 1-го контура	40
11	Пуск реактора (вывод реактора на МКУ и перевод реактора на энергетический уровень мощности)	1670
12	Включение ГЦН в соответствии с регламентом	500
13	Плановое отключение ГЦН в соответствии с регламентом после снижения уровня мощности до требуемых пределов	270
14	Включение байпаса ПВД	400
15	Плановые остановки до горячего состояния для последующего расхолаживания до холодного состояния	130
16	Поддержание горячего состояния	5500 часов
17	Расхолаживание реактора от температуры горячего состояния до температуры холодного состояния	130

18	Стационарный режим (с учетом изменения частоты в сети в интервале 49,0-50.5 Гц), в том числе колебания мощности +1 % Nном со скоростью 1 % Nном/с	неограничен 2,5 ⁶
19	Изменение мощности на ± 10 % Nном со скоростью 5 % Nном/с Изменение мощности на +10 % Nном Изменение мощности на -10 % Nном	1000 1000
20	Изменение мощности на ± 20 % Nном со скоростью 10% Nном/мин Изменение мощности на +20 % Nном Изменение мощности на -20 % Nном	65 65
21	Изменение мощности на +10 % Nном - на мощности 20 % Nном - на мощности 50 % Nном - на мощности 80 % Nном	130 65 40
22	Суточное регулирование нагрузки	5600
23	Регулирование мощности Увеличение мощности на 70 % Nном: - со скоростью 10 % Nном/мин - со скоростью 6 % Nном/мин Уменьшение мощности на 70 % Nном: - со скоростью 10 % Nном/мин - со скоростью 6 % Nном/мин Увеличение мощности на 40 % Nном: - со скоростью 10 % Nном/мин - со скоростью 6 % Nном/мин Уменьшение мощности на 40 % Nном: - со скоростью 10 % Nном/мин - со скоростью 6 % Nном/мин	200 300 200 300 650 1350 650 1350

Таблица 13.2. Перечень проектных режимов и предельно-допустимое количество циклов с нарушением нормальной эксплуатации

№ п/п	Наименование режима	Кол-во циклов
1	Отключение ГЦН:	300
1.1	отключение одного, двух, трех из четырех ГЦН при мощности реактора более 67%Nном	
1.2	отключение одного, двух из трех ГЦН при мощности реактора более 50% Nном (в работе остаются два противоположных ГЦН)	
1.3	отключение одного, двух из трех ГЦН при мощности реактора более 40%Nном (в работе остаются два противоположных ГЦН)	

1.4	отключение одного из двух ГЦН при мощности реактора более 5%N _{ном}	
2	Неудачный пуск ГЦН:	28
2.1	Пуск одного ГЦН при трех работающих, работа в течение трех минут и - после этого останов	
2.2	Пуск одного ГЦН при двух работающих, работа в течение трех минут и - после этого останов	
3	Повышение или снижение частоты в сети:	
3.1	- повышение частоты от 50,5 Гц до 52 Гц до 5 минут, но не более 500 минут в год; - снижение частоты от 49 Гц до 48 Гц до 5 минут но не более 20 минут в год	25
3.2	- снижение частоты от 48 Гц до 47 Гц до 1 минуты но не более 6 минут в год	20
3.3	- снижение частоты от 47 Гц до 46 Гц до 10 с	15
4	Полное обесточивание АЭС	40
5	Отключение турбины или генератора при мощности реактора более 40% N _{ном} :	
5.1	Сброс нагрузки турбогенератора до нагрузки собственных нужд	130
5.2	Сброс нагрузки турбины до холостого хода	200
5.3	Отключение турбины стопорной арматурой	130
6	Потеря нормального расхода питательной воды, приводящая к снижению уровня в ПГ с восстановлением уровня с помощью АПЭН	
6.1	Снижение уровня в ПГ-1 менее L _{ном} -500 мм и восстановление уровня с помощью АПЭН	10
6.2	Снижение уровня во ПГ-2 менее L _{ном} -500 мм и восстановление уровня с помощью АПЭН	10
6.3	Снижение уровня в ПГ-3 менее L _{ном} -500 мм и восстановление уровня с помощью АПЭН	10
6.4	Снижение уровня в ПГ-4 менее L _{ном} -500 мм и восстановление уровня с помощью АПЭН	10
7	Ложный впрыск в компенсатор давления с температурой воды 70 °С (от подпитки, либо от аварийного впрыска бора)	5
8	Нарушения в системе борного регулирования и регулирования объема или ошибка оператора, что увеличивает объем теплоносителя или уменьшает концентрацию бора в 1-м контуре	40
9	Увеличение расхода питательной воды:	
9.1	-из-за повреждения в системе регулирования питательной воды	120
9.2	-из-за включения резервного насоса питательной воды	15
10	Ложный впрыск "холодной" воды от АПЭН	40
10.1	в ПГ-1	10
10.2	в ПГ-2	10

10.3	в ПГ-3	10
10.4	в ПГ-4	10
11	Снижение давления в ПГ менее 50 кг/см^2 вследствие неправильной работы или отказа регулятора давления пара	130
12	Срабатывание АЗ, включая ложные, при мощности реактора более 5% $N_{ном}$ в режимах, не учтенных в других пунктах Перечня	200
13	Ложное срабатывание УПЗ при мощности реактора более 5% $N_{ном}$	50
14	Падение одного ОР СУЗ при тепловой мощности реактора от $0,9N_{доп}$ до $N_{доп}$ ($N_{доп}$ в зависимости от количества работающих ГЦН)	150
15	Непредусмотренное открытие сбросного клапана ПГ (БРУ-А) с последующим незакрытием (для каждого клапана)	2
16	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана ПГ с последующей непосадкой (для каждого клапана)	2
17	Непредусмотренное открытие байпасного клапана турбины (БРУ-К) с последующим незакрытием (для каждого клапана)	2
18	Снижение расхода пара на турбину (вследствие неправильной работы или отказа регулятора давления пара)	130
19	Ложное закрытие БЗОК на петле с работающим ГЦН при тепловой мощности реактора более 5%	40
20	Нерегулируемый вывод группы ОР СУЗ из подкритического состояния или состояния реактора на минимально контролируемом уровне мощности, сопровождаемый снижением периода изменения потока нейтронов менее 10 секунд	20
21	Нерегулируемый вывод группы ОР СУЗ на определенном уровне мощности, сопровождаемый снижением периода изменения потока нейтронов менее 10 секунд	20
22	Малые течи из 1-го контура, компенсируемые системой нормальной подпитки	40
23	Непредусмотренное срабатывание системы аварийного охлаждения активной зоны:	
23.1	- непредусмотренное срабатывание системы аварийного впрыска высокого давления при расхолаживании (разогреве)	10
23.2	- непредусмотренное срабатывание емкостей САОЗ при расхолаживании (разогреве)	10
23.3	- непредусмотренное срабатывание системы аварийного впрыска бора	10
24	Подпитка 1-го контура водой с температурой, отличающейся от температуры «холодных» ниток петель более, чем на 60°C	69
25	Внезапный переход на подпитку 1-го контура с температурой воды 60°C	14
26	Ошибка оператора при подавлении ксеноновых колебаний (перемещение ОР СУЗ, вызывающее максимально возможную деформацию поля энерговыделения)	7

Таблица 13.3. Перечень режимов и количество допустимых циклов для проектных аварий

№ п/п	Наименование режима	Кол-во циклов
1	Малые течи с потерей теплоносителя в результате проектных разрывов трубопроводов 1-го контура (Ду <100 мм), некомпенсируемые системой нормальной подпитки	20
2	Большие течи теплоносителя в результате разрыва трубопровода 1-го контура (Ду ≥ 100 мм. Включая разрыв ГЦТ)	1
3	Выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода	7
4	Мгновенное заклинивание или разрыв вала одного ГЦН	4
5	Разрыв трубопровода питательной воды ПГ	4
6	Спектр разрыва паропровода внутри и вне защитной оболочки	4
7	Разрыв главного парового коллектора	1
8	Течь из первого контура во второй в пределах ПГ (Ду < 100мм)	4
9	Подключение петли без предварительного снижения мощности	4
10	Ложное включение алгоритма управления аварией «течь из I контура во 2-й контур»	10
11	Разрыв трубки ПГ с последующим расхолаживанием со скоростью 60 °С/ч	30
12	Непредусмотренное открытие предохранительного клапана КД с последующей неподачей	3

Таблицы сопровождаются следующими дополнительными условиями:

1. Суммарное число режимов с нарушениями нормальных условий эксплуатации не должно превышать 300. Суммарное число аварийных режимов не должно превышать 30.

2. Допустимое количество циклов и условия нагружения, а также ресурс работы трубопроводов вспомогательных систем, непосредственно примыкающих к трубопроводам 1-го контура до второй запорной арматуры, считая от места врезки в первый контур, и повреждение которых может быть исходным событием аварии, соответствуют циклам, условиям нагружения и ресурсу соответствующего оборудования первого контура.

3. За период эксплуатации на разогретых ПГ допускается не более 240 продувок уравнильных сосудов, не более 240 продувок каждой импульсной линии однокамерных уравнильных сосудов водой с температурой (164 ± 4) °С.

4. Количество циклов резкого изменения температуры питательной воды с 220°С до 160°С за весь ресурс не более 300.

5. В случае аварийного расхолаживания по отдельной магистрали в ПГ может подаваться вода с температурой от 5°C до 40°C в течение всего периода расхолаживания (не более 70 раз за весь период эксплуатации, включая 10 циклов восстановления уровня в ПГ включением АПЭН).

6. Продолжительность работы ГЦН в условиях проектного землетрясения - не более одной минуты, количество проектных землетрясений на весь ресурс работы подшипников и уплотнения вала - не более двух. После максимального расчетного и после проектного землетрясения требуется ревизия насоса.

В случае превышения числа режимов, предусмотренных в обосновании прочности оборудования или его элементов, или в случае более жестких условий их протекания, а также в случае непроектных режимов, необходимо провести оценку накопленных повреждений и остаточного ресурса оборудования. Данные с характеристиками непроектных режимов должны храниться на АС до окончания проведения оценок остаточного ресурса. Эксплуатация может быть продолжена при наличии у эксплуатирующей организации обосновывающего анализа, согласованного разработчиком проекта РУ, научным руководителем проекта АС и разработчиком проекта АС с обеспечением всех требований по ядерной, радиационной и технической безопасности.

13.2. Испытания и ресурс узлов и элементов реакторной установки

Испытания, выполняемые в период ввода в эксплуатацию, вносят заметный вклад в снижение остаточного ресурса оборудования. Особенно это относится к режимам испытаний, соответствующим нарушениям нормальных условий эксплуатации: отключениям различного оборудования, сбросам мощности, обесточиванию ГЦН, полному обесточиванию энергоблока и т.д. При соответствии результатов испытаний проектным критериям успешности и отсутствии необходимости повторения испытаний выработка проектного ресурса не превышает допустимых величин, а накопленная при испытаниях повреждаемость оборудования является неизбежной платой, учитываемой при проектном обосновании прочности.

Помимо этого, натурные испытания в период ввода в эксплуатацию могут происходить в условиях наличия недостатков конструкции и монтажа, выявляемых на этой стадии, недостатков эксплуатации, связанных с неотработанностью некоторых режимов, возможного предшествующего длительного простоя и хранения оборудования, влияющих на его надежность. Эти условия могут вызывать несоответствие результатов испытаний проектным критериям успешности и приводить к дополнительному повреждению оборудования, отражающемуся на его остаточном ресурсе.

Неудовлетворительные результаты могут вызывать необходимость повторных испытаний.

Как показывает опыт пусконаладочных работ, нагрузки, испытываемые оборудованием в период ввода в эксплуатацию, могут внести существенный вклад в снижение его остаточного ресурса. Поэтому контроль этих нагрузок при проведении пусконаладочных работ имеет особое значение (количество и параметры гидравлических и пневматических испытаний, количество пусков ГЦН, температурные воздействия и т.д.).

С другой стороны, ряд пусконаладочных испытаний и измерений направлены (впрямую или косвенно) на обоснование ресурса оборудования путем проверки соответствия условий эксплуатации оборудования РУ проектным требованиям и, в случае выявления несоответствия этим требованиям, устранения непроектных нагрузок путем корректировки и совершенствования условий эксплуатации. К таким испытаниям можно отнести:

- испытания на прочность и плотность;
- контроль усилий затяга шпилек разъемных соединений;
- контроль вибрационной нагруженности ВКУ и ГЦТ;
- контроль термонапряженного состояния оборудования РУ в различных стационарных, переходных и динамических режимах;
- теплогидравлические испытания верхнего блока и шахтного объема реактора;
- контроль температурных перемещений;
- контроль усилий перемещения органов регулирования СУЗ;
- контроль повысотного распределения ТВС реактора и прямолинейности направляющих каналов ТВС.

Поскольку интенсивность нагрузок на оборудование в период испытаний на этапах ввода энергоблока в эксплуатацию имеет наибольшее значение, накопленная за этот период повреждаемость контролируемых узлов может служить показателем качества проведения ПНР, качества и эффективности принятых в процессе работ решений по оптимизации условий работы оборудования.

Общие требования к режимам и длительности испытаний, выполняемых при вводе в эксплуатацию таковы: с одной стороны, нагрузки на оборудование и время проведения отдельных операций ПНР должны быть по возможности малыми, так как это позволяет сберечь ресурс оборудования энергоблока АЭС и сделать процесс ПНР экономичным. С другой стороны, для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации энергоблока АЭС необходимо в процессе ПНР исключить возможность отказов оборудования, приводящих к переходу энергоблока в область режимов с нарушением нормальной эксплуатации и аварийных режимов, для которых характерны нагрузки, значительно превосходящие нормальные эксплуатационные. Поэтому запланированные испытания в процессе ПНР должны предусматривать и нагружение оборудования энергоблока АЭС до

уровней, превосходящих нормальные эксплуатационные. Уровень нагружения определяется на основе предыдущего опыта использования энергоблоков АЭС такого же типа. Основная цель процедуры заключается в обнаружении и устранении дефектов элементов и узлов оборудования, которые могут привести к отказам в условиях последующей эксплуатации энергоблока. Устранение этих дефектов осуществляется путем ремонта или замены соответствующих элементов оборудования.

Кроме того, необходимо учитывать, что натурные испытания в период ввода в эксплуатацию могут происходить в условиях наличия недостатков конструкции и монтажа, выявляемых на этой стадии, недостатков эксплуатации, связанных с неотработанностью некоторых режимов. Эти условия могут вызывать несоответствие результатов испытаний проектным критериям успешности и приводить к дополнительному повреждению оборудования, отражающемуся на его остаточном ресурсе. Неудовлетворительные результаты могут вызывать необходимость повторных испытаний и соответствующего дополнительного нагружения оборудования.

В силу того, что в период ввода в эксплуатацию частота и интенсивность воздействий на оборудование имеют максимальные значения, испытания, выполняемые в период ввода в эксплуатацию, вносят заметный вклад в снижение остаточного ресурса оборудования. Особенно это относится к режимам испытаний, соответствующим нарушениям нормальных условий эксплуатации: отключениям различного оборудования, сбросам мощности, обесточиванию ГЦН, полному обесточиванию энергоблока и т.д. При соответствии результатов испытаний проектным критериям успешности и отсутствии необходимости повторения испытаний выработка проектного ресурса не превышает допустимых величин, а накопленная при испытаниях повреждаемость оборудования является неизбежной платой, учитываемой при проектном обосновании прочности. Упомянув на неизбежность этой платы, регистрации и учету циклов нагружения на этапах ввода в эксплуатацию в большинстве случаев уделяется недостаточное внимание, учет циклов ведется неудовлетворительно.

Применяемый на АЭС ручной способ регистрации реализованных режимов нагружения оборудования является неудовлетворительным не только с точки зрения точности определения полученных нагрузок и повреждения оборудования, но и может обладать существенной степенью недостоверности вследствие субъективных факторов отношения персонала к процессу регистрации, в том числе часто из-за желания скрыть недостатки в эксплуатации оборудования. Из практики наблюдений за процессом ввода в эксплуатацию известны случаи, когда в процессе гидроиспытаний оборудования РУ циклы нагружения неоднократно повторялись вследствие неудачного устранения протечек, однако гидроиспытания учитывались как один цикл. Распространенным является приуменьшение числа повторных пусков ГЦН. Обычно не регистрируются превышения допустимых температурных градиентов корпусного оборудования,

термоциклы, возникающие вследствие периодической подпитки ПГ при неработающих регуляторах, подпитки ПГ через патрубок аварийной питательной воды, применения режима работы регулятора давления в автоматическом режиме при постоянно включенных «вручную» ТЭН КД, при котором происходят периодические впрыски в КД. До настоящего времени контроль повреждаемости оборудования в период испытаний на стадии ввода в эксплуатацию носит необязательный характер.

Существенным резервом повышения достоверности и точности оценки усталостной повреждаемости оборудования РУ является разработка и применение средств объективного инструментального контроля накопленной повреждаемости (выработанного ресурса) оборудования с использованием не только штатных параметров энергоблока, контролируемых проектными системами КИПиА (АСУ ТП), но и дополнительных средств контроля критических узлов РУ, обеспечиваемых системами пусконаладочных измерений (СПНИ) и применяемыми в последние годы системами автоматизированного контроля остаточного ресурса (САКОР). Особенно это относится к периоду ввода в эксплуатацию. Как показывает опыт проведения работ, нагрузки, испытываемые оборудованием в период ввода в эксплуатацию, могут внести существенный вклад в снижение его остаточного ресурса. При этом необходимо отметить, что приведенные данные не могли быть получены путем вышеописанного ручного контроля реализованных режимов нагружения, а были получены в результате применения средств СПНИ. Поэтому внедрение инструментального контроля нагрузок на оборудование при проведении пусконаладочных работ имеет особое значение.

Наиболее успешно преимущества инструментального контроля нагрузок могут быть реализованы в результате разработки и внедрения методик и средств автоматизации контроля и обработки результатов измерений в составе программно-методического обеспечения СПНИ и САКОР. Помимо повышения достоверности и точности оценки усталостной повреждаемости, автоматизация может позволить снизить трудозатраты на обработку результатов измерений и повысить скорость обработки вплоть до обеспечения получения результатов в режиме реального времени в процессе испытаний.

13.3. Методы контроля повреждаемости и остаточного ресурса при вводе в эксплуатацию и эксплуатации

Решение вопросов старения металла и управления ресурсными характеристиками оборудования и трубопроводов невозможно без знания количественных характеристик накопленного повреждения металла по различным механизмам и прогноза исчерпания ресурса на дальнейшую эксплуатацию. При решении задач обоснования прочности

оборудования на этапах эксплуатации необходимо учесть реальные нагрузки на оборудование от всех возможных нагружающих факторов, а также наличие начальной дефектности, максимально используя при этом проектные теплогидравлические и прочностные расчеты. Однако в процессе эксплуатации РУ реальное нагружение существенно отличается от предполагаемого нагружения, принятого при проведении проектных расчетов на прочность. Поэтому вопрос непрерывного контроля величины накопления повреждения металлом оборудования и трубопроводов РУ по реальному нагружению и реальному состоянию металла с оценкой остаточного ресурса в процессе эксплуатации АЭС становится основным элементом управления ресурсными характеристиками.

Программы эксплуатационного контроля накопления повреждений элементов энергоблоков атомных станций

Согласно стандарта ОАО «Концерн Росэнергоатом» «Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС» СТО 1.1.1.01.007.0281-2010, для управления ресурсными характеристиками оборудования и трубопроводов РУ необходимо знать техническое состояние объекта, уметь диагностировать его старение по всем возможным механизмам повреждения и прогнозировать его остаточный ресурс. Техническое состояние оборудования определяют в том числе на основании последнего проведенного периодического неразрушающего контроля.

На настоящий момент периодичность, методы и объем контроля в рабочих программах на АЭС назначаются, исходя из «Типовой программы эксплуатационного контроля состояния основного металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов атомных электростанций с ВВЭР-1000» АТПЭ-9-09ОАО «Концерн Росэнергоатом». Методы неразрушающего контроля, используемые для контроля дефектности в оборудовании:

визуальный, капиллярный и магнитопорошковый контроль (ВК, КК и МПК) – контроль, позволяющий выявлять поверхностные трещины (или околоповерхностные), появление которых может быть вызвано как дефектами изготовления, так и накоплением усталостного повреждения. Данные виды контроля требуют возможности доступа к контролируемой поверхности оборудования;

ультразвуковой, радиационный контроль (УЗК, РК) – контроль позволяющий выявлять дефекты в зонах, недоступных для контроля и в толще металла;

измерение механических свойств (ИМС) – контроль, позволяющий определить упрочнение металла в процессе эксплуатации и оценить охрупчивание материала;

ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) – позволяет контролировать утонение стенок оборудования и трубопроводов в результате эрозионно-коррозионного износа (ЭКИ);

вихретоковый контроль (ВТК) – контроль, позволяющий оценить нехватку материала и применяемый для теплообменных трубок парогенераторов;

Проведенный неразрушающий контроль может выявлять возникновение повреждения по различным механизмам разрушения путем выявления дефектов:

- усталостное повреждение и зарождение трещин в результате его накопления в процессе эксплуатации;
- усталостный рост начальной дефектности в наплавке (рубашке) и проникновение теплоносителя к коррозионнонестойким материалам;
- хрупкое разрушение в условиях наличия начальной дефектности, выявленной в процессе неразрушающего контроля и не отремонтированной в процессе эксплуатации;
- зарождение начальной дефектности по механизму растрескивания под напряжением в условиях коррозионной среды;
- охрупчивание материала сварных соединений в процессе эксплуатации;
- эрозионно-коррозионный износ металла в условиях коррозионной среды.

Каждый механизм разрушения реализуется в определенных начальных условиях и условиях эксплуатации, что позволяет вести диагностирование накопления повреждения в процессе эксплуатации, а имеющиеся нормативные документы позволяют рассчитывать количественное накопление повреждения и оценивать остаточный ресурс. Методы диагностики позволяют увеличивать период между неразрушающими контролями и уменьшать их объемы. В свою очередь для возможности диагностирования остаточного ресурса необходимо применение более современных методов неразрушающего контроля. Таким образом, проводится замена методов контроля на более совершенные и современные методы с увеличением межремонтных периодов и уменьшением объемов контроля с применением методов диагностики в качестве компенсирующего мероприятия.

На основании учета накопленного усталостного повреждения могут быть оптимизированы объемы и периодичности ВК и КК. В качестве критерия для оптимизации неразрушающего контроля должна быть выбрана величина накопленного усталостного повреждения металла наплавки и рубашек, набранного за период от предыдущего неразрушающего контроля в этой зоне. При этом должна быть учтена суммарная величина накопленного усталостного повреждения с момента начала эксплуатации оборудования. Таким образом, периодичность и объем контроля аустенитных элементов оборудования РУ предлагается поставить в зависимость от темпа роста накопленного усталостного повреждения и величины остаточного ресурса. Если при расчете накопленного усталостного повреждения, выбранного металлом, не обеспечиваются коэффициенты запаса или величина накопленного повреждения превышает назначенную критическую ($a_T > a_K$) или прирост накопленного повреждения с учетом срока службы

приводит к превышению нормативной величины $[a]=1$, следует выполнить анализ причин повышенного накопления повреждения и устранить повышенный нагружающий фактор.

Ремонт незначительной дефектности в сварных соединениях трубопроводов является технологически сложным, дорогостоящим мероприятием и без гарантии его успешного выполнения, хотя трубопровод может проработать проектный срок службы без проведения ремонта. В качестве компенсирующего мероприятия можно применить метод расчетной оценки подрастания начальной дефектности, что позволит оптимизировать периодический неразрушающий контроль данных сварных соединений. В базу данных заносятся геометрия трубопроводов, линейные размеры дефектов (глубина и длина) и их глубина залегания. Данный метод позволяет оптимизировать объемы и периодичность УЗК и РК в условиях начальной дефектности для конкретного сварного соединения. Если усталостный рост дефекта с учетом срока службы приводит к превышению допустимых размеров дефектов, необходимо провести дополнительный неразрушающий контроль данного элемента с целью уточнения реальных размеров дефектов.

Методы расчета вероятности разрушения в условиях начальной дефектности позволяют оптимизировать объемы и периодичность УЗК, РК и ВТК в условиях начальной дефектности, имеющей достаточную статистику.

Проведение УЗК сварных швов трубопроводов автоматизированной системой с пространственным отображением дефектности позволяет получить геометрические характеристики дефектов и использовать их для получения гистограмм распределения начальной дефектности и составления функции плотности вероятности разрушения.

Контроль напряжений и накопления повреждений методами термо- и тензометрирования

При использовании методов термо- и тензометрирования для контроля напряжений в оборудовании РУ в период ввода в эксплуатацию с использованием системы пусконаладочных измерений (СПНИ) проводится ручная обработка результатов, расчет напряжений в отдельных режимах и оценивается уровень нагруженности данного узла. Данная процедура является продолжительной и трудоемкой и не дает возможности проводить расчеты по всей истории нагружения, а позволяет только выделить ряд непроектных режимов, вносящих заметный вклад в повреждение металла оборудования и трубопроводов. Далее, путем внесения конструктивных изменений или изменений технологического регламента эксплуатации необходимо исключить прохождение данных режимов и избежать возможного разрушения оборудования и трубопроводов.

Проведение тензометрирования в условиях высоких температур металла и в зонах концентрации напряжений сопряжено с существенными погрешностями измерений напряжений. Измерение напряжений в большинстве случаев представляется возможным проводить только на наружной поверхности оборудования и трубопроводов РУ, что

требует пересчета напряжений на наиболее нагруженные точки, расположенные внутри конструкции, путем решения обратной задачи теплопроводности. Использование данного метода эффективно лишь при исследовании поведения простых по геометрии конструкций, таких как, например, трубопроводы.

Пример анализа результатов измерений температуры на наружной поверхности дыхательного трубопровода в режиме перетечек теплоносителя с решением обратной задачи теплопроводности приведен на рис. 13.1. Конечно, данный метод позволяет с определенной точностью рассчитать напряжения в конструкции, однако его недостатком является экспертный анализ технологического режима и применение метода конечных элементов для каждого нагружающего случая.

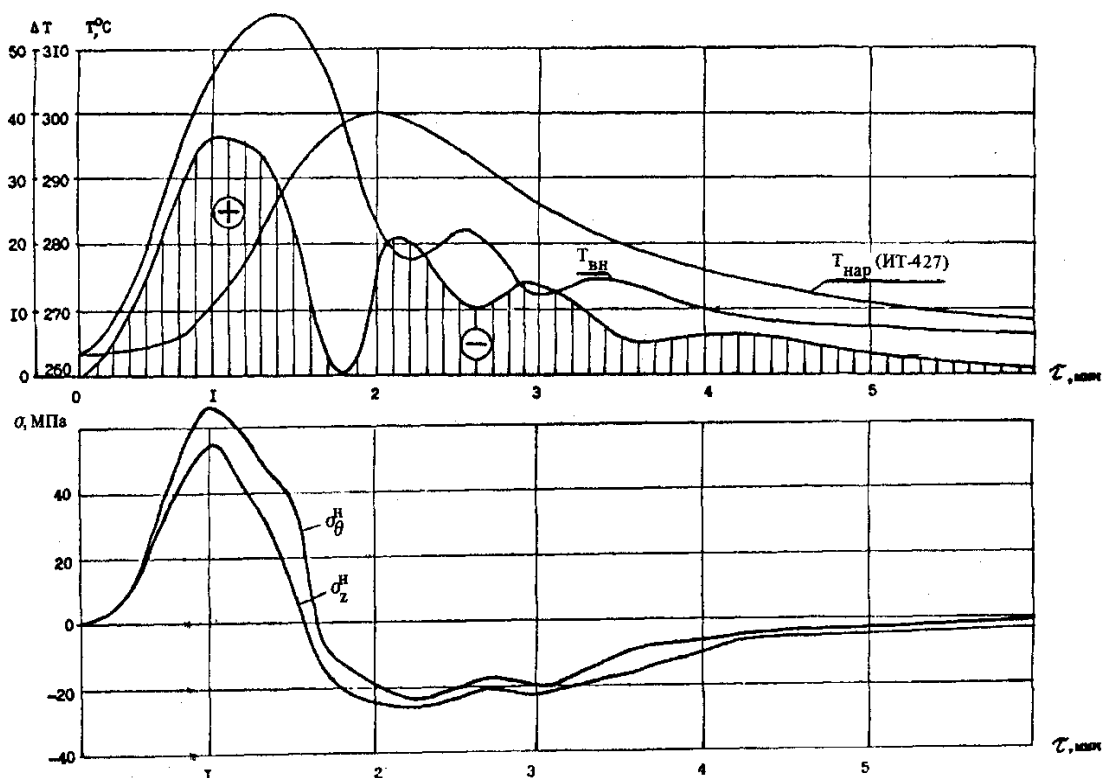


Рис. 13.1. Измерения и анализ термосилового нагружения дыхательного трубопровода в режиме перетечек теплоносителя:

$T_{нар}$ - изменение температуры на наружной поверхности трубопровода (измерение);

$T_{вн}$ - изменение температуры на внутренней поверхности по решению обратной задачи;

ΔT - перепад температуры по толщине стенки;

σ_{θ}^H и σ_z^H - замеренные соответственно кольцевые и продольные напряжения на наружной поверхности.

Только с применением инструментальных автоматизированных систем контроля истории термосилового нагружения и автоматизированного контроля остаточного ресурса возможен объективный контроль истории эксплуатации, позволяющий перейти от преобладающего в настоящее время контроля по фактическому состоянию металла к контролю остаточного ресурса по наработке и при этом снизить трудо- и дозозатраты на

контроль и техническое обслуживание, повысить надежность и безопасность эксплуатации АЭС.

Система автоматизированного контроля остаточного ресурса (САКОР) впервые была разработана во ВНИИАЭС для энергоблока №1 Запорожской АЭС. С помощью системы производился сбор и обработка данных штатных датчиков давления и температуры от корпуса реактора, парогенераторов, компенсатора давления, ГЦН и ГЦТ и на основе этих показаний производились:

- анализ усталости и остаточного ресурса;
- анализ роста трещиновидных дефектов;
- анализ вероятности возникновения течей или разрывов.

Расчеты напряжений в системе осуществлялись на основе предположения, что между параметрами давления и температуры в 1-м контуре, замеряемыми по показаниям штатных датчиков давления и температуры, и напряжениями в каждой конкретной точке элемента конструкции существует регрессионная зависимость напряжений от параметров эксплуатации, получаемая по данным тензометрирования:

$$\sigma_L = A + Bp(t) + CT(t) + D \frac{dT(t)}{d\tau}, \quad (13.1)$$

где $p(t)$ — давление теплоносителя, $T(t)$ — температура теплоносителя в зависимости от времени, $\frac{\partial T(t)}{\partial t}$ — скорость изменения температуры теплоносителя, A, B, C, D — постоянные коэффициенты, зависящие от конкретной точки элемента конструкции и вида напряжения (нормальное, касательное, тангенциальное, осевое и т.п.).

При определении значений коэффициентов A, B, C, D использовали результаты анализа напряженно-деформированного состояния, выполненного на стадии проектно-конструкторских работ, а также данные натурного тензо- и термометрирования элементов 1-го контура.

Для определения напряжений от скорости изменения температуры теплоносителя был предложен подход, связанный с оценкой скорости изменения температуры. Было предложено, что при скоростях изменения температуры теплоносителя больших, чем $-30^\circ\text{C}/\text{ч}$ (охлаждение), и меньших чем $20^\circ\text{C}/\text{ч}$ (нагрев), влияние температурных напряжений на напряженное состояние объекта пренебрежимо мало, и лишь при выходе за эти пределы необходимо учитывать вклад термонапряжений в общее напряженное состояние объекта.

Для получения коэффициентов A, B, C, D производили тензо- и термометрирование, а также измерение давления и температуры теплоносителя в контуре реакторной установки в ходе горячей обкатки в процессе пусконаладочных работ. Используя полученные в ходе

обкатки предварительные экспериментальные данные, методами регрессионного анализа определялись коэффициенты в формуле (13.1). Найденные коэффициенты в дальнейшем использовались для нахождения значений напряжений в процессе эксплуатации.

В качестве входных данных измерялись давление и температура теплоносителя во времени в условиях эксплуатации, для экстремальных значений $p(t)$ и $T(t)$ выделялись временные интервалы, в которых напряжения существенно зависят от изменения температуры. Далее по формуле (13.1), зная коэффициенты A, B, C, D , полученные при обкатке оборудования, определялись значения напряжений в процессе эксплуатации.

Затем по максимальным значениям напряжений в оборудовании определялись значимые циклы термосилового нагружения и применялся метод линейного суммирования накопленного усталостного повреждения. Сопоставляя полученные значения величин термосилового нагружения с кривой усталости для материала объекта, определялся остаточный ресурс работы оборудования.

Основными недостатками данного подхода является следующее:

- Предложенная зависимость (13.1) напряжений от скорости изменения температуры может допускать значительные погрешности в случаях нестационарных процессов с изменяющимися скоростями. Напряжения в конструкции зависят от температурного поля, реализованного в металле конструкции, то есть от истории нагружения, а также от геометрических характеристик конструкции и свойств материалов. Действительно, рассмотрим нестационарный процесс расхолаживания оборудования РУ со скоростью -7200 °С/ч, соответствующей режиму отключения ГЦН. В момент времени $t_1 = 0$ температура равнялась 320 °С, а через 20 секунд становится равной $t_2 = 280$ °С, после чего температура теплоносителя стабилизируется, и становится постоянной. Тогда в соответствии с формулой (13.1) напряжения в момент t_1 и t_2 будут равны $D \frac{\partial T(t)}{\partial t}$, а соответственно в каждый момент времени, больше чем 20 секунд, будут равны 0. Очевидно, что решение задач, связанных с изменениями скорости теплоносителя, данным методом невозможно. Также не рассматривается наличие нескольких теплоносителей, наличие стратификации и перемещений оборудования.

Поэтому эмпирически предложенная формула с одним коэффициентом не может описать всю сложность температурных процессов. Все это требует разработки методической части оценки напряженного состояния по параметрам эксплуатации, которая позволила бы учесть все нагружающие факторы на оборудование РУ.

- Определять константы A, B, C, D с использованием методов тензометрии сложно и дорого. Основное количество контрольных точек расположено в зонах, недоступных для тензометрии (как на внутренней поверхности оборудования, так и в

толщине металла), поэтому необходимо решать обратную задачу пересчета напряжений с наружной поверхности в наиболее нагруженную точку, что при погрешностях метода тензометрирования сделать крайне сложно.

- Предложенный метод сравнения повреждения путем подсчета циклов и сравнения их по кривой усталости является недостаточно корректным, так как каждый цикл нагружения различается по амплитуде. Поэтому необходимо применение надежного метода схематизации циклов нагружения и индивидуального расчета накопленного усталостного повреждения от каждого цикла.

Известна также попытка разработки автоматизированной системы контроля и учета термоциклов на узлах реакторной установки ВВЭР-1000 на основе базы данных по выполненным расчетам прочности контролируемых наиболее термонапряженных узлов для максимально возможного количества вариантов изменений тепловых состояний РУ.

Автоматизированная система данного вида, разрабатывавшаяся для Южноукраинской АЭС, базировалась на персональном компьютере, связанном с АСУ-ТП энергоблока. Сигналы от датчиков (стандартных термосопротивлений или термопар) должны были поступать в УВС энергоблока, где коммутироваться, оцифровываться и в цифровой форме поступать в компьютер. Разработка проекта привязки системы к конкретному энергоблоку не представляла принципиальных трудностей.

Включенная в программное обеспечение системы в качестве важнейшей составной части база данных по выполненным расчетам прочности содержала результаты расчетов для дискретного набора перепадов температур и скоростей их изменения для каждого узла. В результате использовался дискретный набор режимов нагружения с приписанной им расчетной величиной повреждения узла.

При таком использовании готовых расчетных данных обеспечивается экономия машинного времени, облегчается работа системы в режиме реального времени и гарантируется соответствие приписываемых значений повреждения узлов результатам проектных расчетов прочности.

Система сбора и обработки информации обеспечивала:

- непрерывную автоматическую регистрацию температурных циклов на патрубках;
- накопление и хранение всей регистрируемой информации;
- выдачу информации по желанию оператора на экран и на печать;
- оценку накопленной от температурных циклов повреждаемости контролируемых узлов за любой период регистрации;
- накопление, хранение и выдачу по желанию оператора на экран и на печать информации о количестве, времени регистрации и размахе температурных циклов, зарегистрированных за весь период работы системы, а также об оценке повреждаемости как от каждого из циклов, так и суммарно от всех зарегистрированных.

При всех положительных качествах данной системы очевидным ее недостатком является невозможность охвата всего многообразия режимов, реализуемых на конкретной реакторной установке, а также вопросы адекватности выполненных расчетов.

13.4. Методология контроля остаточного ресурса оборудования и трубопроводов реакторных установок ВВЭР с использованием автоматизированной системы (САКОР)

В результате анализа предыдущих разработок была поставлена задача проведения оперативных расчетных оценок остаточного ресурса оборудования РУ с выдачей рекомендаций по объемам, методам и зонам проведения неразрушающего контроля с использованием диагностического мониторинга нагружающих факторов на оборудование. При этом экспериментальные исследования состояния металла в виде результатов неразрушающего контроля должны использоваться как подтверждающие и корректирующие для применяемых расчетных консервативных схем. Все решения должны быть увязаны в единую систему автоматизированного контроля остаточного ресурса, поставляемую на АЭС, которая должна вести периодический контроль остаточного ресурса без привлечения сложных расчетных схем, используемых при проектировании РУ. Для возможности использования такой системы необходимо создать методику расчета напряженного состояния оборудования и трубопроводов РУ по параметрам нагружения, а также определения параметров нагружения по показаниям датчиков, установленных на энергоблоке.

Для преодоления недостатков первоначального варианта САКОР была разработана система САКОР-М, впервые примененная на энергоблоке №1 Ростовской АЭС. В программное обеспечение системы дополнительно введен учет реального перемещения оборудования 1-го контура, и наряду с оценкой накопления усталостного повреждения используются критериальные оценки механизма разрушения, связанные с подрастанием дефектов и предельных состояний по критериям «Течь перед разрушением» (ТПР).

САКОР-М предназначена для контроля выполнения условий прочности оборудования и трубопроводов в процессе эксплуатации по следующим позициям:

- контроль усталостного повреждения металла на основе определения напряженного состояния в контрольных зонах по реальному термосиловому нагружению;
- контроль предельных состояний по критериям вязкой и хрупкой прочности;
- оценка усталостного роста имеющейся дефектности по реальному нагружению, включая прогноз ее развития;
- оптимизация неразрушающего контроля.

Последовательность расчетов, проводимых САКОР, представлена на рисунке 13.2.



Рисунок 13.2. Порядок проведения оценки остаточного ресурса

Перечень критических узлов оборудования и трубопроводов РУ, подлежащих контролю, оценке и управлению ресурсом, разрабатывается с учетом данных о техническом состоянии оборудования и трубопроводов. В основу перечня закладываются проверочные проектные расчеты на статическую и циклическую прочность, на основании которых выбираются наиболее нагруженные узлы и контрольные точки. Дополнительно вносятся сварные соединения с имеющейся дефектностью, обнаруженной в процессе

предэксплуатационного контроля. Используется информация по всем выявленным за период работы действующих энергоблоков дефектам, случаям нарушений проектных требований и условий эксплуатации. В случае выявления каких-либо иных повреждающих факторов, доминирующих механизмов старения и процессов выработки ресурса, контроль, оценка, прогнозирование и управление ресурсными характеристиками оборудования и трубопроводов проводятся с учетом всевозможных специфических повреждающих факторов, реально проявляющихся в условиях действующей РУ.

Перечень штатных датчиков контроля термосилового состояния энергоблока, необходимых для работы САКОР-М, составляется на основе анализа проектной документации с использованием технологических схем. Для новых проектов вводятся дополнительные термометры сопротивления, как поверхностные, так и погружные, которым придается статус штатных датчиков. Для уже эксплуатируемых энергоблоков используются датчики косвенного влияния (положение задвижек и обратных клапанов, датчиков напора и расхода), что делает систему более экономичной и конкурентоспособной.

Функциональная структура САКОР-М состоит из трех уровней:

- технических средств (штатных датчиков термосилового контроля, датчиков контроля перемещений, вибродатчиков, сервера САКОР, аппаратуры сбора и передачи информации по их показаниям на сервер САКОР);
- программного обеспечения САКОР (модули выбора информации по показаниям датчиков, расчета предельных состояний, формирования протоколов расчета);
- протоколов результатов расчетов накопленного усталостного повреждения и развития дефектности.

Решение задач оценки остаточного ресурса в САКОР-М базируется на следующих подходах:

- Расчет квазистатической составляющей напряжений проводится с использованием базы аппроксимирующих функций для расчета статических напряжений. Расчет напряжений САКОР-М производит по нагружающим факторам, которые рассчитываются по показаниям датчиков термосилового контроля (датчиков давления, температуры, расхода, перемещений оборудования). Функциональные зависимости напряжений от параметров эксплуатации разрабатываются с использованием интегрального соотношения Дюамеля. В расчете напряжений учитываются нагружающие факторы от веса, монтажных напряжений, давлений первого и второго контуров, температурной компенсации трубопроводов в условиях реального перемещения оборудования и стратификации теплоносителя, термоударов и термопульсаций температуры теплоносителя во всех эксплуатационных режимах. Напряжения рассчитываются по аппроксимирующим формулам, которые разрабатываются по данным проектных расчетов оборудования на прочность.

- Расчет динамической составляющей напряжений проводится с использованием базы аппроксимирующих функций для расчета динамических напряжений. Расчетный анализ для получения базы аппроксимирующих функций для расчета динамических напряжений основывается на [Махутов Н.А., Драгунов Ю.Г., Фролов К.В. и др. Динамика и прочность водоводяных энергетических реакторов. М.: Наука, 2004]. На основе данной методики также разрабатывается программное обеспечение решения задачи определения вибронагруженности оборудования по показаниям вибрационных датчиков.

- Для расчета накопления усталостного повреждения САКОР-М использует следующие алгоритмы:

- в контрольных точках напряжения приводятся к одной наиболее нагруженной площадке, для которой проводится расчет накопленного усталостного повреждения в соответствии с «Нормами расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок»;

- в качестве алгоритма схематизации циклов нагружения используется “метод дождя”, приведенный в [ГОСТ 25.101-83. «Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов»]. В соответствии с этим методом организуется и ведется база данных по несвернутым циклам и накопленному усталостному повреждению по свернутым циклам на данный момент времени в течение срока эксплуатации;

- в соответствии с «Нормами расчета на прочность...» при расчете накопленного усталостного повреждения дополнительно учитываются вибронапряжения, полученные из модуля расчета динамической составляющей напряжений.

- САКОР-М выполняет расчетную оценку подрастания дефектов по реальному нагружению, где в качестве входных данных использует базу данных по обнаруженной дефектности. Расчет подрастания дефектности в сварных соединениях проводится с использованием уравнения Пэриса и учетом коррозии.

- В качестве исходных данных используются свойства материалов, как по ТУ, так и полученные в процессе эксплуатационного контроля металла. База данных по свойствам материалов формируется по результатам следующих работ:

- анализ данных технических условий;
- анализ экспериментальных данных, полученных на образцах;
- анализ базы данных по свойствам материала по результатам предэксплуатационного и эксплуатационного контроля;

- проведение дополнительного измерения реальных механических характеристик и остаточных напряжений в соответствии с программой неразрушающего контроля.

- База данных по имеющейся дефектности формируется по результатам имеющихся данных и корректируется по результатам неразрушающего контроля. В базу

данных заносятся геометрия трубопроводов и линейные размеры дефектов (глубина и длина), а также глубина залегания каждой из обнаруженных несплошностей.

- Проверка критериев усталостной прочности проводится в соответствии с требованиями нормативной документации и использует базу данных по накопленному усталостному повреждению на момент проведения расчета. База накопления усталостного повреждения обновляется при проведении очередного расчета.

- База предельных состояний по критериям хрупкой и вязкой прочности формируется на основании работ, выполняемых при внедрении концепции ТПР и проводится в соответствии с «Руководством по применению концепции безопасности течь перед разрушением к трубопроводам АЭУ»(Р-ТПР-01-99. РД 95 10547-99. М., 1999). Данная работа включает в себя выбор максимальной расчетной нагрузки по всему перечню проектных режимов и проведение консервативной оценки напряжений от явления стратификации по опыту эксплуатации энергоблоков данного проекта.

- Протоколы расчета предельных состояний содержат информацию по накопленному усталостному повреждению, оценки размеров дефектов, запасов по предельным состояниям и оценки остаточного ресурса.

Предложения по оптимизации программы неразрушающего контроля сварных соединений, в том числе с использованием автоматизированной системой УЗК, выполняется на основе анализа максимально нагруженных мест с учетом реальных нагрузок, результатов эксплуатационного контроля, анализа фактических механических свойств и доступности для средств контроля.

- Обоснование достаточности периодичности объемов и методов неразрушающего контроля выполняется на основе:

- анализа требований типовой инструкции эксплуатационного контроля в части объемов, методов, периодичности и т.п.;
- учета фактического объема контроля;
- сравнения штатных и современных методов и средств контроля сварных соединений оборудования и трубопроводов;
- анализа доступности для контроля автоматизированных установок контроля.

Обновление баз данных по свойствам материалов, дефектности и предельным состояниям проводится по результатам неразрушающего контроля, выполненного на энергоблоке в период ППР.

Опытная эксплуатация САКОР-М, установленной на персональном компьютере автоматизированного рабочего места системы, проводилась на энергоблоке №1 Ростовской АЭС с ноября 2001 года. С этого времени были зафиксированы режимы, связанные с нарушением работы ПВД, срабатыванием АЗ, непосадкой БРУ-А, пуском из горячего состояния и расхолаживанием до холодного состояния. По результатам опытной

эксплуатации САКОР-М системе дана положительная оценка, и система была рекомендована в промышленную эксплуатацию.

Внедрение разработанной системы САКОР для РУ с ВВЭР позволяет автоматизировано проводить оперативное прогнозирование выработки ресурса оборудования и трубопроводов по различным механизмам повреждения в процессе эксплуатации РУ и на его основе готовить материалы для обоснования безопасной эксплуатации оборудования РУ:

- при переходе на режимы суточного маневрирования мощностью (автоматический учет накопленного усталостного повреждения в режимах изменения мощности);
- при переходе на эксплуатацию АЭС с увеличенным межремонтным периодом;
- для контроля напряженного состояния в процессе эксплуатации в зонах выявленных повреждений в том числе, зоны кармана коллектора ПГ;
- при продлении срока службы РУ;
- при превышении проектного количества режимов, установленного в технологическом регламенте;
- при обосновании остаточного ресурса оборудования РУ в случае протекания единичного по проекту и непроектного режима;
- для оптимизации эксплуатационных режимов и выявления неблагоприятных нагружающих факторов.

Расчётная модель. В системе «САКОР-М» расчет напряжений проводится с использованием базы функциональных зависимостей напряжений от нагружающих факторов. Под нагружающими факторами понимаются давления, температуры, температурные моменты и перемещения в различных зонах РУ, которые можно задать в виде граничных условий, полностью определяющих термоупругую задачу. Принята следующая расчётная модель зависимости напряжений в контрольных точках от параметров состояния РУ и отдельных её узлов:

$$(\sigma_L) = D + A_1 \cdot p_1 + SU_j \cdot u_j(t) + B1_m \cdot T_m(t) + B2_m \cdot M_{X_m}^T(t) + B3_m \cdot M_{Y_m}^T(t) + B4_k \cdot \Theta_k(t) + \int_{t-t_{\max_k}}^t \sigma b_k(t-\tau) \frac{\partial \Theta_k(\tau)}{\partial \tau} d\tau \quad (13.2)$$

$$k = 1, \dots, K \quad j = 1, \dots, J; \quad m = 1, \dots, M; \quad l = 1, \dots, L$$

$$\text{где } T_m(t) = T0_{im} \cdot Tw_i(t) + \int_{t-t_{\max_k}}^t \frac{\partial Tw_i(\tau)}{\partial \tau} TB0_{im}(t-\tau) d\tau;$$

$$M_{X_m}^T(t) = M0_{X_{im}} \cdot Tw_i(t) + \int_{t-t_{\max_k}}^t \frac{\partial Tw_i(\tau)}{\partial \tau} MB0_{X_{im}}(t-\tau) d\tau; \quad (13.3)$$

$$M_{Y_m}^T(t) = M0_{Y_{im}} \cdot Tw_i(t) + \int_{t-t_{\max_k}}^t \frac{\partial Tw_i(\tau)}{\partial \tau} MB0_{Y_{im}}(t-\tau) d\tau;$$

$$i = 1, \dots, I.$$

Здесь:

$D, A_i, SU_j, B1_m, B2_m, B3_m, B4_k$, -определяющие коэффициенты;

p_i - давления различных контуров;

$u_i(t)$ – компоненты вектора перемещений, измеряемые в некоторых точках;

$T_m(t)$ – интегральная температура сечения протяженных конструкций;

$M_{X_m}^T(t), M_{X_m}^T(t)$ - температурные моменты сечения протяженных конструкций;

$\Theta_k(t)$ - температура теплоносителя, омывающая узел;

$\sigma_{b_k}(t)$ – базовая функция интеграла Дюамеля для k-ой температуры, омывающей узел;

Tw_i – температуры теплоносителя в одном сечении на протяженных конструкциях при стратификации теплоносителя;

t и Δt - текущее время и характерное время выхода напряжений на стационарный режим;

I - количество участков с различными температурами на одном сечении;

J - количество краевых перемещений трубопроводов;

M - количество участков с различными температурами теплоносителя;

K - количество поверхностей узла, омываемых теплоносителем с различными температурами;

Как можно видеть, формула (13.2) значительно усовершенствована по сравнению с выражением (13.1), принятым в первоначальном варианте САКОР.

Данная формула не является эмпирической, а выведена из общих уравнений теплопроводности и термоупругости. При этом показано, какие допущения сделаны при линеаризации задач, и какие частные задачи необходимо решить для получения каждого из коэффициентов в функциональных зависимостях напряжений от нагружающих факторов и при расчете нагружающих факторов.

В случае невозможности измерения какого-либо нагружающего фактора, он может быть положен равным нулю.

Интеграл Дюамеля, входящий в структуру аппроксимирующей функции, отражает изменение в контрольных точках термических напряжений при переходных режимах с изменением температуры теплоносителя. Зная базовую функцию для каждой контрольной точки, с использованием интеграла Дюамеля можно получить значения напряжений в этой точке при любом законе изменения температуры во времени.

Определяющие коэффициенты в формуле (13.2) вычисляются следующим образом:

- Для определения константы D решается задача определения приведенных напряжений в контрольной точке от весовых нагрузок при начальной температуре.

- Для определения констант A_i решается задача определения приведенных напряжений в контрольной точке при заданном поочередно каждым из давлений на границах, омываемых теплоносителем, и, одновременно, краевым усилием, вызванным этим давлением.

- Для определения коэффициента B_{1m} задается единичная интегральная температура $T_m^{cp}(t)$ для каждого m , как нагружающая сила в уравнениях равновесия балочной модели. Решается балочная задача и определяются краевые условия. Решается задача определения приведенного напряжения в контрольной точке с нагружением только от краевых граничных условий, полученных в балочной модели. Коэффициент B_{1m} будет равен полученному приведенному напряжению.

- Аналогично, задавая по очереди единичными температурные моменты $M_{xT_m}(t)$ и $M_{yT_m}(t)$, последовательно из балочной модели и решения задачи с точной геометрией определяются коэффициенты B_{2m} и B_{3m} как приведенные напряжения, полученные из решения данной задачи.

- Для определения констант B_{4k} и базовых функций $\sigma b_k(t-\tau)$ решается задача определения приведенного напряжения в контрольной точке с нагружением только температурным полем.

- Температурное поле в свою очередь получается из решения задачи теплопроводности при единичном скачке температуры теплоносителя Θ_k , заданном на k -ой границе с коэффициентом теплоотдачи теплоносителя на поверхности α_k .

К нагружающим параметрам в формуле (13.2) необходимо отнести давления 1-го и 2-го контуров, компоненты перемещений в точках, интегральные температуры, температурные моменты и температуры поверхности узла.

Определение давления не представляет проблем с использованием штатных датчиков, установленных на энергоблоке. В данном случае четко понятен вклад давлений в напряжения и погрешности измерений. При этом легко может быть достигнут необходимый консерватизм при расчете напряженного состояния оборудования.

Что касается температуры, то здесь вопрос оказывается более сложным, так как изменение температуры вызывает расширение протяженной конструкции, которое может сопровождаться силами сопротивления (трения) этому расширению. В САКОР-М первого поколения предполагалось проектное расширение ГЦТ без учета сил трения в опорах ПГ, которые считались малыми. Поэтому в первую очередь необходимо с использованием датчиков перемещения определить реальное перемещение оборудования и отстроиться от сил трения. Для оборудования РУ данная задача решается с использованием датчиков перемещения на амортизаторах ПГ. При этом необходимо определять перемещения в виде краевых условий.

Лекция 14. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации

14.1. Система пусконаладочных измерений реакторной установки (СПНИ)

На первых и головных РУ с ВВЭР натурное обоснование прочности и ресурса при вводе в эксплуатацию выполнялось с использованием систем экспериментального контроля, разрабатываемых для каждой РУ в индивидуальном порядке для решения актуальных на соответствующий момент вопросов. По мере прояснения этих вопросов, отработки конструкций, режимов и условий эксплуатации оборудования РУ и перехода на массовое строительство РУ ВВЭР-1000 задачи натурного обоснования прочности и ресурса оборудования РУ и методы решения этих задач приобретали сложившийся вид и достаточно конкретное наполнение. Результатом развития этого процесса стало создание комплексной проектной системы пусконаладочных измерений РУ ВВЭР-1000 (СПНИ), обеспечивающей подтверждение безопасности, надежности и эффективности работы РУ путем обоснования прочности и ресурса оборудования РУ в процессе натурных испытаний при вводе в эксплуатацию.

В основу создания СПНИ были положены известные разработки ИМАШ РАН и ОКБ «Гидропресс» по средствам и методам натурных измерений и контроля оборудования, примененным при вводе в эксплуатацию первых и головных РУ с ВВЭР в системах экспериментального контроля.

Составными частями экспериментального контроля оборудования РУ, направленного на проверку и подтверждение проектных уровней контролируемых характеристик и действующих нагрузок, стали контроль вибродинамических, термомеханических и теплогидравлических характеристик оборудования РУ.

Экспериментальный контроль вибродинамических характеристик ВКУ реактора проводился, начиная с 1979г., при вводе в эксплуатацию каждого головного и малосерийных РУ ВВЭР-1000. Он включал контроль пульсаций давления по тракту теплоносителя, вибраций и динамических напряжений при циркуляционной промывке РУ в холодном состоянии и при горячей обкатке на номинальных параметрах при различном количестве и сочетании работающих ГЦН, а также в переходных режимах, связанных с пусками и остановами ГЦН.

Основными недостатками применения технических средств экспериментального контроля является трудоемкость ручной обработки результатов измерений, полученных с помощью самопишущих приборов, а также потребность в обслуживании этих приборов, вызывающая необходимость постоянного присутствия персонала на щите экспериментального контроля при проведении измерений.

Структура современной комплексной системы пусконаладочных измерений (рис. 14.1) построена по принципу функционально законченных программно-технических

комплексов отдельных систем, выполняющих заданные функции в полном объеме и сгруппированных по видам измерений.

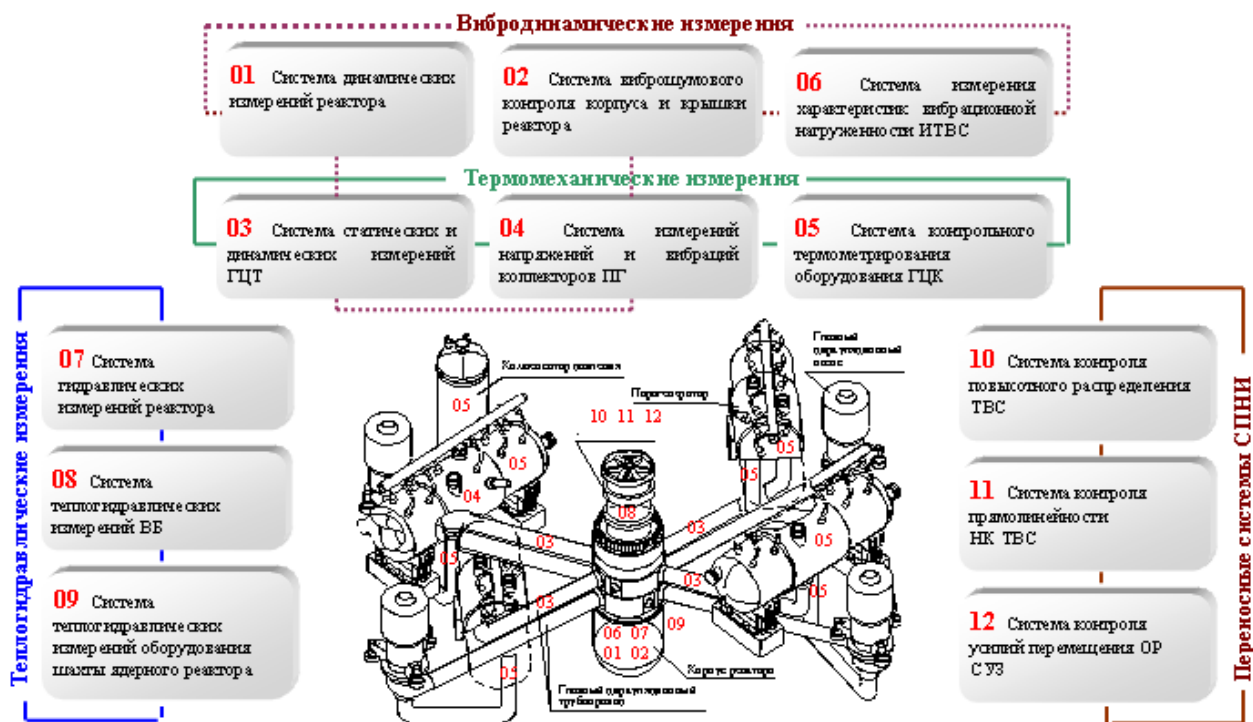


Рис. 14.1. Структура комплексной системы пусконаладочных измерений

В структуру входят:

- Комплекс вибродинамических испытаний и измерений предназначен для контроля параметров гидродинамических возмущений (пульсаций давления во внутриреакторной части контура, а также по петлям ГЦТ), характеристик динамического отклика контролируемого оборудования (вибрационных ускорений, скоростей и перемещений), а также показателей вибронегруженного состояния (динамических деформаций и напряжений) основных несущих элементов оборудования РУ. Комплекс включает:
 - систему динамических измерений реактора (контроля характеристик вибрационной нагруженности внутрикорпусных устройств реактора);
 - систему измерений характеристик вибрационной нагруженности ИТВС (контроля вибрационных характеристик ИТВС реактора);
 - систему виброшумового контроля корпуса и крышки реактора (виброшумового контроля реактора);
- Комплекс термомеханических испытаний и измерений направлен на контроль температурного и напряженно-деформированного состояния оборудования ГЦТ, ПГ, КД и САОЗ, а также тепловых перемещений элементов оборудования от самокомпенсации РУ. Комплекс включает:

– систему статических и динамических измерений ГЦТ (контроля пульсаций давления, перемещений и вибраций элементов оборудования реакторной установки);

– систему измерений напряжений и вибраций коллекторов ПГ;

– систему контрольного термометрирования оборудования ГЦК (контроля температур и напряжений элементов оборудования реакторной установки);

- Комплекс теплогидравлических измерений включает как контроль температур и расходов (распределений перепадов давления) теплоносителя 1-го контура, так и определение теплогидравлических характеристик трактов охлаждения верхнего блока и шахтного объема реактора. Комплекс включает:

– систему гидравлических измерений реактора (контроля теплогидравлических характеристик реактора и 1-го контура);

– систему теплогидравлических измерений верхнего блока (контроля теплогидравлических характеристик верхнего блока);

– систему теплогидравлических измерений оборудования шахты (контроля теплогидравлических характеристик шахтного объема).

В связи с включением в новые проекты дополнительных систем безопасности, работа которых влияет на прочность и ресурс оборудования РУ, в последнее время возникла необходимость подтверждения прочности и ресурса как самих этих систем, так и связанных с ними, путем испытаний и измерений при вводе в эксплуатацию. Так, в состав проекта комплекса СПНИ для энергоблоков АЭС «Куданкулам» (РУ В-412) дополнительно были включены системы контроля:

– температур и напряжений элементов оборудования системы быстрого ввода бора (СБВБ);

– гидравлических характеристик системы аварийного газоудаления;

– температур и напряжений элементов оборудования системы пассивного отвода тепла (СПОТ).

К параметрам и характеристикам, которые контролируются средствами СПНИ, относятся:

– пульсации давления и статическое давление теплоносителя;

– вибрационные ускорения, скорости и перемещения оборудования;

– статические и динамические напряжения и деформации оборудования;

– температура теплоносителя и оборудования;

– расходы теплоносителя и охлаждающего воздуха;

– параметры каналов ТВС и регулирования реактивности (повысительное положение головок ТВС, прямолинейность направляющих каналов ТВС и усилий перемещения органов регулирования СУЗ);

– частота оборотов ГЦН.

Типовой состав отдельной системы СПНИ предусматривает измерительные каналы, включающие:

- 1) первичные преобразователи с элементами узлов крепления (при необходимости);
- 2) предварительные усилители или нормирующие преобразователи сигналов (при необходимости);
- 3) имитаторы сигналов (если они требуются для калибровки или проверки работоспособности измерительных каналов);
- 4) измерительную и преобразующую программно-управляемую аппаратуру, обеспечивающую размножение, коммутацию, предварительную обработку сигналов первичных преобразователей (частотную фильтрацию, аналого-цифровое преобразование и т.д.);
- 5) линии и устройства связи;
- 6) щит измерений.

В состав отдельной системы СПНИ входит также вычислительный комплекс, в общем случае включающий в себя:

- 1) компьютер, анализатор спектров с периферийными устройствами (средствами регистрации, отображения и др.);
- 2) математическое и программное обеспечение (системное и прикладное).

Первичные средства измерений

Информативность и эффективность экспериментальных исследований в значительной мере определяется свойствами применяемых средств измерений, в первую очередь датчиков и первичных преобразователей. Отечественная промышленность практически не выпускает датчиков, удовлетворяющих необходимым техническим требованиям эксперимента во внутриреакторных условиях, а закупка этих датчиков за рубежом нецелесообразна вследствие высокой стоимости и необходимости адаптации их к условиям РУ с ВВЭР. Поэтому разработка, изготовление и применение первичных преобразователей и специальных датчиков является важнейшей составной частью экспериментальных работ при обосновании прочности и ресурса оборудования РУ.

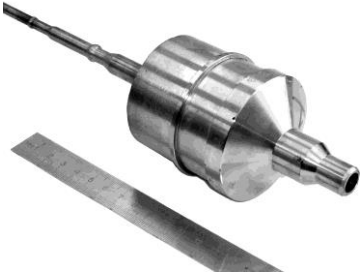
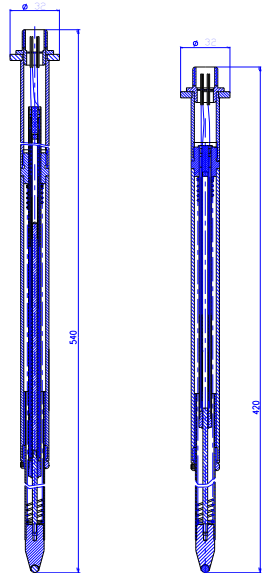
Сложность разработки связана с экстремальными параметрами работы измерительных средств в натурных (в том числе и внутриреакторных) условиях и высокими требованиями к качеству и достоверности измерений. Были разработаны, изготовлены, испытаны и применены на АЭС датчики следующих типов: индуктивные, тензометрические, пьезоэлектрические, пьезорезистивные и др. (табл. 14.1).

Таблица 14.1

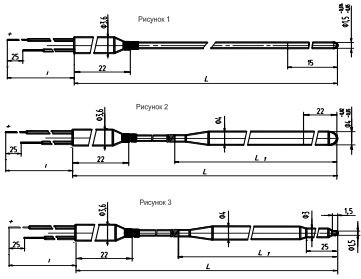

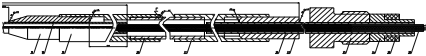
Первичные преобразователи СПНИ

Наименование преобразователя	Общий вид	Назначение, разработчик	Технические характеристики
Преобразователь вибрации трехкомпонентный типа А-2Т		Для измерения параметров вибрации элементов ВКУ в условиях внутриреакторных испытаний и измерений. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента – индуктивный.
			<ul style="list-style-type: none"> – диапазон рабочих частот, Гц 0,1-200 – диапазон измеряемого ускорения, м/с² 1-10 – рабочее давление, МПа 16 – рабочая температура, °С 350 – пределы допускаемой погрешности измерительного канала, % ±5 – дополнительная погрешность измерительного канала при изменении температуры не превышает, %/10°С 5
Преобразователь вибрации трехкомпонентный типа ЗПА-40ТГ		Для виброизмерений внутриреакторного оборудования и наружных элементов ГЦК. Разработан НПО «ЦНИИТМАШ» в сотрудничестве с ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента – пьезоэлектрический.
			<ul style="list-style-type: none"> – коэффициент преобразования, пКл/м·с⁻², по каждому компоненту, не менее 80 – относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более 7 – установочный резонанс, Гц, не менее 1000 – масса преобразователя без кабеля, г 150 – размеры преобразователя, мм 30x30x67 – рабочая температура, °С 20-300 – диапазон измеряемых ускорений, м·с⁻² 0,1-100 – рабочее внешнее давление, МПа 16 – температурная погрешность при рабочей температуре, %/°С 0,05

Датчик вибрации двухкомпонентный внутритвэльный типа 2ПА-6ТГ		Для измерения вибрации имитаторов твэл и других труб различного диаметра в условиях 1-го контура РУ. Разработан НПО «ЦНИИТМАШ» в сотрудничестве с ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента – пьезоэлектрический. – коэффициент преобразования, пКл/м·с ⁻² 4 – относительный коэффициент поперечного преобразования, % ≤7 – установочный резонанс, Гц 1500 – масса преобразователя без кабеля, г 50 – размеры преобразователя, мм Ø7х40 – рабочая температура, °С 20-300 – диапазон измеряемых ускорений, м·с ⁻² 0,1-100 – рабочее внешнее давление, МПа 16 – температурная погрешность при рабочей температуре, %/ °С 0,05
Преобразователь пульсаций давления типа ППСД-25		Для измерения пульсаций давления в движущемся потоке теплоносителя, а также абсолютного давления применительно к рабочим условиям АЭС с ВВЭР. Разработан «НИИТеплоприбор» в сотрудничестве с ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента – пьезорезистивный. – диапазон рабочих давлений (давление гидроиспытаний), МПа до 25 – диапазон измеряемых пульсаций давления, кПа 1-1000 – диапазон частот, Гц 0-300 – допускаемое отклонение коэффициента преобразования в статическом режиме (Δк/к)·100, % ± 0,5 – гистерезис, %, не более ± 0,2 – допускаемое отклонение коэффициента преобразования в динамическом режиме (Δк/к)·100, % ± 4 – предел допускаемой дополнительной погрешности при влиянии температуры, %/10 °С ± 0,2

Датчик пульсаций давления типа ДПД-814		Для измерения пульсаций давления в потоке теплоносителя. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	<table><tr><td colspan="2">Тип чувствительного элемента – тензометрический.</td></tr><tr><td>– диапазон рабочих давлений, МПа</td><td>5-25</td></tr><tr><td>– диапазон измеряемых пульсаций давления, кПа</td><td>1-1000</td></tr><tr><td>– диапазон рабочих частот измерительного канала, Гц</td><td>0-250</td></tr><tr><td>– коэффициент преобразования $\Delta R/R/P$, 1/кПа</td><td>0,7-0,9</td></tr><tr><td>– диапазон рабочих температур, °С</td><td>350</td></tr><tr><td>– нелинейность амплитудной характеристики, %</td><td>5</td></tr><tr><td>– неравномерность частотной характеристики, %</td><td>5</td></tr></table>	Тип чувствительного элемента – тензометрический.		– диапазон рабочих давлений, МПа	5-25	– диапазон измеряемых пульсаций давления, кПа	1-1000	– диапазон рабочих частот измерительного канала, Гц	0-250	– коэффициент преобразования $\Delta R/R/P$, 1/кПа	0,7-0,9	– диапазон рабочих температур, °С	350	– нелинейность амплитудной характеристики, %	5	– неравномерность частотной характеристики, %	5
Тип чувствительного элемента – тензометрический.																			
– диапазон рабочих давлений, МПа	5-25																		
– диапазон измеряемых пульсаций давления, кПа	1-1000																		
– диапазон рабочих частот измерительного канала, Гц	0-250																		
– коэффициент преобразования $\Delta R/R/P$, 1/кПа	0,7-0,9																		
– диапазон рабочих температур, °С	350																		
– нелинейность амплитудной характеристики, %	5																		
– неравномерность частотной характеристики, %	5																		
Преобразователь линейных перемещений		Для измерения статических и динамических перемещений. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	<table><tr><td colspan="2">Тип чувствительного элемента – индуктивный.</td></tr><tr><td>– диапазон измеряемого перемещения, мм</td><td>± 60</td></tr><tr><td>– диапазон частот виброперемещений, Гц</td><td>0 - 100</td></tr><tr><td>– допускаемое отклонение коэффициента преобразования $(\Delta k/k) \cdot 100$, %</td><td>± 4</td></tr><tr><td>–предел допускаемой дополнительной погрешности коэффициента преобразования, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %/10°С</td><td>±0,2</td></tr></table>	Тип чувствительного элемента – индуктивный.		– диапазон измеряемого перемещения, мм	± 60	– диапазон частот виброперемещений, Гц	0 - 100	– допускаемое отклонение коэффициента преобразования $(\Delta k/k) \cdot 100$, %	± 4	–предел допускаемой дополнительной погрешности коэффициента преобразования, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %/10°С	±0,2						
Тип чувствительного элемента – индуктивный.																			
– диапазон измеряемого перемещения, мм	± 60																		
– диапазон частот виброперемещений, Гц	0 - 100																		
– допускаемое отклонение коэффициента преобразования $(\Delta k/k) \cdot 100$, %	± 4																		
–предел допускаемой дополнительной погрешности коэффициента преобразования, вызванной изменением температуры окружающего воздуха, %/10°С	±0,2																		

Преобразователь термотензометрирования на базе тензорезисторов типа НМТ-450		Для измерения статических и динамических деформаций реакторного оборудования. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента – тензометрический. – чувствительность, К 1,87±0,04 – диапазон измеряемых деформаций, млн ⁻¹ ± 2500 – ползучесть тензорезистора при ε=1000 млн ⁻¹ , t=25 °С, % 0,1 – сопротивление изоляции при t=430°С, МОм 10 – часовой дрейф выходного сигнала при t=430 °С, млн ⁻¹ 200 –максимальная сила тока питания, мА 30
Преобразователь деформаций (гермотензодатчик) типа ГТ-430		Для регистрации статических и динамических деформаций, а также температур в условиях внутриреакторных измерений. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС» совместно с ИМАШ РАН.	Тип чувствительного элемента – тензометрический. – чувствительность, К 1,87±0,04 – диапазон измеряемых деформаций, млн ⁻¹ ± 2000 – сопротивление изоляции при t=430°С, МОм 10 – ползучесть гермотензорезистора при ε=1000 млн ⁻¹ , t=25 °С, % 0,1 – часовой дрейф выходного сигнала при t=430 °С, млн ⁻¹ 200 – сила тока питания, мА 30
Преобразователь термоэлектрический кабельный		Для измерения температур системы охлаждения верхнего блока и шахтного объема реактора. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента –термоэлектрический. – диапазон измеряемых температур, °С – 40 – +350 – предел допускаемой основной погрешности ± 1 %

Преобразователи термоэлектрические		Для контрольного термометрирования элементов оборудования РУ. Разработка ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента –термоэлектрический. – диапазон измеряемых температур, °С – 40 – +400 – предел допускаемой основной погрешности ±3 %
Анемометр воздушный типа АПР-2		Для измерения расходов воздуха системы охлаждения верхнего блока и шахтного объема реактора. Разработан НПФ «Экотехинвест» в сотрудничестве с ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип датчика – крыльчатый – температура воздуха, °С ≤60 –определяемая скорость воздуха, м /с 0,2÷20 –температура в месте крепления чувствительного элемента, °С ≤80
Преобразователь угловых перемещений		Для измерения величины и направления прогиба направляющих каналов ТВС. Разработан ОКБ «ГИДРОПРЕСС».	Тип чувствительного элемента – индуктивный. - рабочая среда вода - рабочая температура, °С до 80 - рабочее давление, МПа 0,1 - коэффициент преобразования на выходе усилителя 8АНЧ-23: верхний преобразователь 2,45 град/В нижний преобразователь 1,55 град/В - основная погрешность в диапазоне ±4 град ±0,2град

Работающие в наиболее тяжелых условиях первичные средства внутриреакторных измерений, кроме преобразователей, содержат также следующие элементы:

крепежную оснастку, предназначенную для закрепления преобразователей на элементах ВКУ, включающую в себя набор установочных втулок, защитных колпаков, крышек, ниппелей и желобов и существенно сокращающую время монтажа во внутриреакторном объеме;

защитные сегменты, предназначенные для защиты измерительных трасс при их прокладке в зоне перфорации внутрикорпусной шахты, представляющие собой закрепляемые способом сварки нержавеющей стали диски и сегменты, диаметр которых соответствует диаметру отверстий в перфорированной части шахты;

направляющие каналы, предназначенные для прокладки измерительных трасс по обечайке БЗТ, представляющие собой защитные трубы, ввариваемые в верхнюю и среднюю плиты обечайки БЗТ;

блок выводов, предназначенный для вывода и уплотнения измерительных трасс на выходе из реакторного объема, представляющий собой разъемную эллиптическую трубную доску с отверстиями под измерительные трассы, устанавливаемый на период испытаний на чехол привода СУЗ вместо датчика перемещений системы СУЗ;

герметизирующие наконечники, предназначенные для уплотнения защитных трубок измерительных преобразователей и исключающие протечки теплоносителя из реактора при повреждении защитной трубки при сборке реактора;

блок разъемов, предназначенный для соединения измерительных трасс со вторичным кабелем, представляющий собой клеммное устройство, устанавливаемое на верхнем блоке реактора вблизи от блока выводов и оснащенное согласующими электронными блоками для снижения электрических помех и повышения качества измерений.

Для измерений теплогидравлических характеристик верхнего блока и шахтного объема используются разработанные в ОКБ «Гидропресс» преобразователи термоэлектрические кабельные и анемометры воздушные типа АПР-2.

Вторичные средства измерений

Главной особенностью развития технических средств для пусконаладочных измерений РУ является применение программно-технических комплексов для автоматизированного контроля процессов в оборудовании РУ. ПТК СПНИ были впервые применены для записи и хранения результатов измерений (показаний преобразователей) на энергоблоке №1 Ростовской АЭС. Дальнейшее развитие системы автоматизированного контроля процессов в оборудовании РУ в составе СПНИ получили при комплектации и подготовке ПТК для измерений на Тяньваньской АЭС в Китае, а затем на энергоблоках №3 Калининской АЭС, №2 Хмельницкой АЭС и №4 Ровенской АЭС.

ПТК СПНИ обеспечивают преобразование внешних аналоговых сигналов, поступающих от измерительной аппаратуры, в формат данных ПЭВМ и обработку полученных данных. Для работы ПТК на ПЭВМ устанавливается операционная среда Microsoft Windows и специальное программное обеспечение для ведения измерений.

Для применения в качестве вторичных средств измерений комплекса СПНИ была разработана и впервые применена на энергоблоке №1 Ростовской АЭС распределенная система сбора и обработки данных, структурная схема организации которой приведена на рис. 14.2.

В данной схеме организации распределенной системы сбора и обработки данных сигналы от первичных преобразователей поступают на вход установленных в центральном зале усилителей типа MGC Plus, либо автономных измерительных модулей типа IMP, подвергаются обработке в формат данных ПЭВМ, а затем поступают на соответствующие ПЭВМ, установленные на щите СПНИ в обслуживаемом помещении обстройки гермозоны.

Система является единой для всех видов измерений в составе комплекса СПНИ: вибродинамических, термомеханических и теплогидравлических, за исключением переносных систем, сбор и обработка данных в которых осуществляется автономно.

Выбор вторичных приборов (многоканальный измерительный усилитель MGC Plus, либо автономный измерительный модуль IMP) определяется характером первичного сигнала:

сигналы от первичных преобразователей вибродинамического контроля (в отличие от ранее применявшейся схемы), поступают на вход усилителей MGC Plus;

в процессе контроля теплогидравлических характеристик реактора и 1-го контура величины перепадов давления, регистрируемые измерительными преобразователями перепада давления «Сапфир–22МТ», расположенными на приборной стойке в центральном зале, поступают в систему через измерительные модули IMP;

в системах контроля верхнего блока и шахтного объема реактора преобразователи термоэлектрические используются в комплекте с измерительными модулями IMP, а для контроля расходов (скоростей) охлаждающего воздуха применяются анемометры воздушные типа АПР-2 в комплекте с усилителем MGC Plus.

Применение распределенной системы сбора данных обеспечивает получение информации для заданной конфигурации измерительных точек с необходимым быстродействием и требуемыми метрологическими характеристиками, а также позволяет:

- осуществлять изменение конфигурации набора точек контроля;
- проводить корректировку уровней предупредительной пороговой системы оповещения изменения сигнала за пределы допускаемой величины;
- устанавливать границы нормируемого сигнала, проводя детектирование потока информации по отношению к уровню информационного сигнала.

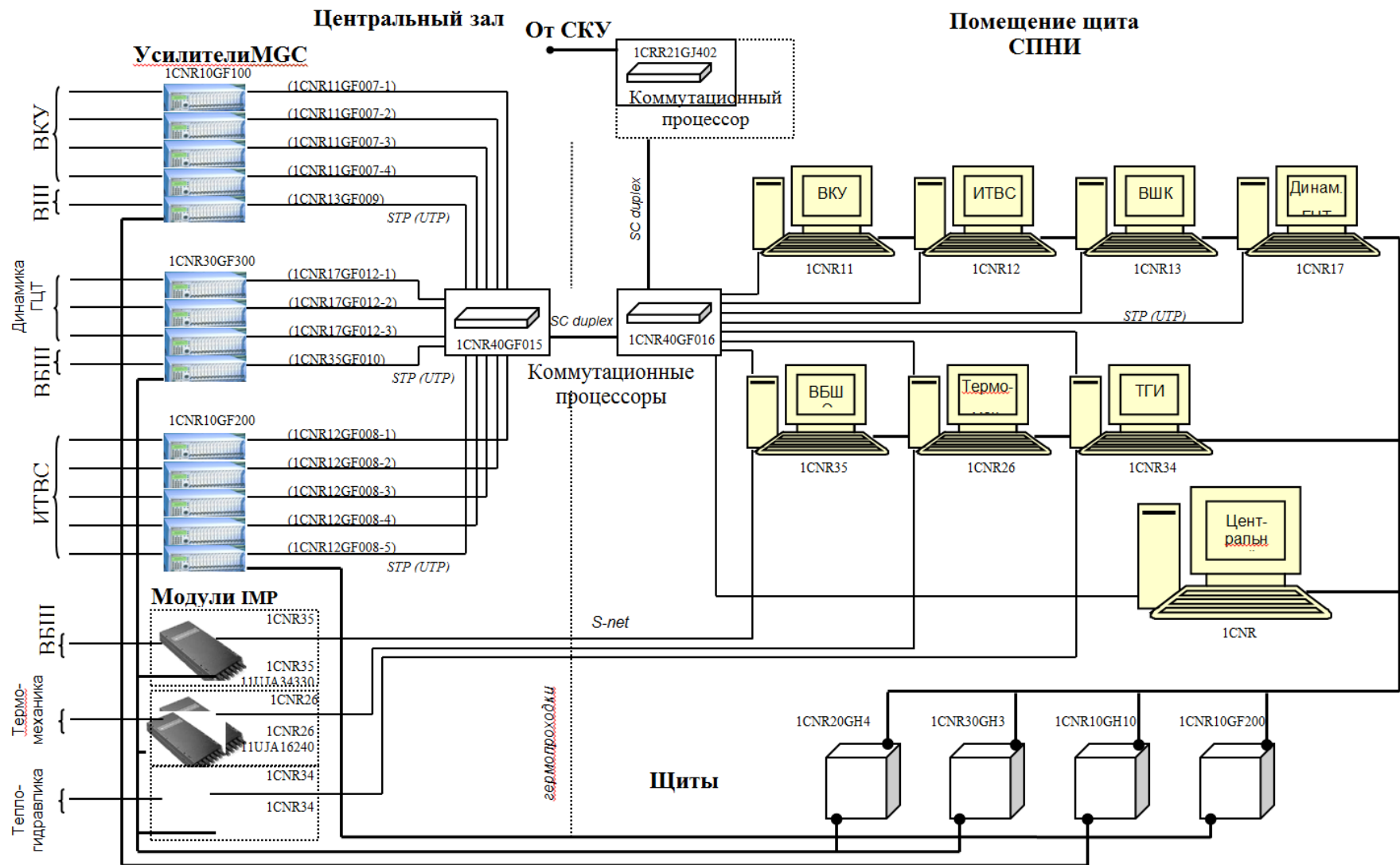


Рис. 14.2. Примерная схема организации распределенной системы сбора данных СПНИ

Применяя данный подход к построению архитектуры распределенных систем сбора данных, пользователь получает возможность маневрировать сбором информации в зависимости от конкретной ситуации, причем все изменения в архитектуре процесса возможно осуществлять непосредственно с точки управления сбором данных. Исключается необходимость проведения работ, связанных с выполнением дополнительной коммутации средств измерения. Учитывая особенности проведения измерений на оборудовании АЭС, связанные с существенными ограничениями возможности непосредственного доступа оператора к средствам измерения, использование данных систем сбора данных позволяет оперативно реагировать на изменения контролируемого процесса, не покидая своего рабочего места.

Основные параметры, характеризующие термомеханические и теплогидравлические процессы, измеряются в зоне контроля с помощью автономных измерительных модулей IMP, каждый из которых связан по локальной компьютерной сети (обеспечивающей управление, передачу данных и питание) с центральным компьютером (сервером), который управляет работой измерительных блоков, хранит и отображает результаты измерений. Модуль данного типа позволяет осуществлять:

- измерение напряжения;
- измерение силы тока;
- измерение температуры;
- измерение электрического сопротивления;
- измерение механических напряжений по 10 или 20 каналам;
- компенсацию холодного спада термопар для точного измерения температуры;
- коммутацию для сигналов с высоким уровнем напряжения общего режима.

Применение автономных измерительных модулей позволяет выполнять высокоточные измерения (с разрешением 16 бит и подавлением шумов при фактических уровнях электромагнитных помех и вибраций). Монтаж линий связи требует минимальных затрат - прокладка 2-х проводной многоточечной сети (S-Net) наиболее проста. Модуль легко добавить или удалить из системы, при этом не требуется изменения в существующей структуре кабельных линий. Объем системы может варьироваться от нескольких модулей в одной цепи до множества многоканальных цепей, включающих до 1000 каналов сбора информации.

При установке измерительных модулей не требуется дополнительных кабелей подключения датчиков, противовибрационных монтажных устройств, дополнительной защиты от внешнего воздействия среды, специальных источников питания или специальных кабельных систем и аппаратного обеспечения. За счет непосредственного подключения средства измерения к автономному модулю протяженность измерительной линии минимизирована. Тем самым обеспечивается снижение уровня помех, возникающих в линиях связи. При использовании первичных термопреобразователей с

автономными модулями исключается необходимость использования термокомпенсационного кабеля. Резко сокращается количество линий связи, необходимых для передачи сигнала от датчиков до измерительной аппаратуры. В условиях АЭС существенно важной задачей является минимизация количества проходов кабельных трасс через герметичную защитную оболочку оборудования РУ. Очевидно, что используемая архитектура СПНИ решает эту задачу наилучшим образом.

В настоящее время в рамках работ по СПНИ используется несколько видов автономных измерительных модулей типа IMP (разработки фирмы «Solartron»), характеризующихся прецизионной шириной импульса интегрирования и 16-битовым аналого-цифровым преобразователем с автоматическим выбором диапазона, что позволяет измерять сигналы от нескольких микровольт до 12 вольт. Время интегрирования может быть задано исходя из максимального шумоподавления или максимальной скорости опроса. Возможность буферизации позволяет достичь максимальной производительности при непрерывном сборе данных, а встроенная калибровка служит для повышения достоверности получаемых результатов.

Все каналы сбора данных являются полностью независимыми, поэтому датчики и тип выполняемых измерений по каждому каналу могут отличаться между собой. Структура измерительного модуля содержит твердотельный коммутатор каналов и предназначен для применения при малых напряжениях. Модели аналоговых модулей удовлетворяют высоким требованиям к межканальной изоляции.

Механические характеристики измерительных модулей характеризуются наличием герметичного корпуса, успешно противостоящего атмосферной пыли и грязи, а также водяным струям и каплям. Корпуса выполнены из алюминиевого сплава с покрытием из эпоксидной краски, обладающим высокой коррозионной стойкостью.

Электрические характеристики измерительных модулей обеспечиваются наличием микропроцессора, функционирующего под управлением команд, поступающих по локальной сети S-Net от главной ЭВМ. Этот процессор управляет установкой измерительного модуля на рабочие параметры, сбором данных, через него производится обмен этими данными с центральным компьютером. Результаты измерений хранятся во встроенной памяти модуля. Модули отличаются минимальным энергопотреблением и могут получать его от центрального компьютера по той же локальной сети S-Net. Однако, в зависимости от количества установленных модулей и длины S-Net, может возникнуть потребность в отдельном внешнем источнике постоянного тока для питания модулей. Наличие внешнего источника питания позволяет выстраивать измерительную цепь, включающую в себя до 50 измерительных модулей, и обеспечить максимальную удаленность модуля от управляющего компьютера на расстояние до 1500 м.

Автономные измерительные модули задействуются с максимальной нагрузкой в режиме термомеханических испытаний и измерений при обработке сигналов,

поступающих от преобразователей термотензометрирования и преобразователей термоэлектрических.

Запись информации осуществляется в реальном режиме. Буферизация данных происходит непосредственно в самом модуле. Это позволяет осуществлять практически любую частоту опроса измерительных каналов и оперативный мониторинг практически всех точек контроля. Построение и вывод информации на монитор обеспечивается возможностями программного обеспечения, при этом оператор может изменять конфигурацию отображаемой информации в зависимости от текущей ситуации. Компоновка измерительных каналов и вывод информации на экран сочетают в себе широкие возможности по предоставлению данных в удобном информационном виде. Очевидно, что осуществлять визуальный контроль за более чем 170 каналами практически невозможно. Учитывая это обстоятельство, программное обеспечение позволяет настраивать мониторинг канала или группы каналов по пороговым (контрольным) значениям, по достижению или превышению которых выдается информационное сообщение оператору о необходимости принятия решения по возникшей ситуации.

В ходе измерений наряду с показаниями датчиков, устанавливаемых в предусмотренных проектом СПНИ местах, необходимо получение информации штатной СКУ (АСУ ТП) о параметрах РУ (распределение по 1-му контуру температур, давления и расходов теплоносителя, уровень в КД), а также данных о состоянии ГЦН, основного источника гидродинамической неустойчивости в контуре. На энергоблоках с автоматизированной системой контроля и управления (АСУ ТП) получение такой информации для целей испытаний с использованием СПНИ возможно в автоматическом режиме. Впервые такой режим регистрации и обработки данных штатной АСУ ТП на ПТК СПНИ был реализован на Тяньваньской АЭС.

Контроль вибрационной нагруженности ВКУ реактора и ГЦТ

Проблема вибрации внутрикорпусных устройств реактора в потоке теплоносителя возникла в конце 60-х годов в связи с повреждениями элементов реакторов от усталости и износа на АЭС различных стран.

Расчетно-экспериментальный анализ гидроупругой системы внутриреакторного оборудования, выполненный с учетом опыта исследований на реакторах ВВЭР различных поколений, показал, что при длительных вибрационных нагрузках, сейсмических воздействиях и динамических перепадах давления (в случае аварийного разуплотнения 1-го контура) наибольшим динамическим нагрузкам подвергаются внутрикорпусная шахта реактора с блоком опорных труб, на которых размещаются топливные кассеты активной зоны, а также шпоночные узлы крепления шахты к корпусу реактора, показанные на рис. 14.3.

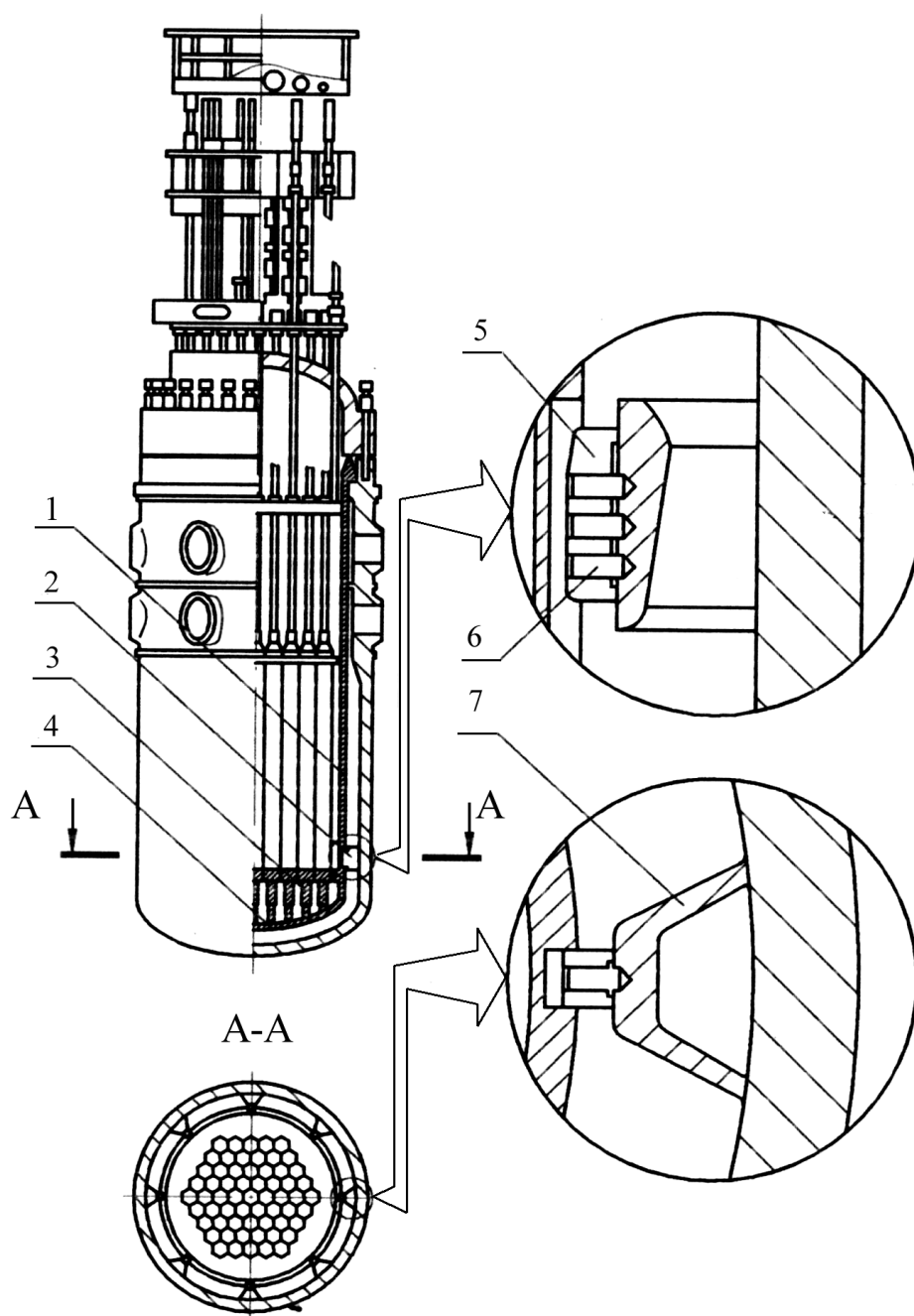


Рис. 14.3. Основные несущие элементы ВКУ:

1 – внутрикорпусная шахта; 2 – нижний узел крепления; 3 – блок опорных труб; 4 – днище шахты; 5 – шпонки; 6 – штифт; 7 – кронштейн.

Наиболее ответственным этапом исследования вибрации и подтверждения вибропрочности и ресурса ВКУ и ТВС являются натурные измерения параметров вибрации при вводе в эксплуатацию. Такие измерения проводятся на каждом реакторе при обкатке оборудования: как на начальном этапе обкатки при нахождении РУ в «холодном» состоянии, так и на номинальных параметрах горячей обкатки ($P = 15,6$ МПа, $T = 280^{\circ}\text{C}$) при различном количестве и сочетании работающих ГЦН. Кроме того, регистрируется нагруженность ВКУ в переходных режимах, связанных с пусками и остановами ГЦН.

Состав внутриреакторных виброизмерительных точек для различных проектов РУ ВВЭР-1000 приведен в таблице 14.2.

Таблица 14.2. Состав внутриреакторных виброизмерительных точек

№ п/п	Наименование измерительных преобразователей	Головной блок ВВЭР-1000 (блок №5 Нововоронежской АЭС, В-187)	Малая серия ВВЭР-1000 (В-302, В-338)	Большая серия ВВЭР-1000 (В-320)	Референтная АЭС (блок №1 Волгодонской АЭС, В-320)	Блок №1 Тяньваньской АЭС, В-428
1	Преобразователи пульсаций давления	72	6	9	23	17
2	Преобразователи виброизмерительные	118	10	16	33	39
3	Преобразователи динамических деформаций (напряжений)	299	19	28	34	42
4	Имитаторы твэл виброизмерительные	—	—	—	9	18
5	Виброзонды направляющих каналов ОР СУЗ	3 (траверса ОР СУЗ)	—	—	6	6

Колебания основного оборудования, регистрируемые при данных измерениях, являются вынужденными. В спектрограммах преобладают частотные составляющие, связанные с работой ГЦН (16,5; 33,0; 49,5 и 99,0 Гц) и собственными колебаниями теплоносителя (0,8; 10,0 и 13,0 Гц). Пики спектральной плотности напряжений для этих частот близки по виду к дельта-функции, что характерно для вынужденных колебаний. Основная мощность спектра сосредоточена в частотном диапазоне до 200 Гц.

Контролируемыми зонами гидравлического тракта, характеризующимися наибольшей гидродинамической нестабильностью потока теплоносителя, были приняты: всас и напор ГЦН, вход потока в реактор, внутриреакторный тракт и его зоны (зона хвостовика и головки ТВС), выход потока из реактора, зоны холодного и горячего коллекторов ПГ. Наиболее вибронегруженными контролируемыми элементами оборудования РУ являются шахта, обечайка БЗТ, ТВС, ГЦТ, коллекторы парогенератора.

Объем и состав измерительных преобразователей СПНИ ВКУ реакторов серии В-320 представлен на рис. 14.4.

Для вибродинамического контроля ИТВС используются специальные вибродиагностические имитаторы в количестве 3 шт. Места установки преобразователей на вибродиагностических имитаторах приведены на рис. 14.5.

На рис. 14.6 показано размещение первичных преобразователей на петлях ГЦТ. На холодном (4 шт.) и горячем (4 шт.) коллекторах ПГ устанавливаются преобразователи динамических деформаций (рис. 14.7).

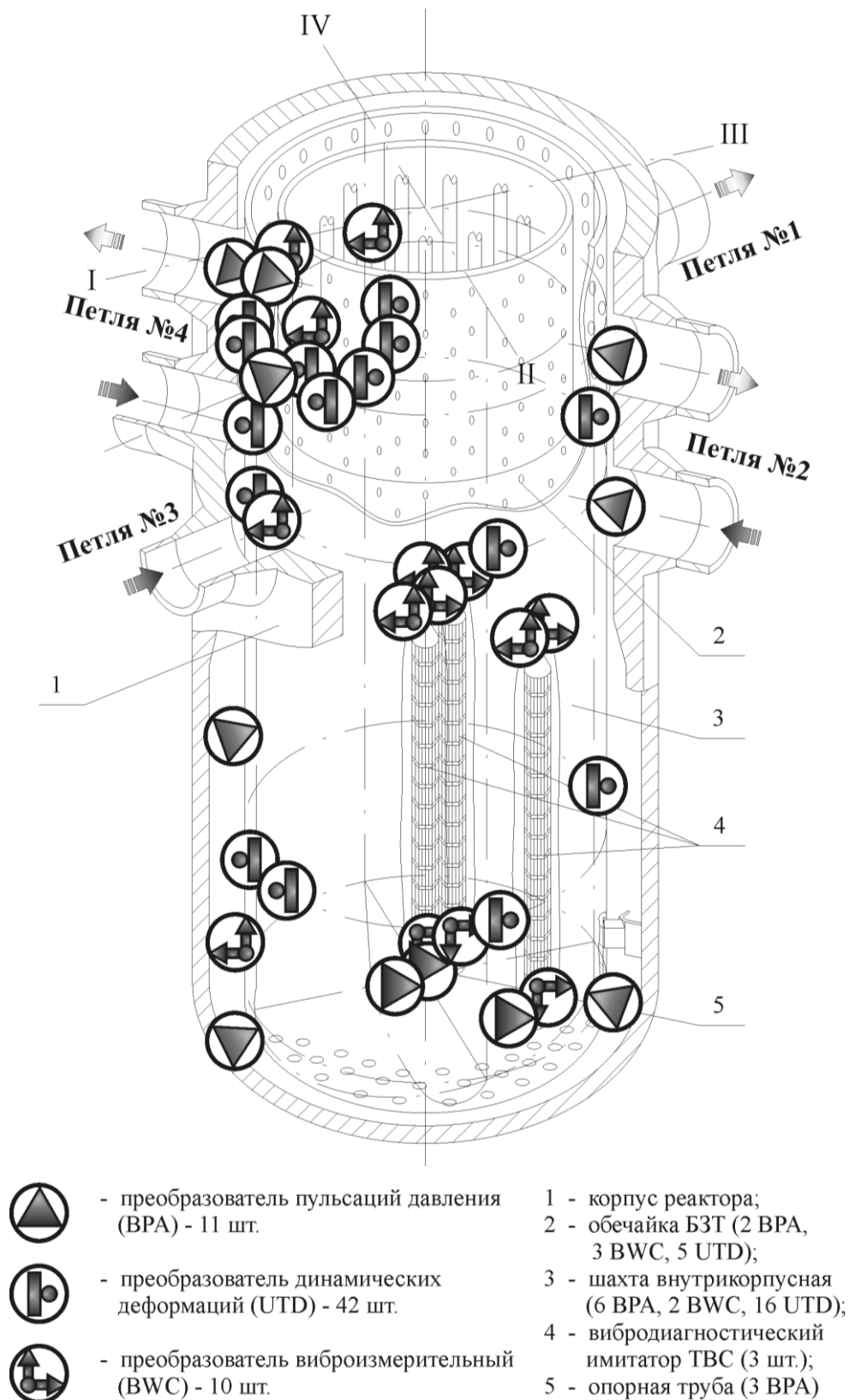
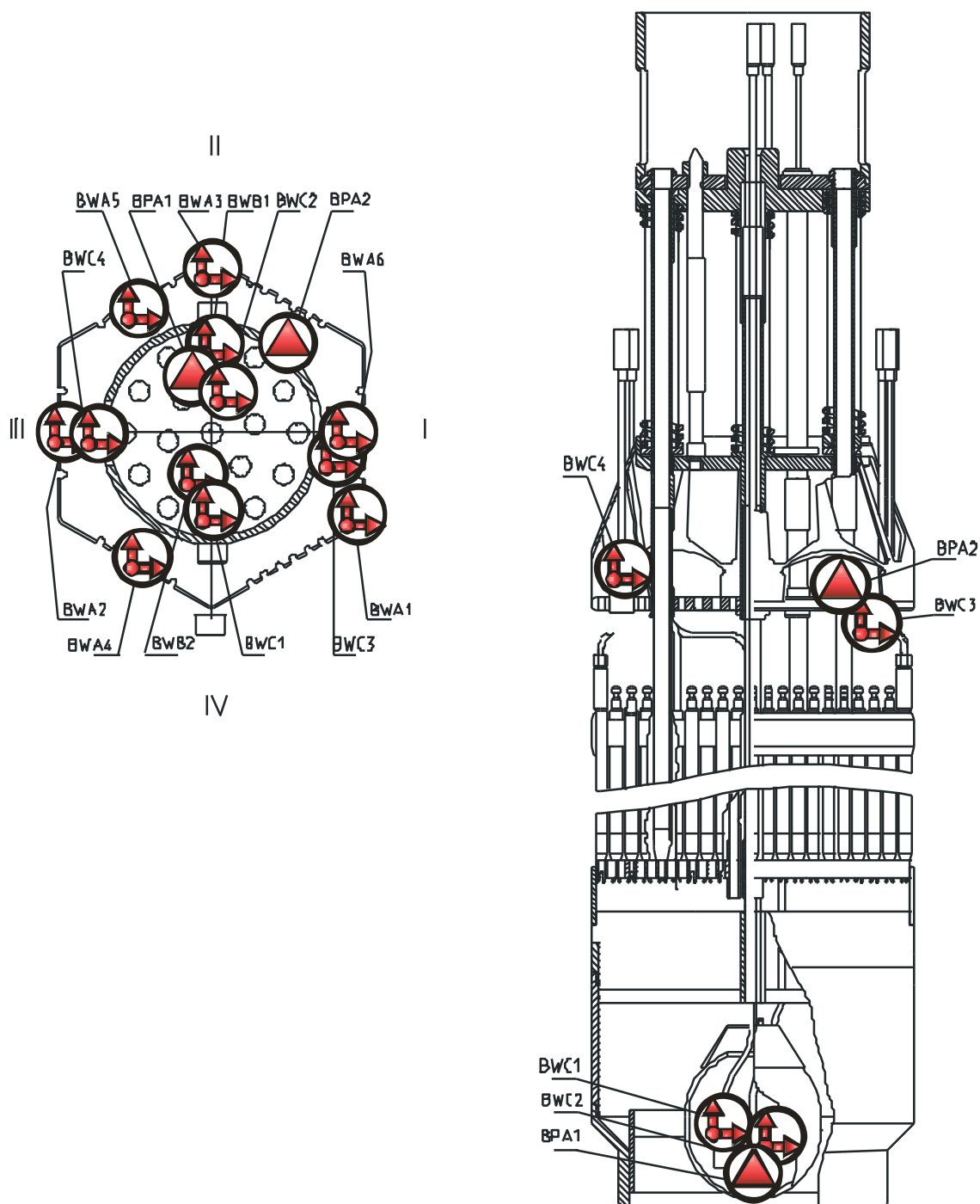
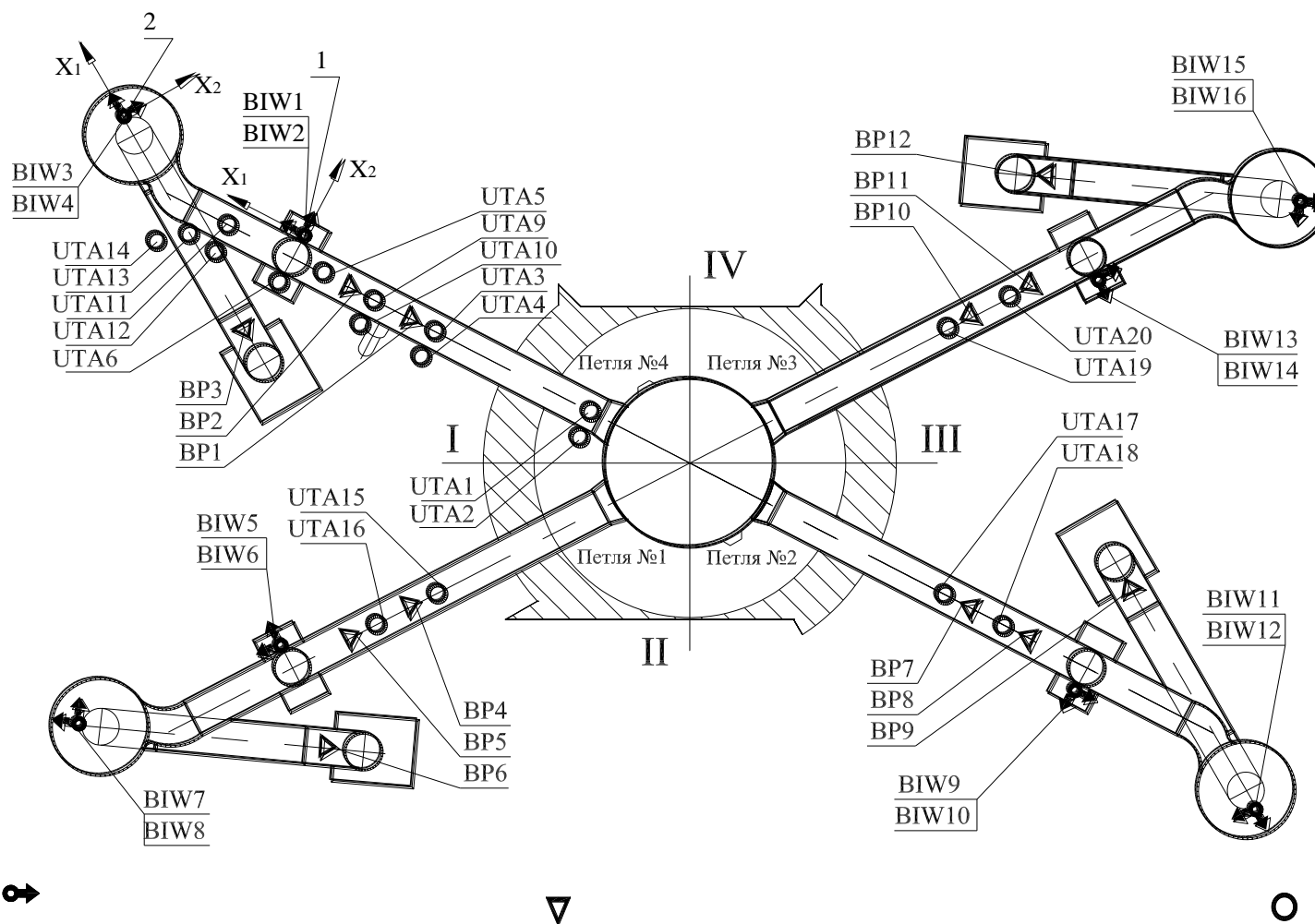


Рисунок 14.4. Состав измерительных средств при проведении пусконаладочных вибродинамических внутриреакторных измерений



BPA1...2 – преобразователи пульсаций давления,
 BWC1...4 – преобразователи виброизмерительные,
 BWA1...6 – виброизмерительные имитаторы ТВЭЛ;
 BWB1...2 – вибронзонды направляющих каналов

Рисунок 14.5. Состав измерительных средств при проведении пусконаладочных вибродинамических измерений с использованием ИТВС



Преобразователь вибраций (перемещения, скорости), 16 шт.

Преобразователь пульсаций давления, 12 шт.

Преобразователь динамических деформаций, 20 шт.

Рис. 14.6. Схема расположения первичных преобразователей на петлях ГЦТ

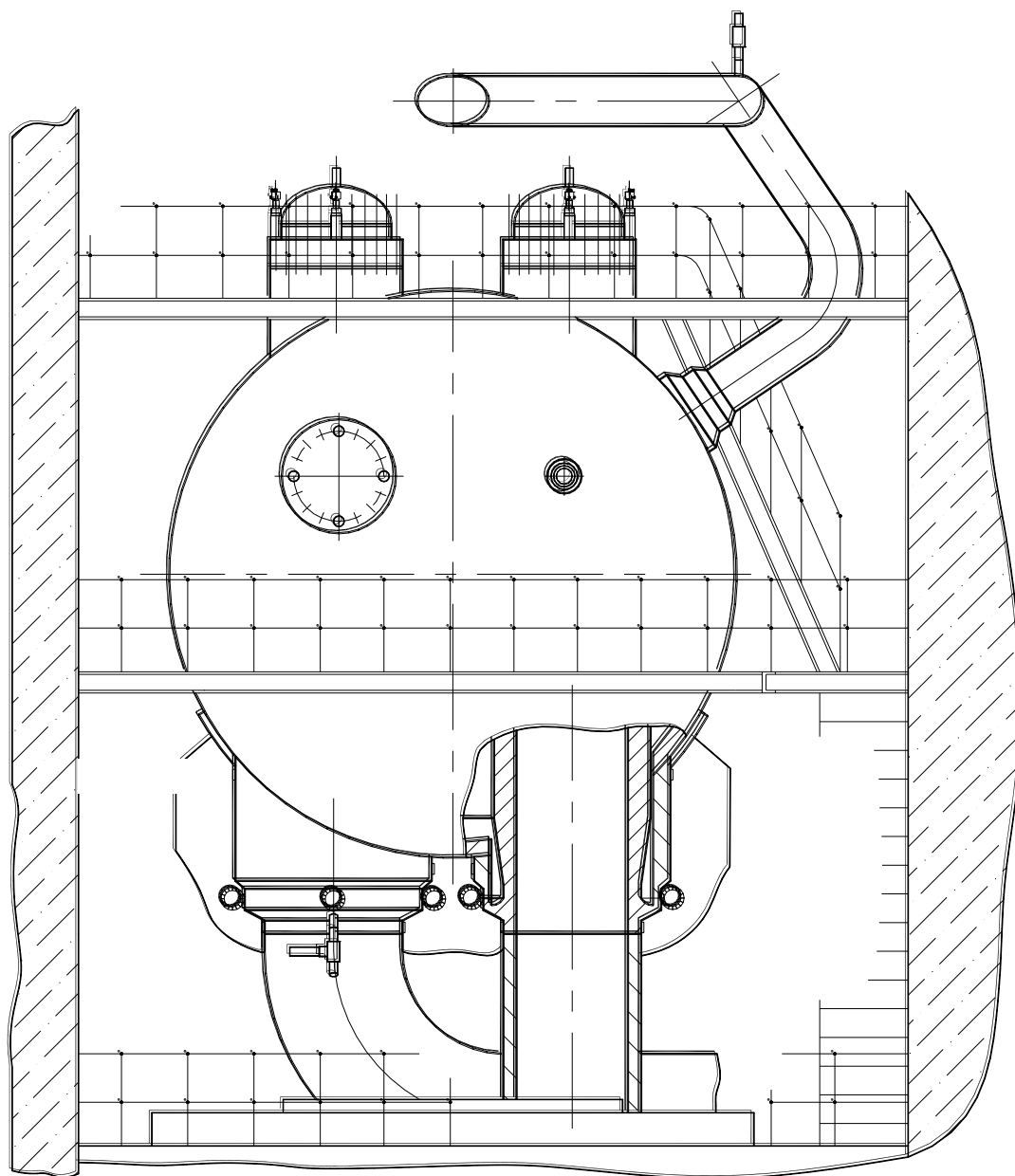


Рис. 14.7. Схема установки первичных преобразователей на парогенераторе

При проведении измерений с учетом обеспечения возможности последующего взаимного спектрального и корреляционного анализа данных составляются схемы одновременной регистрации показаний различного типа преобразователей (преобразователей пульсаций давления $p(\tau)$, акселерометров $A(\tau)$ и тензорезисторов $\sigma(\tau)$). Методика динамических измерений ВКУ реактора совместно с другими системами пусконаладочного виброконтроля предусматривает одновременную регистрацию показаний группы преобразователей установленных в различных местах РУ и подобранных таким образом, чтобы имела возможность следующих видов анализа:

- оценка распределения пульсаций давления по тракту теплоносителя;

- выявление форм колебаний внутрикорпусной шахты реактора;
- фиксация напряженно-деформированного состояния шахты и обечайки БЗТ;
- исследование совместных вибрации имитаторов топливных кассет, шахты и БЗТ;
- изучение взаимосвязи колебаний внутрикорпусного оборудования с сигналами внешних преобразователей;

- определение связи параметров вибрации ГЦН с пульсациями давления;

выявление причин повышенных вибраций (в случае их обнаружения). Сформированные таким образом группы преобразователей одновременной регистрации на стационарных режимах регистрируются поочередно. На переходных режимах регистрируется только одна группа преобразователей, в которую включаются преобразователи, установленные на ВКУ, крышке реактора, ГЦТ и ПГ (места установки определяются рабочими программами). Минимальное количество преобразователей в группе должно быть не менее 16.

Контроль вибронапряженности ВКУ и ГЦТ проводится с использованием обобщенных критериев по возмущающим воздействиям (пульсации давления по тракту теплоносителя и вибрации ГЦН—основного источника гидродинамической неустойчивости в контуре), по динамическому отклику внутриреакторного оборудования (виброускорения шахты, топливных кассет и БЗТ) и вибрационным напряжениям в наиболее нагруженных элементах ВКУ и ГЦТ. В качестве критериев гидродинамической неустойчивости, динамического отклика и виброн нагруженности оборудования РУ были приняты и определены контрольные значения амплитуд $p(\tau)$, $A(\tau)$, $\sigma(\tau)$, общих S_0^p, S_0^A, S_0^σ и частотных $S^p(f)$, $S^A(f)$, $S^\sigma(f)$ стандартов.

Контрольные значения характеристик вибрационной нагруженности ВКУ реактора и ИТВС, выработанные в соответствии с разработанными методами, приведены в таблицах 14.3 и 14.4.

Контрольные значения даются для стационарных режимов. В переходных режимах максимальные амплитуды пульсаций давления и динамических напряжений не должны превышать соответствующих значений в стационарных режимах более, чем в 10 раз.

Непосредственно по ходу испытаний проводится контроль достоверности получаемой информации и оценка приемлемости результатов путем сравнения максимальных амплитуд сигналов $p(\tau)$, $A(\tau)$, $\sigma(\tau)$ с контрольными фоновыми уровнями $[p_n]$, $[A_n]$, $[\sigma_n]$ при неработающих ГЦН, а также с контрольными уровнями амплитуд $[p_a]$, $[A_a]$, $[\sigma_a]$ при различных комбинациях работающих ГЦН.

В процессе испытаний и измерений в режиме реального времени выполняется экспресс-анализ получаемой информации с оценкой максимальных амплитуд и среднеквадратичных значений пульсаций давления, динамических напряжений и виброускорений, а также частотных спектров контролируемых параметров. Полученные

характеристики сопоставляются с критериями успешного завершения измерений и приемлемости результатов.

Таблица 14.3. Контрольные значения пусконаладочных динамических испытаний ВКУ реактора

Контролируемый параметр	Элемент (зона) оборудования	Контрольные значения		
		Амп-литуа	Общий стандарт	Частотный стандарт
Пульсации давления, кПа	Вход потока в реактор	21	6,5	3,0
	Внутриреакторный тракт теплоносителя	12	3,0	2,1
	Выход потока из реактора	26	7,0	1,5
Напряжения, МПа	Обечайка шахты: – зоны входных и выходных патрубков	0,8	0,2	0,1
	– нижнее сечение	0,6	0,15	0,07
	Обечайка БЗТ	0,4	0,1	0,05
Виброускорения, g	Обечайка шахты: – зоны входных и выходных патрубков	0,8	0,2	0,1
	– нижнее сечение	0,6	0,15	0,07
	Обечайка БЗТ	0,3	0,1	0,05
Накопленная повреждаемость		$[a] = \sum_i \frac{N_i}{[N]_i} \leq 0,8$		

Таблица 14.4. Контрольные значения пусконаладочных динамических испытаний ИТВС

Контролируемый параметр	Элемент вибродиагностического имитатора кассет	Контрольные значения		
		Амплитуда	Общий стандарт	Частотный стандарт
Пульсации давления, кПа	Хвостовик	12	3,0	2,1
	Головка	12	3,0	2,1
Виброускорения, g	Головка	0,6	0,15	0,05
	Хвостовик	0,4	0,1	0,05
	Имитатор ТВЭЛ	0,6	0,15	0,75
	Направляющий канал	0,6	0,15	0,75
Накопленная повреждаемость	–	$[a] = \sum_i \frac{N_i}{[N]_i} \leq 0,8$		

На первом этапе (сразу после окончания испытаний) проводится предварительная обработка (экспресс-анализ) получаемой информации с оценкой максимальных значений амплитуд и среднеквадратичных значений пульсаций давления, динамических напряжений и виброускорений, а также частотных спектров контролируемых параметров. Проверяется соответствие максимальных значений установленным критериям. По этим значениям могут быть выявлены нехарактерные процессы в работе оборудования РУ.

Окончательная обработка включает:

- определение автоспектров зарегистрированных сигналов, проведение спектрального (взаимно-спектрального) и корреляционного анализа. Спектральная обработка на основе быстрых преобразований Фурье выполняется в диапазоне частот от 0 до 200 Гц с разрешающей способностью спектра 0,25 Гц.

- оценку усталостной прочности элементов ВКУ.

Численный критерий допустимости вибрационных напряжений, действующих в элементах ВКУ при номинальных параметрах реактора, устанавливается из рассмотрения усталостной прочности этого оборудования.

Расчетная кривая усталости, показывающая связь допускаемой амплитуды приведённых напряжений $[\sigma_a]$, полученных по результатам измерений вибрационных напряжений в элементах оборудования, и числа циклов, определяется зависимостью:

$$[\sigma_a] = \frac{1,75 \cdot R_{p02}^T}{\gamma \cdot n_\sigma \cdot [N]^{0,12}}, \quad (14.1)$$

где R_{p02}^T – минимальное значение предела текучести при расчётной температуре, МПа;

γ – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения пульсаций давления и напряжений по поверхности элементов ВКУ и наличие концентраторов напряжений, на основе эмпирических данных принимается $\gamma=10$;

n_σ – коэффициент запаса, принимаемый $n_\sigma=2$;

$[M]$ – допускаемое число циклов нагружения.

Расчетная кривая усталости для номинального режима в течение всего срока службы реактора приведена на рисунке 14.8. Указанная кривая построена по формуле (14.1) и может использоваться для быстрой оценки приемлемости результатов измерений вибрационных напряжений, как для узкополосного спектра напряжений:

$$\frac{N}{[N]} \leq [a], \quad (14.2)$$

где $[a]$ – допускаемая повреждаемость;

N – число циклов нагружения,

так и при одновременном возбуждении многих частот:

$$\sum_i \frac{N_i}{[N]_i} \leq [a], \quad (14.3)$$

где i – индекс, обозначает соответствие параметров частоте f_i .

Действующее число циклов N_i по фактически замеренной частоте изменения вибрационных напряжений определяется по формуле:

$$N_i = 1,26 \cdot 10^9 \cdot f_i \quad (14.4)$$

Величина $[M]_i$ вычисляется на основании формулы (14.1) при подстановке в неё вместо $[\sigma_a]$ фактически замеренной амплитуды напряжений.

Значение $[a]$ принимается равным 0,8.

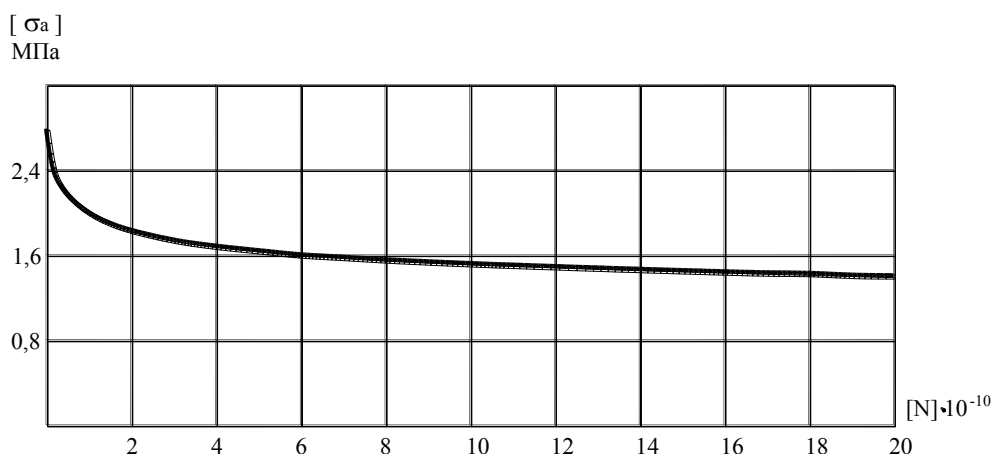


Рисунок 14.8. Расчетная кривая усталости

По окончании режимов формируется заключение о вибронадежности исследуемого оборудования, для чего производится сравнение статистических характеристик регистрируемых сигналов с обобщенными данными по аналогичным измерениям на предыдущих блоках АЭС, включающими общие стандарты (статистические оценки среднеквадратических отклонений стационарных случайных процессов) S_0^p, S_0^A, S_0^σ и спектрограммы показаний (оценки стандартов частотных составляющих) $S^p(f), S^A(f), S^\sigma(f)$.

В дальнейшем происходит включение полученной информации в базу данных по пусконаладочным динамическим измерениям с целью их последующего использования при статистических уточнениях обобщенных характеристик, обеспечивающих вибропрочность ВКУ, а также для определения устойчивых корреляционных связей между различными параметрами как основы систем вибродиагностики.

В целом программы динамических измерений ВКУ и ГЦТ, помимо оценки приемлемости эксплуатационной вибронагруженности реакторного оборудования, сориентированы на получение и накопление данных по влиянию на параметры вибронагруженности ВКУ возможных технологических отклонений в условиях изготовления, сборки и наладки оборудования первого контура, т.е. на раннюю вибродиагностику РУ.

Пусконаладочные динамические измерения ВКУ в составе СПНИ были проведены практически на всех введенных в строй блоках ВВЭР-1000: головном блоке ВВЭР-1000 (блок №5 Нововоронежской АЭС проект РУ В-187), блоках «малой» серии проектов В-302

и В-338, блоках большой серии В-320 (16 энергоблоков за годы с 1983 по 2001), блоках В-428 Тяньваньской АЭС, В-412 АЭС «Куданкулам», В-446 блока АЭС «Бушер».

Статистическое обобщение результатов измерений на этих блоках позволило получить обобщенные характеристики гидродинамической неустойчивости потока теплоносителя в контуре РУ В-320 и определить критерии гидродинамического нагружения, динамического отклика и вибронегруженности основного оборудования РУ данного типа. Рассматривались только режимы, при которых обеспечивалось проектное закрепление элементов конструкций.

Непревышение контрольных значений максимальных амплитуд, общих и частотных стандартов, выработанных на основе статистических обобщений данных по всем работающим блокам в силу необходимости обоснования вибронегруженности по критериям усталости и износа (ресурса), обеспечивают, с одной стороны, допустимый уровень усталостной повреждаемости, а с другой – незначимость отличия контролируемых динамических параметров новых блоков от состояния головного реактора, опережающего остальные установки данной серии по наработке ресурса (элементы ВКУ блока №5 НВАЭС набрали к настоящему времени до $3 \cdot 10^{10}$ циклов на максимальных частотах).

На некоторых энергоблоках (блоке №1 Калининской АЭС, блоке №2 Южноукраинской АЭС и блоке №1 Хмельницкой АЭС) имело место превышение пульсаций давления, динамических напряжений и виброускорений над контрольными значениями.

На блоке №1 Калининской АЭС был зафиксирован повышенный уровень пульсаций давления, который, как было установлено, объяснялся непроектными условиями закрепления элементов одного из ГЦН. После замены выемной части ГЦН повторные измерения показали снижение уровня пульсаций давления почти в два раза, до контрольных значений.

На блоке №2 Южноукраинской АЭС были отмечены повышенные пульсации давления и повышенный уровень динамических напряжений шахты на оборотной частоте ГЦН, сопровождавшиеся повышенной вибрацией электродвигателя ГЦН. После дополнительной балансировки электродвигателя ГЦН превышения контрольных значений были устранены.

На блоке №1 Хмельницкой АЭС при нормальной гидродинамической обстановке в контуре была зафиксирована повышенная интенсивность колебаний шахты как на частоте возмущающих сил (лопаточная частота ГЦН), так и на одной из собственных частот колебаний шахты, при этом был отмечен повышенный уровень вибрации измерительных тепловыделяющих сборок на частоте собственных колебаний шахты. В результате анализа результатов измерений и технической документации, а также последующей ревизии условий закрепления шахты в ходе предпринятой разборки

реактора, было установлено, что превышения контрольных параметров были вызваны геометрическими отклонениями от проекта. Дополнительные динамические измерения, выполненные после устранения данных отклонений, дали удовлетворительные результаты.

Виброшумовой контроль реактора

Виброшумовой контроль реактора проводится одновременно с контролем вибрационной нагруженности ВКУ реактора и ИТВС на этапах ХГО в тех же режимах, а также при проведении динамических измерений ГЦТ на этапах физического и энергетического пуска.

Для проведения виброшумового контроля на шпильках крышки реактора устанавливаются 4 виброакселерометра (по одному на шпильку равномерно по окружности крышки) и обеспечивают измерение виброускорений в вертикальном, тангенциальном и радиальном направлениях относительно оси реактора.

Спектральная обработка результатов измерений проводится аналогично обработке результатов контроля вибрационной нагруженности ВКУ и ГЦТ, анализ результатов обоих видов измерений проводится совместно.

Помимо оценки вибрационного состояния крышки реактора во взаимосвязи с оборудованием ГЦК РУ и получения данных по проявлению в виброшумовых сигналах преобразователей на крышке реактора возможных технологических отклонений при изготовлении и наладке оборудования первого контура целями испытаний также являются:

- выявление связей между величинами вибраций и их спектральным составом по преобразователям внешнего и внутриреакторного контроля;
- набор исходных данных для формирования критериев оценки нормального состояния внутриреакторного оборудования, а также для разработки методик диагностического контроля состояния РУ и его остаточного ресурса с помощью систем внешнереакторного контроля.

Таким образом в перспективе ставится задача возможной замены внутриреакторных измерений более простыми внешнереакторными.

Термометрирование оборудования РУ

Натурные измерения в период ввода АЭС в эксплуатацию являются завершающим этапом исследования напряженно-деформированного состояния в связи с обоснованием прочности и уточнения ресурса оборудования РУ от действия основных нагрузок. Большую сложность представляет учет множества факторов нестационарного термического нагружения. Проблемы обусловлены тем, что оборудование РУ вместе с обслуживающим оборудованием образуют ряд систем, функционирование которых имеет взаимосвязанный характер, который проявляется в том, что изменение режима работы одной из них существенно влияет на изменение условий термосилового нагружения оборудования других систем. Так, например, отключение одного из ГЦН сопровождается следующими изменениями в работе основных систем РУ:

- частично снижается тепловая мощность установки, что сопровождается нарушением температурного равновесия между компенсатором давления и 1-м контуром с перетечками теплоносителя из КД в 1-й контур и с дополнительным термическим нагружением трубопроводов системы компенсации давления;
- резко уменьшается расход питательной воды на парогенератор отключаемой петли с дополнительным термическим нагружением питательного патрубка;
- за счет изменения температуры теплоносителя и его плотности происходит снижение уровня в КД; восстановление уровня в эксплуатационных пределах осуществляется увеличением расхода подпитки 1-го контура, что приводит к снижению температуры теплоносителя на линии подпитки и, тем самым, к дополнительному термическому нагружению патрубков подпитки;
- в отключаемой петле развивается обратный ток теплоносителя, температура которого отлична от исходной; это приводит к изменению условий термосилового нагружения оборудования главного циркуляционного контура.

При этом интенсивность дополнительных термических воздействий на оборудование существенно зависит от исходных параметров эксплуатации и степени вносимого возмущения: исходной тепловой мощности блока, величин изменения расходов теплоносителя и т. д.

Смоделировать подобные воздействия при анализе прочности оборудования на этапе проектирования практически невозможно. Поэтому при проектировании обоснование прочности и долговечности оборудования проводится консервативным путем, т. е. использованием наихудших и наиболее жестких комбинаций нестационарных воздействий. В связи с этим одной из основных задач натурных исследований является определение фактической термической нагруженности оборудования с учетом особенностей конструкции и рабочих режимов для обоснования прочности и уточнения ресурса реакторной установки при эксплуатации.

Как показывают результаты расчетного обоснования прочности, а также опыт экспериментального исследования напряженно-деформированного состояния оборудования на натурных объектах, при определенных условиях температурные нагрузки могут стать главным источником повреждаемости и потери ресурса рассматриваемого оборудования.

Контрольное термометрирование характерных точек оборудования РУ ВВЭР-1000 проводится в период пусконаладочных работ в составе проектной СПНИ с целью экспериментального подтверждения того, что оборудование данной РУ по условиям изготовления, монтажа и эксплуатации соответствует требованиям проекта в части непревышения интенсивности температурных воздействий. В ходе измерений выявляются и уточняются теплогидравлические особенности работы установки в целом и степень влияния на нагруженность оборудования различных условий работы обслуживающих систем.

Одной из задач контрольного термометрирования является исследование термонапряженного состояния в связи с анализом прочности и ресурса оборудования в режимах, не предусмотренных проектом и не учтенных при расчетном обосновании прочности. Возникновение неprojektных режимов возможно вследствие таких причин, как: неполное использование технических средств автоматического регулирования, заложенных в проекте; неудовлетворительная наладка оборудования обслуживающих систем; отступление оперативного персонала от требований технологического регламента и инструкций по эксплуатации и т. д.

На схеме рис. 14.9 показаны системы 1-го и 2-го контуров, определяющие теплогидравлические особенности работы термонапряженных узлов РУ ВВЭР-1000.

К этим системам относятся:

- система охлаждения реактора (ГЦК);
- система компенсации давления;
- система продувки-подпитки 1 контура;
- система байпасной очистки 1 контура (СВО-1);
- система паропроводов свежего пара;
- система питательной воды;
- система аварийной питательной воды;
- системы аварийного охлаждения активной зоны высокого и низкого давлений, включая пассивную часть с гидроемкостями САОЗ.

Опыт натурного тензотермометрирования установок с ВВЭР-1000 показывает, что неprojektные условия нагружения оборудования наиболее вероятны в узлах и элементах, связанных с обслуживающими системами: патрубках основного и аварийного питания ПГ, патрубках подпитки-продувки 1-го контура, патрубках трубопроводов системы компенсации давления. При этом неprojektные условия чаще всего выражаются в

нестационарных температурных воздействиях на указанные узлы вследствие периодических подач относительно холодного теплоносителя или питательной воды.

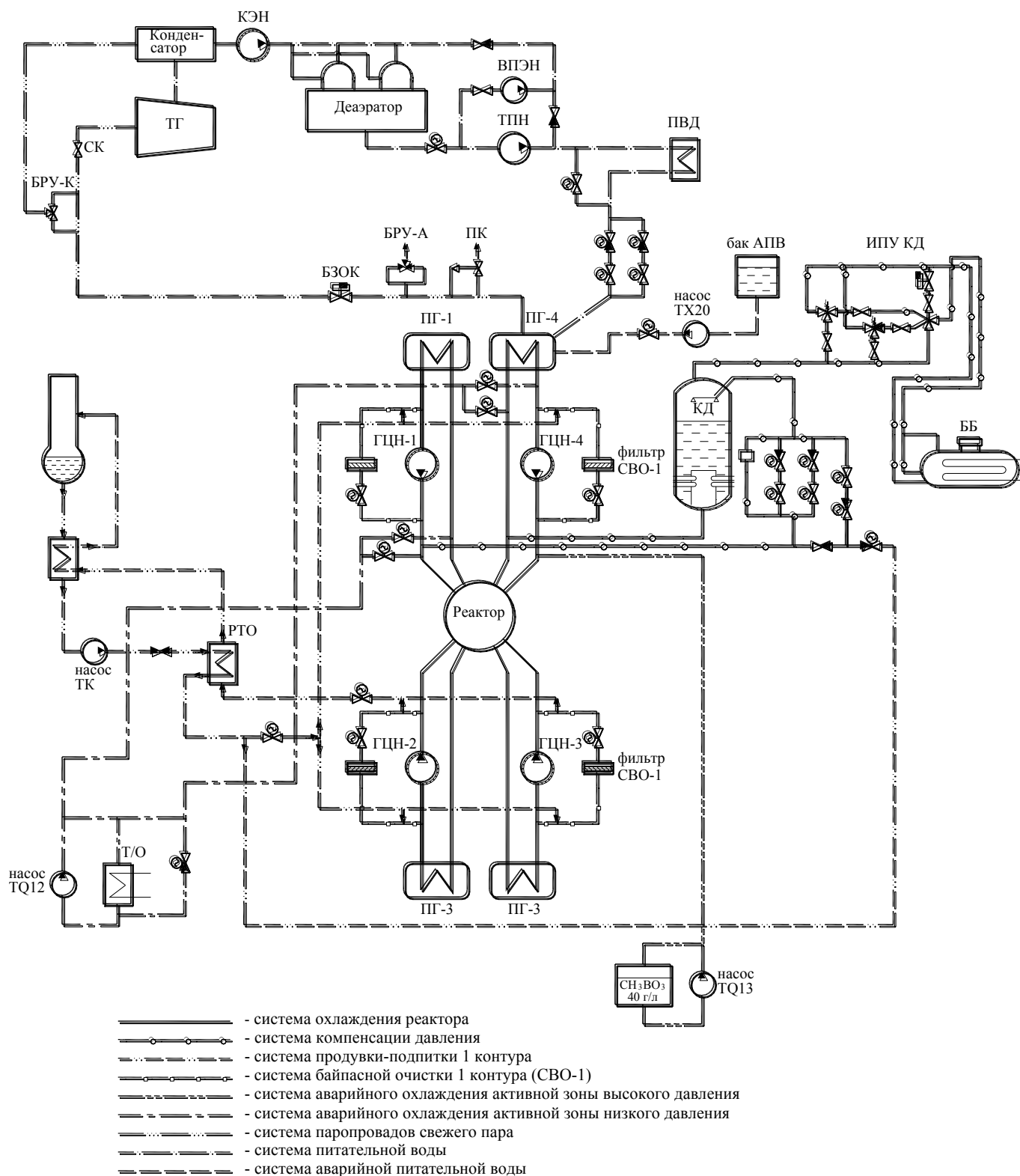


Рис. 14.9. Краткая теплогидравлическая схема реакторной установки В-320

Для примера в таблице 14.5 приведен объем параметров температурного контроля СПНИ применительно к энергоблоку №1 Ростовской АЭС. Кроме того контролируется ряд параметров с помощью штатной СКУ.

Таблица 14.5. Объем термоконтроля СПНИ на РУ В-320 энергоблока №1 Ростовской АЭС

Номера позиций измерения	Измеряемые параметры	Количество точек
1	Температура на поверхности патрубков КД	6
2	Температура на соединительном трубопроводе КД	4
3	Температура на патрубке соединительного трубопровода КД	2
4	Температура на патрубке подпитки 1 контура (петли ГЦТ 1 ÷ 4)	8
5	Температура на патрубке питательной воды ПГ № 1 ÷ 4	8
6	Температура на патрубке аварийной питательной воды ПГ № 1 ÷ 4	8
7	Температура поверхности гидроёмкости САОЗ	6

Работы по выявлению непроектных режимов и анализу их влияния на прочность оборудования должны проводиться, в основном, при пусконаладочных испытаниях блока, где уточняются теплогидравлические особенности работы РУ в целом и оценивается влияние на нагруженность оборудования различных условий работы обслуживающих систем. В случае обнаружения непроектных режимов должны отрабатываться мероприятия по приведению условий эксплуатации к проектным с последующей экспериментальной проверкой эффективности разработанных и реализованных мероприятий.

Таким образом, задачами натурного термометрирования можно считать:

- выявление и анализ возможных процессов, не предусмотренных проектом и влияющих на ресурс оборудования;
- определение и отработку мероприятий, улучшающих условия эксплуатации оборудования и снижающих его повреждаемость от температурных нагрузок, в частности, анализ инструкций по эксплуатации, технических решений, принятых в период ПНР, уставок и настроек регуляторов;
- оптимизацию эксплуатационных режимов, организацию оптимальных условий работы наиболее термонапряженных узлов РУ путем определения и отработки мер по снижению усталостного повреждения патрубков за счет температурных нагрузок;
- проведение, при необходимости, дополнительных испытаний в выявленных режимах, наиболее опасных с точки зрения температурных циклов, проверку в этих режимах соответствия настроек и уставок регуляторов условиям обеспечения проектных температурных условий работы оборудования;
- проверку и возможную корректировку некоторых проектных критериев с учетом реальных процессов, сопровождающих работу действующей РУ;

- усовершенствование методик измерений и анализа их результатов, включая усовершенствование проектной Программы и методики испытаний для вновь вводимых энергоблоков;

- выявление недостатков и усовершенствование эксплуатационного контроля технологических процессов в наиболее термонапряженных системах;

- оценку повреждаемости контролируемого оборудования из-за циклических температурных воздействий с анализом вклада различных факторов.

Оптимизация условий эксплуатации термонапряженных узлов реакторной установки представляет собой отдельную обширную тему и не рассматривается в данном курсе лекций, однако может быть рекомендована для самостоятельного изучения.

Контроль температурных перемещений

Измерительный контроль перемещений элементов конструкций РУ под действием термосиловых воздействий (ПГ, ГЦН, ГЦТ и др.) осуществляется для подтверждения отсутствия непредусмотренного проектом заземления и возникновения дополнительных термических напряжений.

При измерительном контроле перемещений производится проверка тепловых перемещений (по преобразователям перемещения системы контроля пульсаций давления и вибраций ГЦТ, а также по указателям положения гидроамортизаторов) при разогреве и расхолаживании первого контура в интервале температур от 20°C до 290°C и визуальная проверка свободы тепловых перемещений оборудования и трубопроводов реакторной установки в процессе разогрева первого контура (при температуре 20°C, 120°C, 200°C, 280°C).

В качестве приёмочных критериев данных испытаний приняты следующие проектные ограничения:

- график зависимости "температура - перемещение" должен быть близок к линейному, тем самым подтверждено отсутствие препятствий свободному перемещению при разогреве первого контура, отклонение от линейного закона не более 5 мм;

- при температуре первого контура 280°C реальные величины перемещений не должны отличаться от расчетных величин перемещений более чем на 10 мм;

- при визуальной проверке свободы тепловых перемещений оборудования и трубопроводов реакторной установки в процессе разогрева первого контура (при температуре 280°C) расстояние между оборудованием реакторной установки (или поверхностью его теплоизоляции) и строительными конструкциями или другим оборудованием – более 10 мм.

Теплогидравлические испытания верхнего блока и шахтного объема реактора

Принципиальная схема системы охлаждения верхнего блока показана на рис. 14.10.

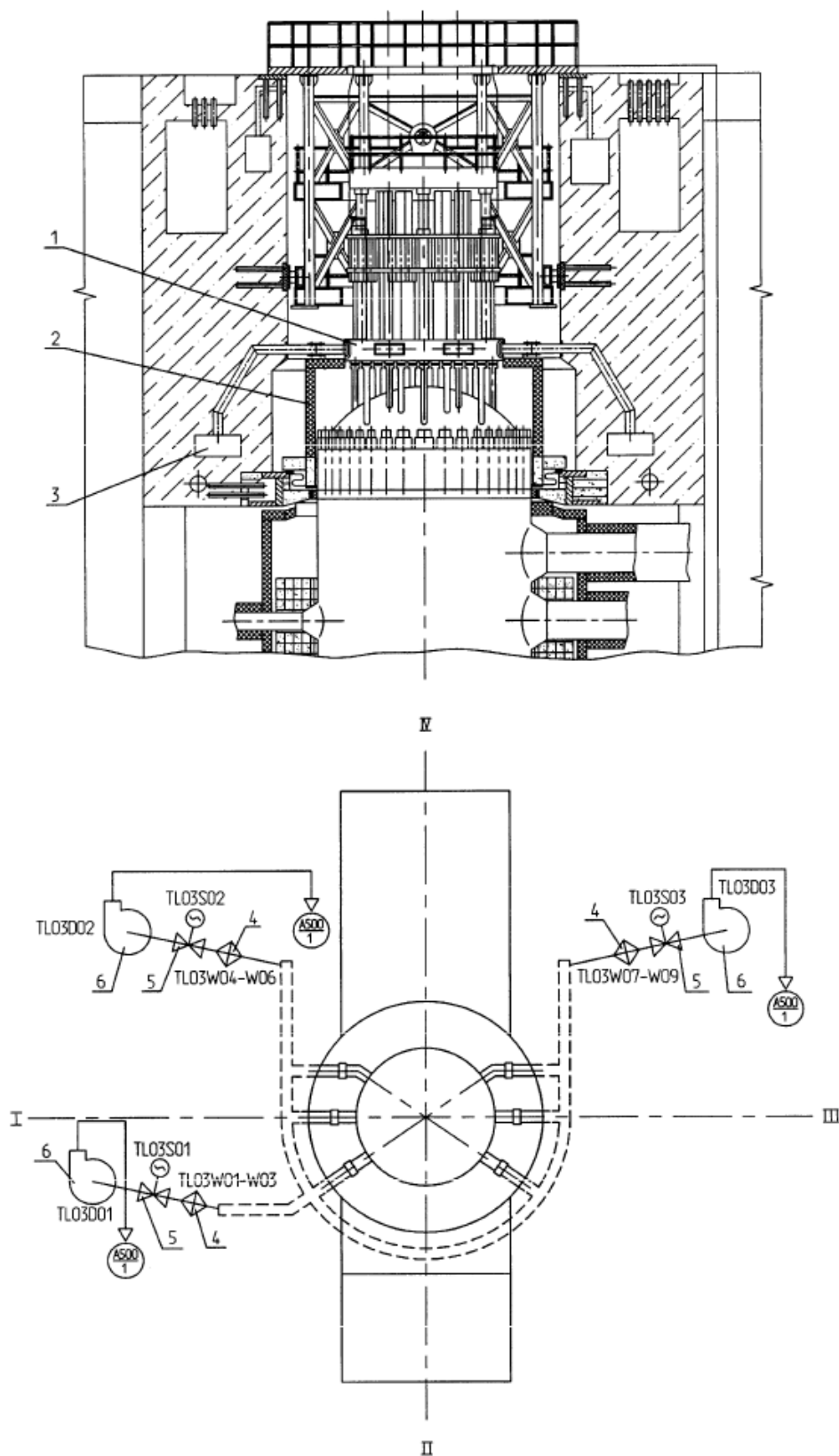


Рис. 14.10. Система охлаждения верхнего блока серийной РУ В-320 (ТЛ03):

- 1 – воздушный коллектор; 2 – теплоизоляция крышки реактора;
- 3 – воздуховод; 4 – воздухоохладитель; 5 – гермоклапан; 6 – вентиляторный агрегат.

Верхний блок реакторной установки В-320 представляет собой конструкцию, состоящую из крышки реактора с патрубками внутриреакторного контроля, патрубком воздушника, плотных чехлов приводов СУЗ, металлоконструкции с траверсой и установленных приводов СУЗ типа ШЭМ-3 или ШЭМ-М.

Система охлаждения ВБ включает три канала воздушного охлаждения. Каждый канал состоит из вентагрегата TL03D01 (D02, D03) производительностью не менее 27000 м³/ч, водяного воздухоохладителя TL03W01-W03 (W04-W06, W07-W09) и затвора с электроприводом (гермоклапана) TL03S01 (S02, S03), установленного на воздуховоде перед вентиляторным агрегатом.

Циркуляция охлаждающего воздуха осуществляется следующим образом: воздух забирается из помещения центрального зала реакторного отделения, проходит через элементы ВБ, поступает в шестигранные кожухи приводов СУЗ, охлаждая электромагниты приводов СУЗ, электроразъёмы датчика положения шагового (ДПШ) и электроразъёмы приводов СУЗ. Штепсельные разъёмы канала нейтронных измерений (КНИ) и температурного контроля (ТК) охлаждаются воздухом, проходящим через три отверстия Ду10 в страховочных кольцах.

После охлаждения элементов ВБ воздух собирается в отводящем воздушном коллекторе, расположенном в районе уплотнения патрубков крышки реактора. Из воздушного коллектора по шести воздухоотводящим коробам воздух поступает в проложенный в бетоне коллектор. Затем из коллектора по индивидуальному для каждого вентагрегата воздуховоду воздух поступает в воздухоохладитель. Расчетное значение температуры воздуха на выходе из воздушного коллектора ВБ не должно превышать 100°С. В воздухоохладителе воздух охлаждается до температуры 50°С и сбрасывается в помещение боксов парогенераторов.

Вентагрегаты, находящиеся в резерве, отключаются от работающего герметичными затворами, расположенными на всасе вентагрегатов.

Система охлаждения ВБ реакторной установки В-320 незамкнутая и температурные условия работы охлаждаемого оборудования ВБ при работе системы зависят от температуры воздуха под гермооболочкой в районе ВБ, производительности работающего вентагрегата, гидравлического сопротивления воздушного тракта, ведущего от данного элемента оборудования ВБ к работающему вентилятору и подсоса воздуха через неплотности вентиляционной системы.

Места установки первичных преобразователей для теплогидравлических испытаний верхнего блока на примере энергоблока АЭС «Куданкулам» приведены в таблице 14.6.

Таблица 14.6. Расположение первичных преобразователей на оборудовании верхнего блока

Оборудование РУ		Тип преобразователя
	Координата ячейки	Преобразователь термоэлектрический
Привод СУЗ ШЭМ-3, вход охлаждающего воздуха	08-27	БК1
	11-28	БК2
Привода СУЗ ШЭМ-3, выход охлаждающего воздуха	08-27	БК3
	05-28	БК4
	11-28	БК5
	06-33	БК6
	10-33	БК7
	09-24	БК8
Привод СУЗ ШЭМ-3, соединители СН-38 датчиков ДПШ и электромагнитов	08-27	БК9, БК10, БК11
Привод СУЗ ШЭМ-3, электромагниты	08-27	БК12, БК13, БК14
	05-28	БК15
	11-28	БК16
	06-33	БК17
	10-33	БК18
	09-24	БК19
Колено воздушника		БК20–БК29
Воздушный коллектор		БК30–БК36
Тепловая изоляция верхнего блока (внешняя поверхность)	ось I ось II ось III ось IV	БК37 БК38 БК39 БК40
Тепловая изоляция верхнего блока (внутренняя поверхность)	ось I ось II ось III ось IV	БК41 БК42 БК43 БК44
Фланец реактора	ось I ось II ось III ось IV	БК45 БК46 БК47 БК48
Крышка реактора	ось II ось IV	БК49 БК50
Узел уплотнения измерительного канала КНИТ		БК51, БК52, БК53, БК54

Оборудование РУ		Тип преобразователя
Электрический разъем измерительного канала КНИТ		BK55, BK56
Кольцевой канал фермы опорной (по периметру)		BK57, BK58
Зона патрубков, внешняя поверхность тепловой изоляции ГЦТ (горячая нитка)	Петля №3	BK59
	Петля №2	BK60
		Анемометр переносной рудничный
Кольцевой канал фермы опорной (по периметру через 120°)		BVT7, BVT8, BVT9
Приводы СУЗ ШЭМ-3, вход охлаждающего воздуха (стационарный режим)	08-27	BVT1
	05-28	BVT2
	06-33	BVT3
	10-33	BVT4
	11-28	BVT5
	09-24	BVT6
Приводы СУЗ ШЭМ-3, вход охлаждающего воздуха (переносной режим)		BVT10
Блок верхний, вход охлаждающего воздуха (переносной режим)		BVT11

Общий вид элементов шахтного объема реактора применительно к реакторной установке В-428 Тяньваньской АЭС показан на рисунке 14.11.

Охлаждение шахтного объема, а именно: строительного бетона опорной фермы реактора, металла опорной фермы, сухой защиты, зоны двери и днища шахты реактора, обеспечивается вентсистемой, состоящей из трех вентиляционных агрегатов производительностью $38 \cdot 10^3$ м³/ч каждый. В режиме нормальной эксплуатации РУ охлаждение ШО обеспечивается одним работающим вентагрегатом.

В отличие от системы охлаждения ВБ, забираемый воздух предварительно охлаждается технической водой в воздухоохладителе, установленном на всасе вентагрегата, а затем подается на охлаждение ШО. После охлаждения воздух перепускается в боксы парогенераторов с температурой порядка 60°С.

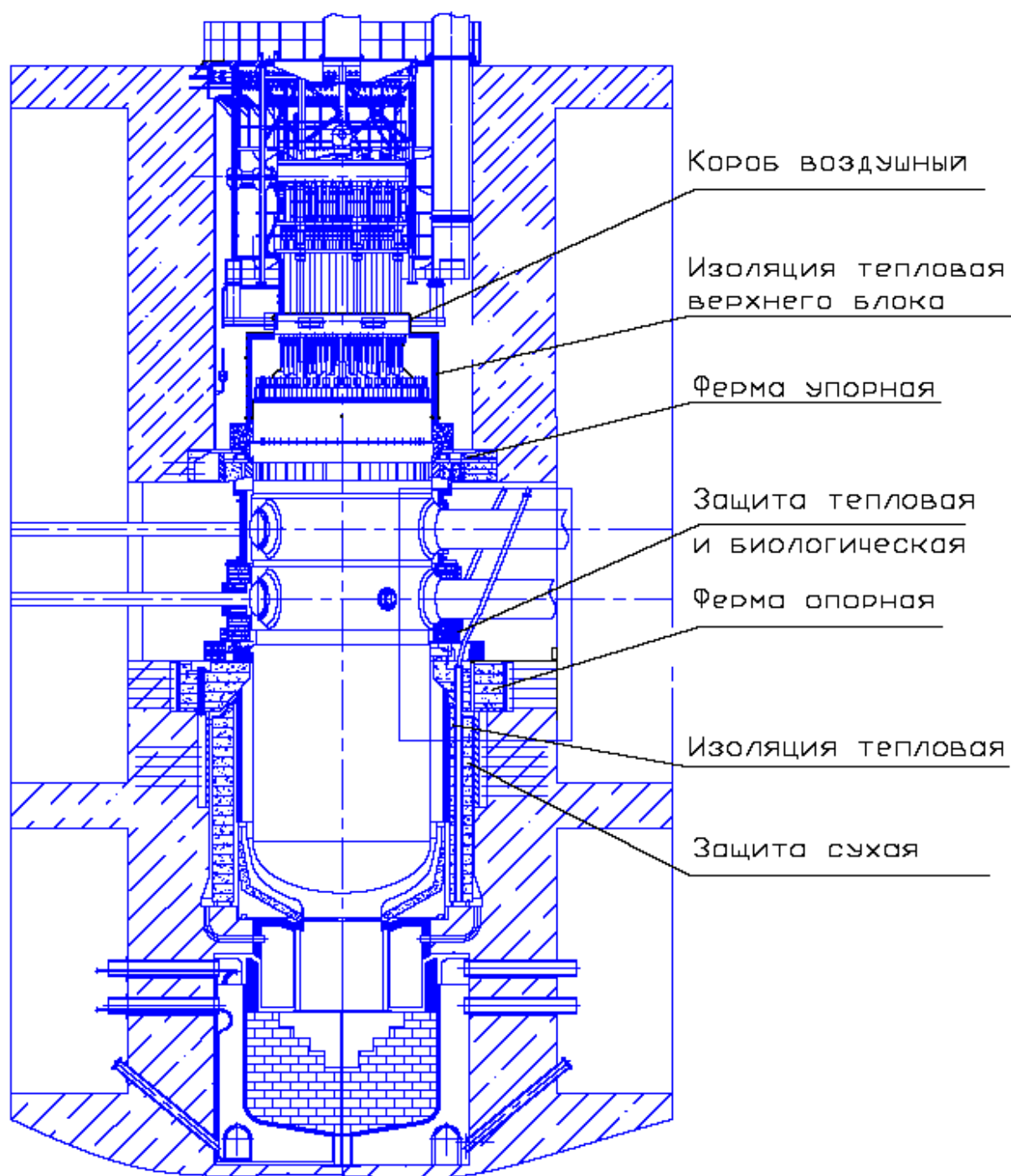


Рис. 14.11. Шахтный объём реактора РУ В-428

Расположение первичных преобразователей на оборудовании ШО приведено в таблице 14.7.

Таблица 14.7. Расположение первичных преобразователей на оборудовании шахтного объема

Места установки первичных преобразователей	Позиционное обозначение преобразователя	Измеряемый параметр
Кольцевой канал фермы опорной (по периметру в шести точках)	BVT5-BVT10	скорость воздуха, подаваемого на охлаждение “сухой защиты”, м/с
Кольцевой канал фермы опорной (по периметру в четырех точках)	BK46-BK49	температура охлаждающего воздуха, °С
Зона патрубков реактора (в проходках зоны патрубков на двух противоположных диаметрах)	BK27, BK30	температура охлаждающего воздуха, °С

Теплогидравлические испытания ВБ и ШО реактора проводятся с целью определения теплогидравлических характеристик тракта охлаждения ВБ и ШО и подтверждения их соответствия проектным значениям при фактических условиях сборки ВБ и элементов вентиляции ВБ и ШО. Испытания предусматривают проверку температурного режима элементов конструкций верхнего блока и шахты реактора, а также контроль температур и распределения расходов воздуха на охлаждение элементов приводов СУЗ (блок электромагнитов, штепсельные разъёмы датчиков ТК и КНИТ), оборудования шахты реактора (“сухая” защита, опорная и упорная фермы) средствами СПНИ.

При испытаниях с помощью штатной АСУ ТП контролируются:

- температуры охлаждающего воздуха на выходе из верхнего блока в трех точках и на входе в верхний блок;
- температура охлаждающего воздуха на входе в ШО, °С.
- расход охлаждающего воздуха от каждого вентиляционного агрегата охлаждения ВБ и от каждого вентиляционного агрегата охлаждения ШО (проверка производится по программам испытаний рециркуляционных систем);
- температура теплоносителя под крышкой реактора;
- температура корпуса реактора;
- температура серпентинитового бетона в районе фермы упорной в трех точках;
- температура металла фермы опорной в трех точках;
- температура строительного бетона шахты напротив активной зоны в трех точках;

Основные контролируемые параметры ВБ и ШО и проектные критерии для реакторной установки В-320 приведены в таблице 14.8.

Таблица 14.8. Контролируемые параметры ВБ и ШО и проектные критерии

Наименование параметра	Критерий
Проектные значения параметров системы охлаждения ВБ	
Температура воздуха на входе в ВБ, °С, не более	50
Температура воздуха на входе в привод СУЗ, °С, не более	60
Расход воздуха через привод СУЗ, м ³ /ч	400+50
Общий расход воздуха через верхний блок, м ³ /ч, не менее ¹⁾	27700
Предельно-допустимые значения температур оборудования ВБ	
Температура электрических соединителей каналов КНИ, °С	≤ 85
Температура наружной поверхности электромагнитов приводов СУЗ, °С	≤ 130
Температура наружной поверхности блока тепловой изоляции, °С	60 ²⁾
Температура воздуха в воздушном коллекторе, °С	≤ 120
Температура электрических соединителей каналов температурного контроля (ТК), °С	≤ 100
Общие тепловые потери с ВБ к охлаждающему воздуху, кВт, не более	500
Проектные значения параметров системы охлаждения шахтного объема	
Температура охлаждающего воздуха на входе в бетонную шахту, °С	15 – 46
Температура охлаждающего воздуха на выходе из кольцевого канала и из зоны патрубков, °С, не более	60
Расход воздуха на охлаждение «сухой» защиты, м ³ /ч, не менее	29000
Расход воздуха на охлаждение консоли, м ³ /ч, не менее	8000
Предельно-допустимые значения температур элементов бетонной шахты	
Температура строительного бетона опорной фермы, °С (режим с отключением вентиляции)	≤ 60
Температура металла опорной фермы, °С (режим с отключением вентиляции)	≤ 70
Общие тепловые потери с оборудования ШО к охлаждающему воздуху, кВт, не более	70
¹⁾ Проверка проводится по программам испытаний рециркуляционных систем вентиляции реакторного отделения; ²⁾ Допускается местное повышение температуры в районе приварки рёбер и в районе коробов с серпентинитовым бетоном до 110°С.	

Испытания и измерения проводятся на основных этапах ввода в эксплуатацию в режимах:

Подэтап горячей обкатки:

- разогрев первого контура до «горячего» состояния;
- стационарные режимы в «горячем» состоянии РУ при различных комбинациях работы вентиляционных агрегатов системы охлаждения ВБ;

- отключение всех вентиляционных агрегатов системы охлаждения ВБ;
- расхолаживание первого контура до «холодного» состояния.

Этапы физического пуска, энергетического пуска и освоения проектной мощности:

- разогрев из «холодного» до «горячего» состояния со скоростью 20 град/ч;
- гидравлические испытания первого контура;
- стационарные режимы в «горячем» состоянии РУ при различных комбинациях работы вентиляционных агрегатов системы охлаждения ВБ;
- отключение всех вентиляционных агрегатов системы охлаждения ВБ;
- стационарные и переходные режимы на различных уровнях мощности РУ;
- расхолаживание первого контура до 60 °С со скоростью 30 °С/ч;
- расхолаживание первого контура до 60 °С со скоростью 60 °С/ч.

Целью испытаний с моделированием режимов аварийного отключения систем вентиляции верхнего блока и шахтного объема (перерывом электропитания систем вентиляции) на подэтапах горячей обкатки оборудования РУ и освоения номинальной мощности является определение допустимого времени перерыва подачи охлаждающего воздуха от систем вентиляции оборудования верхнего блока и шахтного объема.

Расход охлаждающего воздуха через привод СУЗ определяется на основе измерения скорости охлаждающего воздуха, получаемой с приборов контроля параметров воздушного потока:

$$G = K \cdot \Delta P, \quad (14.5)$$

где G – расход воздуха на привод СУЗ, м³/ч;

K – коэффициент (величина и размерность коэффициента определяется по результатам калибровочных испытаний и заносится в паспорт прибора контроля параметров воздушного потока);

$\Delta P_{изм}$ – измеренный сигнал на датчике расхода воздуха через привод СУЗ ШЭМ-3 (величина и размерность определяется при калибровочных испытаниях датчика);

ρ – плотность воздуха при параметрах в месте измерения, кг/м³.

Общие тепловые потери ($Q_{пот}$, МВт) с верхнего блока к охлаждающему воздуху определяются по расходу и подогреву охлаждающего воздуха в пределах верхнего блока по формуле:

$$Q_{пот} = G_{ВБ} \cdot \rho \cdot C_p \cdot \Delta t_{ВБ}, \quad (14.6),$$

где $G_{ВБ}$ – общий расход охлаждающего воздуха через верхний блок, м³/ч;

ρ – плотность воздуха при температуре на входе в верхний блок, кг/м³;

C_p – теплоемкость воздуха при средней температуре $\bar{t} = 0,5 \cdot (t_{вх} + t_{вых})$, кДж/(кг·°С);

$\Delta t_{ВБ} = (t_{вых} - t_{вх})$ – подогрев воздуха в пределах верхнего блока, °С;

$t_{вх}$, – температура на входе в ВБ, °С;

$t_{вых}$ – температура на выходе из воздушного коллектора, °С.

Температура в катушках электромагнитов приводов СУЗ определяется как сумма температуры наружной поверхности электромагнитов приводов СУЗ и Δt . Значение Δt определено по результатам стендовых испытаний и составляет 65°C при нормальных условиях эксплуатации.

Тепловые потери с шахтного объема к охлаждающему воздуху определяются по формуле:

$$Q_{\text{ШО}} = (G_{\text{СЗ}} + G_{\text{ФУ}}) \cdot \rho \cdot C_p \cdot (t_{\text{вых}} - t_{\text{вх}}), \quad (14.7)$$

где $G_{\text{СЗ}}$ – расход воздуха на охлаждение «сухой» защиты, м³/ч;

$G_{\text{ФУ}}$ – расход воздуха на охлаждение фермы упорной, м³/ч;

ρ – плотность воздуха при температуре на входе в шахтный объем, кг/м³;

C_p – теплоемкость воздуха при средней температуре $\bar{t} = 0,5 \cdot (t_{\text{вх}} + t_{\text{вых}})$, кДж/(кг·°C);

$t_{\text{вх}}$ – температура воздуха на входе в шахтный объем, °C;

$t_{\text{вых}}$ – температура воздуха на выходе из зоны патрубков реактора, °C.

Лекция 15. Инженерная поддержка ввода в эксплуатацию и эксплуатации

15.1. Методология диагностики оборудования АЭС

Виды отказов и дефектов

Достоверность оценки состояния агрегата при техническом обслуживании, включающем в качестве необходимой составной части техническое диагностирование, зависит от понимания сущности рабочих процессов, выступающих в качестве носителей диагностической информации, и от знания законов возникновения и развития неисправностей.

Отказы и дефекты связаны с процессами в оборудовании различным образом, они могут быть вызываемыми процессами, вызывающими процессы или изменяющими их. При разработке методик диагностирования полезно выделять характерные стадии развития дефекта (отказа), поскольку каждая из них может характеризоваться своим комплексом диагностических параметров. Обычно различают следующие стадии:

- появление причин, вызывающих дефект или отказ;
- инкубационный период (накопление повреждаемости, зарождение дефекта и ранняя стадия развития, вызывающая изменение свойств, иногда трудно обнаруживаемого используемыми методами диагностики);
- развитый дефект, т. е. дефект, обнаруживаемый методами диагностики, но не вызывающий вторичных повреждений;
- развитие дефекта, вызывающее вторичные повреждения или изменения в оборудовании, характеризующиеся своими диагностическими параметрами;
- внезапное или мгновенное разрушение (имеет место не для всех дефектов), которое может вызывать или не вызывать вторичных разрушений.

Первые две стадии в большинстве случаев диагностируют по параметрам, характеризующим причины дефекта, длительность и степень их воздействия. Развитый дефект обнаруживают по параметрам, характеризующим степень его развития. Развитие дефекта, вызывающее вторичные повреждения дополнительно обнаруживается по диагностическим параметрам этих повреждений. В задаче диагностики внезапного или мгновенного разрушения, которое необходимо предотвратить при контроле оборудования, следует использовать параметры, характеризующие первые две стадии его развития.

В диагностике следует учитывать тот факт, что дефекты на разных стадиях развития могут быть связаны с процессами в оборудовании различным образом, а переход от одной стадии развития к другой может быть постепенным или скачкообразным.

Дефекты обычно классифицируют по следующим аспектам, учитываемым при разработке и использовании методов и средств диагностики:

- по виду разрушения (усталость, износ, ползучесть, коррозия, термодформации и т. д.);
- по моментам проявления (в процессе работы, при осмотрах и техническом обслуживании, при разборке);
- по временному характеру проявления (внезапные, постепенные, сбои, перемежающиеся отказы);
- по причинам возникновения (конструктивные, технологические, производственные, эксплуатационные, дефекты материала);
- по степени опасности;
- по последствиям (отказ, устраняемый при эксплуатации; отказ, ведущий к досрочному выводу оборудования из эксплуатации; отказ, ведущий к происшествию; отказ, ведущий к аварии);
- по способам устранения (заменой детали, регулировкой, мелким ремонтом, заменой узлов в эксплуатации, доработкой в заводских условиях и т.д.);
- по связи дефектов и отказов между собой (независимые и зависимые).

Построение систем технической диагностики

В соответствии с действующим в настоящее время «ГОСТ 20911-89. Техническая диагностика. Термины и определения» система технического диагностирования определяется как совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования по правилам, установленным в технической документации.

В известных литературных источниках по проблемам технической диагностики рассматриваются в основном методы и критерии диагностирования и применяемые технические средства. Согласно этим источникам системы технической диагностики включают в себя технические средства, методики, алгоритмы и критерии диагностирования. Кроме того система технической диагностики включает в себя системы отображения диагностической информации, а также определенные потоки этой информации, которые, в свою очередь, должны замкнуть ее в стройную целостную систему.

Решение задачи контроля технического состояния объекта, включая постановку диагноза о техническом состоянии, может быть получено с помощью системы диагностирования, которую при правильном подходе к решению задач диагностики необходимо начинать проектировать одновременно с основным объектом. С помощью такой системы на этапе эксплуатации объекта может быть получен максимум измерительной информации, необходимой для оценки технического состояния объекта в текущий момент времени. Оценка показателей диагностирования (степени

работоспособности, остаточного ресурса и др.) при этом может быть получена с максимальной достоверной вероятностью.

Однако на практике, как правило, на стадии проектирования возможность выявления причин изменения протекания технологического процесса во время эксплуатации прорабатывается слабо. Заложенные в проект системы контроля за технологическими процессами позволяют только определить технологические нарушения эксплуатации, т.е. отметить, что процесс (или режим) пошел не так, как это заложено в проекте. Такая недооценка необходимости своевременного проведения диагностирования ведет к существенным материальным затратам, затратам времени и высококвалифицированной рабочей силы, ремонту оборудования и перенастройке технологических режимов, что существенно образом снижает безопасность и экономичность работы АЭС.

С другой стороны, неоправданное наращивание систем диагностирования в проекте может привести к существенному удорожанию оборудования и снизить его экономическую эффективность.

На рисунке 15.1 показана схема подхода к выбору объектов и объемов диагностирования.

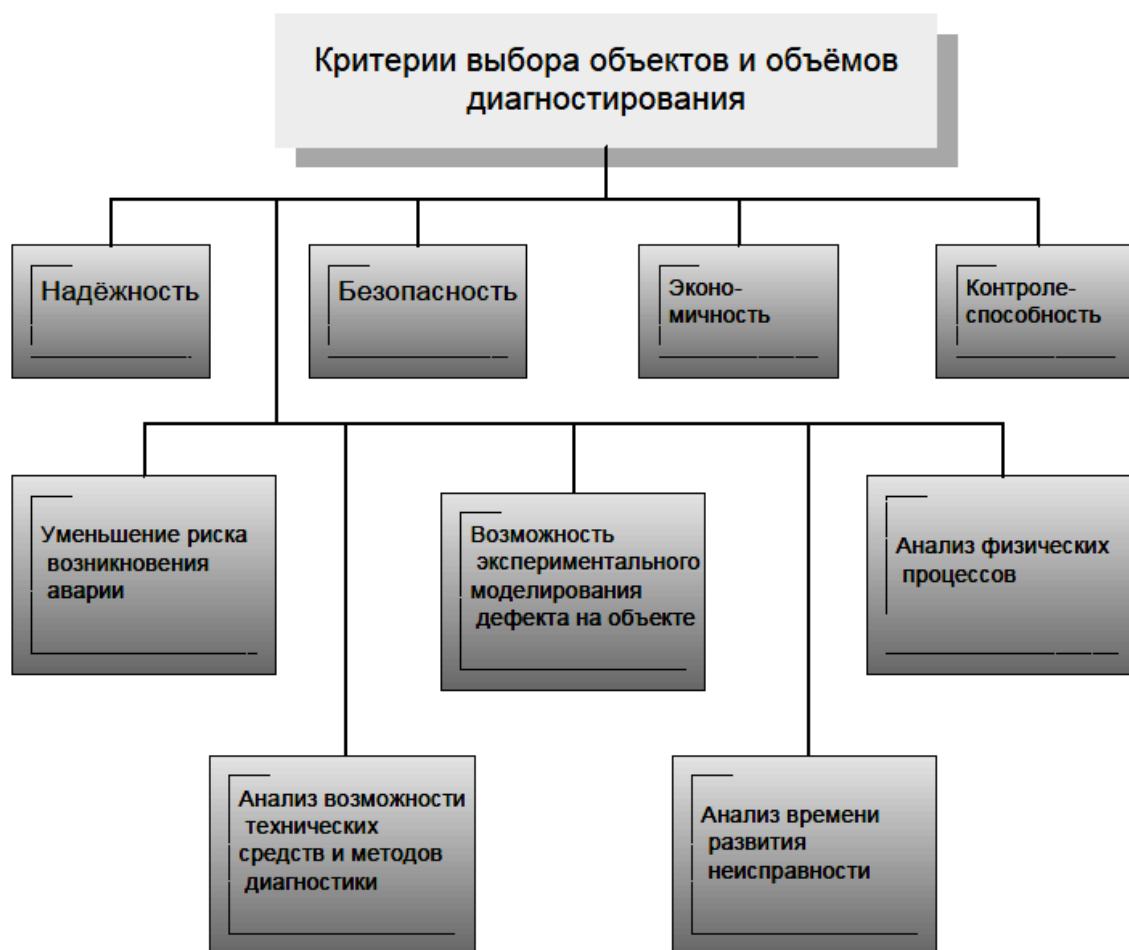


Рис. 15.1. Классификация критериев выбора объектов и объемов диагностирования

При оптимизации систем диагностирования необходимо решить вопрос: какие оборудование и процессы и в каком объеме необходимо диагностировать, позволит ли оснащение установки системой технической диагностики уменьшить риск возникновения аварии от развития диагностируемой неисправности. При этом следует рассмотреть и другой вопрос: насколько стоимость такой системы будет меньше, чем затраты на ремонт и предотвращение аварии. Может оказаться, что стоимость СТД существенно перекроет затраты на ремонтные и восстановительные работы. Тогда экономически выгодней выполнить простую систему контроля, нацеленную исключительно на контроль данного дефекта, т.е. систему защиты.

Основной способ выбора объектов диагностирования состоит в классификации всего оборудования по функциям и назначениям его для обеспечения надежной, безопасной и экономичной работы всего оборудования в целом. При выборе объектов диагностирования следует учитывать также контролеспособность оборудования или дефекта, которые мы хотим диагностировать. Во многих случаях проектировщики не рассматривают вопросы получения с объекта достаточной диагностической информации, а рассматривают только вопросы достаточности информации для контроля протекания процессов и защиты установки в аварийных ситуациях. В этих случаях необходимо рассмотреть вопрос о возможности улучшения контролеспособности объекта для целей технической диагностики или возможности проведения диагностирования с существующей контролеспособностью и поиском альтернативных методик и средств, которые позволили бы это осуществить.

Выбор объектов и объемов диагностирования должен включать анализ технологических и вызываемых ими физических процессов, происходящих при появлении и развитии дефектов оборудования. Такой анализ дает основания для выбора определяющих параметров, необходимых для диагностирования, выбора признаков и критериев диагностирования, а также для предварительного выбора средств и методик диагностирования. При этом решаются вопросы о возможности создания системы диагностики для данного дефекта, наличии методики и критериев диагностирования, стоимости создаваемой системы, наличии необходимых технических средств, необходимости внесения изменений в конструкцию объекта, что может привести к снижению его надежности.

Анализ процессов должен включать предварительный анализ времени развития предполагаемого дефекта в диагностируемом объекте. При этом возможны два варианта результатов анализа:

- вплоть до момента выработки ресурса дефект не может привести к неисправности и нарушению работоспособности объекта, вследствие чего объем и глубину диагностирования можно сократить до минимума;

– время развития дефекта до состояний неисправности и нарушения работоспособности значительно меньше установленного ресурса объекта. В этом случае объем и глубина диагностирования должны быть увеличены, чтобы не пропустить момент начала влияния дефекта на работоспособность объекта диагностирования.

Очень важным является вопрос наличия натурной экспериментальной информации по поведению объектов в ситуациях, соответствующих технологическим нарушениям эксплуатации. Может оказаться, что по причине отсутствия такой информации какую-либо неисправность диагностировать будет невозможно, а для моделирования дефекта на объекте будет необходима серия экспериментов, которые могут привести к нарушению надежности и безопасности установки. Тогда для отыскания критериев для диагностирования этого вида дефекта придется использовать только теоретические разработки и математические модели, не подтвержденные экспериментально, следовательно, и достоверность результата такого диагноза будет меньшей.

Структура системы технической диагностики

Система технической диагностики должна в полной мере решать все задачи и цели поставленные перед ней и организовывать весь процесс диагностирования начиная от сбора информации и заканчивая получением правильного результата диагноза. Структура системы технической диагностики объекта в общем случае должна включать как технические, так и организационные элементы (рисунок 15.2).

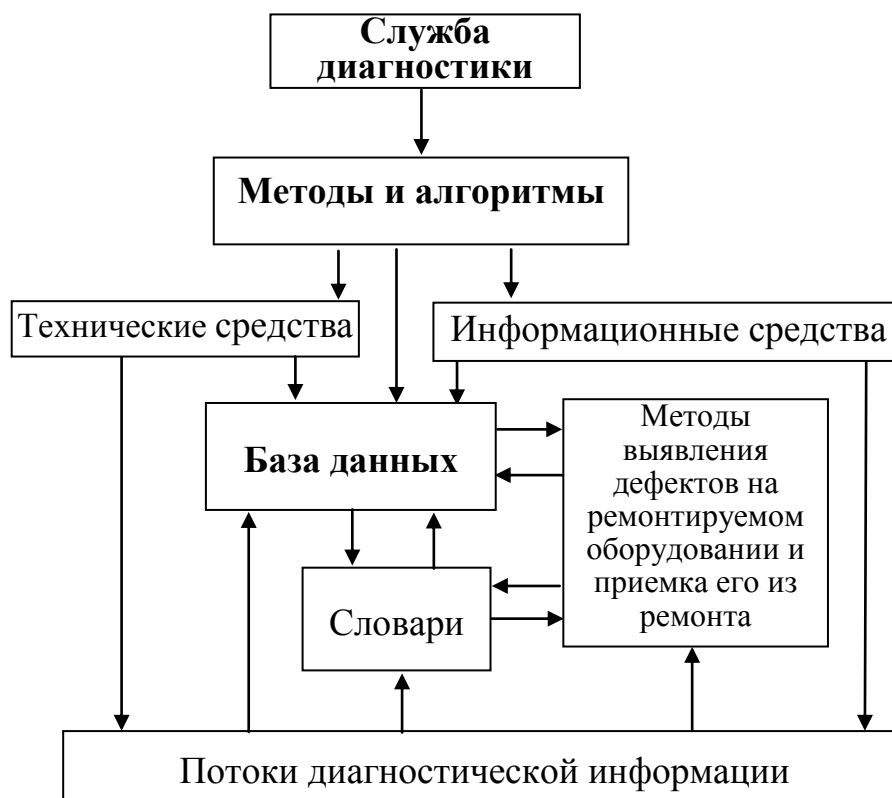


Рис.15.2. Структура системы технической диагностики

Методики и алгоритмы диагностирования являются основным элементом структуры. При решении задач по оборудованию АЭС в методики и алгоритмы диагностирования целесообразно включать и методики измерений технологических параметров, так как это расширяет область диагностирования, улучшает качество получаемой диагностической информации и повышает точность получаемых результатов диагноза.

В состав технических средств диагностики могут входить первичные датчики, линии связи, устройства сбора и преобразования информации, измерительные приборы и т.д.

Информационные средства технической диагностики могут включать устройства накопления, обработки диагностической информации, сети ПЭВМ и т.д.

Информационное и техническое обеспечение системы технической диагностики необходимо рассматривать в неразрывной связи с методиками диагностирования, потому что сама возможность создания методик диагностирования определяется возможностью их обеспечения необходимыми техническими и информационными средствами.

При оснащении системы диагностики техническими средствами необходимо полнее использовать технические средства штатных систем контроля технологических процессов, что позволит существенным образом снизить затраты на создание систем диагностики.

Это же относится и к выбору информационных средств диагностирования. Следует подчеркнуть, что для характерных для АЭС сложных объектов, которые оснащены информационно-вычислительной системой, для целей диагностирования необходимо как можно полней использовать ее возможности. При этом снижаются затраты на создание информационных средств диагностики и повышается надежность диагностического информационного обеспечения, так как вопросы надежности информационно-вычислительной системы АЭС решаются еще на стадии проектирования.

База данных (БД) системы технической диагностики должна позволять в полной мере проводить диагностирование оборудования АЭС. На рисунке 15.3 представлена структура базы данных СТД.

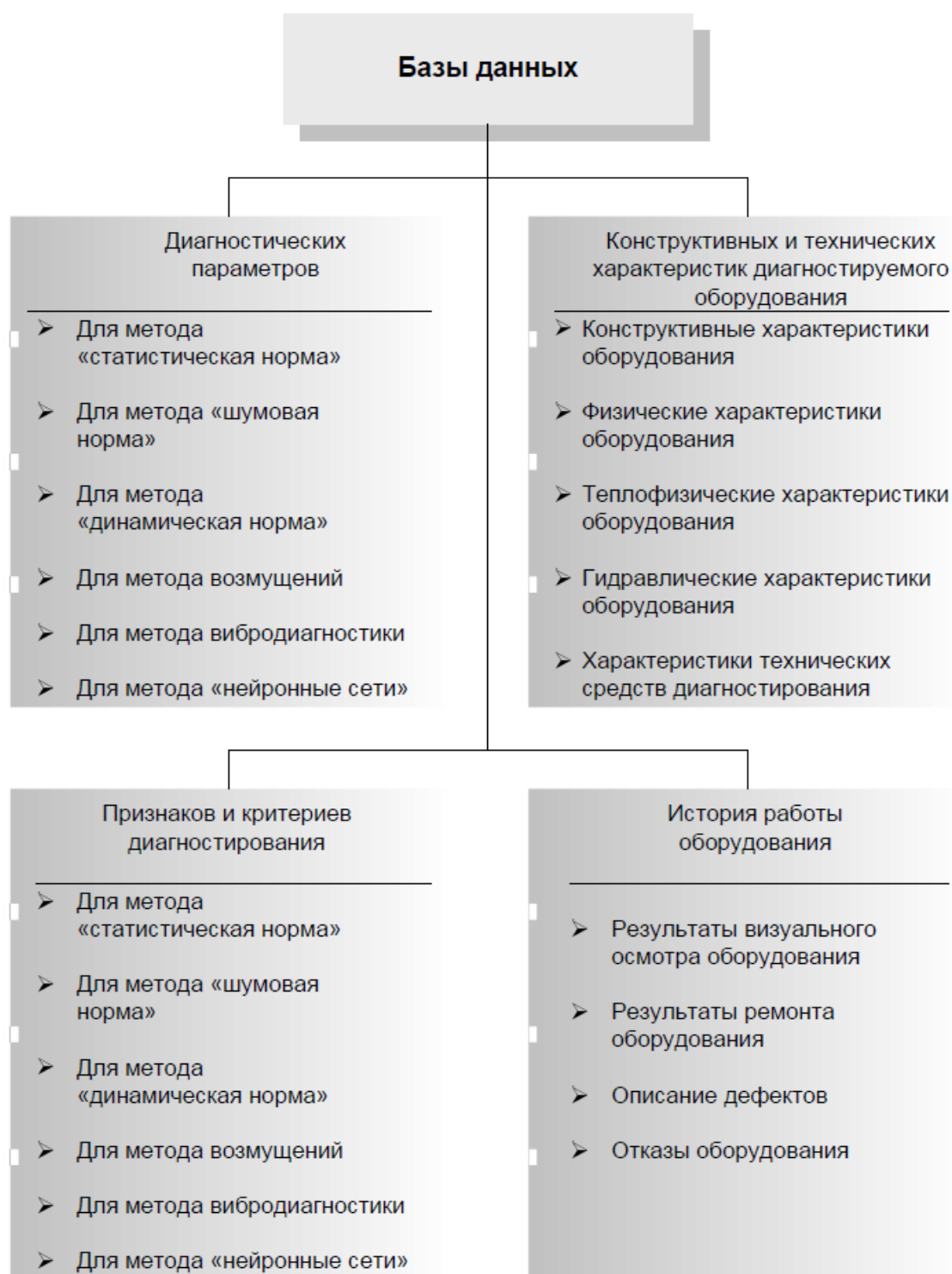


Рис. 15.3. Структура базы данных системы технической диагностики

База данных СТД включает в себя:

- БД диагностических параметров, описывающих работу диагностируемого оборудования. Эта БД создается для каждого метода диагностирования и должно позволять отслеживать как текущее состояние, так и ретроспективное. Эти базы данных необходимо создавать с начала работы всей установки в целом. Периодичность сбора

исходной информации определяется временем развития дефекта, это позволит уменьшить избыточность информации;

- БД конструктивных и технических характеристик диагностирования. Эта БД позволяет знать характеристики диагностируемого оборудования и является основополагающей БД, она должна иметь более подробное описание оборудования. Так, например, на вращающихся механизмах применяется до 2000 типов подшипников качения, для диагностирования которых необходимо знать количество тел качения, диаметр внутренней и внешней обоймы, угол установки тел качения и т.д. А для диагностики реактора необходимо знать его нейтронно-физические, теплофизические и гидравлические характеристики;

- БД признаков и критериев диагностирования. Эта БД создается на основе экспериментальных и теоретических исследований поведения оборудования при появлении дефектов в нем и должна заполняться для каждого метода диагностирования в отдельности. Кроме того, в процессе эксплуатации СТД эта БД должна пополняться новыми признаками и критериями, полученными для дефектов, выявленных СТД, а также должна проходить их корректировка по результатам диагностирования;

- БД - история работы системы диагностирования. Она создается по результатам эксплуатации диагностирования оборудования, в нее необходимо вносить такие основные данные, как результаты ремонта, визуального осмотра; отказы оборудования, подробное описание дефектов. Эта БД заполняется по мере появления в процессе эксплуатации упомянутой выше информации. Для сбора данных этой БД необходимо рассматривать вопросы периодичности измерений диагностических параметров. Предварительно до создания СТД (для конкретного оборудования) необходимо провести анализ скорости развития диагностируемого дефекта и на основе этого выбрать периодичность измерений, это существенно позволяет снизить объем получаемой информации без потери ее информативности.

Для методов диагностирования, которые требуют проведения специальных экспериментальных исследований, периодичность сбора диагностических параметров необходимо оговорить в программе эксперимента, при этом объем получаемой информации должен быть достаточным для проведения диагноза.

Помимо облегчения анализа результатов диагностирования, базы данных позволяют провести правильную организацию работ при проведении измерений на объекте. Например, при вибродиагностике вращающихся механизмов переносным комплектом аппаратуры диагност считывает из базы данных маршрут обхода оборудования и места установки акселерометров и по этим данным производит съем информации с диагностируемых объектов.

Важным подразделом являются словари аномалий (критериев диагностирования) на каждый известный дефект объекта. Эти словари должны описывать любое известное

состояние, определенное в результате разборки оборудования, а также и теоретические образы дефектов, еще не подтвержденные практикой.

Методы выявления дефектов на ремонтируемом оборудовании определяют уровень достоверности классификации дефекта оборудования при его разборке и определении величины и значимости дефекта, а также возможность получения максимума информации об этом дефекте с последующим внесением этой информации в базу данных. Эти методы должны включать методы неразрушающего контроля и методы измерения величины повреждений. Методики приема оборудования из ремонта должны обеспечивать контроль и исключение возможного появления дополнительных дефектов, подтвердить, что оборудование исправное, создать его новый образ, а затем внести его в базу данных.

Циркуляция потоков диагностической информации связывает структуру системы технической диагностики в общий алгоритм диагностирования оборудования АЭС, изображенный на рисунке 15.4.

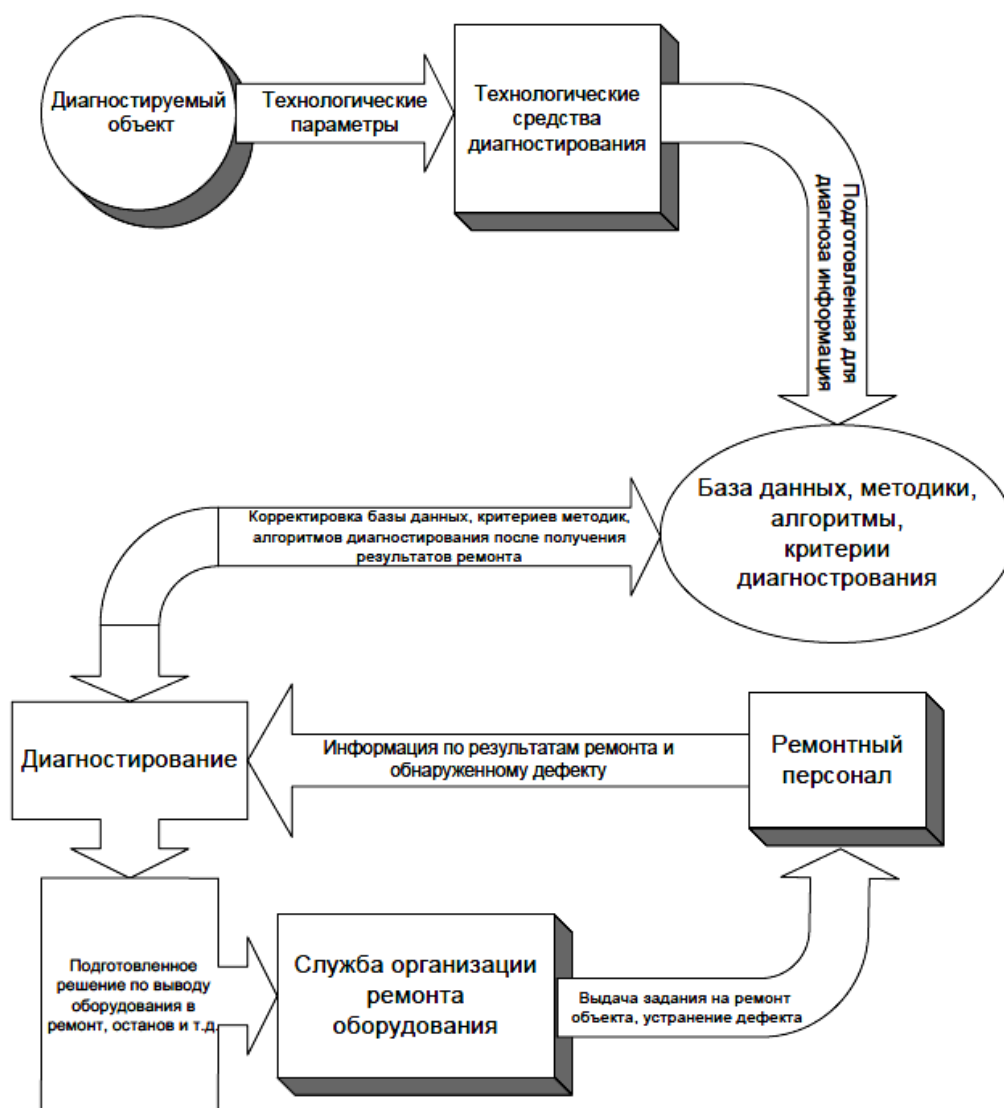


Рис 15.4. Общий алгоритм диагностирования оборудования АЭС

По этому алгоритму технологические параметры от объекта диагностирования, поступившие на технические средства диагностирования, в виде подготовленной для диагноза информации передаются в устройство для преобразования диагностической информации, в котором по определенным методикам и алгоритмам с использованием базы данных и критериев диагностирования производится диагноз, включающий вид дефекта (в случае его наличия) и прогноз о наличии времени выхода объекта в неработоспособное состояние. По результатам диагностирования в службу организации ремонтов передается подготовленное решение о сроках вывода оборудования в ремонт и объемах этого ремонта.

Служба организации ремонтов выдает задание на ремонт для устранения дефекта, а после проведения ремонта информация по результатам ремонта и обнаруженному дефекту должна вернуться к диагносту для приемки объекта после ремонта, создания нового образа отремонтированного оборудования и обнаруженного дефекта и возможной корректировки базы данных, критериев, методик, алгоритмов по результатам ремонта. Такая обратная связь особенно важна для атомной энергетики, где оборудование в значительной части уникально, а статистика по поведению диагностируемого объекта при развитии дефекта может быть незначительной или полностью отсутствовать.

Отдельного рассмотрения заслуживает необходимость наличия в структуре системы технической диагностики службы диагностики, т.к. в ряде источников системы технической диагностики рассматриваются без этой службы.

Ввиду сложности и разнообразия объектов диагностирования на АЭС во многих случаях установленные на объекты системы диагностирования выполняют свои функции не в полном объеме из-за отсутствия на АЭС специалистов соответствующего профиля и соответствующей высокой квалификации. Из-за отсутствия квалифицированных служб диагностики при наличии автоматизированных систем диагностики функции диагностов зачастую стараются возложить на персонал по управлению и эксплуатации диагностируемого объекта, без учета того, что при появлении в процессе эксплуатации объекта дефектов или неисправностей, не предусмотренных проектом системы, оператор управления будет не в состоянии выполнить необходимую работу по модернизации или корректировке методик и алгоритмов, так как это не входит в его функцию и он не является специалистом в этой области знаний. Таким образом, из процесса диагностирования исключаются работы по совершенствованию и модернизации системы.

Служба диагностики может входить в штат атомной станции или представлять подрядную организацию, но она должна обеспечивать квалифицированное выполнение следующих функций:

- разработку новых методов, критериев, признаков и алгоритмов диагностирования, отработку и внедрение их на объекте, а также модернизацию и корректировку методик, алгоритмов, критериев и баз данных в работающих системах диагностирования;
- обслуживание диагностической аппаратуры, наладку, техническое обслуживание аппаратуры, разработку методов измерения и совершенствование схем измерений, обслуживание технических и информационных средств диагностирования;
- диагностирование текущего состояния объекта;
- ведение баз данных и технической документации по специальным методикам, сбор всей конструктивной и технологической информации по диагностируемым объектам.

Диагностические признаки

В имеющейся литературе отсутствует единый подход к формированию диагностических признаков. Однако при всех подходах формирование диагностических признаков основывается на сравнении текущего образа состояния оборудования с эталонным, при этом за эталонный принимается образ исправного оборудования.

Применительно к АЭС можно сделать допущение, что сданное впервые и прошедшее пусконаладочные работы оборудование АЭС считается исправным и работоспособным так же, как и оборудование, пришедшее на замену неисправного. Тогда признаком неисправного оборудования будет считаться отклонение от нормы, которую необходимо задавать для каждого метода диагностирования.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что АЭС является сложной установкой со своим уникальным оборудованием для, которого еще недостаточно накоплен банк данных, при этом каждая установка, хоть она и серийного исполнения, имеет свои отличительные особенности. Поэтому признаки отклонения текущего состояния оборудования относительно нормального (признаки образов неисправностей) накапливаются в процессе эксплуатации системы диагностирования, когда ею выявлен дефект, сделано его описание и этому образу присвоен свой конкретный признак. На первый план в этом процессе становится метод диагностирования, который и определяет формирование диагностических признаков.

Единичные параметры (характеристики) процессов не следует рассматривать в качестве ДП контролируемого объекта, особенно в качестве прямых ДП, поскольку они не отражают реальное техническое состояние объекта и, таким образом, не дают информацию о его работоспособности и тем более о запасе работоспособности объекта, который определяется текущими значениями прямых ДП. Иногда параметры (характеристики) процесса могут выступать в роли косвенных ДП при определенных условиях, заключающихся в том, что одновременно с рассматриваемым параметром процесса контролируется и другой (другие) параметр данного процесса и есть подтверждение о номинальном значении этого другого параметра.

В роли таких косвенных ДП могут выступать штатные измерительные каналы (ИК). Для случая диагностики с применением штатных измерительных каналов (ИК) для измерений параметров, отнесенных к разряду диагностических признаков, причины проявления диагностических признаков можно разделить на три класса:

1. Отказ ИК, приведший к неверному измерению текущего значения параметра;
2. Штатное изменение режима работы оборудования (и измеряемых значений параметров), проведенное персоналом и/или АСУ ТП;
3. Изменение состояния (отказ или предотказное состояние) оборудования, контролируемого ИК, приведшее к заметным изменениям значений признаков по сравнению с предыдущими.

Причины первого класса (отказ ИК) должны быть диагностированы в первую очередь, так как о дальнейшем диагностировании не имеет смысла говорить, если оно может быть проведено по неверным результатам измерения параметров. Следует дифференцировать реальное отклонение измеряемого параметра от отказа ИК. Поскольку определение и регистрация отказов ИК во многих случаях предусмотрена построением самой измерительной системы, наибольший интерес представляет определение скрытых и ложных отказов, которые не могут быть определены самой измерительной системой.

Причины второго класса должны быть диагностированы вслед за причинами первого класса (отказами ИК). Диагностирование причин второго класса необходимо, в основном, для уменьшения вероятности ошибки первого рода при диагностировании отказов оборудования, т.к. уменьшает число "ложных тревог".

Только после этого можно приступить к диагностированию причин третьего класса (отказов или предотказных состояний оборудования), являющихся основным предметом настоящего исследования.

Выбор методов диагностирования

Под методом диагностирования понимается совокупность приемов и способов, позволяющих дать объективное заключение о техническом состоянии объекта диагностирования. Строго говоря, такое определение ограничено только задачей контроля технического состояния и не включает задачи поиска дефекта (вызвавшего резкую потерю запаса работоспособности контролируемого объекта) и прогнозирования остаточного ресурса в случае работоспособного состояния объекта.

Метод решения последней задачи должен быть направлен на создание эффективного алгоритма аппроксимации диагностических признаков объекта, который позволил бы путем экстраполяции соответствующих величин оценить с минимальной погрешностью время выхода объекта на предельное состояние по самой малонадежной структурной единице.

Необходимую измерительную информацию можно получить в двух режимах функционирования объекта: рабочем или специальном тестовом. В зависимости от этого определяется состав измеряемых величин, точность и объем измерений. Далее нужно установить наличие имеющихся средств измерений (технических средств диагностирования).

В методах рабочего диагностирования на вход объекта должны поступать (и контролироваться) нормальные рабочие воздействия и он должен функционировать в нормальных условиях, определенных техдокументацией на объект. Под нормальными условиями следует понимать такое воздействие внешних факторов (температура, давление, вибрации, влажность, радиация и т.д.), которое не приведет к существенным изменениям в структурных параметрах объекта.

В методах тестового диагностирования на вход объекта должны подаваться специальные воздействия (тестовые сигналы). При этом рабочие функции должны заменить величины, которые можно назвать функциями контроля. В технической диагностике при рассмотрении тестового диагностирования некоторые функции контроля называют реакцией объекта на входное воздействие. В простейшем варианте они представляют параметры рабочего или тестового процесса.

Естественное стремление получить непосредственно измеренные значения всех определенных диагностических признаков, после чего можно было бы сразу поставить диагноз о техническом состоянии объекта, ограничивается следующими причинами:

1. Как правило, изначальным проектом не предусматривается необходимое количество входов для подключения измерительной аппаратуры, более того оснащение объекта средствами непосредственного измерения всех диагностических признаков может значительно усложнить основной объект и тем самым понизить его надежность;
2. Отсутствует возможность диагностировать объект в тестовом режиме, в котором можно получать большее число диагностических признаков.

В таких условиях более рациональным может стать путь косвенного измерения (определения) диагностических признаков контролируемого объекта по специально разрабатываемым методикам идентификации косвенно определяемых ДП объекта. При этом может быть полезным использование диагностической модели объекта.

Использование косвенных (внешних) признаков, характеризующих в какой-то степени процесс функционирования контролируемого объекта и являющихся производными от параметров этого процесса, может быть целесообразным, если в этом случае диагностирование будет выполняться в урезанном объеме.

Примерами могут служить обнаруживаемые при рабочем режиме функционирования объекта косвенные признаки: степень нагрева отдельных частей контролируемого оборудования; степень износа трущихся частей; измеряемые с помощью вибродатчиков виброакустические параметры и т.д.

Очевидно, что следует измерять или косвенно определять минимальное количество тех параметров процесса, которое позволяет идентифицировать полный набор введенных в модель диагностических признаков объекта. В случае, если объем измерительной информации недостаточен для идентификации всех ДП объекта, можно при диагностировании идти двумя путями:

1. Идентифицировать часть ДП и контролировать только часть рабочих функций объекта, непосредственно связанных с этими ДП.

2. Ввести обобщенный ДП, представляющий некоторую комбинацию первоначально рассмотренных диагностических признаков объекта, и в дальнейшем контролировать именно этот ДП. Платой за отсутствие необходимой измерительной информации в этом случае может быть сложность в установлении для нового ДП диапазона допустимых значений, при попадании в который этого признака объект сохраняет работоспособность по всем связанным с обобщенным ДП рабочим функциям.

Как показывает отечественный и зарубежный опыт, параметрический метод диагностики может отвечать только на узкие вопросы и во всей иерархии диагностики должен находиться на нижнем уровне. Вершиной же создания системы технической диагностики является диагностика с использованием посредством диагностической модели функционально-структурных и причинно-следственных связей в диагностируемом объекте, методов логической диагностики, привлекая для их связи описание физических явлений и динамических характеристик. Данные методики включают в себя построение деревьев и ветвей отказов оборудования в составе АЭС, выделение параметров, значимо чувствительных к изменению технического состояния оборудования, и формирование обобщенного показателя путем проектирования информации на главном направлении. При этом идентификация нормальных и аномальных подмножеств технических состояний оборудования производится по величине и знаку обобщенного показателя.

Методы диагностирования

Из известных методов диагностирования можно выделить следующие:

- Метод норм, в т.ч.:
 - статистическая норма;
 - динамическая норма;
 - шумовая норма;
- Метод возмущений;
- Методы вибродиагностики;
- Нейронные сети;
- Методы экспериментальных проверок состояния объектов;
- Методы измерения технологических параметров.

Метод норм основан на распознавании образов состояний диагностируемых объектов с использованием причинно-следственных моделей, подразумевающих создание образов как нормального (эталонного), так и аномального состояний. Образ аномального состояния может быть составлен после того, как определен вид дефекта и причины его возникновения.

Метод "статистическая норма" основан на сравнении эталонных характеристик, описывающих различные состояния объекта в стационарных режимах с текущим состоянием.

Метод "шумовая норма" основан на сравнении эталонных шумов технологических параметров, характеризующих работу диагностируемого объекта в стационарных режимах, с текущими шумами. Под шумами понимаются как шумы технологических параметров (давление, температура, расход, нейтронная мощность и т.д.), так и акустические шумы и вибрация.

Метод "динамическая норма" основан на сравнении эталонных динамических характеристик, описывающих различные состояния объекта в переходных и аварийных режимах, с наблюдаемыми.

Метод возмущений, ранее названный методом тестового диагностирования, основан на сравнении эталонных изменений характеристик оборудования (откликов объекта), которые должны возникать при подаче на диагностируемый объект тестового возмущения, с наблюдаемыми. В электронике и в вычислительной технике для тестовой диагностики используется схема, где система технической диагностики сама подает на диагностируемый объект тестовый сигнал. В атомной энергетике такую схему реализовать невозможно в связи со спецификой этой отрасли. Поэтому тестовые возмущения подаются на диагностируемый объект операторами.

Методы вибродиагностики в настоящее время являются одним из самых отработанных и популярных видов диагностирования, так как практически любое производство имеет в составе оборудования 50% механизмов вращения. По критериям вибродиагностики накоплен самый большой опыт и набрана статистика, а также имеются нормативные документы (ГОСТы), ограничивающие предельные уровни вибрации, за исключением критериев вибрации для трубопроводов, которые в нормах отсутствуют.

В таблице 15.1 приведены основные признаки и критерии диагностирования для вышеприведенных методов.

Таблица 15.1. Основные признаки и критерии диагностирования для различных методов

Метод	Вычисляемые величины	Признаки и критерии диагностирования
“Статистическая норма”	<p>1. Простые статистики</p> <p>1.1. Среднее значение параметра</p> <p>1.2. Дисперсия</p> <p>1.3. Медиана</p> <p>1.4. Коэффициенты корреляции, ковариаций, множественной корреляции</p> <p>1.5. Статистические распределения плотности вероятности диагностических параметров</p> <p>2. Многомерная статистика, анализ с использованием D^2 Махаланобиса</p> <p>2.1. Сравнение текущего вектора состояний с эталонным</p> $D^2 = (\bar{X}_T - \bar{X}_Э)^T S_Э^{-1} (\bar{X}_T - \bar{X}_Э)$ <p>2.2. Сравнение двух классов состояний</p> $D^2 = (\bar{X}_1 - \bar{X}_2)^T S^{-1} (\bar{X}_1 - \bar{X}_2)$ <p>дискриминантные признаки 1-го и 2-го классов</p> $V_1 = (\bar{X}_1 - \bar{X}_2)^T S^{-1} \bar{X}_1$ $V_2 = (\bar{X}_1 - \bar{X}_2)^T S^{-1} \bar{X}_2$ $V = (\bar{X}_1 - \bar{X}_2)^T S^{-1} \bar{X}_T$ <p>статистики</p> $K_1 = \frac{n_1}{n_1 + 1} (V - V_1) \frac{1}{D^2}$ $K_2 = \frac{n_2}{n_2 + 1} (V - V_2) \frac{1}{D^2}$	<p>1. Сравнение средних текущей и предыдущей выборок ($\alpha_{зад}$)</p> <ul style="list-style-type: none"> - по двухвыборочному t-критерию; - t-критерию Уэлча; - парному t-критерию. <p>2. Проверка стационарности ($\alpha_{зад}$)</p> <ul style="list-style-type: none"> - по критерию значимости; - критерию “восходящих” и “нисходящих” серий; - критерию квадратов последовательных отношений. <p>3. Изменение во времени, уставка</p> <p>1. Сравнение дисперсий текущей и предыдущей выборок ($\alpha_{зад}$) по критерию Фишера</p> <p>2. Проверка стационарности ($\alpha_{зад}$)</p> <ul style="list-style-type: none"> - по F-критерию Фишера-Снедекора; - G-критерию Кокрена; - критерию рассеяния. <p>3. Изменение во времени, уставка</p> <p>Изменение во времени, уставка</p> <p>Изменение во времени, уставка</p> <p>1. Проверка на нормальность, определение законов распределения;</p> <p>2. Выявление “горбов” на гистограмме</p> <p>1. Изменение во времени</p> <p>$D < D_{кр} (F_{\alpha}=0.025)$ - норма</p> <p>$D < D_{кр} (F_{\alpha}=0.005)$ - допустимо</p> <p>$D > D_{кр} (F_{\alpha}=0.005)$ - тревога</p> <p>Сравнение с нормальными и аномальными эталонами</p> <p>3. Выявление аномальной группы параметров</p> <p>4. Выявление причин появления аномалий</p> <p>Проверка совпадения классов</p> <p>$K_{1(2)} < F_p; n_1 + n_2; \alpha$ - текущее состояние соответствует одному из классов с вероятностью $(1-\alpha)$;</p> <p>$K_{1(2)} > F_p; n_1 + n_2; \alpha$ - текущее состояние не соответствует ни одному из классов</p>
“Динамическая норма”	<p>1. Определение зависимости изменения параметра на исследуемом элементе во времени</p> $X_{тек}(t) = f(t) = \sum_{i=0}^n a_i t^i$ <p>2. Определение зависимостей изменения параметров на выходе из исследуемого элемента от изменения на входе во всем диапазоне входного</p>	<p>1. Сравнение изменения эталонной зависимости с текущей</p> $\Delta X = X_{тек}(t) - X_0(t)$ <p>или</p> $\Delta X = f_{тек}(t) - X_0(t)$ <p>полученные остатки обрабатываются методами “статистическая норма”</p> <p>2. Сравнение коэффициентов регрессии</p> <p>1. Сравнение изменения эталонной зависимости с текущей</p> $\Delta Y_i = Y_{тек}(X_{тек}) - Y_0(X_{iтек})$

Метод	Вычисляемые величины	Признаки и критерии диагностирования
	<p>параметра</p> $Y_{тек}(x_{тек}) = f_{тек}(x_{тек}) = \sum_{j=0}^n a_j x_1^j$ <p>3. Определение зависимостей изменения параметров на выходе из исследуемого элемента от изменения нескольких параметров на входе во всем диапазоне их изменения</p> $P_{вых\text{тек}} = f(P_{вх1}, P_{вх2}, P_{вхN})$	<p>или</p> $\Delta Y_i = f_{тек}(x_{тек}) - f_0(x_{0i})$ <p>полученные остатки обрабатываются методами "статистическая норма"</p> <p>2. Сравнение коэффициентов регрессии</p> <p>1. Сравнение изменения эталонной зависимости с текущей</p> $\Delta P_{вых} = P_{вых\text{тек}} - P_0_{вых}$ <p>полученные остатки обрабатываются методами "статистическая норма"</p> <p>2. Сравнение коэффициентов регрессии</p>
"Шумовая норма"	<p>1. Автокорреляционная функция (АКФ)</p> <p>2. Взаимокорреляционная функция (ВКФ) сигнала на выходе от сигнала на входе в диагностируемый элемент</p> <p>3. Спектральная плотность мощности сигнала (СПМ)</p> <p>4. Взаимная спектральная мощность (ВСПМ)</p> <p>5. Фазовая характеристика (ФХ) ВСПМ, время задержки сигнала на частоте f_i</p> <p>6. Функция когерентности (ФК)</p> <p>7. Передаточная функция (ПФ)</p> <p>8. Кепстр</p>	<p>1. Постоянная времени процесса τ</p> $R_{xx} = \exp(-\lambda \tau);$ <p>2. Площадь под кривой АКФ - $S_{АКФ}$</p> <p>3. Сравнение τ, λ, $S_{АКФ}$ с эталонными в различные моменты времени</p> <p>1. Время задержки сигнала на выходе системы относительно входа ($\tau_{зад}$)</p> <p>2. Сравнение коэффициента корреляции с эталоном ($R_{YX}(\tau_{зад})$)</p> <p>3. Изменение $\tau_{зад}$, $R_{YX}(\tau_{зад})$ во времени</p> <p>1. Сравнение СПМ с эталонным и между собой в различные моменты времени</p> <p>2. Сравнение амплитуд СПМ в случае гармонического центрированного сигнала в полосе частот $f_0, f_1, f_2, \dots, f_n$</p> $A_i/A_{i0} < 8 \text{ дБ} - \text{норма};$ $A_i/A_{i0} < 12 \text{ дБ} - \text{тревога};$ $A_i/A_{i0} > 20 \text{ дБ} - \text{аномалия}$ <p>3. Определение сдвига амплитуд характерных частот по сравнению с эталонными $\Delta f = f_i - f_j$</p> <p>4. Уширение спектральной линии</p> <p>1. Сравнение ВСПМ с эталонным и между собой в различные моменты времени</p> <p>2. Сравнение амплитуд ВСПМ в случае гармонического отцентрированного сигнала в полосе частот $f_0, f_1, f_2, \dots, f_n$</p> $A_i/A_{i0} < 8 \text{ дБ} - \text{норма}$ $A_i/A_{i0} > 20 \text{ дБ} - \text{аномалия}$ <p>3. Определение сдвига амплитуд характерных частот по сравнению с эталонными $\Delta f = f_i - f_j$</p> <p>4. Уширение спектральной линии</p> <p>1. Сравнение ФХ с эталонным и между собой в различные моменты времени</p> <p>2. Сравнение времен задержки ($\tau_{зад}$) с эталонным в различные моменты времени</p> <p>1. Сравнение ФК эталонной и в текущий момент времени</p> <p>2. Определение сдвига ФК на характерных частотах по сравнению с эталонными</p> <p>1. Сравнение ПФ с эталонной в различные моменты времени</p> <p>2. Определение сдвига ПФ в различные моменты времени относительно эталонной</p> <p>3. Определение гармонических составляющих, сравнение их с эталонными в различные моменты времени</p> <p>Определение гармонических составляющих, сравнение их с эталонными в различные моменты времени</p>
"Метод возмущений"	<p>Коэффициенты усиления при создании малых возмущений на входе диагностируемого элемента</p> $K = \Delta P_{вых} / \Delta P_{вх} = \text{const}$	<p>1. Сравнение коэффициентов усиления с эталонными (расчетными или экспериментальными)</p> <p>2. Изменение коэффициентов усиления во времени</p>

Метод	Вычисляемые величины	Признаки и критерии диагностирования
Методы вибродиагностики	<p>1. Среднеквадратичное значение (СКЗ) виброскорости в заданной полосе частот</p> <p>2. Амплитуда виброскорости на частоте вращения агрегата</p> <p>3. СКЗ на частотах $f_0, f_1, f_2, \dots, f_n$, дБ</p> $P_i = 20 \lg \frac{V_i}{V_{0i}}$ <p>V_i - текущее СКЗ гармоники спектра V_{0i} - СКЗ i-й гармоники эталонного спектра исправного агрегата (элемента)</p> <p>4. Спектр в заданной полосе частот</p>	<p>1. Сравнение СКЗ с эталонными значениями для диагностируемого оборудования согласно международных стандартов ISO2372, VDI-2056 и ГОСТов</p> <p>2. Определение динамики изменения состояния диагностируемого оборудования $dСКЗ/d\tau = 0$ - стабильное состояние; $dСКЗ/d\tau > 0$ - ухудшение состояния (относительно предыдущего); $dСКЗ/d\tau < 0$ - улучшение состояния (относительно предыдущего)</p> <p>1. Сравнение амплитуды с допустимыми значениями согласно международных стандартов ISO2372, VDI-2056 и ГОСТов $A(F_0) < A_{доп}$ - состояние допустимое $A(F_0) > A_{доп}$ - состояние недопустимое</p> <p>Сравнение СКЗ на частотах $f_0, f_1, f_2, \dots, f_n$ $P_i < 4$ дБ - нормальное состояние $P_i > 4$ дБ - ухудшение состояния $P_i > 20$ дБ - недопустимое состояние</p> <p>1. Сравнение текущего спектра с эталонным на предмет выявления дополнительных пиков. При появлении дополнительных пиков определяется, изменилось ли состояние агрегата 2. Сравниваются с эталонными случайные составляющие спектров для выявления изменения их в определенных полосах частот. Для этого частотная область разбивается на N равных полос. В каждой области частот определяется изменение шумовой составляющей. Если это изменение превышает 4дБ, то состояние считается ухудшившимся 3. Выявление причин изменения состояния производится на основании подобранных и экспериментально определенных диагностических признаков дефектов соответствующих определенным пикам на спектре</p>

Вибрационная диагностика

Вибрационная диагностика – метод диагностирования технических систем и оборудования, основанный на анализе параметров вибрации, либо создаваемой работающим оборудованием, либо являющейся вторичной вибрацией, обусловленной структурой исследуемого объекта.

Вибрационная диагностика, как и другие методы технической диагностики, решает задачи поиска неисправностей и оценки технического состояния исследуемого объекта. В настоящий момент вибрационная диагностика является одним из основных методов неразрушающего контроля и технической диагностики.

Сущность вибродиагностики заключается в следующем: во время работы агрегата движение деталей сопровождается соударением, в результате которого по механизмам распространяются колебания. При износе или возникновении дефектов в механизме нарушаются кинематические связи между деталями, вследствие чего меняется характер вибрации. Это свойство используется для оценки технического состояния агрегатов по параметрам вибрации. Сложный многокомпонентный колебательный процесс роторного агрегата описывается выражением:

$$x_k(t) = \sum_{k=\frac{1}{p}}^q A_k \cdot \cos(k\omega t - \varphi_k), \quad (15.1)$$

где A_k, φ_k – амплитуда и фазовый угол k -й гармоники; k – порядок гармоники; p, q – целые положительные числа; ω – угловая частота вращения ротора.

При вибрационной диагностике как правило исследуются временной сигнал или спектр вибрации того или иного оборудования. При вибрационной диагностике анализируются следующие параметры:

- виброскорость – скорость движения точки или системы под действием вибрации;
- виброперемещение – смещение точки или системы под действием вибрации;
- виброускорение – ускорение движения точки или системы под действием вибрации.

Основными преимуществами вибродиагностики являются:

- Возможность обнаруживать скрытые дефекты;
- Получение информации о состоянии оборудования, находящегося в труднодоступных местах;
- Проведение мониторинга и получение информации о дефекте еще на стадии его появления;
- Малое время диагностирования.

Диагностирование состояния машин и оценка степени опасности повреждения на основе данных контроля вибрации — один из наиболее эффективных методов повышения надежности оборудования.

Вибрационное диагностирование объектов проводится в три этапа: первичное описание вибрационного состояния объекта, выделение признаков и принятие решения.

На этапе поиска информативных признаков ограничивают число измеряемых параметров вибрации, шума и ударов. При этом из множества параметров, характеризующих вибрационный процесс, выделяют только те, которые прямо или косвенно характеризуют состояние объекта. По этим параметрам формулируют информативную систему признаков, используемых при диагностировании.

Выбор диагностических параметров вибрации зависит от типов исследуемых механизмов, амплитудного и частотного диапазона измеряемых колебаний.

В низкочастотном диапазоне чаще измеряют параметры виброперемещения, в среднечастотном – виброскорости, а в высокочастотном – виброускорения.

Виброперемещение представляет интерес в тех случаях, когда необходимо знать относительное смещение объекта или деформацию. Если исследуют эффективность вибрационных машин, а также воздействие вибраций на организм человека, то изучают

скорость вибрации, поскольку именно она определяет импульс силы и кинетическую энергию. При оценке надежности объектов основным измеряемым параметром является виброускорение.

Метод вибрационной диагностики основан на получении данных о вибрации. Любая вибрация содержит в себе гармоники различной частоты. Анализируя амплитуду этих гармоник, можно получить информацию о состоянии оборудования. Данные о вибрации собираются с помощью специального щупа, с помощью датчиков, закрепленных на оборудовании и т. д. (разные приборы используют разные методы получения данных).

Современные приборы для проведения вибродиагностики используют цифровой метод обработки информации, что дает возможность очень быстро получать результат измерений. Во многих случаях оперативность получения информации является важным условием для своевременного предупреждения ситуаций, которые могут создать угрозу жизни и здоровью человека или материальному имуществу. Использование современных технологий связи дает возможность создавать системы, позволяющие получать информацию одновременно со значительного количества датчиков, оперативно обрабатывать ее и предоставлять оператору.

В бесконтактных измерителях реализуют кинематический метод измерения параметров относительной вибрации на основе использования оптических радиоволновых и др. электромагнитных полей. Наибольшее применение в бесконтактной вибродиагностике нашли оптические методы и средства измерения параметров вибрации, которые по способу выделения информации об измеряемом параметре делят на амплитудные и частотные. К амплитудным методам измерений относят фотоэлектронные, дифракционные и интерференционные методы измерения, а также методы с использованием пространственной модуляции светового потока.

Измерение параметров вибрации, основанное на измерении частоты излучения оптического квантового генератора, отраженного от объекта, проводят измерительными устройствами, действие которых основано на использовании эффекта Доплера.

Преобразователи значений вибрации в электрический сигнал делят на два класса: генераторные, преобразующие энергию механических колебаний в электрическую; параметрические, преобразующие механические колебания в изменение параметров электрических цепей, например, индуктивности, емкости, активного сопротивления, частоты или сдвига фаз и т.д.

Для вибродиагностики машин и механизмов используют в основном пьезоэлектрические и электродинамические преобразователи, относящиеся к генераторным, а также индуктивные, вихретоковые и емкостные, относящиеся к параметрическим.

Пьезоэлектрические преобразователи применяют для измерения параметров абсолютных колебаний невращающихся частей механизмов. Пьезоэлектрические преобразователи обладают высокими метрологическими свойствами, широким амплитудным и частотным диапазоном, высокой надежностью и сравнительно низкой стоимостью. Основными их недостатками являются высокое выходное сопротивление и низкая помехозащищенность. В меньшей степени эти недостатки свойственны пьезорезистивным преобразователям, относящимся к классу параметрических преобразователей.

Критерии оценки вибрационного состояния

Требования к порядку выполнения вибрационного контроля и нормы вибрации для оборудования определяются нормативными документами. При оценке вибрационного состояния машин применяются два критерия. Первый критерий связан со значениями измеряемых параметров вибрации, а второй - с изменениями этих значений.

Под уровнем вибрации машины понимают максимальное значение вибрации, измеренное в одной определенной точке или в группе точек в выбранных направлениях, при определенных условиях и установившемся режиме работы. Полную оценку вибрационного состояния крупных агрегатов дают результаты измерений в контролируемых точках в трех взаимно перпендикулярных направлениях (обычно выполняют одно или два измерения в радиальном направлении, горизонтальном и (или) вертикальном, и в осевом направлении). Измерения параметров вибрации для машин с вращательным движением проводят, как правило, для частотного диапазона 10-1000 Гц.

В случае применения **первого критерия** максимальное значение вибрации, полученное в результате измерения на каждом подшипнике или опоре, сравнивают с границами четырех зон (*A*, *B*, *C*, *D*), установленных с учетом международного опыта эксплуатации оборудования и проведенных исследований. К зоне *A* относятся, как правило, новые машины, только что введенные в эксплуатацию. Машины, попадающие в зону *B*, обычно считают пригодными для дальнейшей эксплуатации без ограничения сроков. Машины, находящиеся в зоне *C*, рассматриваются как непригодные для длительной непрерывной эксплуатации и могут функционировать ограниченный период времени, пока не появится подходящая возможность для проведения ремонтных работ. Уровни вибрации зоны *D* рассматриваются как достаточно серьезные, которые могут привести к повреждению машины. Количественные значения границ зон устанавливаются в зависимости от класса оборудования, способа их монтажа и условий, влияющих на вибрационное состояние.

Независимо от типа подшипника среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости статорных элементов (например, опор подшипников) машин большинства типов, как правило, адекватно характеризует условия работы роторов, их воздействие на

опорные элементы и соседние механизмы, а также состояние самих машин в широком диапазоне рабочих скоростей вращения. Однако для некоторых машин, например с очень низкими рабочими скоростями, применение одного параметра, СКЗ виброскорости, без учета значения скорости вращения вала может привести к работе низкооборотных машин с большим уровнем виброперемещения, особенно когда преобладающий вклад в суммарную вибрацию вносят колебания оборотной частоты. С другой стороны, применение принципа постоянства виброскорости к машинам с высокими рабочими скоростями вращения или с наличием высокочастотных спектральных составляющих вибрации, возбуждаемых некоторыми узлами машины, может привести к недопустимо высоким уровням виброускорений.

Вибрация многих машин содержит доминирующую частотную составляющую, в подавляющем большинстве случаев на частоте вращения вала. Для таких машин нормирование может производиться для СКЗ виброскорости доминирующей частоты.

Второй критерий основан на оценке изменения значения параметра вибрации по сравнению с предварительно заданным эталонным значением в установившемся режиме работы машины. Значительные изменения (увеличение или уменьшение) параметра широкополосной вибрации могут потребовать принятия определенных мер даже в том случае, когда граница зоны С в соответствии с первым критерием еще не достигнута. Такие изменения могут иметь внезапный характер или постепенно нарастать во времени и указывают на возможное возникновение повреждения машины в начальной стадии или на другие неполадки.

При использовании второго критерия важно, чтобы измерения значений параметров вибрации, подлежащие впоследствии сравнению, проводились при одних и тех же положении и ориентации первичного преобразователя вибрации и приблизительно в одном и том же режиме работы машины. Необходимо определять очевидные изменения значения параметра вибрации независимо от его общего значения, чтобы предотвратить возникновение опасной ситуации.

Базовый стандарт, определяющий нормы вибраций опор валопроводов, предусматривает оценку вибрации по СКЗ виброскорости в частотной полосе 10-1000 Гц и в полосе $10 - f_0 / 2$ Гц (низкочастотная вибрация), где f_0 - частота вращения вала.

При оценке вибрационного состояния турбоагрегатов целесообразно использовать векторные представления вибрации, что особенно полезно при обнаружении и идентификации изменения в динамических характеристиках машины, но в нормативных документах в настоящее время не определены критерии для такой оценки вибрации.

Однако применение только стандартизованных параметров и одинаковых границ зон для всех контрольных точек агрегата и лишь единиц виброскорости при измерении параметров уровня вибрации обеспечивает возможность получения только очень общей

оценки реального вибрационного состояния технического объекта, без учета его отличительных особенностей, и не позволяет решать задачи оценки, диагностики и прогнозирования технического состояния.

15.2. Мониторинг технологических процессов на энергоблоке АЭС

Для контроля технологических процессов на АЭС используется ряд штатных систем, каждая из которых контролирует работу оборудования своей группы. Так, на Ростовской АЭС основной инструмент управления энергоблоком – информационно-вычислительная система "Комплекс - Титан 2" (ИВС) обеспечивает контроль устройств вне реактора (компенсатор объема, маслосистемы насосов и механизмов и пр.), СВРК – контроль состояния активной зоны реактора, АКРБ – контроль радиационной безопасности, АСКРО – автоматизированная система контроля радиационной обстановки. При этом технические наблюдатели, прямой задачей которых является предотвращение технологических нарушений эксплуатации и обеспечение безопасности АЭС (НСБ, НС АЭС), фактически не имеют возможности оценивать состояние АЭС в целом, по совокупности состояния всех систем.

С начала 90-х гг. каждая российская АЭС фактически вела собственную политику в области использования информационных технологий. В результате на разных АЭС сложилось понимание того, что необходима информационная система поддержки эксплуатации, которая способна учитывать и решать проблемы, связанные с информационным сопровождением как нормальной эксплуатации РУ, так и поддержку оператора при аварии на РУ.

В 1997-2001 годах на всех одиннадцати энергоблоках ВВЭР-1000 Украины были внедрены системы представления параметров безопасности (СППБ). Проект внедрения СППБ на украинских АЭС выполнен в рамках Международной программы ядерной безопасности (МПЯБ), финансируемой Министерством энергетики США.

В настоящее время на Российских АЭС с ВВЭР-1000 ведутся активные работы по модернизации верхнего уровня действующих ИВС и созданию СППБ. Такая система позволяет оператору и техническим наблюдателям получить обобщенную информацию о безопасности АЭС на основе большого количества измеряемых и расчетных величин. Однако внедрение СППБ на АЭС связано с огромными затратами на разработку, установку и ввод в эксплуатацию специализированного информационно-измерительного оборудования, требует большого объема исследований, кардинального изменения философии оценки безопасности РУ и полной переработки методологии работы оперативного персонала. В этих условиях возросла актуальность создания информационной системы, выполняющей вспомогательную функцию сопровождения технологического процесса и реализующей функции СППБ.

В отсутствие штатной СППБ на Ростовской АЭС на рабочих местах компьютерной сети и в кризисном центре концерна «Росэнергоатом» была организована система передачи данных (СПД) от штатных систем контроля («Титан-2», СВРК, АKNП, АСКРО).

К моменту ввода в эксплуатацию энергоблока №1 Ростовской АЭС основным средством контроля над технологическим процессом на Ростовской АЭС была информационно-вычислительная система "Комплекс - Титан 2".

"Комплекс - Титан 2" реализован на базе средств, традиционных для систем прошлых десятилетий, вычислительные ресурсы этой системы исчерпаны, функциональные возможности ограничены.

В целом такая ИВС не удовлетворяет требованиям ОПБ 88/97.

В 2003 году началась модернизация верхнего уровня ИВС для обеспечения на основе современных технических средств функций обработки аналоговых и дискретных параметров, формируемых нижним уровнем ИВС (комплексами связи с объектом КСО М-64). Модернизированный верхний уровень ИВС строится на базе современных программно-технических средств, объединенных в компьютерную систему с помощью резервированной сети Ethernet.

С целью расширения информационной поддержки оперативного и управляющего персонала на Ростовской АЭС была разработана система представления технологических параметров (СПТП), позволяющая наглядно представлять общую информацию о состоянии технологического процесса, тем самым повысить эффективность работы энергоблока и устранить существующие отступления от требований нормативных документов по безопасности.

С помощью СПТП также предварительно отрабатываются основные функции, планируемые в составе полномасштабной СППБ.

Основные функции СПТП:

- обеспечение пользователя (оператора) средствами контроля технологического процесса в реакторной установке при неожиданном возникновении технологических событий и быстром развитии технологических сценариев;
- слежение за критическими функциями, важными для безопасности энергоблока и отображение ключевых параметров безопасности;
- контроль целостности основных барьеров между радиоактивными веществами и окружающей средой через обобщённые параметры безопасности энергоблока (уменьшение, таким образом, количества параметров, которые необходимо контролировать для оценки безопасности энергоблока);
- работа на основе сигналов и параметров, поступающих от штатных технологических систем контроля (Титан, СВРК, АKNП, АСКРО);
- возможность мониторинга безопасности в режимах: «работа на номинальной мощности», «широкий диапазон изменения мощности», «холодный останов».

Эти функции существенно отличаются от функций, реализованных в штатных для ВВЭР-1000 системах контроля, и позволяют устранить наиболее серьезные проблемы организации взаимодействия «человек-машина» в системах контроля и управления АЭС за счет возможностей современной компьютерной техники.

15.3. Прогнозирование технологических нарушений эксплуатации оборудования АЭС

Одна из технологических задач современной АЭС, сопутствующая безопасному производству электрической энергии, это снижение вероятности возникновения технологического нарушения.

Технологическое нарушение – нарушение в работе оборудования атомной электрической станции, соответствующее критериям, определенным Регламентом, утвержденным руководством ОАО «Концерн Росэнергоатом». Один из критериев Регламента определяет:

ТНЭ-02 Разгрузка, отключение или повреждение оборудования, приведшие к снижению величины располагаемой мощности АЭС на 100 МВт и более или снижению нагрузки АЭС на 25% и более от предшествующей текущей нагрузки АЭС.

Оценка критериев показывает, что практически любое нарушение в работе оборудования станции, приводящее к разгрузке блока, будет определять те или иные санкции со стороны системного оператора.

С целью снижения вероятности ТНЭ на всех действующих АЭС России в настоящее время используется вышеупомянутая система представления технологических параметров, но только для поддержки операторов. На Ростовской АЭС СПТП используется для более широкого круга пользователей, которыми являются:

- высшее руководство станции;
- дежурные инженеры кризисных центров;
- члены экспертных групп и технические наблюдатели;
- технические специалисты основных цехов и отделов Ростовской АЭС.

В качестве технологической информации в СПТП представлены значения аналоговых и дискретных параметров в объеме данных, поступающих от системы верхнеблочного уровня АСУТП. СПТП включает визуализатор технологических систем в виде мнемосхем (фрагментов), таблиц и трендов текущих значений технологических параметров. Каждый параметр имеет следующие градации – текущее значение, верхнюю и нижнюю предупредительные границы, верхнюю и нижнюю аварийные границы. При достижении границ параметр на схеме меняет свой цвет в последовательности зеленый, желтый, красный. Система позволяет контролировать режимы работы технологического

оборудования энергоблока и анализировать процессы, происходящие на этом оборудовании, в объеме текущей информации АСУ АЭС.

Благодаря этому технолог может анализировать и принимать решения не только на основе алгоритма технологических защит и блокировок, но и на основе общей информации о текущей ситуации.

Однако анализ ситуаций, приводящих к нарушениям режимов нормальной эксплуатации, позволяет сделать вывод о том, что сигнализация, показывающая технолог, что достигнут верхний предел значения, для ряда параметров формируется одновременно с командами ТЗиБ на отключение технологического оборудования. Таким образом, оператор фактически не имеет времени на оценку ситуации и, тем более, на принятие решения о корректировке технологических режимов.

Для снижения вероятности возникновения ТНЭ путем увеличения периода от начала возникновения отклонений в работе оборудования до времени «принятия решения» предлагается ввести в практику оценки технического состояния системы инструмент, учитывающий не только изменения технологических параметров, характеризующих работу оборудования, но и характер этих изменений на более раннем этапе развития отклонения, т.е. повысить чувствительность механизма представления технологических параметров.

Увеличение времени от начала возникновения отклонений в работе оборудования до момента «принятия решения» может быть достигнуто за счет:

- реализации пользовательского интерфейса, позволяющего сигнализировать о повторяющихся отклонениях в работе оборудования на ранней стадии на рабочих местах (оперативный персонал, отдел технической диагностики);
- предупреждения пользователя о сохраняющемся тренде ухудшения технологических параметров и/или увеличении амплитуды и частоты отклонений;
- фиксирования конкретного технологического параметра, характеризующего работу оборудования и имеющего наибольшее отклонение.

Анализ существующих методов диагностирования отказов и дефектов, приводящих к технологическим нарушениям эксплуатации оборудования АЭС, позволяет прийти к следующим заключениям:

- Как показывает практика, попытки решения задач «в лоб» известными методами приводят к значительному усложнению и удорожанию систем и увеличению трудозатрат на диагностику. Поэтому наиболее продуктивным является поиск и разработка «обходных» методов и методик диагностики, основанных на усовершенствовании существующих и содержащих новые подходы к решению задач диагностики.

- Разработку и внедрение диагностических методов необходимо проводить на основе натурной экспериментальной информации по поведению объектов, полученной в реальных ситуациях, соответствующих технологическим нарушениям эксплуатации.

- Отказы ИК, приводящие к неверному измерению текущего значения параметра, должны быть диагностированы в первую очередь, так как о дальнейшем диагностировании не имеет смысла говорить, если оно может быть проведено по неверным результатам измерения параметров. Поскольку определение и регистрация отказов ИК во многих случаях предусмотрена построением самой измерительной системы, наибольший интерес представляет определение скрытых и ложных отказов, которые не могут быть определены самой измерительной системой.

- Для уменьшения вероятности или предотвращения технологических нарушений эксплуатации оборудования необходимо обеспечить возможность увеличения времени от начала возникновения отклонений в работе оборудования до момента «принятия решения», т.е. прогнозирования технологических нарушений на возможно более ранней стадии.

В качестве примера прогнозирования технического состояния оборудования по его вибрационному состоянию можно привести оценку динамического состояния роторного оборудования методом анализа вектора виброскорости, выполняемую на Ростовской АЭС.

Вектор виброскорости является одним из общепринятых в отечественной и мировой практике техническим параметром, характеризующим процесс вибрации диагностируемого оборудования. Поскольку среднеквадратическое значение виброскорости связано с энергией колебаний, оно наиболее полно отражает динамическое (вибрационное) состояние объекта.

Нормативные требования при контроле широкополосной вибрации машин роторного типа в качестве оцениваемого параметра определяют проекции вектора виброскорости на каждую из трех осей: вертикальную, поперечную и осевую. При этом предельно допустимые (аварийные) значения уровней вибрации (отраслевые нормативы вибрации) предполагают использование достоверных (повторяющихся) измерений, соответствующих текущему вибрационному состоянию объекта.

Опыт выполнения оценок вибросостояния механизма по одной из проекций вектора, зачастую приводит к ошибочным представлениям о динамическом состоянии объекта, не позволяющим прогнозировать усталостные, резонансные и другие критические механизмы развития повреждения объектов диагностирования. В первую очередь это связано с трудностями обеспечения повторяемости измерений по действующей методологии проведения виброизмерений в различные периоды эксплуатации. Кроме того, наиболее консервативный подход предполагает наличие

жестко определенных точек выполнения измерений (шпильки крепления датчиков), что, в настоящее время, кроме стационарных систем, является труднореализуемым.

На Ростовской АЭС, в соответствии с действующей методологией, проводятся виброизмерения по каждой из трех осей – вертикальной, поперечной и осевой. Оценка технического состояния объекта выполняется в соответствии с действующими нормативными документами.

Как показывает опыт, анализ данных, проводимый по общепринятой методике, не всегда позволяет фиксировать изменения уровня виброскорости, особенно если величина имеет тенденцию незначительного роста. В качестве примера можно привести хронологию развития дефекта подшипниковых узлов электродвигателя маслососа турбинного отделения.

На рисунке 15.5 показан относящийся к этому агрегату фрагмент базы данных, формируемой в автоматическом режиме при выполнении измерений виброскорости по каждой из трех проекций. По приведенным данным техническое состояние агрегата оценивается как «норма», т.к. уровень вибрации не превышает предельно допускаемой величины 4,5 мм/с.

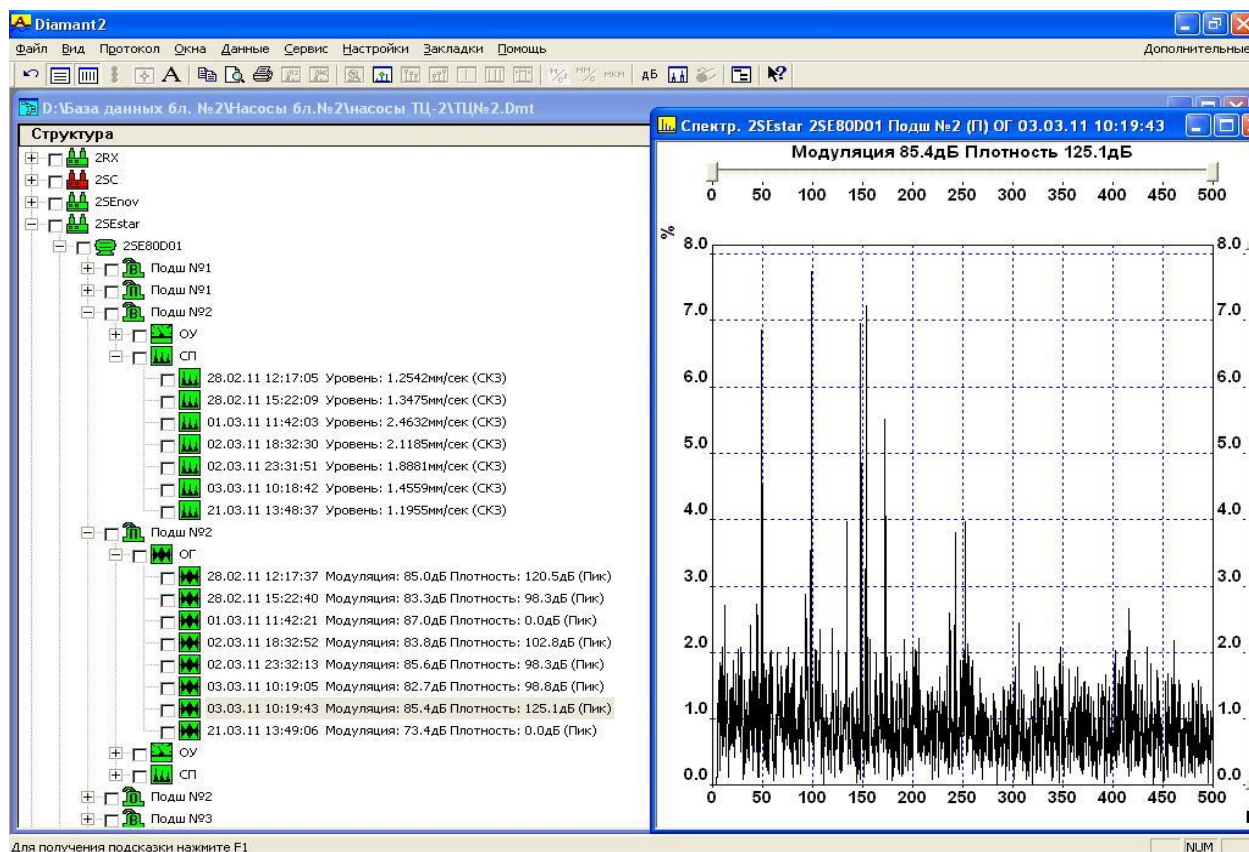


Рис. 15.5. База данных, формируемых в трех проекциях значений виброскорости в автоматическом режиме

Как можно видеть, выполняемые в данном случае измерения виброскорости по каждой из трех проекций и фиксация их в стандартной базе данных не дают оснований

для прогнозирования нарушения условий эксплуатации данного агрегата, на приведенном фрагменте сигнализация «тревожного» уровня отсутствует.

Дополнительно к действующей методологии на Ростовской АЭС выполняются вычисления следующих параметров вектора виброскорости для каждой из опор роторного механизма: модуль вектора виброскорости, угол наклона вектора в плоскости, перпендикулярной оси вращения и угол наклона вектора к оси вращения механизма (рисунок 15.6).

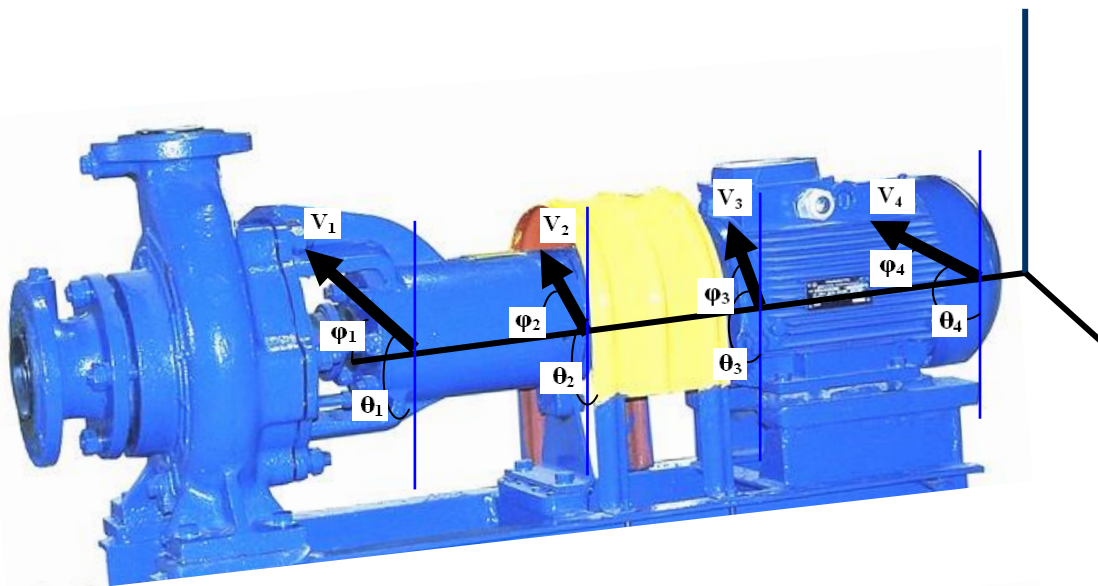


Рис. 15.6. Схема векторного представления результатов виброизмерений:

V – вектор виброскорости на каждой из опор, φ – угол наклона вектора к оси роторного механизма, θ – угол наклона вектора к вертикальной оси в плоскости, перпендикулярной оси вращения роторного механизма

На рисунке 15.7 показан фрагмент базы данных в формате «Excel», дополнительно формируемой на Ростовской АЭС в режиме ручного ввода данных и содержащей параметры уровня виброскорости по каждой из проекций, оценку технического состояния, характеристику рекомендаций, отражаемых в журналах цехов-владельцев оборудования.

На основании этих данных формируется представление виброскорости в векторной форме:

$$V = \sqrt{(V_B^2 + V_{II}^2 + V_O^2)}, \quad (15.2)$$

где: V – значение модуля вектора виброскорости, мм/с;

V_B , V_{II} , V_O - значения вертикальной, поперечной и осевой составляющих виброскорости, соответственно, мм/с.

Кроме того, определяются углы наклона вектора к вертикальной оси в плоскости, перпендикулярной оси вращения роторного механизма (θ) и угол наклона вектора к оси роторного механизма (φ):

$$\theta = \arccos\left(\frac{V_B}{V}\right), \quad (15.3)$$

$$\varphi = \arccos\left(\frac{V_o}{V}\right), \quad (15.4)$$

Дата	направл	Эл.двигатель Агрегат			основание для контроля	режим работы	сравнение	Рекомендации выводы
		№1	№2	№3				
11.01.2012	В	2,0	1,1	0,6				
11.01.2012	П	1,4	1,1	0,5	по графику	под нагрузкой	без изменений	норма
11.01.2012	О	0,0	1,0	1,1				
17.01.2012	В	2,1	1,3	0,4				
17.01.2012	П	2,8	1,9	0,5	переход	под нагрузкой	без изменений	норма
17.01.2012	О	0,0	1,4	1,2				
25.01.2012	В	1,8	1,2	0,3				
25.01.2012	П	2,7	1,0	0,4	по заявке	под нагрузкой	без изменений	норма
25.01.2012	О	0,0	1,1	1,2				
27.01.2012	В	1,9	1,1	0,4				
27.01.2012	П	2,9	1,7	0,4	по графику	под нагрузкой	без изменений	норма
27.01.2012	О	0,0	1,5	1,2				
29.01.2012	В	1,9	1,0	0,5				
29.01.2012	П	2,5	1,2	0,6	по графику	под нагрузкой	без изменений	норма
29.01.2012	О	0,0	1,4	0,9				
07.02.2012	В	2,7	1,0	0,4				
07.02.2012	П	2,9	1,6	0,5	по графику	под нагрузкой	без изменений	норма
07.02.2012	О	0,0	1,6	1,2				
17.02.2012	В	2,1	1,3	0,8				
17.02.2012	П	3,1	1,9	0,4	переход	под нагрузкой	без изменений	норма
17.02.2012	О	0,0	2,0	1,3				
27.02.2012	В	3,5	1,5	0,6				
27.02.2012	П	3,8	3,7	0,6	по заявке	под нагрузкой	без изменений	норма
27.02.2012	О	0,0	1,9	1,2		2 в работе (1,3)		
28.02.2012	В	3,8	1,7	0,5				
28.02.2012	П	4,0	3,2	0,4	по заявке	под нагрузкой	увеличение	не отписаны
28.02.2012	О	0,0	1,8	1,3	НОТД			
28.02.2012	В	3,9	1,6	0,7				
28.02.2012	П	4,0	3,3	0,5	по заявке	под нагрузкой	без изменений	не отписаны
28.02.2012	О	0,0	1,9	1,1	НОТД			
28.02.2012	В	3,7	1,6	0,6				
28.02.2012	П	4,0	2,8	0,5	по заявке	под нагрузкой	без изменений	не отписаны
28.02.2012	О	0,0	1,8	1,2	НОТД			
29.02.2012	В	3,7	1,8	0,7				
29.02.2012	П	3,9	3,3	0,6	по заявке	под нагрузкой	без изменений	норма
29.02.2012	О	0,0	0,6	1,1	НОТД			
01.03.2012	В	3,7	1,7	0,7				
01.03.2012	П	4,0	3,4	0,6	контроль	под нагрузкой	без изменений	норма

Рис. 15.7. Фрагмент дополнительной базы данных с параметрами виброскорости на подшипниковых узлах агрегата турбинного отделения:

В – вертикальная составляющая, П – поперечная, О – осевая

Как можно видеть на рисунке 15.8, для вышеописанного примера представление виброскорости в векторной форме, в отличие от общепринятой методики, позволяет зафиксировать изменение динамического (технического) состояния на более ранней стадии и, таким образом, прогнозировать технологические нарушения эксплуатации рассматриваемого оборудования задолго до их реального проявления.

В рассматриваемом случае увеличение модуля вектора виброскорости на вышеупомянутых подшипниковых узлах маслососа турбинного отделения началось с конца января. В конце февраля, после преодоления барьера 4,5 мм/с, агрегат был переведен в режим подконтрольной эксплуатации с ежедневным контролем вибросостояния. В начале марта, с максимальным уровнем виброскорости 4,3 мм/с (модулем вектора виброскорости более 5 мм/с) агрегат был выведен в ремонт с ревизией

подшипниковых узлов, показавшей наличие дефекта сепаратора. После устранения дефекта уровень виброскорости снизился до величины 2,8 мм/с, а модуль вектора виброскорости – до 3,5 мм/с. Аналогичные ситуации фиксировались и по ряду других механизмов, как в горизонтальном, так и в вертикальном исполнении.

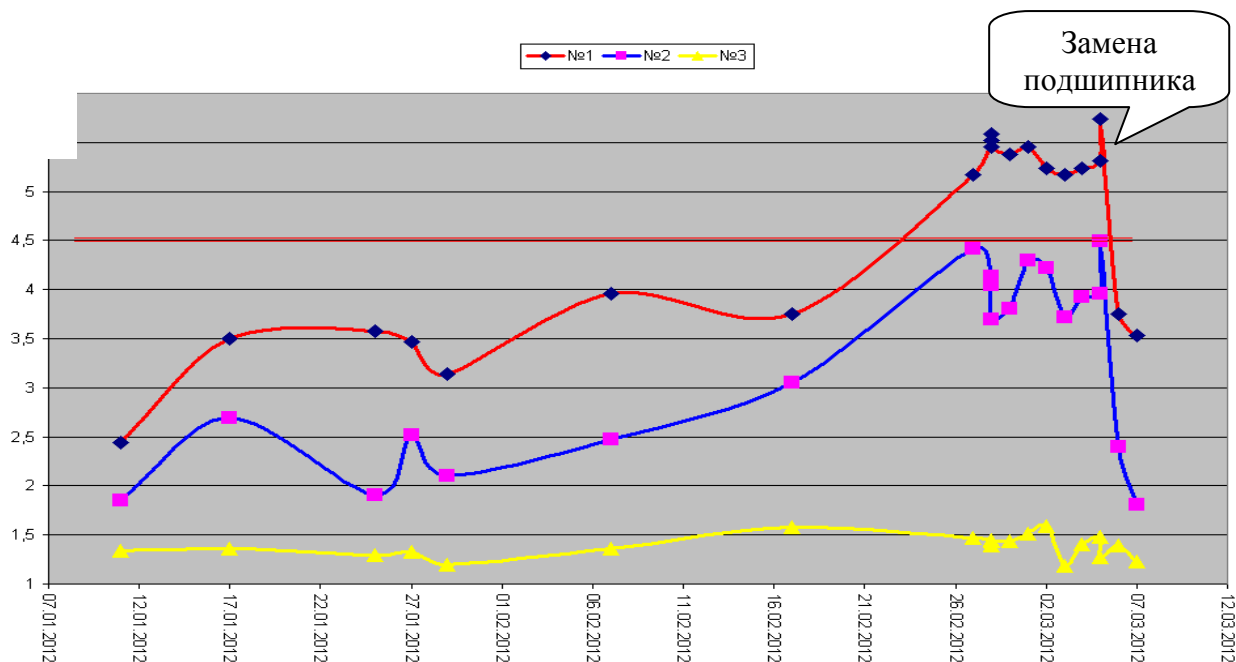


Рис. 15.8. График изменения вектора виброскорости на подшипниковых узлах маслонасоса

Представляет интерес исследование поведения углов наклона общего вектора виброскорости к ортогональным осям. Ниже приведен пример изменения угла наклона вектора к оси конденсатного (горизонтального) насоса (рисунок 15.9).

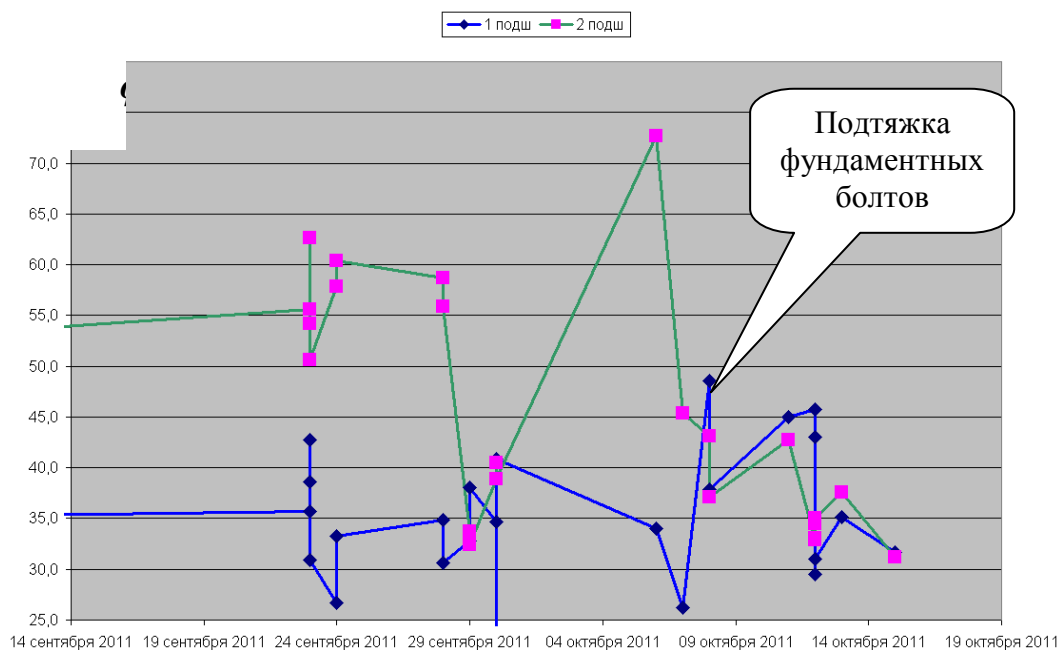


Рис. 15.9. График изменения угла наклона вектора виброскорости к оси вращения конденсатного насоса

Анализ графической информации показывает, что до 08.10.11г. при фиксировании результатов виброконтроля углы наклона векторов виброскорости на подшипниковых узлах по отношению к оси агрегата изменялись в противофазе. После подтяжки фундаментных болтов (8 октября), изменения стали фиксироваться синхронно. Можно сделать вывод (с использованием аналогичных данных по другим агрегатам) о том, что ослабление фундамента характеризуется противофазными изменениями угла наклона вектора виброскорости к оси вращения агрегата. Дальнейшие исследования позволят определить зависимость между величиной ослабления (податливости) фундамента и функцией взаимосвязи углов наклона вектора.

Таким образом, использование в качестве обобщенного диагностического параметра, характеризующего текущее техническое состояние ответственного роторного оборудования АЭС, вектора виброскорости, отличается бóльшей чувствительностью и достоверностью оценок и позволяет на более ранней стадии развития дефекта фиксировать динамические изменения оборудования и прогнозировать технологические нарушения эксплуатации оборудования задолго до их реального проявления.

Для практического использования в качестве обобщенного диагностического параметра векторного представления параметров вибрации рекомендуются методы анализа вибропараметров по модулю вектора виброскорости и углу вектора виброскорости.

С целью определения реальных зависимостей изменения модуля и угла вектора вибрации с развитием тех или иных дефектов требуется накопление и проведение статистического анализа соответствующего массива эксплуатационных данных.

Лекция 16. Обеспечение технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС по техническому состоянию

16.1. Международная практика оптимизации технического обслуживания и ремонта оборудования атомных станций

В настоящее время плановые ремонты оборудования российских АЭС осуществляются с регламентированной периодичностью и в объеме, установленными в нормативной и эксплуатационной документации, независимо от технического состояния оборудования в момент начала ремонта. Практика эксплуатации и опыт проведения ремонтов систем и оборудования АЭС показывает, что плановые ремонты выполняются чаще, чем это требуется по техническому состоянию оборудования. Проведение ремонтов по техническому состоянию (т.е. ремонтов, объемы и моменты начала которых определяются техническим состоянием оборудования, а контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативными документами) может способствовать оптимизации (снижению) материально-технических затрат и потерь вследствие проведения ремонтов, включая недовыработку электроэнергии.

Следует также отметить, что усовершенствование ТООР энергоблоков является одним из основных направлений по повышению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) с целью обеспечения эксплуатационной готовности и экономической эффективности АЭС на уровне лучших мировых показателей.

Организация ремонтного обслуживания АЭС включает в себя капитальные, средние, текущие ремонты, периодичность и объемы которых для различных видов оборудования определялись их разработчиками при активном участии отраслевых специализированных организаций. Такие организации обобщали накопленный опыт, разрабатывали методологию и технологию ремонтного обслуживания, изготавливали специальную оснастку и инструмент. Действующая в настоящее время стратегия ремонтного обслуживания достаточно консервативна, что объясняется, в первую очередь, неуверенностью заводов-изготовителей в качестве поставляемой ими продукции. С одной стороны, это позволяет частично или почти полностью восстановить ресурс оборудования и предупредить возникновение отказов при наличии требований на срабатывание системы или оборудования в аварийных условиях. С другой стороны, слишком частые технические обслуживания и ремонты могут вести к:

- росту количества дефектов и отказов, вследствие возможно некачественного или неправильного ТООР изначально исправного оборудования;
- неоправданно высоким трудозатратам и затратам на товарно-материальные ценности для ремонта такого оборудования.

Оптимизация деятельности по ТОиР предполагает управление некоторым числом переменных, которые оказывают влияние на стоимость и эффективность технического обслуживания и ремонтов с точки зрения надежности оборудования и безопасности АЭС. Функция ТОиР может рассматриваться как соотношение затрат к готовности (работоспособности) оборудования. Сложность при управлении техническими обслуживаниями и ремонтами состоит в нахождении баланса между затратами на ТОиР и нуждами АЭС.

На рисунке 16.1 представлены затраты на технические обслуживания и ремонты как функции объема предупредительных мероприятий по ТОиР. Из рисунка видно, что существует оптимальная точка, которая является минимумом на кривой общих затрат. Дальнейшее повышение объема ТОиР не приносит результата с точки зрения снижения затрат. Оптимум может возрасти по шкале абсцисс, только если дополнительные усилия будут направлены на повышение эффективности методов и средств диагностики технического состояния оборудования. Существующая конкурентная борьба на рынке электроэнергии вынуждает искать резервы в снижении затрат на эксплуатацию энергоблоков АЭС (в частности, на их ремонт).

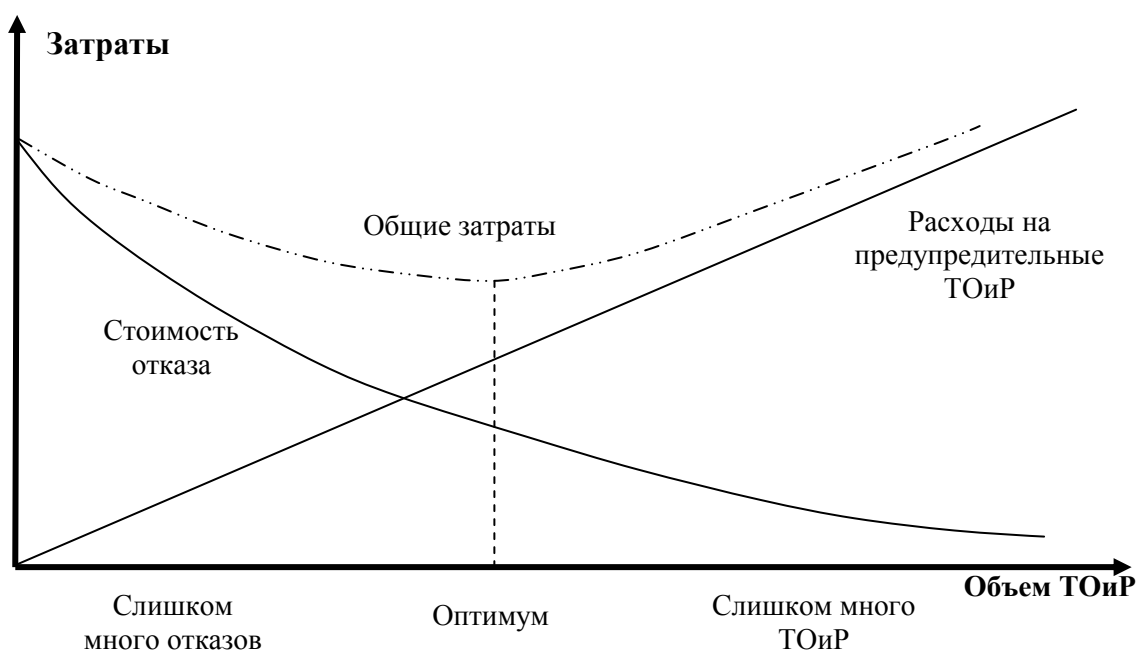


Рисунок 16.1. Затраты на ТОиР как функция объема предупредительных мероприятий

В настоящее время в международной практике сформировалось следующее соотношение различных стратегий ТОиР оборудования:

Вид ремонта	Доля в общем количестве, %
С регламентированной периодичностью.....	10—15
По наработке вследствие дефекта или отказа.....	25
По техническому состоянию.....	60—65

Принятая в ряде зарубежных стран *концепция ремонта оборудования АЭС* основана на сочетании *предупредительного* ремонта (регламентированного по техническому состоянию) и *корректирующего* ремонта (по факту отказа оборудования). Данная концепция основана на соблюдении принципа выполнения только необходимой работы и только на оборудовании, которое в этом нуждается, и только в надлежащее время.

Предупредительные ТОиР (предопределенные, плановые — Preventive Maintenance) — выполняются через определенные интервалы времени или в соответствии с предписанным критерием, имеющие целью уменьшить вероятность отказа или ухудшение функционирования оборудования. Они включают периодические ТОиР и периодические инспекции. Прогнозные ТОиР (по техническому состоянию) (Predictive Maintenance) — основаны на мониторинге эксплуатационных показателей и технического состояния и последующих действиях. Мониторинг эксплуатационных показателей и технического состояния может быть плановым, по заявке или постоянным. Прогнозные ТОиР включают:

- мониторинг технического состояния;
- мониторинг работы оборудования;
- текущую инспекцию (визуальный осмотр оборудования во время нормальной эксплуатации);
- периодический контроль.

В зависимости от типа оборудования и механизма его старения используются следующие виды мониторинга:

- вибрации (на мощности и при останове);
- технического состояния электрооборудования (значения тока, сопротивления и т. п.);
- повреждаемости (для трубопроводов первого контура);
- коррозионных повреждений (конденсаторов, полостей с морской водой);
- эксплуатационных показателей (насосов, турбин);
- работы оборудования, водной химии, радиационного состояния, радиохимических изменений;
- анализа масла (химический);
- термографии (электрического и механического оборудования и теплоизоляции);

- охрупчивания корпуса реактора.

Корректирующие ТОиР (по факту отказа — Corrective Maintenance) выполняются на оборудовании, которое находится за рамками Программы предупредительного и прогнозного ТОиР. ТОиР выполняются после отказа и предназначены для того, чтобы привести оборудование в состояние, при котором оно сможет продолжить выполнять требуемую функцию. Корректирующие ТОиР включают работы для восстановления оборудования в следующих случаях:

- при приближающемся отказе, когда эксплуатационные показатели оборудования ухудшились, но оно еще может выполнять требуемую функцию;
- при наступлении функционального отказа, когда оборудование не способно удовлетворительно выполнять предназначенную функцию или эксплуатационные показатели выходят за требуемые границы.

Упреждающие работы ТОиР (Proactive Work) проводятся для сбора и анализа данных:

- обратной связи;
- эксплуатационных показателей;
- об улучшениях и их оценке (стоимости жизненного), а также об их реализации.

Схематично стратегические взаимосвязи при организации ТОиР показаны на рис.

16.2.



Рис. 16.2. Схема стратегических взаимосвязей при организации ТОиР

Основными принципами, которыми руководствуются при организации ТОиР, являются выполнение:

- необходимых работ (the right work);
- на надлежащем оборудовании (on the right equipment);
- в нужное время (at the right time).

ТОиР оборудования АЭС осуществляются в соответствии с программами ТОиР, которые постоянно совершенствуются. Описание алгоритма процесса оптимизации программы ТОиР показано на рис. 16.3.

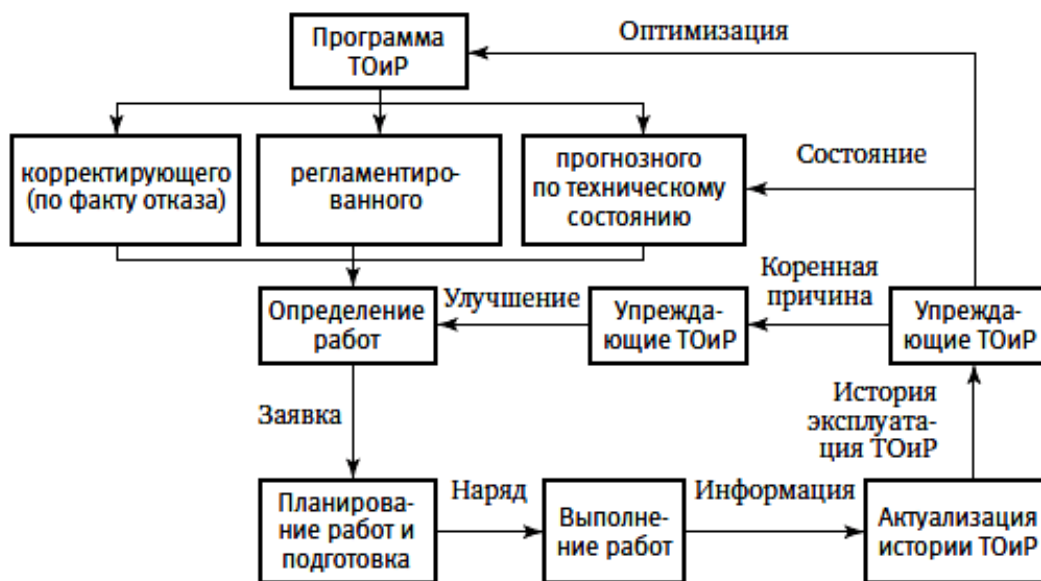


Рис. 16.3. Алгоритм процесса оптимизации ТОиР

16.2. Риск-ориентированный подход при выборе стратегии ТОиР

Признанной в мире является концепция ремонта оборудования АЭС в зависимости от его технического состояния и оценки риска отказа. В случае с высококачественным оборудованием такой подход позволяет существенно сократить затраты на ремонтное обслуживание и увеличить выработку электроэнергии за счет сокращения плановых простоев.

Как показано в отчетах по анализу безопасности типовых энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000, низкую значимость с точки зрения безопасности имеет 65-70% оборудования, рассмотренного в вероятностном анализе безопасности (ВАБ).

Для такого оборудования принципиально возможно обоснованное снижение периодичности и объемов технических обслуживаний и ремонтов и переход на ремонт по техническому состоянию. Таким образом, существует значительный запас, позволяющий снизить затраты на ТОиР без влияния на количественные показатели безопасности.

При принятии решения о применении специальных средств оптимизации ТОиР используют сведения о выгоде, которая будет получена от применения каждого из этих

средств. Например, ТОиР, ориентированное на обеспечение надежности (ТОН), особенно эффективно для определения того оборудования, которое оказывает наибольшее влияние на безопасность, готовность и надежность оборудования станции. Однако, как показывает опыт, трудозатраты на обслуживание одной системы колеблются в пределах от трех до шести и более человеко-месяцев. Поэтому решение о применении такого метода оптимизации ТОиР зависит от выгоды, ожидаемой от его применения. Если выполняемая на АЭС программа ТОиР адекватна и отвечает большинству ожиданий с точки зрения безопасности и экономических факторов, то метод ТОН может не оправдать затраты. Такой метод имеет наибольшее значение для тех АЭС, на которых программа ТОиР в большой степени зависит от рекомендаций по ТОиР от производителей оборудования с учетом больше опыта эксплуатации, чем аналитических методов.

Методология, используемая при выполнении ВАБ, применима для оптимизации технического обслуживания и ремонтов. ВАБ может быть использован для установления общих целевых показателей безопасности и надежности (связанных с повреждением активной зоны) или специфических целевых показателей, характерных для отобранных сценариев аварий. Могут рассматриваться мгновенное и интегральное значение риска за год. Эти величины являются стандартными выходными данными в результате выполнения традиционного ВАБ.

Методология ВАБ используется также для определения методов оптимизации существующих стратегий ТОиР, которые выражаются в таких характерных мероприятиях, как перепланирование вывода из работы оборудования для технического обслуживания, оптимизация надежности отдельных функций (повышение надежности значимого оборудования и понижение надежности менее значимого оборудования), повышение готовности, сокращение времени простоя отдельных функций.

На нижнем уровне процесса оптимизации (уровень отдельных элементов), оптимизация достигается с помощью применения мер значимости из традиционного ВАБ. Затем идентифицируют критичное для безопасности оборудование, для которого распределение ресурсов на ТОиР оказывает непосредственное влияние на определенные ранее характеристики безопасности.

Лекция 17. Обеспечение технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС по техническому состоянию

17.1. Принципы перехода на стратегию ремонта в зависимости от технического состояния и оценки риска отказа на примере электроприводной арматуры

Запорно-регулирующая арматура входит в состав всех технологических систем атомной станции любого типа. На блоке АЭС эксплуатируется более 10000 единиц арматуры, из них свыше 80% приходится на высокоответственную запорную и запорно-регулирующую арматуру и около 35% – на электроприводную. При этом, по данным международной группы экспертов, она занимает первое место по влиянию на надежность и безопасность АЭС в целом.

Переход на ТОиР запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) по техническому состоянию возможен на основе оценок риска в деятельности по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования АЭС, и является одним из перспективных направлений риск-ориентированных подходов. Данный подход заключается в применении отдельных стратегий технического обслуживания и ремонтов оборудования в зависимости от его влияния на безопасность энергоблока АЭС и основывается на так называемом подходе «обеспечения гарантии качества» («graded quality assurance» (GQA)). Основопологающими элементами такого подхода являются:

- идентификация соответствующей риск-значимости ЗРА;
- применение соответствующей программы технического обслуживания для ЗРА, основываясь на её функциях безопасности и риск-значимости;
- анализ коренных причин отказов ЗРА и видов технических обслуживаний и ремонтов, направленных на их устранение;
- оперативная переоценка значимости ЗРА и программ технических обслуживаний и ремонтов вследствие модернизаций и других изменений на энергоблоке.

Метод GQA подразумевает как использование количественных результатов ВАБ - мер значимости по Фусселю-Веселю (F-V) и значимости повышения риска (RAW), так и категоризацию ЗРА на качественном уровне. Анализ на качественном уровне включает учет всех факторов, влияющих на значимость ЗРА, а именно:

- принадлежность арматуры к классу/группе в соответствии с требованием ПНАЭГ -7-008-89;
- возможное нарушение, вызванное отказом оборудования;
- признаки надежной эксплуатации;
- степень влияния отказа оборудования на значение КИУМ;
- различные уровни стоимости выполнения ремонтных работ.

Конечным результатом данной задачи является перечень ЗРА энергоблока АЭС, которые распределены по категориям, например:

- арматура, входящая в системы безопасности, имеющая высокую риск-значимость;
- арматура, входящая в системы безопасности, имеющая низкую риск-значимость;
- арматура, входящая в системы важные для безопасности, имеющая высокую риск-значимость;
- арматура, входящая в системы важные для безопасности, имеющая низкую риск-значимость;
- арматура, не связанная с системами безопасности, имеющая высокую риск-значимость;
- арматура, не связанная с системами безопасности, имеющая низкую риск-значимость.

Для оценки влияния отказов систем, оборудования и конструкций на уровень безопасности энергоблока и ранжирования ЗРА используется категоризация по мерам значимости, рассчитанным в ВАБ:

- Высокая значимость для безопасности - оборудование имеет следующие показатели значимости: значимость повышения риска (RAW) более 2 и значимость по Фуселю-Веселю (FV) более 0,005; или $RAW > 100$; или $FV > 0,1$.
- Средняя значимость для безопасности - оборудование имеет следующие показатели значимости: $2 < RAW < 100$ и $FV < 0,005$ или $RAW < 2$, $FV > 0,005$.
- Низкая значимость для безопасности - оборудование имеет следующие показатели значимости: $RAW < 2$ и $FV < 0,005$.

Категоризация соответствует международной практике и стандартам (рис. 17.1).

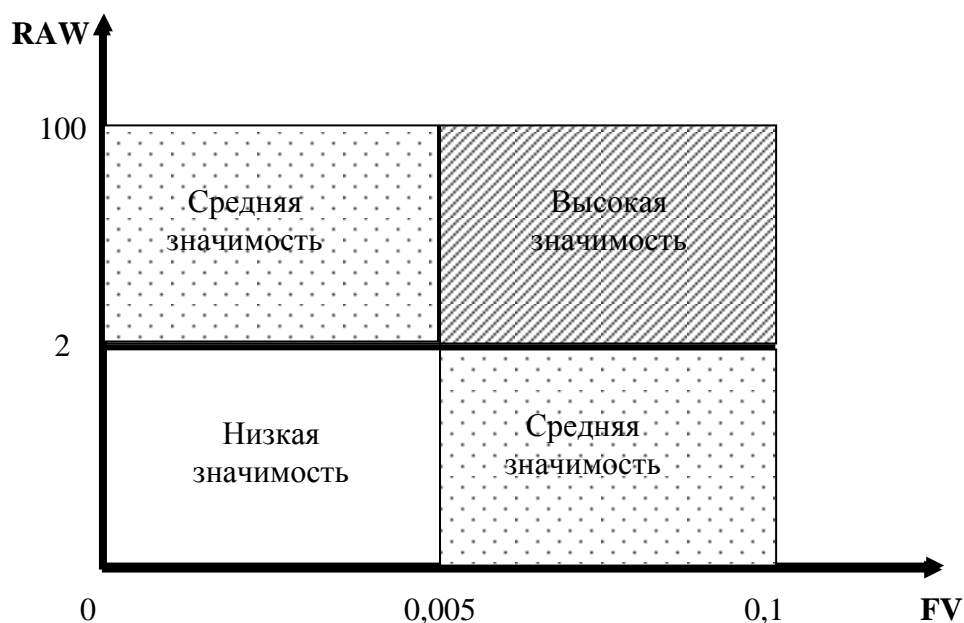


Рис. 17.1. Категоризация ЗРА по значимости

Горизонтальная линия по $RAW=2,0$ разделяет совокупность элементов на основании существующей глубокоэшелонированной защиты анализируемого энергоблока и, следовательно, показывает значимость их вывода из эксплуатации. Вывод из эксплуатации (в том числе, и ремонт) оборудования с такой значимостью снижает показатели безопасности энергоблока.

Анализ распределения ЗРА энергоблоков на основании выполненного ВАБ показывает, что для них присущ достаточно высокий уровень глубокоэшелонированной защиты. Например, на рис. 17.2, 17.3 (логарифмический масштаб) представлена категоризация ЗРА основных систем типового энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 по данным ВАБ.

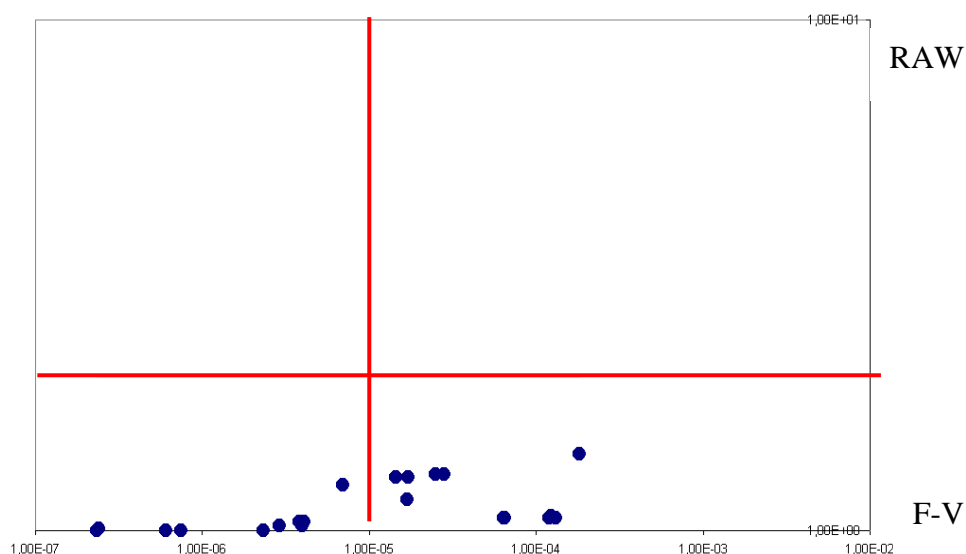


Рис. 17.2. Категоризация ЗРА, не входящей в системы безопасности

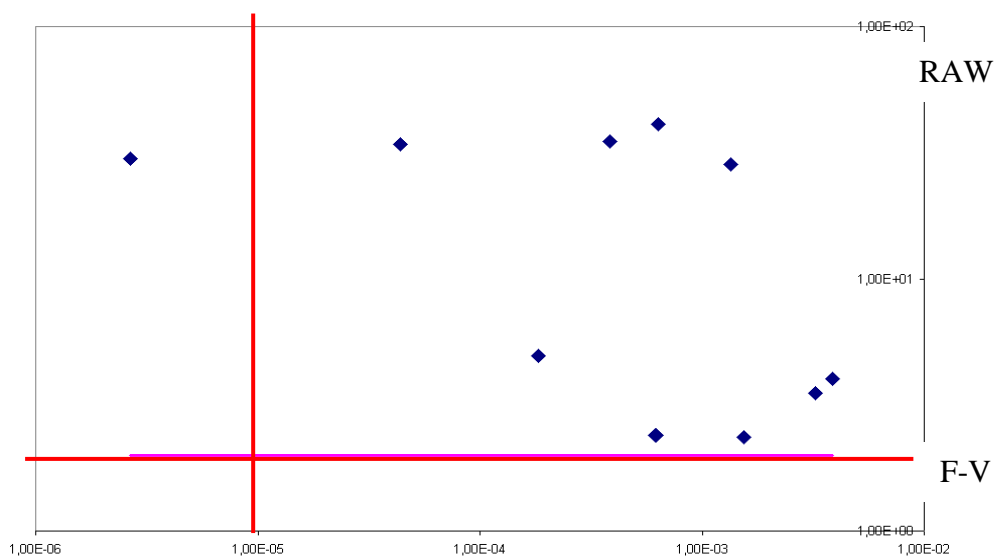


Рис. 17.3. Категоризация ЗРА, входящей в системы безопасности

Категоризация, проведенная по данным ВАБ типового энергоблока с ВВЭР-1000, показывает, что основной объем ЗРА принадлежит области низкой и средней значимости оборудования. Та же часть элементов, которая расположена в области высокой значимости, спроектирована в соответствии с принципами глубокоэшелонированной защиты. Арматура, для которой функция на открытие имеет высокую значимость, при проектировании дублируется в параллельных (байпасных) линиях системы. Арматура, для которой высокую значимость имеет функция на закрытие, при проектировании дублируется в последовательных линиях.

Для каждой определенной категории ЗРА устанавливаются требования по периодичности и объему плановых ремонтов. Периодичность (частота ремонтов) должна быть установлена, исходя из цели максимизации надежности оборудования и принимая во внимание оценку степени влияния отказа ЗРА на технологический процесс (табл. 17.1).

Таблица 17.1

Оценка степени влияния отказа ЗРА

№	Обозначение признака	Название признака	Оценка степени влияния отказа		Коэффициент степени влияния (опыт эксплуатации)
1	А	Группа/класс ПНАЭ Г -7-008-89	А	1А	0,8
2			В	2А, 2Б	0,5
3			С	3А, 3Б, 3В	0,3
1	Б	Безопасность	Нарушение герметичности контура		0,8
2			Нарушение технологического регламента		0,4
1	В	Надежность	Состояние	открыто	0,5
2				закрыто	0,6
3				регуляторы	0,7
4			Обслуживаемость	не обслуж.	0,8
5				частично обслуж.	0,5
6				обслуж.	0,2
7			Наработка/ресурс	—	$B \cdot 100$
1	Г	КИУМ	Останов		0,8
2			Разгрузка		0,5
3			Переход на резерв		0,1
1	Д	Стоимость восстановления	Более 10 тыс.руб.		0,8
2			От 3 до 10 тыс.руб.		0,4
3			До 3 тыс.руб.		0,2

Примечание: Параметр В (параметр В.7 таблицы 17.1) представляет собой отношение наработки на отказ к величине установленного ресурса.

В качестве примера приведен расчет оценки степени влияния отказа ЗРА, при этом в формулах буквенные и цифровые индексы соответствуют обозначениям, приведенным в таблице 17.1:

а) оценка степени влияния отказа ЗРА (R) для быстродействующей запорной арматуры системы CAOЗ:

$$R = A.1 \cdot B.2 \cdot B.1 \cdot B.4 \cdot B.7 \cdot G.1 \cdot D.2 = 0,8 \cdot 0,4 \cdot 0,5 \cdot 0,8 \cdot \left(\frac{20}{1000} \cdot 100 \right) \cdot 0,8 \cdot 0,4 = 0,08$$

;

б) оценка степени влияния отказа ЗРА (R) для запорной арматуры системы техводоснабжения неотчетственных потребителей машзала:

$$R = A.3 \cdot B.2 \cdot B.2 \cdot B.6 \cdot B.7 \cdot G.3 \cdot D.3 = 0,3 \cdot 0,4 \cdot 0,6 \cdot 0,2 \cdot \left(\frac{40}{3000} \cdot 100 \right) \cdot 0,1 \cdot 0,2 = 0,00038$$

. Таким образом, оценка степени влияния отказа ЗРА для первой группы арматуры составит 8 %, а для арматуры второй группы 0,04 %.

Представляется необходимым в зависимости от рассчитанных коэффициентов назначать вид и объем технического обслуживания оборудования, включающего в себя, в том числе, и периодичность диагностического обследования. В соответствии с рассмотренными принципами на Ростовской АЭС арматура, имеющая высокую значимость и оценку степени влияния отказа, оснащена стационарной системой диагностики. Для арматуры остальной группы определено периодическое диагностическое обследование мобильными комплексами.

Вышеприведенные положения использованы при разработке нормативного документа, определяющего порядок применения стратегии технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию арматуры с использованием диагностического обеспечения. Область действия данного документа предусматривает: «Настоящее положение распространяется на арматуру 3 и 4 классов безопасности, установленную на оборудовании и трубопроводах систем энергоблока № 1 Ростовской АЭС, а также арматуру 2 класса безопасности по НП-001-97, установленную последовательно в количестве не менее двух единиц на основном и байпасном трубопроводах, на которые распространяется действие ПНАЭ Г-7-008-89».

С точки зрения периодичности и объемов технических обслуживаний и ремонтов ЗРА, категоризированных с использованием рис. 17.2, 17.3 и табл. 17.1, целесообразно устанавливать следующие требования:

- для ЗРА с высокой значимостью периодичность и объем ТОиР остаются без изменений;
- для ЗРА со средней значимостью на безопасность предписывается ремонт по техническому состоянию и устанавливается периодичность проведения технического освидетельствования;

- для ЗРА с низкой значимостью на безопасность, но для значимой в пределах категории элементов может быть предписан ремонт по техническому состоянию и установлена соответствующая периодичность проведения технического освидетельствования;

- для остального оборудования ремонт осуществляется по мере обнаружения дефекта или отказа.

В соответствии с риск-ориентированным подходом на Ростовской АЭС с 2006 года (энергоблок №1) осуществляется планомерный переход на обслуживание ЗРА по техническому состоянию. Разработаны и утверждены графики диагностического обследования арматуры. Используя результаты диагностического обследования, а также данные технологического контроля, составляются перечни арматуры, в отношении которой возможно увеличение межремонтного периода:

- 1) арматура 4 класса и ниже (цех обеспечивающих систем) ремонтируется по факту отказа;

- 2) в 2007 году была изменена категория ремонта для 130 единиц арматуры 2-го и 3-го классов реакторного отделения;

- 3) в 2008 году процедура увеличения межремонтного периода была применена к 180 единицам оборудования группы С турбинного и химического цеха.

17.2. Организация ремонта оборудования по техническому состоянию с использованием средств технического диагностирования

Для организации работ по переходу на стратегию ремонта оборудования по техническому состоянию в соответствии с требованиями руководящего документа «РД ЭО 1.1.2.01.0769-2008. Организация ремонта оборудования атомных станций по техническому состоянию. Основные положения. 2008» на АЭС должен быть разработан соответствующий документ (положение, инструкция), учитывающий требования действующих нормативных документов и содержащий:

- цели и задачи технического диагностирования;
- распределение обязанностей структурных подразделений АЭС с учетом действующей организационной структуры;
- порядок планирования и выполнения работ по диагностированию;
- порядок оформления, учета и хранения исполнительной документации по диагностированию;
- организационные мероприятия по безопасному проведению диагностирования.

Организация ремонта оборудования по техническому состоянию основывается на процедуре принятия решения о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования.

Лекция 18. Обеспечение технического обслуживания и ремонта оборудования АЭС по техническому состоянию

18.1. Процедура принятия решения о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования

Процедура принятия решения о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования определяется РД ЭО 1.1.2.01.0769-2008.

Перенос сроков ремонта оборудования и уменьшение объема работ должны быть обоснованы администрацией АЭС, утверждены эксплуатирующей организацией и доведены до сведения инспекции Ростехнадзора.

Техническое решение о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования на основании протоколов технического диагностирования, анализа нормативной, эксплуатационной, ремонтной документации и опыта эксплуатации должна принимать комиссия станционного уровня в составе: заместитель главного инженера по ремонту АЭС или лицо, его замещающее (председатель комиссии) и представителей подразделения-владельца оборудования, отдела технической диагностики (ОТД), отдела подготовки и проведения ремонтов (ОППР); отдела управления ремонтом (ОУР), ремонтного цеха.

При необходимости в работе комиссии могут участвовать представители специализированной организации и предприятия-разработчика (изготовителя) оборудования или его правопреемника.

На основании полученной с использованием средств технического диагностирования информации комиссии представляется протокол с указанием предварительного заключения о техническом состоянии диагностируемого оборудования, которое основывается на полученных протоколах, графиках, таблицах и может содержать рекомендации по ремонту и дальнейшей эксплуатации оборудования.

В случае обнаружения дефектов при техническом диагностировании (ТД) оборудования их следует классифицировать по виду (малозначительный, значительный или критический) по ГОСТ 15467.

Увеличение межремонтного периода оборудования, впервые проходящего процедуру, не должно составлять более половины регламентного межремонтного периода. При наличии представительной эксплуатационной информации и положительных результатов периодического диагностирования межремонтный период оборудования может устанавливаться на любой срок, не превышающий значения регламентного межремонтного периода.

Процедура принятия решения о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования основывается на анализе:

- заключения о техническом состоянии оборудования по результатам диагностирования;
- ретроспективной информации о техническом состоянии оборудования, в том числе полученной при ТД;
- технической документации:
 - конструкторской и проектной документации;
 - нормативных документов;
 - эксплуатационных документов (техническое описание, руководство по эксплуатации, инструкция, формуляр, паспорт);
 - ремонтных документов (конструкторско-технологическая документация, руководство по ремонту, технических условий (ТУ) на ремонт, чертежи ремонтные);
 - технических условий и др.;
- опыта эксплуатации.

По результатам анализа технической документации для групп однородного оборудования должны быть определены:

- составные части, обеспечивающие выполнение основных и дополнительных функций оборудования;
- возможные дефекты;
- виды и критерии предельного состояния;
- наименования диагностических параметров;
- номинальные и предельно допустимые значения диагностических параметров.

Решение о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования принимается после выполнения всех шагов алгоритма (рис. 16.3).

Рекомендуемая форма типового технического решения о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования представлена ниже.

Техническое решение №

о продлении межремонтного периода или изменении категории ремонта оборудования

1. Общие сведения об оборудовании

2. Наличие:

- нормативных документов;
- эксплуатационных, в том числе ремонтных документов (технические условия, руководство по эксплуатации, инструкция, формуляр, паспорт, руководство по ремонту, технические условия на ремонт, чертежи ремонтные).

2.1. Имеющийся комплект документации на оборудование достаточен для проведения процедуры продления межремонтного периода.

2.2. Имеющийся комплект документации на оборудование не достаточен для проведения процедуры продления межремонтного периода. Необходимо проведение корректирующих мероприятий, включающих в себя восстановление или разработку недостающих документов.

3. Сведения о диагностировании оборудования

Документ (тип, рег. номер, дата)	
Основание	
Диагноз	
Рекомендации по устранению дефектов	
Сведения об устранении дефектов	

4. Сведения о ремонтах

Документ (тип, рег. номер, дата)	
Категория ремонта	
Основание	

5. Сведения о замененных деталях

Дата	
Обозначение детали	
Наименование по чертежу	
Основание	

На основании анализа документов, представленных в приложениях к техническому решению, установлено нижеследующее:

1) Техническое состояние оборудования — (работоспособное, частично работоспособное, неработоспособное);

2) Обеспечивается безопасная эксплуатация оборудования при принятых условиях и режимах эксплуатации;

3) Оборудование допускается к дальнейшей эксплуатации в составе системы при обеспечении требований регламента эксплуатации без проведения дополнительных работ;

4) Подлежат реализации следующие мероприятия:

(приводится перечень организационных и технических мероприятий);

5) Подлежит разработке и/или корректировке документация:

(приводится перечень документации, подлежащей разработке (восстановлению) и/или корректировке);

6) межремонтный период оборудования (обозначение) не подлежит изменению и устанавливается в соответствии с регламентом (___ лет) с <<___>> ___ 20__ г. по <<___>> ___ 20__ г.>>; категория ремонта — (капитальный, средний, текущий).

7) Дата следующей оценки технического состояния оборудования (технического диагностирования) или ремонта оборудования <<____>> ____ 20__ г.>>

Приложения.

1. Исполнительные документы диагностирования оборудования (протоколы).
2. Исполнительные документы контроля оборудования неразрушающими методами (акты, протоколы и др.).
3. Исполнительные документы ремонта оборудования (акты).
4. Другие документы (по усмотрению комиссии).

Заместитель главного инженера по	_____	_____
ремонту АЭС или лицо, его	(должность, фамилия, инициалы, дата)	(подпись)
замещающее (председатель комиссии)		

Члены комиссии:

Представитель подразделения	_____	_____
владельца оборудования	(должность, фамилия, инициалы, дата)	(подпись)
Представитель ОТД	_____	_____
	(должность, фамилия, инициалы, дата)	(подпись)
Представитель ОППР	_____	_____
	(должность, фамилия, инициалы, дата)	(подпись)
Представитель ОУР	_____	_____
	(должность, фамилия, инициалы, дата)	(подпись)
Представитель ремонтного цеха	_____	_____
	(должность, фамилия, инициалы, дата)	(подпись)

Регистрация технического решения осуществляется в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.01.0769-2008.

Прогнозирование технического состояния оборудования на предстоящий межремонтный период должно основываться на результатах диагностирования. При этом точность прогноза зависит от количества испытаний, позволяющих отслеживать закономерности изменения во времени значений параметров, определенных выбранной диагностической моделью.

На основании технического решения о продлении межремонтного периода оборудования руководство АЭС должно оформить в установленном порядке протокол исключения работ из ведомости объема ремонта.

18.2. Типовой порядок перехода от регламентированного ТОиР к ремонту оборудования по техническому состоянию

Структурная схема типового порядка перехода от регламентированного ремонта к ремонту оборудования по техническому состоянию приведена на рис. 18.1.

Типовой порядок перехода от регламентированного ремонта к ремонту оборудования по техническому состоянию предусматривает следующие мероприятия:

1. Формирование цеховых перечней оборудования, управление ресурсом которого признано целесообразным. В перечни включается оборудование, для которого разработано и имеется в наличии диагностическое обеспечение. Перечни составляются для групп однородного оборудования, включающих в себя оборудование по признакам общности функционального назначения и принципа действия, сходства конструктивных и ремонтно-технологических характеристик. В такие группы выделяются изделия из состава оборудования соответствующих типов (трубопроводной арматуры, насосов и др.).

2. Формирование на основе указателя оборудования в составе систем АЭС цеховых перечней оборудования (по типам — арматура, насосы и т. п.), ремонт которого возможен после наступления функционального отказа. Для замены отказавшего оборудования на АЭС должен быть создан резервный фонд оборудования, номенклатура которого должна определяться на основе технико-экономического анализа.

3. Подготовка перечней возможных отказов для каждого типа оборудования.

4. Подготовка перечней возможных дефектов (критических, значительных и малозначительных), определяющих техническое состояние оборудования (работоспособное, частично работоспособное, неработоспособное), и типовых критериев предельных состояний составных частей оборудования.

5. Подготовка номенклатуры определяющих диагностических параметров в соответствии с принятой диагностической моделью и методикой диагностирования для каждого вида оборудования с указанием их предельно допустимых значений.

6. Формирование диагностического обеспечения оборудования — выбор методов, поставка средств и разработка правил ТД.

Разработка с использованием расчетов на основе выбранных методик ТД или выборки данных из конструкторской документации значений контролируемых диагностических параметров и их допусков для каждой единицы контролируемого оборудования. Методика ТД оборудования должна включать:

- описание диагностической модели оборудования;
- методы расчета номинальных значений и допусков диагностируемых параметров;
- алгоритмы анализа диагностической информации;
- методы определения возможных дефектов;
- методы статистического анализа диагностируемых параметров для групп однородного оборудования;

- методы прогнозирования технического состояния оборудования;
- оценку достоверности и точности результатов ТД;
- перечень и характеристики используемых средств ТД.

7. Учет работ по ТД оборудования, включенного в ведомость объема ремонта, в графике ремонта энергоблока (основной установки).

8. ТД оборудования по *рабочим программам*, которые должны содержать:

- обоснование безопасности проведения работ;
- технологические ограничения;
- данные по исходному состоянию энергоблока, систем и оборудования;
- перечень используемых средств диагностики с указанием их технических характеристик;

- правила и процедуры проведения ТД;
- действия персонала при возможных отказах диагностируемого оборудования;
- критерии окончания работ по программе;
- требования к оформлению результатов выполненных работ.

9. Оформление протокола с заключением о результатах ТД.

10. Группирование оборудования, признанного работоспособным по определенным признакам (типоразмерам, рабочим параметрам и пр.) по результатам ТД.

11. Анализ диагностических параметров по физико-статистической модели для каждой группы.

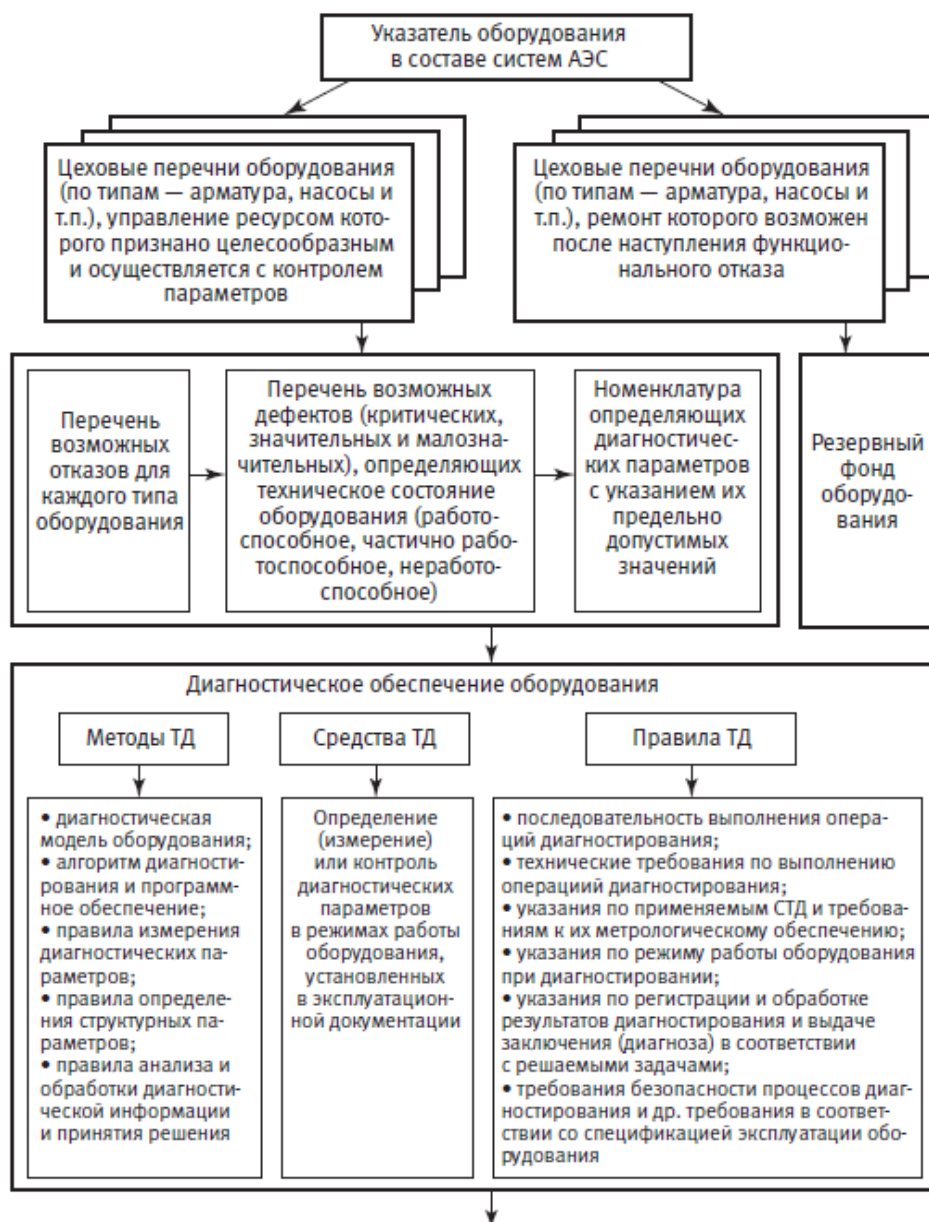
12. Определение в каждой группе оборудования, признанного работоспособным, единиц оборудования (не менее двух), характеризующихся наибольшим разбросом диагностических параметров, для контрольной разборки.

13. Определение (уточнение) категории ремонта оборудования, признанного частично работоспособным или неработоспособным по результатам ТД.

14. Принятие решения о продлении межремонтного периода.

На примере трубопроводной арматуры обобщенный алгоритм исключения арматуры из ведомости объемов ремонта представлен на рис. 18.2. Алгоритм состоит из следующих основных этапов:

- а) подготовительный этап – блоки 1-4;
- б) диагностическое сопровождение процедуры корректировки объемов ремонтных работ – блоки 5 -10, 9, 10, 15;
- в) этап подготовки формирования протокола исключения – блоки 11 -14, 16;
- г) оформление решения об отказе от разборки арматуры и протокола исключения из ведомости объемов работ – блоки 17, 19.



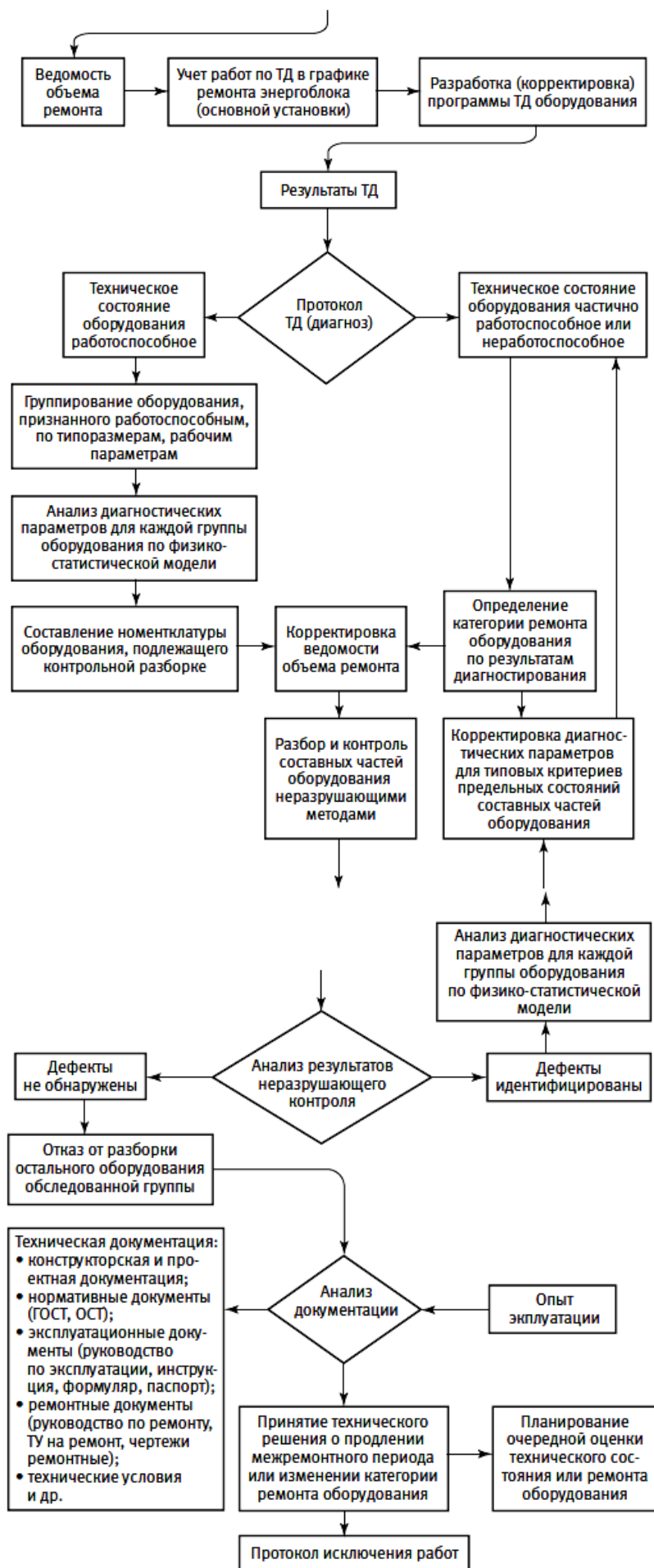


Рис. 18.1. Структурная схема типового порядка перехода от регламентированного ремонта к ремонту оборудования по техническому состоянию

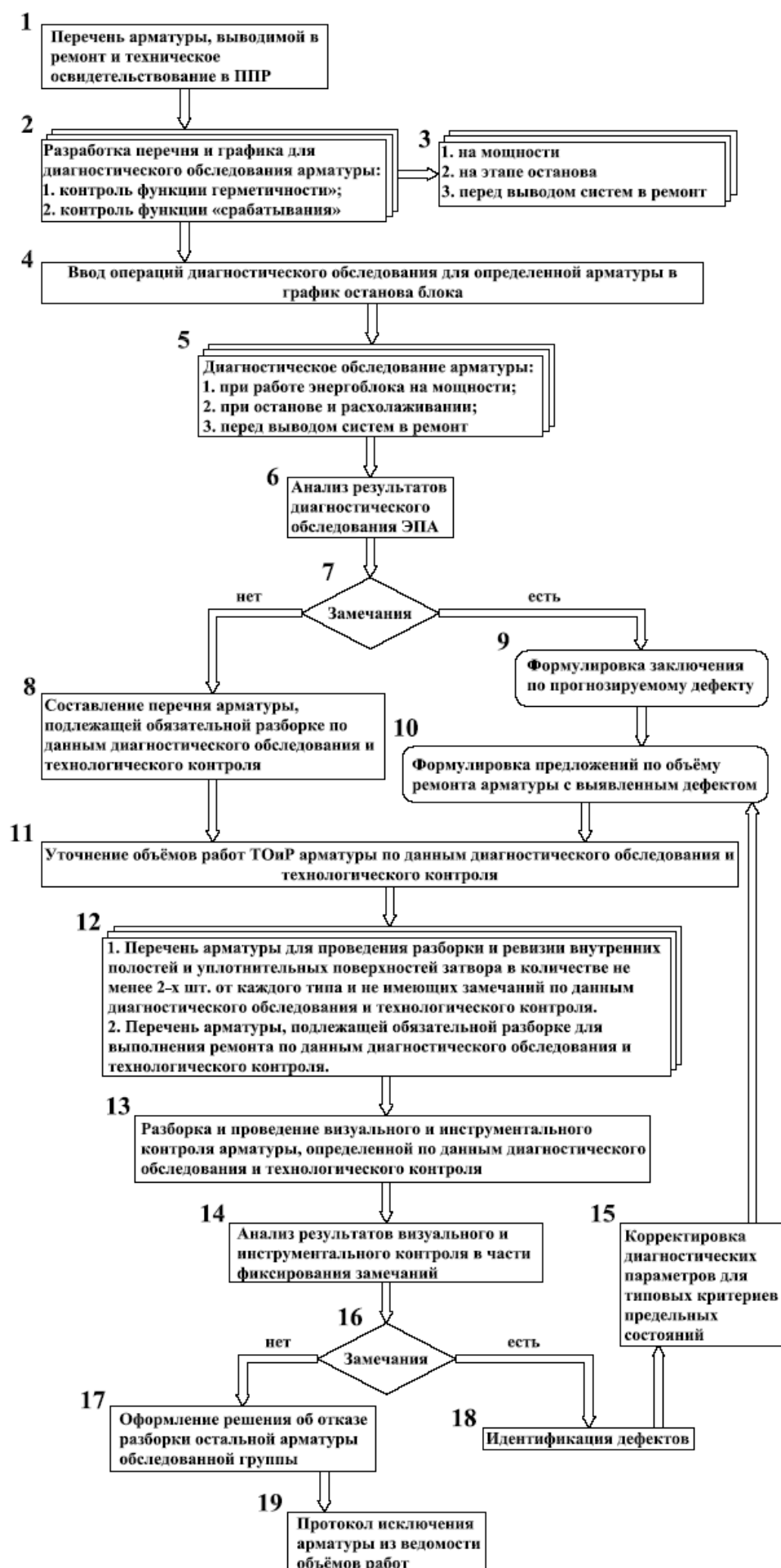


Рис. 18.2. Алгоритм исключения арматуры из планируемых объемов ремонтных работ

На подготовительном этапе формируется станционный перечень арматуры по принадлежности, выводимой в ремонт и под техническое освидетельствование в предстоящий планово-предупредительный ремонт (1). Далее разрабатываются перечни и графики диагностического обследования с контролем основных функций арматуры – срабатывания и герметичности (2). При разработке перечней учитывается, что арматура проходит диагностическое обследование в следующих случаях (3):

- при работе энергоблока на мощности (срабатывание во время регламентных испытаний и переходов);
- на этапе останова (срабатывание по графику останова энергоблока);
- перед выводом технологических систем в ремонт (целевое диагностирование).

На этапе диагностического сопровождения процедуры корректировки объема ремонтных работ операции диагностирования вводятся в утверждаемый график останова блока (4), производится непосредственно диагностическое обследование арматуры (5) и анализируются результаты диагностического обследования (6). При наличии замечаний формулируются соответствующие заключения о нарушении работоспособного состояния (9) и предложения по объему ремонта арматуры с выявленными дефектами (10).

На этапе подготовки формирования протокола исключения производится уточнение объемов работ ТОиР арматуры по данным диагностического обследования и технологического контроля (11). При решении вопроса обоснованного выбора тех единиц арматуры каждого типа, которым необходимо назначение операций разборки и дефектации, используется разработанная методика статистического распознавания состояний по результатам диагностических обследований. Составляются два перечня (12), один из которых - перечень арматуры для проведения разборки и ревизии внутренних и уплотнительных полостей затвора в количестве не менее двух штук от каждого типа и не имеющих замечаний по данным диагностического обследования и технологического контроля; второй - перечень арматуры, подлежащей обязательной разборке для выполнения ремонта по данным диагностического обследования и технологического контроля. В дальнейшем выполняется разборка и проведение визуального и инструментального контроля арматуры (13), определенной по данным диагностического обследования и технологического контроля и анализируются результаты визуального и инструментального контроля по выявленным замечаниям (14).

На последнем этапе проводится оформление технического решения станционного уровня об отказе от разборки остальной арматуры обследованной группы (17) и протокола исключения арматуры из ведомости объемов работ (18).