



**Gesellschaft für Anlagen-
und Reaktorsicherheit
(GRS) mbH**

**Оценка безопасности
атомной электро-
станции “Грайфсвальд“,
блоков 1-4**

2 промежуточный отчёт

октябрь 1992 года

**GRS - 94
ISBN 3-923875-44-4**

Примечание:

Настоящий отчёт является переводом 2-ого промежуточного отчёта документации "Sicherheitsbeurteilung des Kernkraftwerkes Greifswald, Block 1-4. Eine Dokumentation der bisherigen Untersuchungen", отчёта GRS-77, опубликованного в июне 1990 года.

В случае сомнений ориентироваться на версию GRS-77 настоящего отчёта.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
1. Введение.....	1
2. Описание установки (блоки 1-4).....	3
2.1. Основная схема станции.....	3
2.2. Проектные требования по безопасности.....	8
2.3. Устройства безопасности.....	8
3. Требования ГКЯРБ по реконструкции и безо- пасному ведению эксплуатации.....	15
4. Анализ состояния оборудования первого и второго контура, находящегося под давлением.....	18
4.1. Первый контур, системы свежего пара и питательной воды.....	18
4.1.1. Проектные схемы контуров.....	18
4.1.2. Пригодность применяемых конструкционных материалов.....	26
4.1.3. Нагрузки.....	33
4.1.4. Состояние оборудования и трубопроводов.....	39
4.1.5. Взаимодействие материалов со средой.....	42
4.2. Дополнительные исследования.....	44
4.3. Оценка безопасности и необходимые мероприятия.....	45
5. Анализы аварий.....	48
5.1. Оценка существующих анализов аварий.....	48
5.1.1. Потеря теплоносителя первого контура в пределах системы герметичных помещений.....	49
5.1.2. Повреждения трубок парогенератора.....	50

5.1.3. Потеря теплоносителя из второго контура.....	51
5.1.4. Потеря теплоносителя первого контура вне системы герметичных помещений.....	53
5.1.5. Аварии из-за изменений реактивности.....	54
5.1.6. Потеря электроснабжения собственных нужд (полное обесточивание блока).....	55
5.1.7. Отключение главных циркуляционных насосов.....	55
5.1.8. Аварии с отказом аварийной защиты реактора.....	56
5.2. Выполняемые анализы аварий.....	56
5.3. Заключение по мероприятиям по повышению безопасности, содержащиеся в программе из 35 пунктов ГКЯРБ.....	57
5.4. Термодинамика при образовании холодных струй теплоносителя.....	60
5.5. Сопутствующие работы по верификации исполь- зуемых расчетных программ.....	62
5.6. Требования по повышению безопасности.....	62
 6. Система герметичных помещений, как локализу- ющая система безопасности.....	 64
 6.1. Существующий проект системы герметичных помещений.....	 64
6.1.1. Принципиальные функции.....	64
6.1.2. Строительные конструкции.....	64
6.1.3. Проектные аварии.....	65
6.1.4. Требования к плотности системы герметичных помещений.....	65
6.1.5. Несущая способность здания реакторного отделения.....	66
6.1.6. Уплотнение системы герметичных помещений. Проверка плотности.....	66

6.1.7.	Герметизация системы герметичных помещений в необходимых случаях.....	66
6.1.8.	Эксплуатация системы герметичных помещений.....	67
6.1.9.	Спринклерная система.....	67
6.1.10.	Повторные испытания.....	68
6.2.	Оценка безопасности.....	68
6.2.1.	Утечки из системы герметичных помещений при авариях.....	69
6.2.2.	Отсечение линий, проходящих через контур герметизации.....	69
6.2.3.	Защита от превышения давления в системе герметичных помещений.....	70
6.2.4.	Кабельные проходки через контур герметизации.	
6.2.5.	Нагрузки на строительную часть.....	70
6.2.6.	Спринклерная система и охладители.....	71
6.2.7.	Сток в приямок.....	71
6.2.8.	Расширенный спектр возможных аварий.....	71
6.2.9.	Возникновение горючих газов в системе герметичных помещений.....	72
6.3.	Термогидравлические анализы.....	72
6.3.1.	Имеющиеся исследования.....	72
6.3.2.	Проверочные анализы.....	73
6.3.2.1.	Выполненные сравнительные анализы.....	74
6.3.2.2.	Результаты сравнительных анализов ОБР.....	74
6.3.3.	Перспектива проведения дальнейших анализов.....	83
6.4.	Требования по повышению безопасности.....	84
6.4.1.	Первоочередные мероприятия.....	85
6.4.2.	Долгосрочные мероприятия (мероприятия по реконструкции).....	85
7.	Работа систем АЭС при различных режимах эксплуатации.....	86
7.1.	Введение.....	86
7.2.	Исходные события.....	86

7.3.	Протекание аварийных и переходных режимов.....	86
7.3.1.	Течь <Ду 200 (314 см^2).....	89
7.3.2.	Течь <Ду 32 (8 см^2) с односторонним истече- нием.....	90
7.3.3.	Течь на компенсаторе давления <Ду 90 (64 см^2).....	91
7.3.4.	Течь одной трубки парогенератора <Ду 13 ($1,3 \text{ см}^2$).....	92
7.3.5.	Течь на нескольких трубках парогенератора.....	92
7.3.6.	Течи на соединительных трубопроводах первого контура, выходящих из системы герметичных помещений.....	93
7.3.7.	Полное обесточивание блока.....	94
7.3.8.	Потеря основной системы отвода тепла.....	95
7.3.9.	Потеря основной питательной воды.....	95
7.3.10.	Переполнение компенсатора давления.....	96
7.3.11.	Отключение одного турбогенератора.....	96
7.3.12.	Операции по пуску и остановке.....	96
7.3.13.	Течь трубопровода свежего пара (различные места расположения течей).....	97
7.3.14.	Течь коллектора свежего пара.....	98
7.3.15.	Течь трубопровода питательной воды (различ- ные места расположения течей).....	98
7.3.16.	Течь в одном из трех коллекторов питательной воды.....	98
7.3.17.	Потеря системы технической воды.....	99
7.3.18.	Отключение нескольких главных циркуляцион- ционных насосов.....	100
7.3.19.	Отказ главных распредустройств надежного питания переменного тока 380 В и постоянного тока 220 В.....	100
7.3.20.	Аварии из-за изменений реактивности.....	101
7.3.21.	Аварии с отказом аварийной защиты реактора (АТWS).....	101

7.4.	Контрольно-измерительная техника и автоматика, электроснабжение.....	102
7.4.1.	Контрольно-измерительная техника и автоматика.....	102
7.4.2.	Электроснабжение.....	110
7.5.	Состояние с эргономикой.....	114
7.5.1.	Введение.....	114
7.5.2.	Помощь в определении вида аварии.....	114
7.5.3.	Аварийные инструкции.....	114
7.5.4.	Квалификация и тренировка эксплуатационного персонала.....	115
7.5.5.	Оформление блочного щита управления.....	116
7.6.	Рекомендуемые компенсирующие мероприятия.....	117
7.6.1.	Система аварийной защиты реактора.....	118
7.6.2.	Система расхолаживания.....	118
7.6.3.	Система аварийной питательной воды, система свежего пара.....	119
7.6.4.	Система технической воды, промежуточный контур охлаждения АЭС.....	119
7.6.5.	Сбросные клапаны и герметизация воздухопроводов системы герметичных помещений.....	120
7.6.6.	Контрольно-измерительная техника и автоматика.....	120
7.6.7.	Электротехника.....	121
7.6.8.	Административные меры.....	122
8.	Распространяющиеся воздействия.....	124
8.1.	Оценка существующего проекта.....	124
8.1.1.	Внутренние распространяющиеся воздействия.....	124
8.1.1.1.	Пожар.....	124
8.1.1.2.	Затопление.....	128
8.1.1.3.	Другие внутренние воздействия.....	131
8.1.2.	Внешние воздействия.....	131
8.2.	Неотложные противопожарные мероприятия.....	132

8.2.1.	Раннее обнаружение очага пожара.....	132
8.2.2.	Пассивная противопожарная защита.....	133
8.2.3.	Подавление пожара.....	134
8.2.4.	Особые противопожарные мероприятия для кабельного полуэтажа (Е102).....	134
8.2.5.	Пространственное разделение независимых каналов систем безопасности.....	134
8.3.	Неотложные мероприятия против затопления.....	135
8.4.	Мероприятия по повышению безопасности в период реконструкции.....	135
9.	Опыт эксплуатации.....	136
9.1.	Учет и оповещение об авариях на АЭС "Грайфсвальд".....	136
9.2.	Отбор событий.....	138
9.3.	Рассмотрение отобранных событий.....	139
9.3.1.	Отключение одного турбогенератора.....	139
9.3.2.	Потеря основной питательной воды с сохране- нием аварийной подпитки ПГ.....	141
9.3.3.	Переполнение парогенераторов.....	143
9.3.4.	Переполнение компенсатора давления.....	145
9.3.5.	Течи в первом контуре.....	147
9.3.6.	Течи во втором контуре.....	149
9.3.7.	Отключение главных циркуляционных насосов.....	152
9.3.8.	Уменьшения подкритичности реактора в период останова, вызванные подачей химреак- торов и чистого конденсата.....	153
9.3.9.	Неправомерные отключения сигналов сраба- тывания аварийной защиты реактора и дебло- кирования; переключения при обслуживании.....	157
9.3.10.	Нарушения в системе электроснабжения собст- венных нужд, включая надежное питание (6 кВ) от дизель-генераторов.....	162

9.3.11. Отказы сети надежного питания переменного тока (0,4 кВ).....	163
9.3.12. Нарушения в системе бесперебойного питания (система постоянного тока 220 В).....	167
9.4. Рекомендуемые компенсирующие мероприятия.....	171
9.4.1. Первоочередные мероприятия.....	171
9.4.2. Перспективные необходимые мероприятия.....	174
10. Заключение.....	175
10.1. Оценка результатов.....	175
10.2. Рекомендуемые компенсирующие мероприятия.....	176
10.3. Продолжение исследований.....	193

Приложение 1

Заключение советских экспертов по второму промежуточному отчету по оценке безопасности АЭС "Грайфсвальд", блоки 1-4 (ВВЭР-440;В-230).....	А 1 - 1
--	---------

Приложение 2

Краткие описания использованных расчетных программ.....	А 2 - 1
--	---------

- 1) Краткое описание программы BRACO-1
- 2) Краткое описание программы COFLOW
- 3) Краткое описание программы RALOC

Литература

Список сокращений

1. Введение

В рамках сотрудничества с Германской Демократической Республикой в обеспечении безопасности атомных электростанций Федеральный министр по охране окружающей среды, природы и обеспечению безопасности реакторов поручил Обществу по безопасности реакторов (ОБР) подготовить заключение по безопасности АЭС "Грайфсвальд", блоки 1-4.

Необходимые для этой работы проводятся совместно с Государственным комитетом по ядерной и радиационной безопасности (ГКЯРБ) Германской Демократической Республики при участии экспертов из компетентных организации СССР и при поддержке специалистов АЭС "Грайфсвальд". В ряде совещаний принимали участие также французские эксперты из Института по обеспечению ядерной безопасности (IPSN).

Для разъяснения отдельных вопросов ОБР привлекало технические надзоры Баварии и Северной Германии, Рейнско-Вестфальский технадзор, а также Ведомство по испытанию материалов, Штутгарт.

Работы были начаты в январе 1990 г. Заключение по проблемам безопасности, которые исследовались в рамках этой работы, было за короткий срок представлено в Первом промежуточном отчете от 15.02.90 г. и опубликовано. Основанием для этого заключения были знания, полученные во время организованного ГКЯРБ 25-26 января 1990 г. на АЭС "Грайфсвальд" рабочего семинара, а также на связанных с ним профессиональных обсуждениях и из документации, предоставленной в распоряжение на непродолжительное время. Заключение касается в первую очередь оценки состояния находящегося под давлением оборудования первого контура, особенно вопроса об охрупчивании материала корпусов реакторов под действием нейтронного облучения. Кроме того, предприняты первые оценки по отдельным аспектам обеспечения безопасности в проектах установок.

На основе принятой величины критической температуры хрупкости для ближайшего к активной зоне сварного шва корпуса реактора и с учетом неопределенностей в данных о свойствах материалов и имеющихся результатов испытаний и анализов в первом отчете по оценке безопасности была рекомендована предупредительная остановка блоков 2 и 3.

Во втором промежуточном отчете дается обзор состояния продолжающихся исследований. Отчет посвящен прежде всего проектному обеспечению безопасности на АЭС и оценке опыта эксплуатации. Для понимания изложенного в главах, анализирующих безопасность установки (главы 4-9), глава 2 содержит краткое описание концепции и проектных мер обеспечения безопасности на блоках 1-4 с реакторами ВВЭР-440/В-230 (реакторы ВВЭР первого поколения).

Глава 3 содержит мнение государственных контрольных органов стран - членов СЭВ, в которых эксплуатируются реакторы серии ВВЭР-440/В-230 (Болгарии, СССР и ЧССР) с согласованными принципа-

ми ведения реконструкции и безопасной эксплуатации. Кроме того, прокомментированы дополнительные, предложенные ГКЯРБ мероприятия, при выполнении которых безопасность будет обеспечиваться на период до проведения запланированной реконструкции.

Для исследований ОБР и ГКЯРБ с привлечением других организаций образовали рабочие группы по следующим темам:

- оборудование, находящееся под давлением;
- анализы аварий;
- система герметичных помещений;
- системы АЭС (технологические, электрические, КИП и автоматика);
- распространяющиеся воздействия;
- оценка опыта эксплуатации.

В рабочих группах были проведены обстоятельные обсуждения и исследования проблемы. Для оценки состояния оборудования, находящегося под давлением, и выяснения влияющих на это состояние вопросов материаловедения также имели место интенсивные дискуссии с советскими и французскими экспертами. Совместные заседания рабочих групп были проведены 7-8 марта и 3-4 мая 1990 г. в Берлине. В них участвовали советские, а 3-4 мая также и французские эксперты. Позднее, 22-23 мая 1990 г. в Москве состоялось обсуждение результатов исследований с советскими экспертами.

При современном состоянии работ еще нельзя дать окончательной оценки по всем вопросам безопасности АЭС "Грайфсвальд". По отдельным вопросам требуется рассмотрение дополнительных материалов. Ряд проблем и тем из-за недостатка времени вообще еще не рассматривался. Это касается, например, оценки прочности зданий и сооружений, важных для безопасности.

Для окончательного полноценного заключения требуется дальнейшая работа. Следует назвать, например, дополнительные исследования поведения материалов, динамические анализы для уточнения эффективности систем безопасности и дальнейшую оценку имеющегося опыта эксплуатации. Необходимые для этого долгосрочные исследования названы и детально описаны в отчете. Эти работы должны выполняться по совместной рабочей программе ОБР-ГКЯРБ при участии советских и французских экспертов. В конце глав с описанием выполненных оценок приведены вытекающие из них рекомендации по необходимым для повышения безопасности компенсирующим мероприятиям. При этом, вообще говоря, делаются различия между неотложными и долгосрочными мероприятиями. В главе 10, содержащей обобщенное заключение, рекомендации других глав суммированы, разделены на три категории и вместе оценены.

2. Описание установки (блоки 1-4)

На блоках 1-4 АЭС "Грайфсвальд" установлены реакторы ВВЭР-440/В-230 с водой под давлением, разработанные в СССР. Далее будут описаны важнейшие технические характеристики установки и важных для безопасности систем и оборудования.

2.1. Основная схема станции

На рис.2-1 приведен поперечный разрез реакторной установки ВВЭР-440/В-230. На каждом блоке имеется два контура: первый контур (смотри рис.2-2) и системы питательной воды и пара (второй контур, смотри рис.2-3). Оборудование первого контура заключено в систему герметичных помещений (локализуемая система безопасности), оборудование второго контура находится в машинном зале.

Таблица 2-1 содержит основные проектные параметры блока с реакторами ВВЭР-440/В-230. Очередь АЭС с ВВЭР-440 сооружалась как двухблочная установка. Характерным для этого строительства является размещение двух реакторных установок в общем реакторном зале. Оба реактора используют как отдельные независимые системы, так и совместные системы и устройства безопасности.

Первый контур включает в себя энергетический реактор с водой в качестве теплоносителя и замедлителя и шесть петель с главными циркуляционными трубопроводами с внутренним диаметром 500 мм (Ду 500). В каждой петле имеется главный циркуляционный насос (ГЦН), парогенератор (ПГ) и две главные запорные задвижки (ГЗЗ) с электроприводом для отсечения части петли с оборудованием от реактора.

Для ограничения величины колебаний давления в первом контуре предусмотрен компенсатор давления (КД), который через два трубопровода Ду 200 подсоединен к ГЦТ одной из петель. На КД установлены два предохранительных клапана (ПК) фирмы Семпел, сброс из которых направляется в барботажный бак (барботер).

Второй контур включает в себя вторичную сторону парогенераторов, систему свежего пара, турбогенераторы, системы конденсата и питательной воды, а также вспомогательное оборудование машинного зала. На каждом блоке размещено по два турбогенератора мощностью по 220 МВт каждый, работающих на насыщенном паре с давлением на входе в ТГ 4,4 МПа.

Передача энергии в систему осуществляется на напряжениях 220 кВ или 380 кВ, электроснабжение потребителей собственных нужд выполнено на напряжениях 6 кВ, 380/220 В и 220 В постоянного тока. Кроме того 200 МВт тепловой энергии передается для теплоснабжения удаленных потребителей.

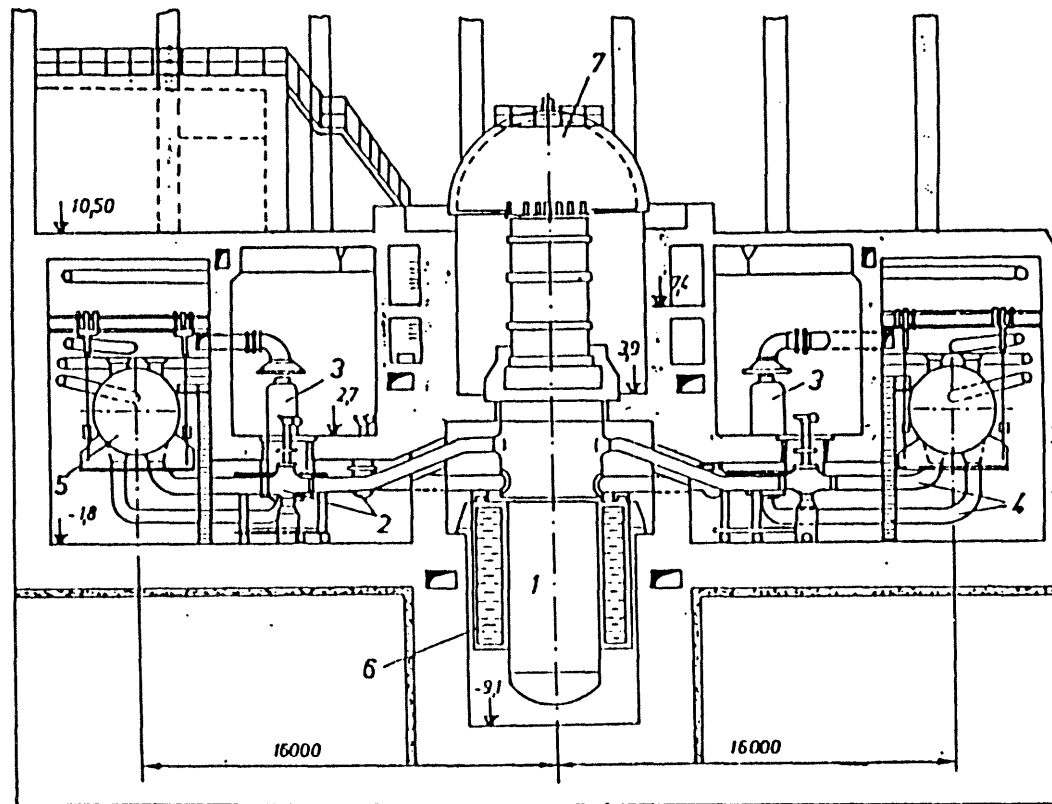
Обеспечение АЭС циркуляционной и технической водой осуществ-

ляется путем подачи морской воды из Грайфсвальдского залива с помощью береговой насосной.

Таблица 2-1

Основные характеристики энергоблока
440 МВт (ВВЭР-440;В-230), блоки 1-4)

Параметр ; обозначение	Размерность	
Тип реактора	ВВЭР-440	
Мощность реактора:		
– тепловая	МВт	1375
– электрическая	Вт	440
Давление в 1 контуре	МПа	12,3
Температура теплоносителя на выходе из реактора	°С	293
Подогрев теплоносителя в активной зоне	К	28
Количество петель		6
Параметры пара перед турбиной:		
– давление	МПа	4,3
– температура	°С	254
Температура питательной воды	°С	222
Тип турбины	К-220-44	
Число турбин	штук	2
Мощность турбины	МВт	220
Тип генераторов	ТВВ-200-2	
Напряжение генератора	кВ	15,75
Напряжение в энергосистеме	кВ	220 (ТГ 1-5)
	кВ	380 (ТГ 6-8)
Коэффициент полезного действия:		
– брутто	%	32
– нетто	%	30



- 5 -

- | | |
|--|---------------------------|
| 1. Реактор. | 5. Парогенератор. |
| 2. Главная запорная задвижка. | 6. Кольцевой бак с водой. |
| 3. Главный циркуляционный насос. | 7. Защитный колпак. |
| 4. Главный циркуляционный трубопровод. | |

Рис. 2-1. Компановка оборудования реакторной установки
(вид сбоку)

1. Реактор. 2. ГЗЗ. 3. ГЦН. 4. ГЦТ.
6. ПГ. 6. КД. 7. ПК КД. 8. Барботер.
9. Регенеративный теплообменник.
10. Доохладитель.

- 1) От промконтура ГЦН-СУЗ.
- 2) Продувка 1 контура на установку СВО-1 (аналогично петле 1)
- 3) Подпитка 1 контура от установки СВО-1 (аналогично петле 1).

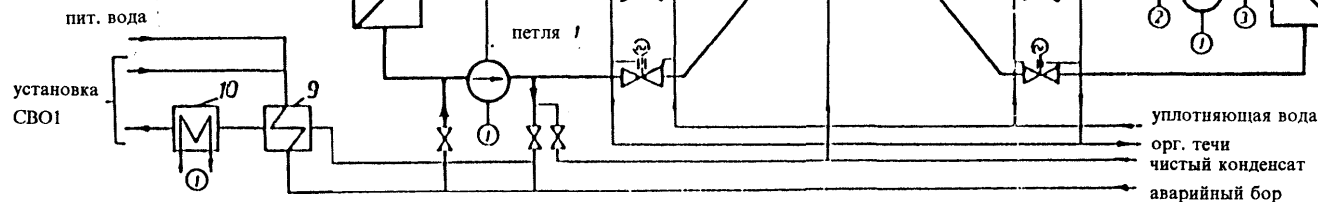
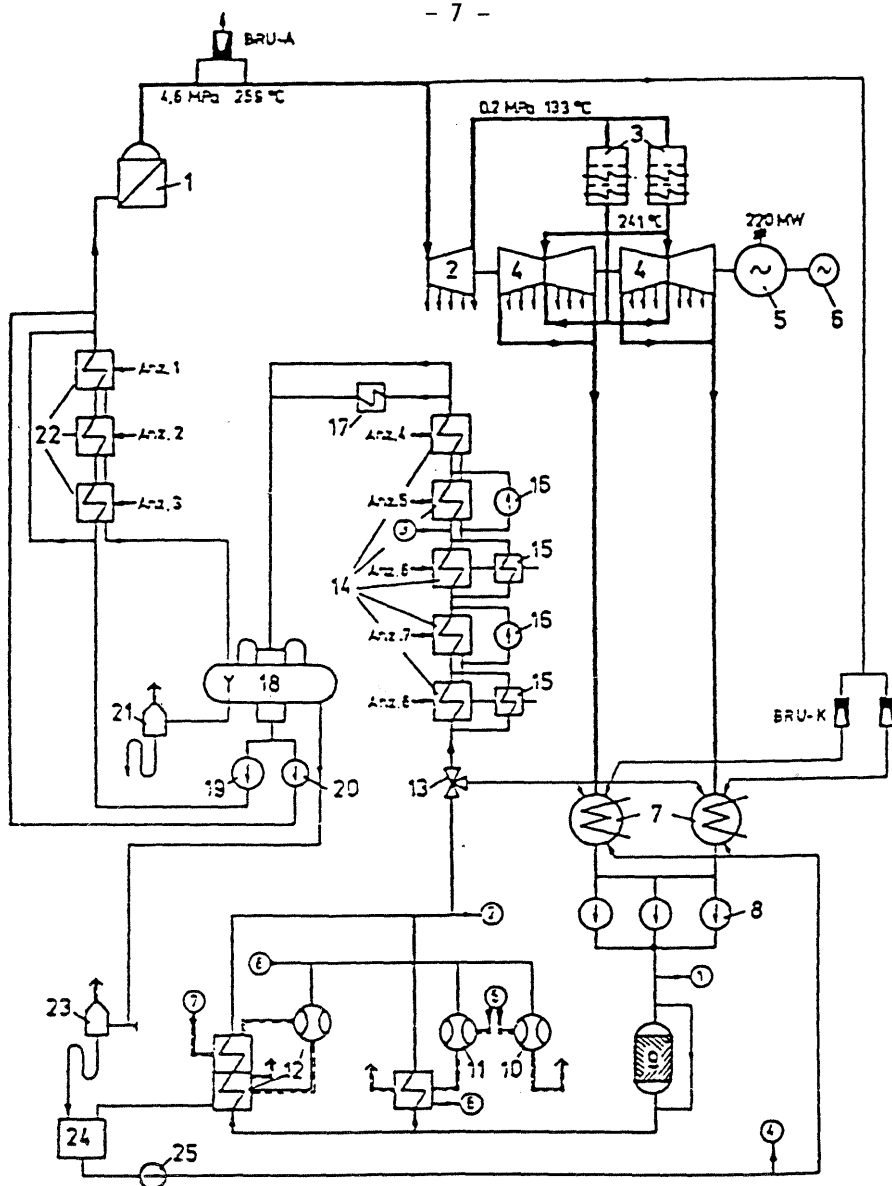


Рис. 2-2. Схема первого контура



1. ПГ. 2. ЦВД Турбины. 3. СПП. 4. ЦНД турбины. 5. Генератор. 6. ГСР. 7. Конденсатор турбины. 8. Конденсатные насосы. 9. Установка очистки конденсата. 10. Пусковой эжектор. 11. Основной эжектор. 12. Эжектор уплотнений. 13. Трехходовой клапан. 14. ПНД 1-5. 15. Охладитель конденсата ПНД 1-3. 16. Сливной насос ПНД. 17. Конденсатор выпара. 18. Деаэрактор. 19. Питательный насос. 20. Аварийный питательный насос. 21. Расширитель перелива. 22. ПВД 1-3. 23. Расширитель дренажа. 24. Дренажный бак. 25. Дренажные насосы.

1) От теплоцентрали. 2) К охладителю продувки СВ05. 3) От охладителя продувки СВ05. 4) К деаэрактору. 5) От конденсатора. 6) К конденсатору. 7) От коллектора пара на уплотнение турбины.

Рис. 2-3. Схема второго контура

2.2. Проектные требования по безопасности

При разработке проектных мер по обеспечению безопасности для реакторов ВВЭР-440/В-230 исходили из требований, действующих в СССР во время проектирования и сооружения этих реакторов. В частности выполнялись следующие указанные в техническом проекте СССР принципы:

- на основании принятых мер по обеспечению надежности конструкций первого контура и опыта строительства реакторов в СССР такие повреждения как обрыв больших трубопроводов (Ду 200, Ду 500) и корпусов оборудования (корпус реактора, корпуса насосов и задвижек) считаются маловероятными и в проекте не учитываются;
- при анализе аварийных случаев отказ всех каналов резервированной системы или отказ пассивного оборудования не рассматривается.

Отсюда вытекают при сравнении с современными требованиями по безопасности реакторов с водой под давлением следующие недостатки:

- недостаточная система локализации радиоактивности при авариях;
- низкая производительность систем безопасности;
- недостаточное резервирование систем безопасности;
- связи между каналами систем безопасности;
- связи между системами безопасности и системами нормальной эксплуатации;
- отсутствует физическое разделение каналов систем безопасности;
- нет независимой, длительно действующей системы аварийного расхолаживания.

С другой стороны, внутренние характеристики блоков ВВЭР-440 положительные с точки зрения безопасности. А именно:

- относительно низкая удельная мощность активной зоны;
- относительно короткая активная зона;
- сильное подавление колебаний мощности в активной зоне;
- большой запас питательной воды в парогенераторах.

2.3. Устройства безопасности

* Система аварийного расхолаживания (система аварийного ввода бора)

В системе (рис.2-4) имеется шесть насосов для ввода воды с

бором в первый контур. Насосы установлены рядом друг с другом в одном помещении. Каждый три насоса объединены по всасыванию и питаются по одному трубопроводу из бака с запасом борного раствора, который один на весь блок. Подача раствора в первый контур осуществляется каждой тройкой насосов через свой коллектор. Рядом с насосами аварийного ввода бора установлены три спринклерных насоса с двумя охладителями на напорных линиях, которые питаются из того же бака запаса борного раствора. При авариях с течью спринклерные насосы разбрызгивают борированную воду в герметичных помещениях первого контура и этим ограничивают рост давления в них.

* Локализирующая система безопасности (система герметичных помещений)

Система герметичных помещений (рис.2-5) представляет собой замкнутую группу помещений, в которую заключено основное оборудование первого контура (реактор, парогенераторы, главные циркуляционные насосы, главные запорные задвижки, компенсатор давления, бак аварийного запаса борного раствора, установка очистки теплоносителя первого контура). Помещения имеют суммарный объем около 14000 м³ и рассчитаны на избыточное давление 1 бар. Между необслуживаемыми и обслуживаемыми помещениями, а также между последними и атмосферой поддерживается ступенчатая разница в разрежениях с помощью вентиляционных систем.

Тепловые потери первого контура отводятся с помощью рециркуляционных систем вентиляции с охладителями. В боксах парогенераторов и ГЦН размещены по три линии спринклерной системы с сопловыми насадками. Система предназначена для снижения давления и связывания иода при течах. Система герметичных помещений может быть связана с окружающей средой через девять сбросных клапанов. При максимальной проектной аварии "Обрыв присоединительного трубопровода первого контура Ду 100 с ограничивающей течь вставкой Ду 32" и проектной производительности спринклерной системы открытия сбросных клапанов не происходит. При отказе спринклерной системе в случае МПА открывается один клапан. Открытие всех сбросных клапанов защищает систему герметичных помещений при разрыве наибольшего трубопровода соединенного с неотключаемой частью первого контура (Ду 200).

* Система аварийной питательной воды

Система аварийной питательной воды (рис. 2-6) включает два насоса, которые установлены рядом с основными насосами питательной воды в машинном зале. Трубопроводы систем основной и питательной воды связаны друг с другом на всасе и на напоре.

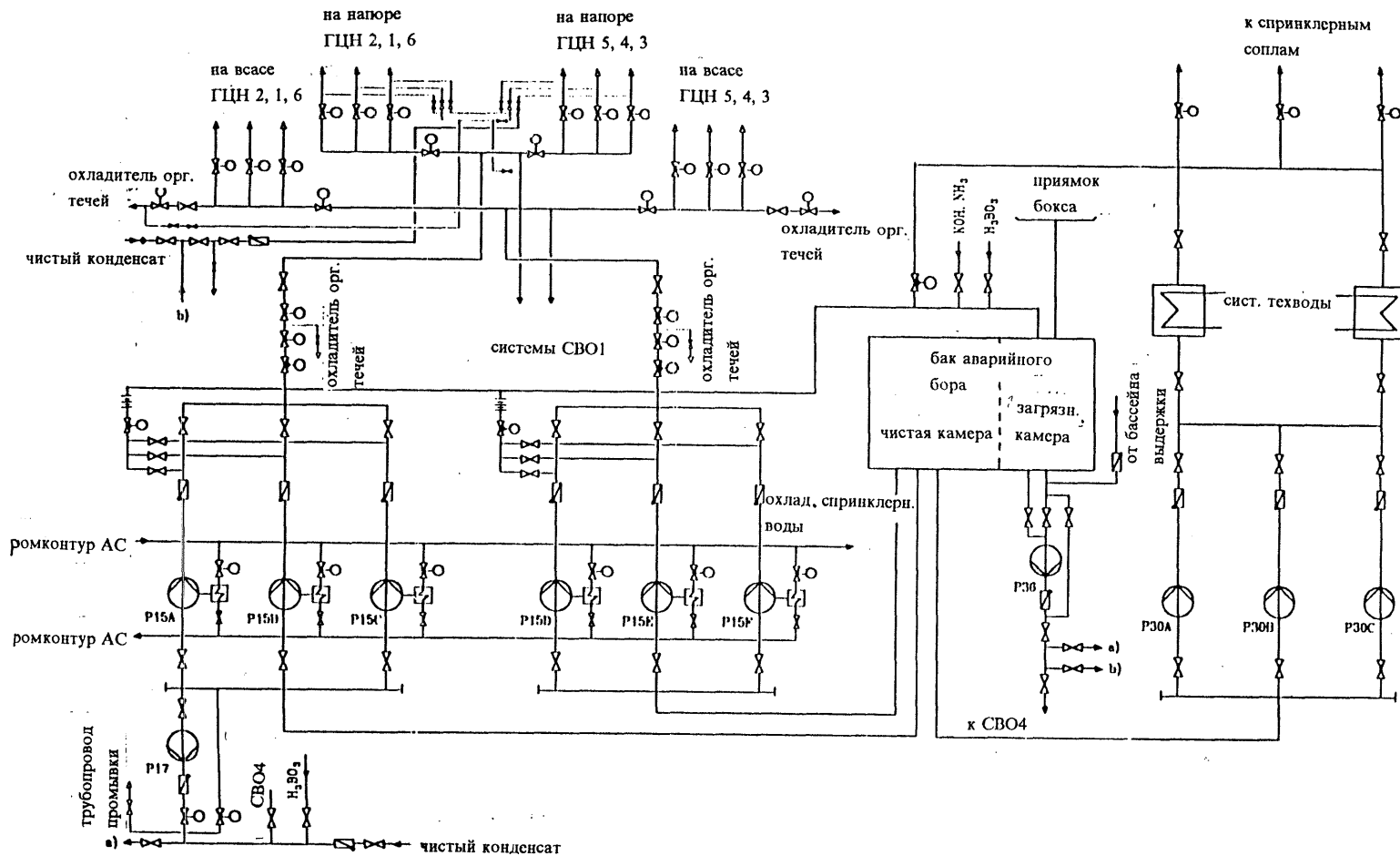
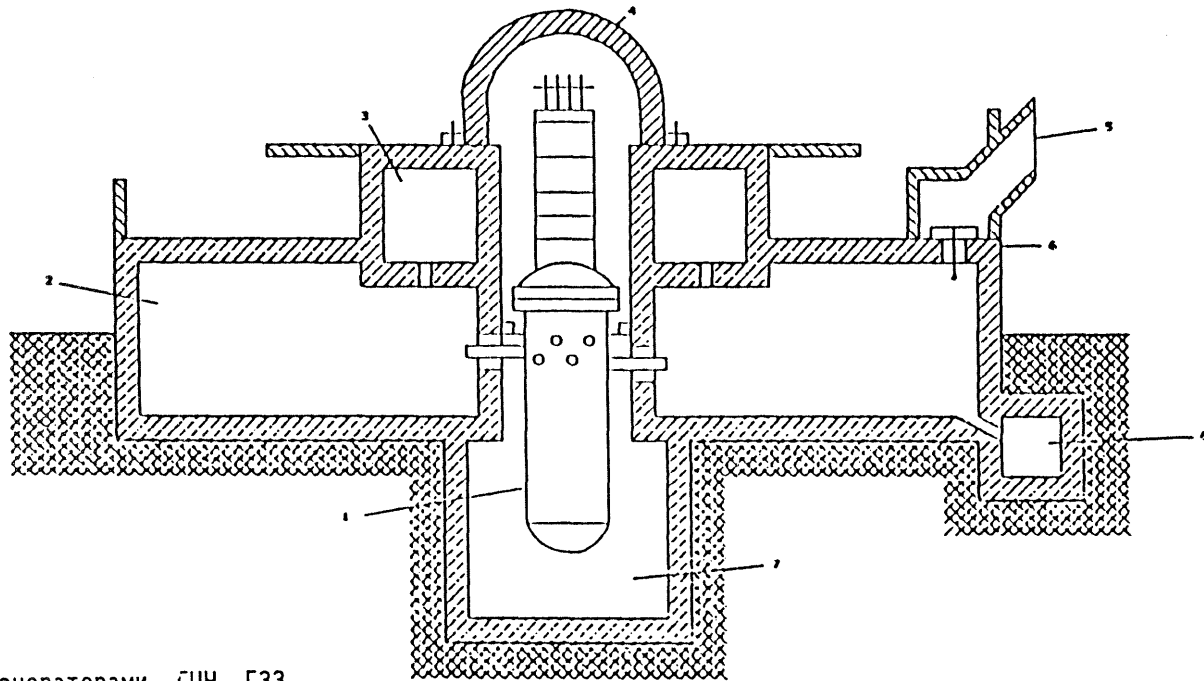


Рис. 2-4. Принципиальная схема системы аварийного ввода бора и спринклерной системы



1. Реактор.
2. Бокс с парогенераторами, ГЦН, ГЗЗ.
3. Помещение электроприводов ГЦН, ГЗЗ.
4. Защитный колпак.
5. Шахта для сброса паровоздушной смеси.
6. Сбросные клапаны.
7. Шахта реактора.
8. Бак запаса борного раствора для аварийного охлаждения реактора; приемок реакторного отделения.

Рис. 2-5. Система герметичных помещений блоков 1-4
АЭС "Грайфсвальд"

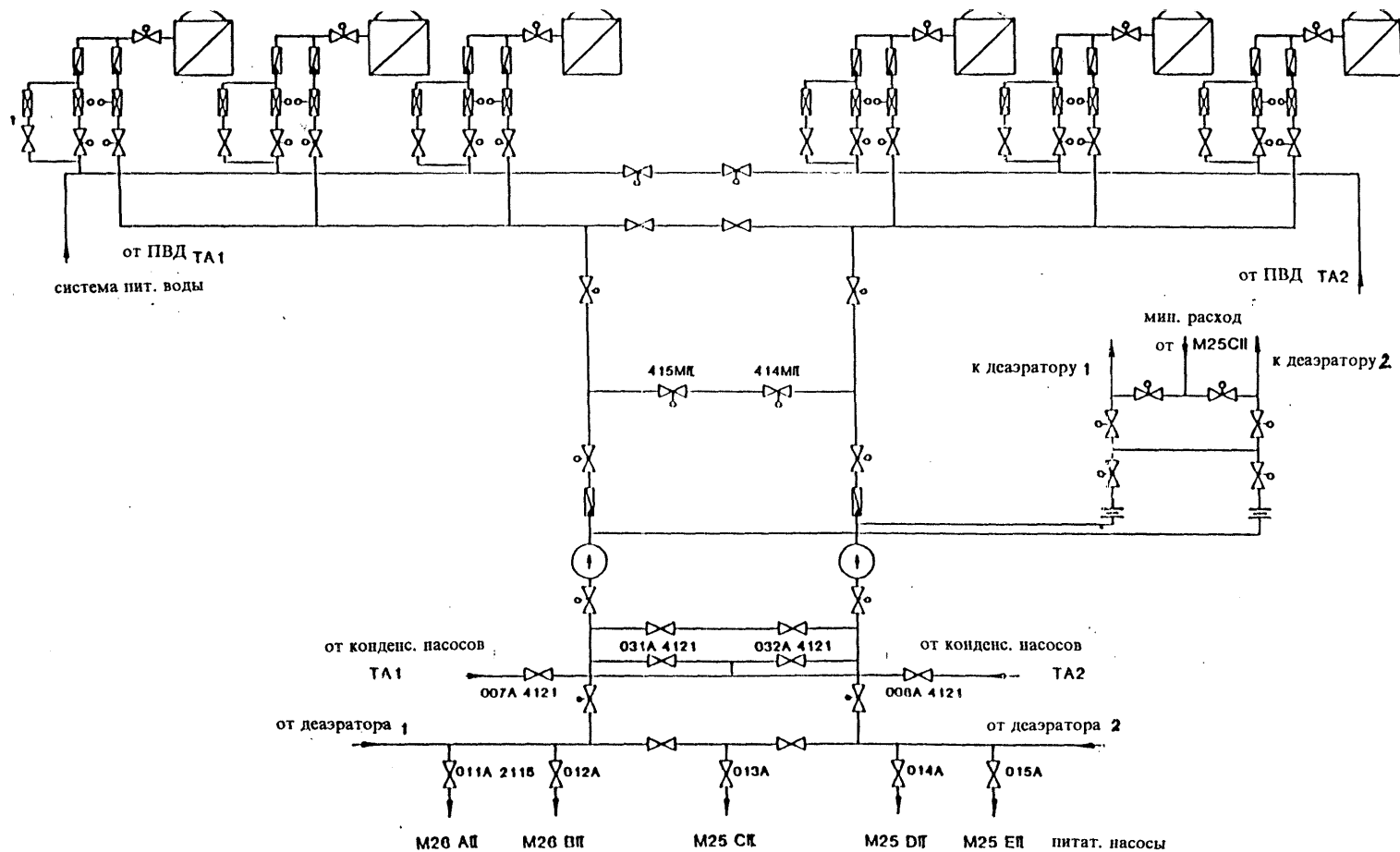


Рис. 2-6. Принципиальная схема системы аварийной питательной воды

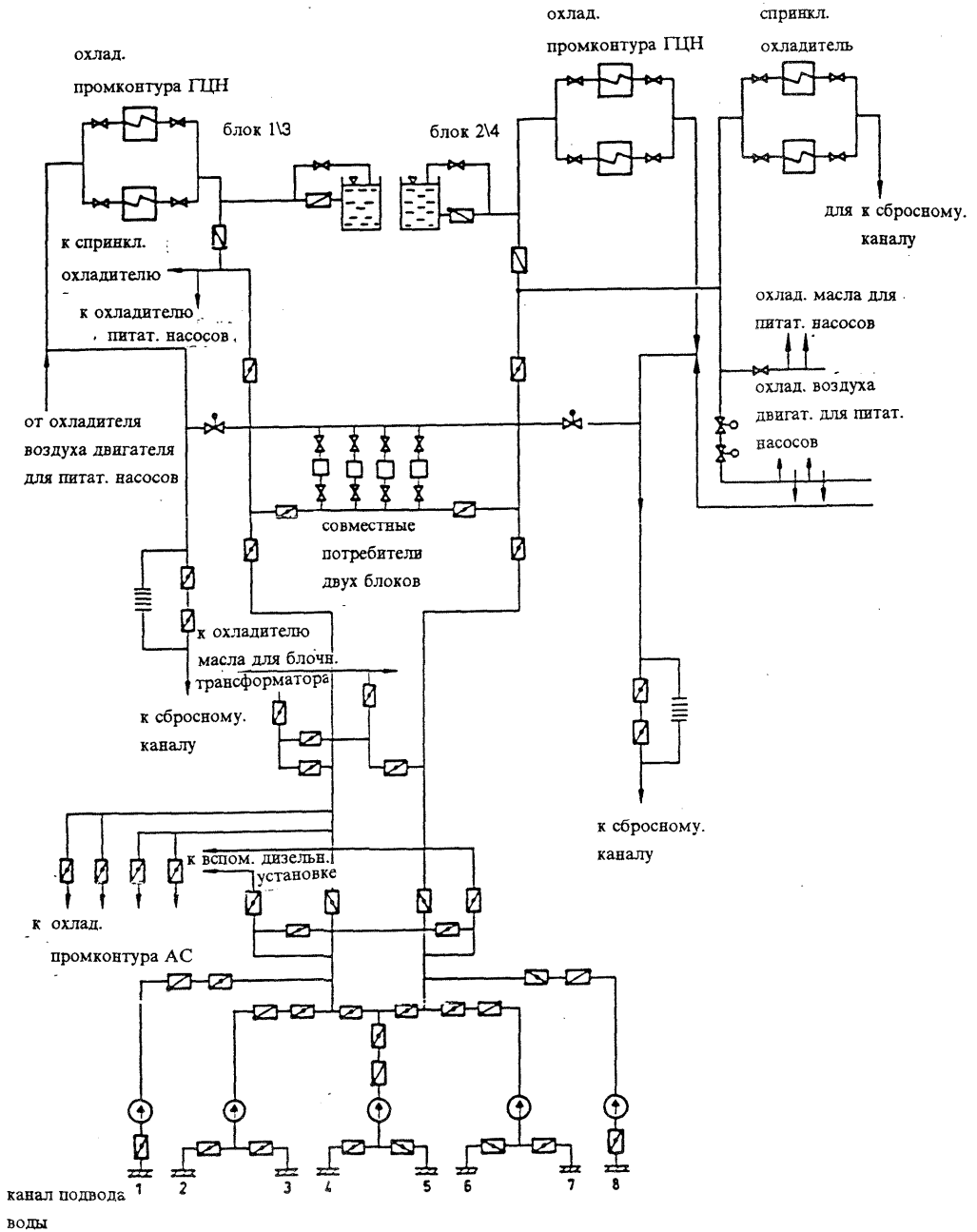


Рис. 2-7. Принципиальная схема системы технической воды

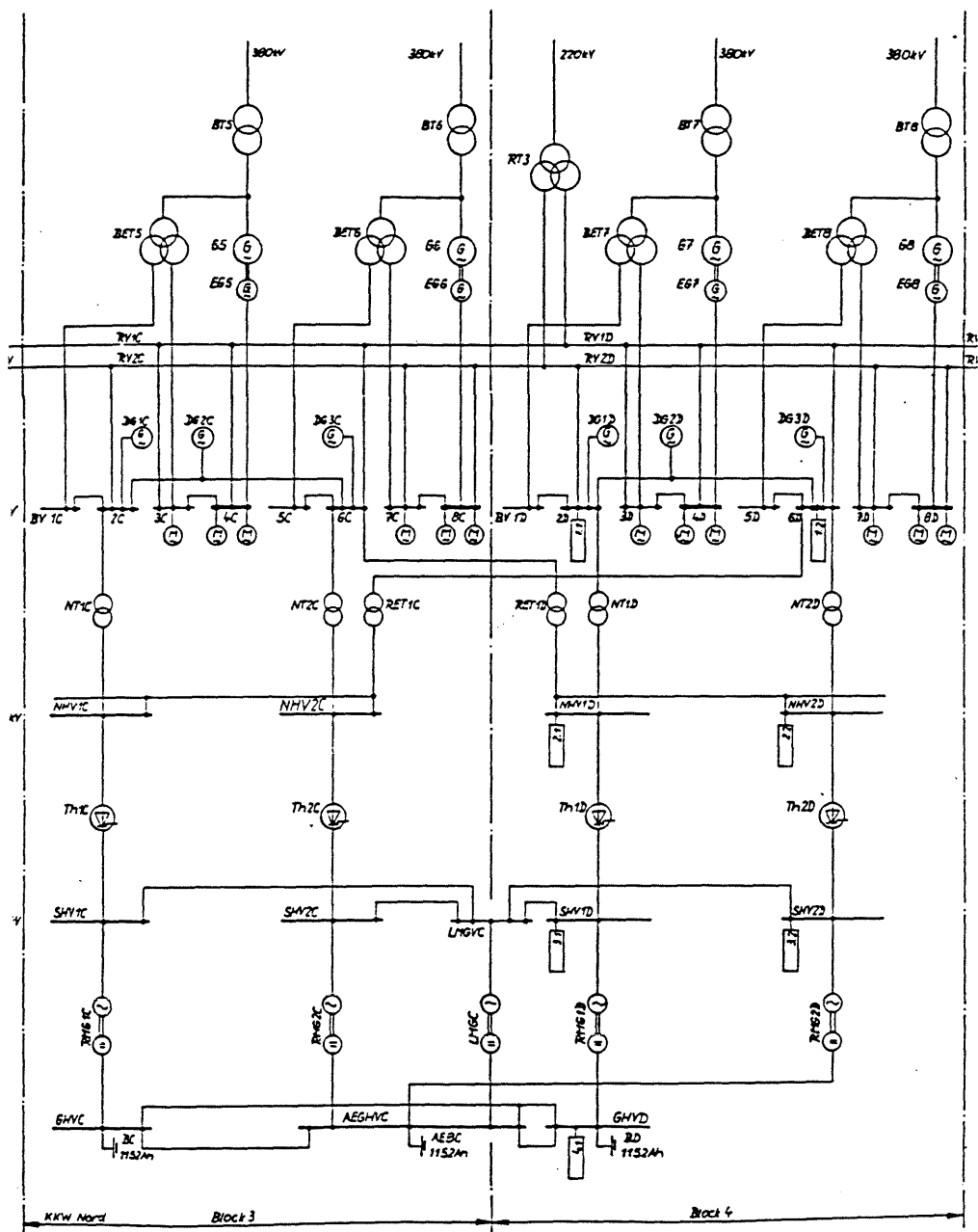


Рис. 2-8. Схема электроснабжения блоков 3 и 4
АЭС "Грайфсвальд"

*** Система технической воды**

Система технической воды (рис. 2-7) является общей для двух блоков и включает пять насосов, установленных в одном помещении. Насосы работают на один коллектор, от которого на каждый блок идет по одному трубопроводу для питания всех потребителей, как в системах нормальной эксплуатации, так и в системах безопасности.

*** Снабжение электроэнергией (рис. 2-8)**

1. Связь с системой: Имеется резервная связь с системой для пуска АЭС. На линиях связи генераторов с системой были установлены генераторные выключатели, при отключении которых обеспечивается возможность питания собственных нужд блоков от сети через блочные трансформаторы. Передача энергии блоками производится в сеть на напряжениях 220 кВ и 380 кВ.

2. Особенности схемы электроснабжения собственных нужд: Имеется возможность соединения с соседним блоком. В аварийном случае энергия выбега турбогенераторов используется для продолжения работы главных циркуляционных насосов в течение ограниченного времени.

3. Система аварийного энергоснабжения: Система в значительной степени, но не полностью последовательно выполнена как двухканальная. В различных частях системы (дизельагрегаты, распределительные устройства, постоянный ток) имеются связи между каналами.

3. Требования ГКЯРБ по реконструкции и безопасному ведению эксплуатации

Анализ имеющихся на блоках ВВЭР-440/В-230 недостатков по сравнению с современным состоянием обеспечения безопасности на ректорах с водой под давлением привели в середине 80-х годов к пониманию, что их длительная эксплуатация невозможна без широких мероприятий по реконструкции с целью приближения к современному уровню безопасности.

Из-за недостаточного форсирования работ по подготовке ГКЯРБ в марте 1989 г. выдвинул минимальные требования к безопасности, которые надо выполнить при реконструкции. Эти требования ГКЯРБ были обсуждены контрольными органами СССР, ЧСФР и Болгарии, где эксплуатируются подобные блоки, и сформулированы в виде 16 основных пунктов.

Эти пункты, в которых требуется завершение реконструкции до конца 1992 г., были направлены на АЭС "Грайфсвальд" для уточнения

мероприятий по безопасности и введения до завершения реконструкции особого режима эксплуатации.

Совместные требования контрольных органов заинтересованных стран исходили из факта, что достижение полного соответствия с современным международным уровнем безопасности новых АЭС с реакторами с водой под давлением невозможно, но максимальное приближение должно быть целью.

Для этого были разработаны следующие основные требования:

- спектр проектных аварий должен быть, насколько это, возможно расширен, а для запроектных аварий должны быть предусмотрены мероприятия по действию по управлению авариями;

- должно быть показано, что образование течей 1 контура с эквивалентным диаметром Ду 100 мм имеет вероятность менее 10^{-5} /в год на блок и реализуется только через этап "течь перед разрывом". При этом должно быть гарантировано, что система обнаружения течи и регламент эксплуатации обеспечат своевременное принятие необходимых мер;

- система аварийного расхолаживания должна состоять, как минимум, из двух независимых каналов и компенсировать течи менее Ду 100 без нарушения проектных критериев. При течах более Ду 100 должны быть реализованы мероприятия по уменьшению повреждений активной зоны. Необходимость установки дополнительной системы гидростатического давления требуется проанализировать;

- должны быть приняты меры по увеличению эффективности системы снижения давления в герметичных помещениях для уменьшения вероятности открытия сбросных клапанов при течах Ду 100;

- требуется предусмотреть мероприятия по сохранению целостности герметичных помещений при течах Ду 200;

- система надежного электроснабжения должна иметь как, минимум, два независимых канала, при этом ее надежность должна быть не ниже, чем надежность запитанных от нее систем безопасности;

- система аварийной защиты реактора должна состоять из двух физически разделенных комплектов, каждый с тремя каналами. Необходимо создание резервного щита управления для остановки и расхолаживания блока при авариях;

- система отвода тепла от первого контура должна гарантировать расхолаживание при всех переходных и аварийных процессах не связанных с течью первого контура;

- должен быть гарантирован радиационный контроль внутри и вне блока при авариях;

- должна быть обеспечена защита персонала и населения при

авариях в соответствии с современными нормами;

- должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению хрупкого разрушения корпуса;

- требуется реализовать мероприятия по улучшению противопожарной защиты, а также уменьшить объём огнеопасных материалов и физически разделить кабели каналов систем безопасности;

- должна быть уменьшена вероятность расплавления активной зоны при запроектных авариях путем мероприятий по управлению авариями;

- необходимо улучшить возможности тренировки персонала, на пример с помощью полномасштабных тренажеров, на которых можно было бы имитировать также и запроектные аварии;

- должны быть проанализированы аварии, вызываемые внешними воздействиями, и предусмотрены технические и организационные мероприятия по их предотвращению и ограничению последствий;

- требуется провести анализ материалов, оборудования и сооружений на возникающие нагрузки для определения мероприятий по реконструкции.

В дальнейшем ГКЯРБ в феврале 1990 г. определила условия для обеспечения безопасной эксплуатации до отключения блоков 1-4 на реконструкцию (программа из 35 пунктов). Важными требованиями этой программы наряду с мероприятиями по пересмотру и уточнению условий и инструкций по эксплуатации, а также систематическим обобщением и оценкой накопленного опыта, являются:

- 100% проверка всех трубок в парогенераторах;
- стабилизация снабжения аварийных дизелей технической водой;
- установка системы измерения распределения плотности мощности в активной зоне и систем диагностики;
- монтаж системы обнаружения течи;
- установка пожарной сигнализации и устройств пожаротушения в месте размещения систем питательной воды в машзале;
- реализация внутренних мероприятий по обеспечению снабжения питательной водой при авариях.

4. Анализ состояния оборудования первого и второго контура, находящегося под давлением

Обоснование безопасности находящегося под давлением оборудования (корпус, насосы, запорные задвижки) и трубопроводов требует доказательства их прочности при нормальной эксплуатации, аварийных ситуациях и авариях. Для этого необходимо проанализировать следующие вопросы:

- технические детали конструкции;
- пригодность использованных конструкционных материалов;
- механические и термические нагрузки;
- нарушения, установленные при периодических испытаниях;
- возможное взаимодействие конструкционных материалов со средой.

Следует также учитывать, что реакторная установка конструировалась, изготовлялась и монтировалась по техническим нормам и правилам, действовавшим в СССР в шестидесятые годы.

4.1. Первый контур, системы свежего пара и питательной воды

4.1.1. Проектные схемы контуров

*** 1 контур**

Находящиеся под давлением стенки корпусов оборудования первого контура (корпус реактора, парогенератор, компенсатор давления) выполнены из ферритной стали. При этом для корпуса реактора использована низколегированная хром-молибден-ванадиевая сталь, а для ПГ и КД – углеродистая сталь. Трубопроводы, соединяющие оборудование, изготовлены из стабилизированной титаном, аустенитной хромоникелевой стали (аналогичной CrNiTi 1810). Это касается также теплообменных трубок в парогенераторах. Основные материалы, которые применены для изготовления различного оборудования и трубопроводов собраны в таблице 4-1.

Рис. 4-1 по 4-3 дают представление о компоновке оборудования реакторной установки. Корпус реактора жестко закреплен. Опоры ГЦН и ГЗЗ снабжены подшипниками скольжения, горизонтальный парогенератор может перемещаться на качающейся опоре. ГЦН установлен в холодной нитке петли. ГЦТ всех шести петель в значительной степени одинаково сконструированы. На одной петле от участка ГЦТ на горячей нитке отходят три трубопровода Ду 200, два связаны с нижней частью КД, а третий присоединен к верхнему патрубку КД. Этот трубопровод при нормальной эксплуатации закрыт обратным клапаном.

Таблица 4-1

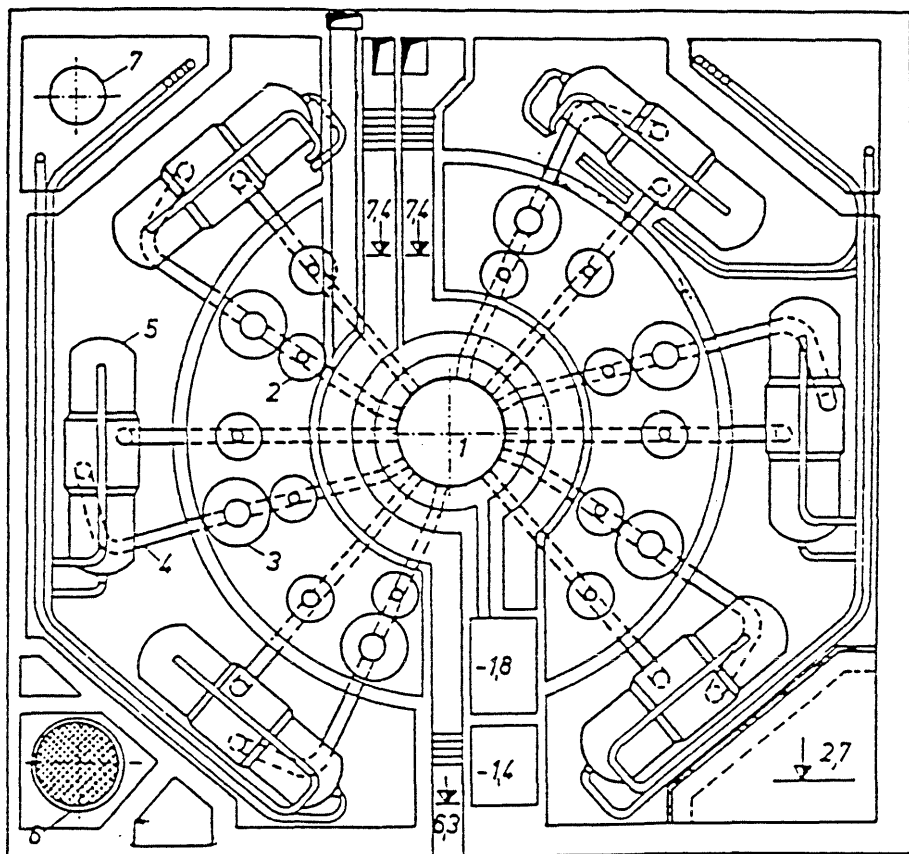
с ВВЭР-440, и примеры применения

Марка стали	Химический состав (%)										Пример применения
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Ti	S	P	элементы		
08CH18N12T	<0.12	<0.80	<2.00	17.0-19.0	11.0-13.0	≤[Ti]<0.7	<0.020	<0.035		ГЦТ	
08CH18N10T	<0.08	<0.80	<2.0/-<1.5*	17.0-19.0	9.00-11.0	≤[Ti]<0.7	<0.020	<0.035		Трубки ПГ, ВКУ реактора, чехлы СУЗ,, колена ГЦГ, ГЦН, трубопроводы	
10CH18N10T	<0.12	<1.00	<0.20	17.0-20.0	8.00-11.0	≤[Ti]<0.6	<0.030	<0.035		Корпуса ГЗЗ	
15CH2MFA	0.13-0.18	0.17-0.37	0.30-0.60	2.50-3.00	<0.40	-	<0.025	<0.025	Mo:0.60-0.80 V :0.25-0.35	Корпус реактора	
25CH1MF	0.22-0.27	0.17-0.37	0.40-0.70	1.50-1.80	-	-	<0.030	<0.025	Mo:0.25-0.35 V :0.15-0.30	Шпильки реактора, ПГ по 2 контуру	
25CHMF КР70										Шпильки реактора	
CN135WT	<0.12	<0.60	1.00-2.00	14.0-16.0	34.0-38.0	1.1-1.5	<0.020	<0.030	W :2.80-3.50	Шпильки ГЗЗ, ПГ по 1 контуру	
38CHMKA (38CH13MA)										Шпильки ГЦН	
2CH13	0.16-0.24	<0.60	<0.60	12.0-14.0			<0.025	<0.030		Гайки верхнего блока	
09CH17N										Детали привода СУЗ	
CH18N22W2T2										Детали привода СУЗ	
ZrNb1									Nb: 1.0	Покрытия твэлов	
22K	0.19-0.26	0.20-0.40	0.75-1.00	<0.40	<0.30	-	<0.025	<0.025		КД, корпус КД	
20K (ГОСТ 5520-69)	0.16-0.24	0.15-0.30	0.35-0.65	<0.30	<0.30		<0.040	<0.040	Cu: <0.30 Cr+Ni+Cu<0.6	ПВД, деаэратор	
Stahl 20	0.17-0.24	0.17-0.37	0.35-0.65	<0.25	<0.25		<0.040	<0.035	Cu: <0.25	Кольцевой бак, трубопровод свежего пара, конденсатные трубопроводы, трубки ПВД	
1CH13 (08CH13)	0.09	<0.60	<0.60	12.0-14.0	-	-	<0.025	<0.030		Лопатки турбины, ступени 1-3	
15CH1MF										Лопатки турбины, ступени 4,5	
34 CHN1	0.30-0.40			1.30-1.70	1.30-1.70					Вал ротора ЦВД турбины	
34 CHN3H	0.30-0.40			0.70-1.10	2.75-3.75				Mo:0.25-0.40	Вал ротора ВД турбины	
25L										Корпус ЦВД	
15Mo3 (TGL 7961)	0.12-0.20	0.17-0.37	0.50-0.80	-	-		<0.040	<0.040	Mo:0.25-0.35	Тройники ТСП, другие трубопроводы 2-ого контура	
K 15Mo3 y	0.12-0.20	0.15-0.37	0.50-0.80	<0.30	<0.30		<0.025	<0.030	Mo:0.25-0.35	Трубопроводы 2-ого контура с 1988 года	
St38b-2 (TGL 7960)	0.12-0.20	0.15-0.35	0.40-0.65				<0.050	<0.045		Деаэратор	
St45.8 (DIN 17175)	<0.22	0.10-0.25	<0.45				<0.050	<0.050		Конденсатные трубопроводы, трубопроводы свежего пара	
CuNiFe5										Трубки конденсатора	
CuNiFe10										Трубки конденсатора ТГ 1 после реконструкция	
CuNiFe30										Трубки конденсатора (с 5 блока)	
С12u30 (L 68)										Трубки маслоохладителей, ПВД перед реконструкцией	
X8CrNi18.10										ПВД после реконструкции	
13CrMo4.4	0.10-0.18	0.15-0.35	0.40-0.70	<0.30			<0.035	<0.035	Mo:0.40-0.65	Трубки ПВД после реконструкции	
10CrMo9.10	0.08-0.15	0.20-0.50	0.40-0.70	2.00-2.50	-	-	<0.035	<0.035	Mo:0.90-1.10	Трубопровод конденсата	

- 19 -

а - действительно для трубопровода, у - сообщение ИКАБ 54/2

ТСП - трубопровод свежего пара



1. Реактор. 2. Главная запорная задвижка.
3. Главный циркуляционный насос.
4. Главный циркуляционный трубопровод.
5. Парогенератор. 6. Шахта ревизии.
7. Компенсатор давления.

Рис. 4-1. Компановка оборудования первого контура
(вид сверху)

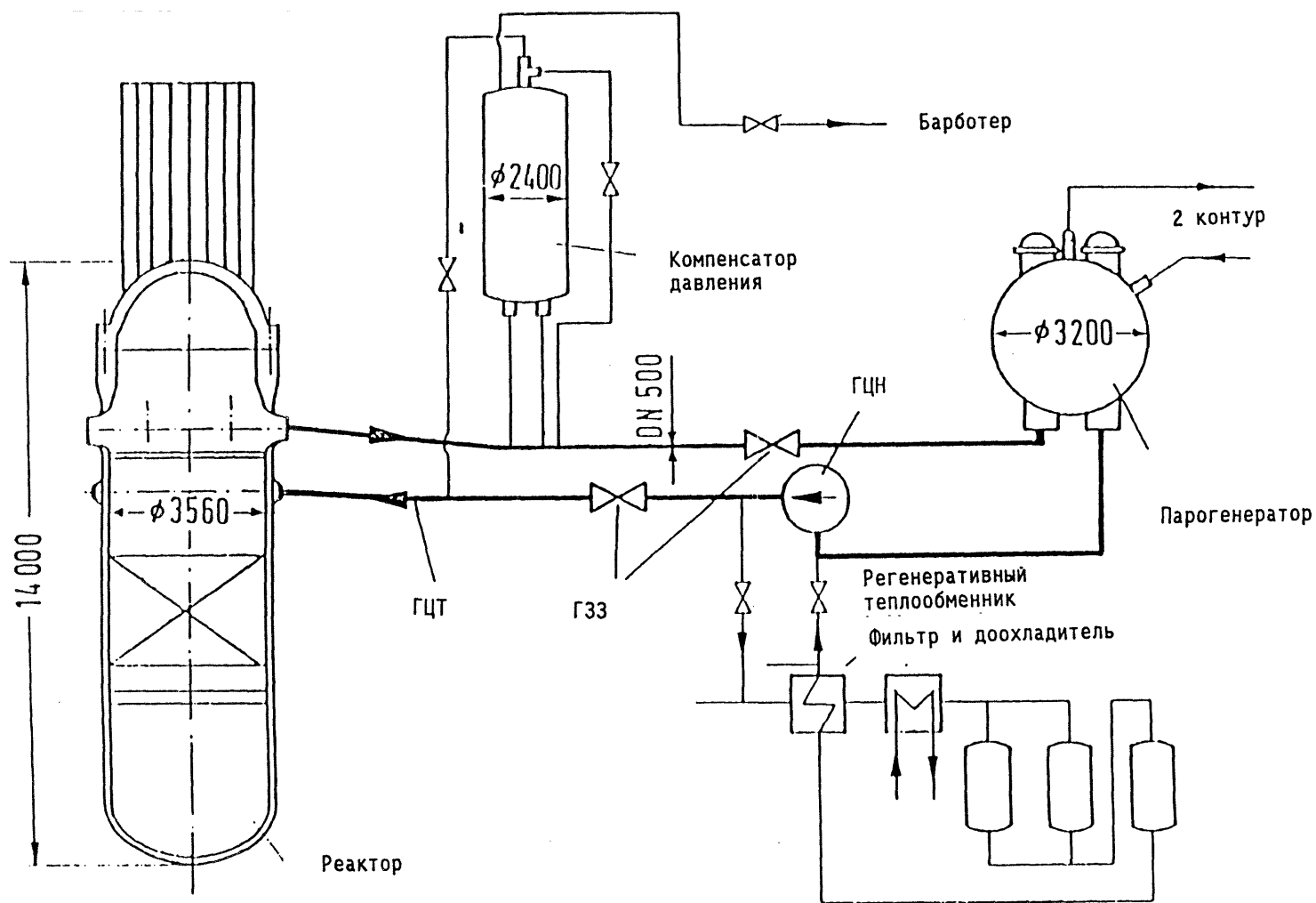
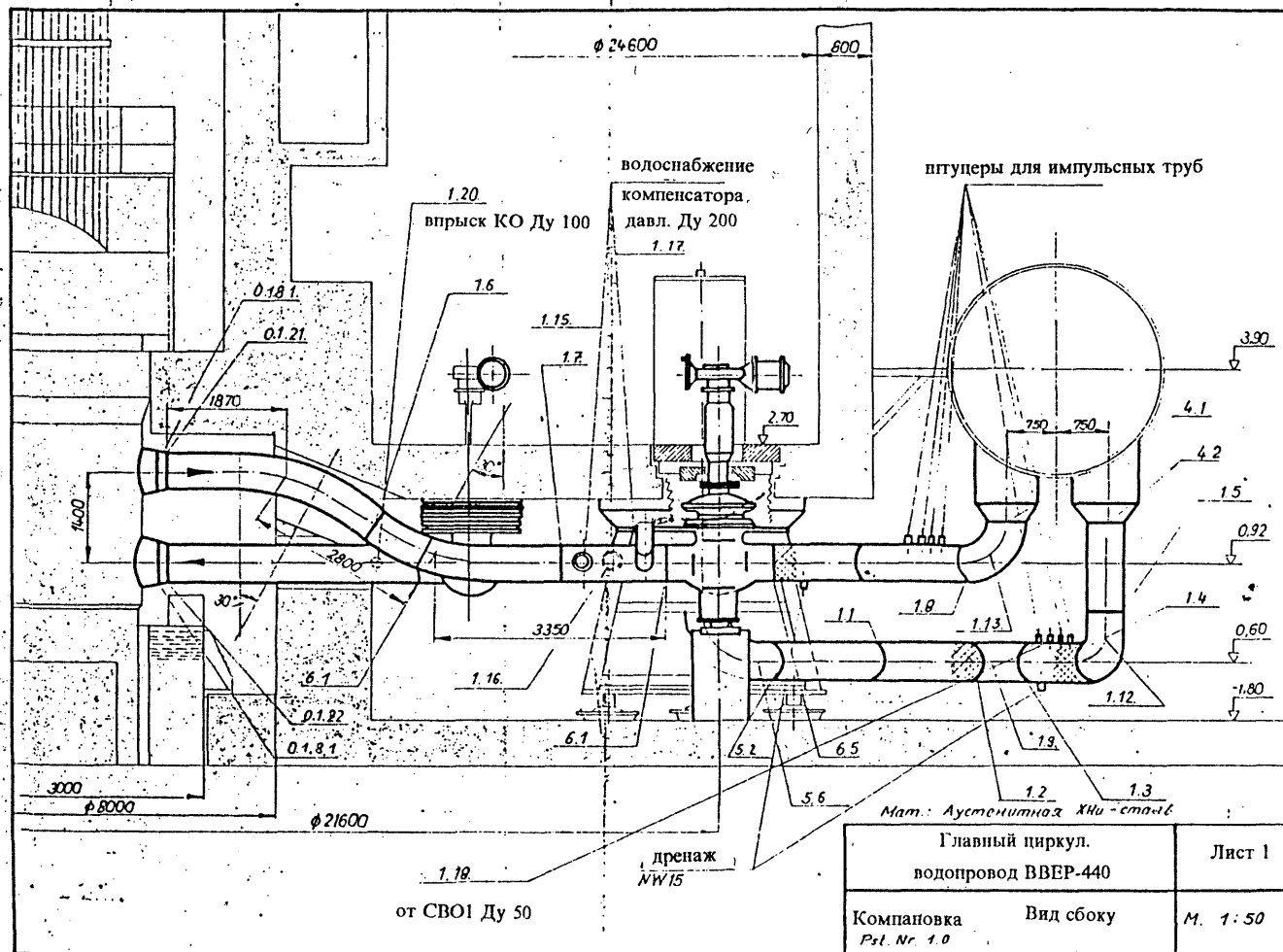


Рис. 4-2. Реакторная установка ВВЭР-440



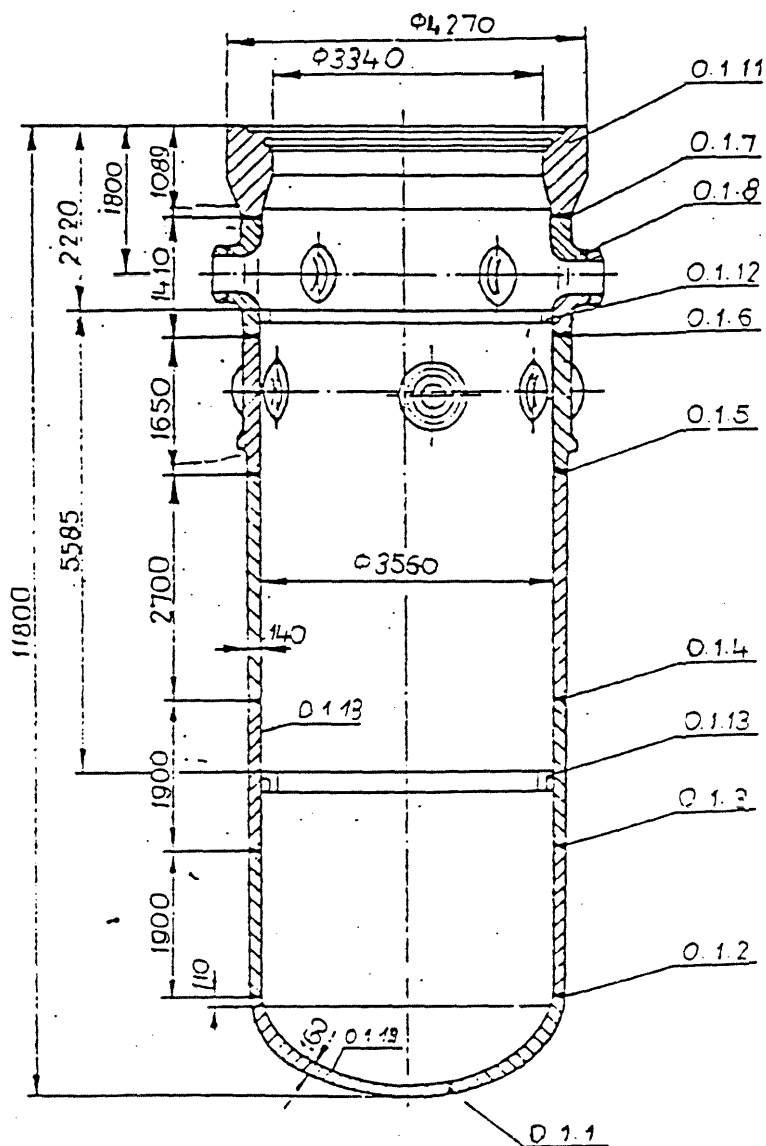


Рис. 4-4. Корпус реактора ВВЭР-440;В-230

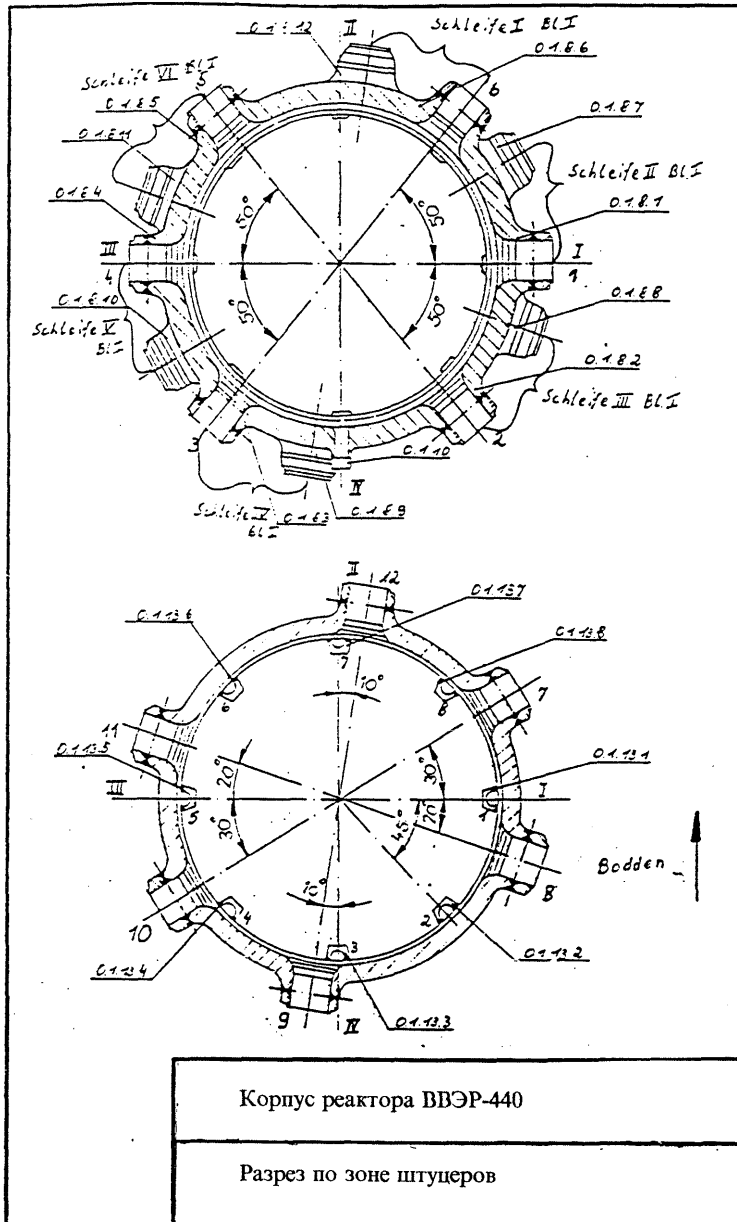


Рис. 4-5. Поперечный разрез зоны патрубков, корпус ВВЭР-440; В-230

В верхнюю часть КД подведен также трубопровод Ду 100 от холодной нитки петли (с напора ГЦН). На нем имеется регулирующая расход арматура.

На ГЦТ Ду 500 до и после ГЦН предусмотрены штуцера, к которым привариваются трубопроводы Ду 50 системы подпитки-продувки. Более подробно конструктивные детали, а также данные по материалам, сварке, штуцерам, испытаниям и т.д. содержатся в работе [1].

Корпус реактора (рис.4-4) представляет собой сварной, вертикальный, цилиндрический сосуд с выпуклым днищем. Внутренний диаметр корпуса равен 3560 мм. Цилиндрическая часть корпуса сварена из кованых бесшовных обечаек: три - с толщиной стенки 140 мм, две - с толщиной стенки 200 мм и выдавленными патрубками (рис.4-5) и одна коническая с шестьюдесятью гнездами под шпильки. Отдельные обечайки соединены друг с другом кольцевыми сварными швами. Подробности о конструкции шва содержатся в [1]. Прессованное выпуклое днище состоит из двух частей с толщиной стенки 160 мм, которые перед обработкой соединяются посредством электрошлаковой сварки. Крышка реактора состоит из фланца с толщиной стенки 300 мм и двух прессованных выпуклых частей, которые также перед обработкой соединяются электрошлаковой сваркой. Толщина их стенки - 246 мм. Ниже плоскостей размещения патрубков для прохода теплоносителя первого контура в корпусе реактора отсутствуют какие-либо проходки и отверстия. Патрубки приводов системы управления и защиты, а также системы контроля за температурой на выходе из касет и другие находятся на крышке реактора. На корпусах реакторов блоков 1 и 2 нет нержавеющей наплавки, тогда как у блоков 3 и 4 имеется двухслойная плакировка. Она выполняется приваркой ленты 60 мм ширины и 9 + 2 мм толщины. У всех корпусов реакторов крышка плакирована по всей внутренней стороне и частично с внешней стороны в области патрубков [1], кроме того, наплавка имеется на всех уплотняющихся поверхностях нижних и верхних частей фланцев.

На высоте одной трети от низа активной зоны, находится кольцевой шов (0.1.4.), который по сравнению с другими сварными швами подвергается особенно большому воздействию нейтронного потока. Другие данные о конструктивных деталях реактора, материалах, патрубках и т.д. содержатся в [1]. Там же приведены подробные описания компенсатора давления, парогенераторов, насосов, задвижек, переходных зон между ферритными и аустенитными деталями конструкций, а также дополнительные характеристики главных циркуляционных и связанных с ними трубопроводов.

* Системы свежего пара и питательной воды

Оборудование второго контура впервые было разделено по категориям в смысле важности для обеспечения ядерной безопасности после 1984 г. с введением в действие TGL 43272. Данные по матери-

алам содержатся в [1]. До этого времени проектирование, монтаж, проверка и эксплуатация систем выполнялись по правилам, действующим для обычной техники, работающей с паром и давлением. Дополнительно с 1987 г. в TGL 30316 установлены требования к проверкам.

В системе свежего пара в рамках настоящего отчета рассматривается часть от ПГ до стопорных клапанов турбины, а в системе питательной воды часть от деаэратора до ПГ. Углубленные анализы особенно в части качества деаэратора, из-за недостатка времени еще не выполнены.

4.1.2. Пригодность применяемых конструкционных материалов

Для важного с точки зрения безопасности оборудования и трубопроводов реакторных установок ВВЭР-440/В-230 применены материалы согласно таблице 4-1, которые позже в нормах расчета прочности для оборудования АЭС (Москва, Металлургия 1973 г.) были разрешены. Необходимые для проектирования механико-технологические характеристики исходных заготовок, а также химические анализы и данные термообработки установлены в этих нормах или в государственных стандартах.

Документация, переданная изготовителями оборудования (так называемые паспорта), частично содержит данные по химическим анализам, термообработке и механико-технологическим характеристикам отдельных исходных заготовок. В ней также содержатся сведения о выполненных ремонтах. Углубленное изучение этой документации еще должно быть проведено. В ограниченном объеме оценка паспортных данных по оборудованию содержится в [1].

Для заключения о состоянии примененных аустенитных сталей наряду с данными исследований завода-изготовителя и повторных проверок существенное значение могли бы иметь обширные исследования в рамках так называемой программы после 100000 часов. В настоящее время разработана большая программа исследований, в соответствии с которой должны отбираться пробы материалов и фрагменты оборудования после 100000 часов эксплуатации блоков 1 и 2 и экспериментально определяться их механико-технологические свойства и анализироваться микроструктура. Затем результаты исследований могут быть сравнены с исходными характеристиками и сделано заключение об изменении материалов в процессе работы. Эти исследования заканчиваются в 1991 г. и могут уточнить знания, имеющиеся сегодня. Для аустенитного материала ГЦТ, который был использован на АЭС "Райнсберг", проведенные исследования показали, что несмотря на обнаруженную в материале неомогенность и неоднородность структуры, минимальные требования норм, как правило, выполняются, а в некоторых случаях существенно превышаются. Обнаруженные в пробах материалов отложения, неметаллические включения и большие зерна в структуре были отнесены в основном на счет изготовителя. Обзор результатов этой работы содержится в [1]. Результаты испытаний материалов аналогичных советских АЭС могли бы быть также использованы для получения заключения в рамках этой работы.

Таблица 4-2: Данные о длительности эксплуатации, флюенс на внутренней поверхности корпуса реактора (сварной шов вблизи активной зоны – SG, центральная часть активной зоны – GW_{max}) и критические температуры хрупкости в начале эксплуатации (T_{K0}), в 1989 г. (T_K), и максимально допустимое значение (T_{KEOL})

Блок №	Значения флюенса (по расчету) нейтроны $>0,5 \text{ MeV cm}^{-2}$			Определенные критические температуры хрупкости					
	1989			T_{K0}		T_K^{1989}		T_{KEOL}	
	SG	GW_{max}	SG	GW_{max}	SG	GW	SG	CW_{max}	SG CW_{max}
Блок 1 105 700ч	$4,5 \times 10^{19}$	7×10^{19}	567×10^{19}	a	(+46°C)	(0°C)	Параметр определяется после отжига		c (150)в c
Блок 2 101 700ч	$6,43 \times 10^{19}$	$8,2 \times 10^{19}$	6643×10^{19}	a	(+4°C)	(0°C)	(147°C)	c	(147) c
Блок 3 90 300 ч	$5,5 \times 10^{19}$	7×10^{19}	$6,5 \times 10^{19}$	a	(+23°C)	(0°C)	(152°C)	c	(163) c
Блок 4 73 300 ч	5×10^{19}	$5,9 \times 10^{19}$	$10,8 \times 10^{19}$	a	(-13°C)	(0°C)	(124°C)	c	(163) c

a – Величина для основного металла (GW_{max}) зависит от будущей схемы перегрузки

b – Индекс EOL – максимально допустимое значение для проектной аварии, T_{KEOL} – заново устанавливается

c – По данным проекта $T_K < 70^\circ\text{C}$ сохраняется после 30 лет, требуется дополнительная оценка

d – Значение, вычисленное перед отжигом 186°C

() – Величина определена из эмпирических соотношений

Таблица 4-3

Данные процентного содержания Cu, P при химическом анализе и вытекающие отсюда коэффициенты для оценки смещения переходной температуры хрупкого разрушения при облучении

Основной материал (ПЦ)	Содержание Cu, P для сварного шва вблизи актив- ной зоны Сварочный мате- риал (SG)		Коэффициент (AA) ^{2,3} для оценки смещения переход- ной температуры хрупкого разрушения		
	GW ₁ ,%	SG, %	GW ₂ ,%	GW ₂	SG
Блок 1	Cu	0,086-0,104		(0,13)	33
		0,109-0,123 ¹⁾			
	(0,17)	(0,12)			
	P	0,032-0,034		(11,2)	
0,035-0,036 ¹⁾					
	(0,010)	(0,036)	(0,012)	(35,5)	
Блок 2	Cu	(0,18)		(11,2)	(3767)
	P	(0,032)			
Блок 3	Cu	(0,12)		(11,2)	(3468)
	P	(0,035)			
Блок 4	Cu	(0,16)		(15,6)	(37)
	P	(0,035)			

() - Параметры в скобках являются оценочными и относятся к партиям материала, переработанным в период изготовления.

1) - Пара значений двух различных измерений

GW₁ - основной материал ниже сварного шва вблизи активной зоны.

GW₂ - основной материал выше сварного шва вблизи активной зоны.

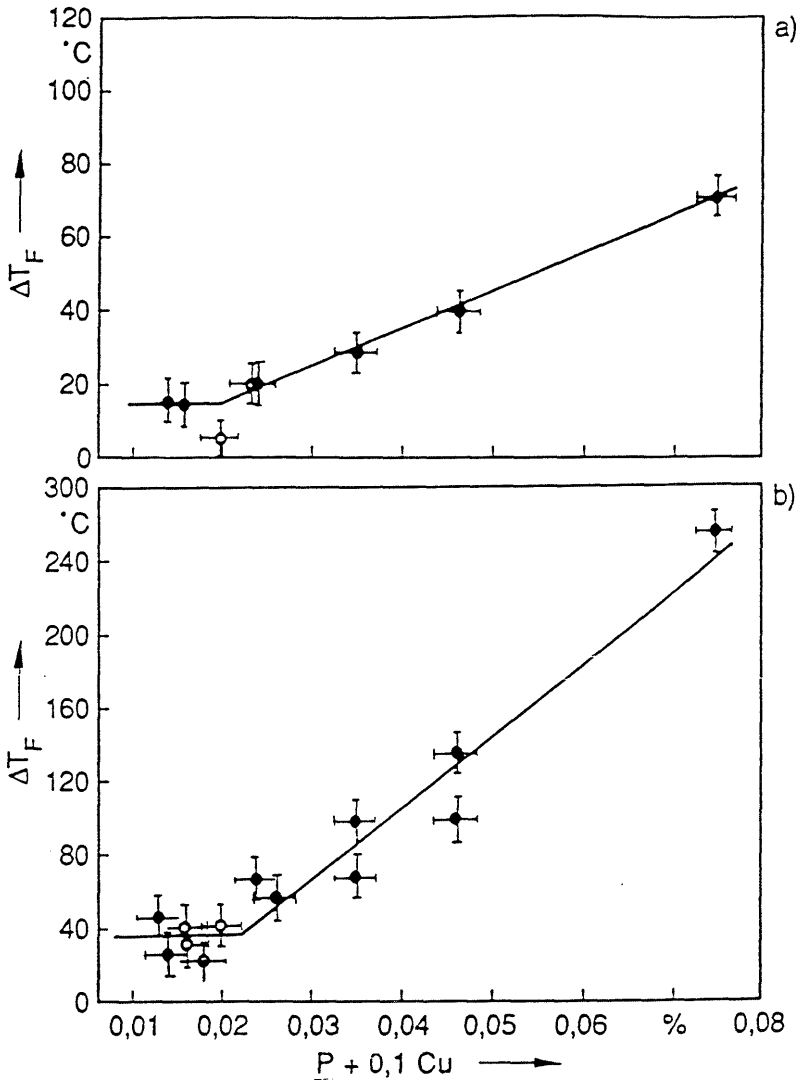
2) - Данные эксплуатационной организации

3) - Для расчета применены следующие соотношения из литературы или норм:

$A_F(270^0) = 800(P + 0,07 C_A)$ для основного и сварочного материала или

$A_F(270^0) = 1100(P) - 2$ для основного материала и

$A_F(270^0C) = 800(P + 0,07 C_A)$ для сварного шва



ΔT_F Смещение критической переходной температуры охрупчивания¹

○ Сварные швы

• Сталь с различным содержанием фосфора и меди

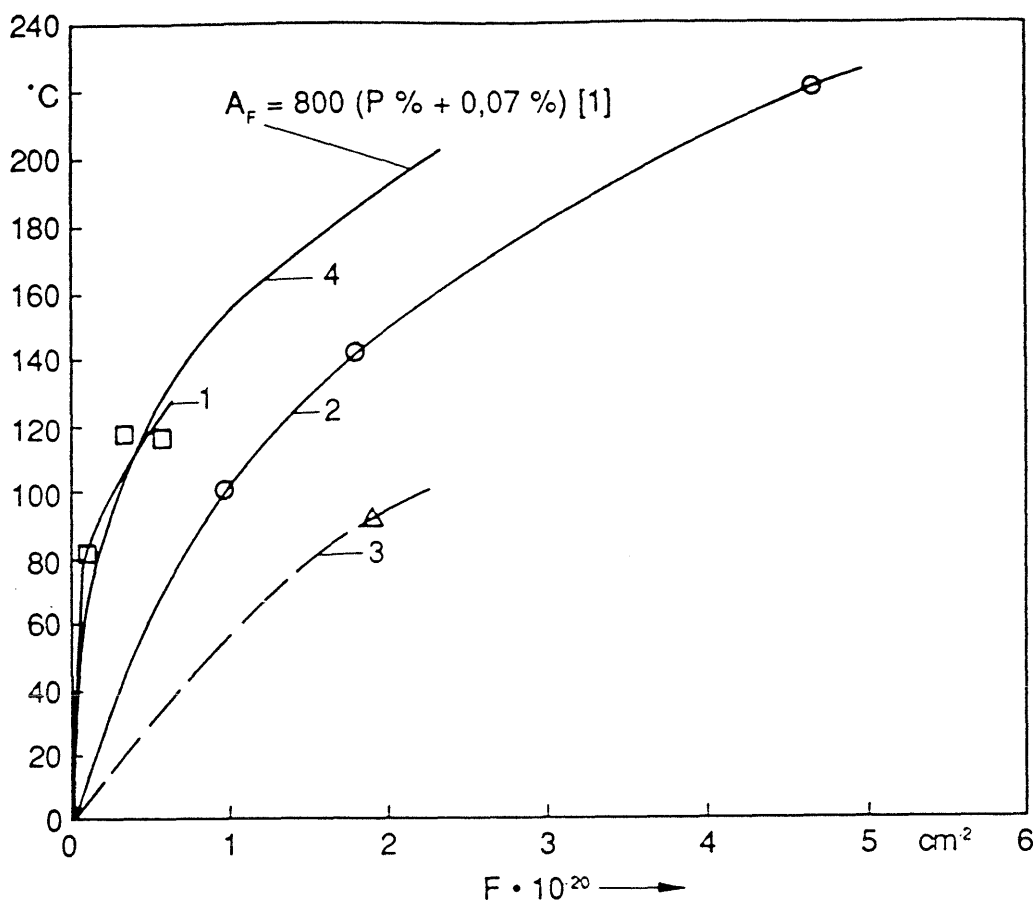
а) Образцы из Ровенской АЭС ($F_E > 0,5 \text{ MeV} = 1,1 \cdot 10^{19} \text{ см}^{-2}$)

б) Образцы из Армянской АЭС ($F_E > 0,5 \text{ MeV} = 1 \cdot 10^{20} \text{ см}^{-2}$)

Рис 4-6:

Смещение критических температур охрупчивания

¹ Источник: А. Д. Амаев, В. И. Вихров, А. М. Крюков, М. А. Соколов
Радиационное охрупчивание материалов корпусов ВВЕР-440 на основании эксп. исследований образцов



- 1, $\square \phi \sim 4 \cdot 10^{11} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$
 2, $\circ \phi \sim 4 \cdot 10^{12} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$
 3, $\Delta \phi \sim 7 \cdot 10^{12} \text{ cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$
 4 - расчётная кривая по формуле (1)

Рис 4-7:

Радиационное охрупчивание материалов сварных швов при температуре 270° C¹ и расчётная кривая

¹ Источник: А. Д. Амаев, В. И. Вихров, А. М. Крюков, М. А. Соколов
 Радиационное охрупчивание материалов корпусов ВВЕР-440 на основании эксп. исследований образцов

Таблица 4-4

Данные о проведении термообработки
корпуса реактора блока 1

Скорость разогрева	22 К/ч
Температура отжига	475 ⁰ С+10
Время выдержки	152 ч
Скорость охлаждения	30 К/ч

Отжигу подвергался кольцевой шов вблизи активной зоны с основным материалом слева и справа с общей шириной 70 см.

Взятая стружка анализировалась на Си и Р (см.таблицу 4-3).

Замеры твердости выполнены с внутренней стороны корпуса реактора.

Примечание:

Для дополнительного контроля были отобраны 4 пробы пластин с внутренней стороны зоны отжига электроэрозийным методом. Размеры проб пластин 30х70х5 мм, 3 пробы из сварного шва, одна проба из основного материала. Результаты исследований этих проб пластин еще не получены, предусмотрено проведение исследований проб на изгиб и растяжение, а также дополнительных исследований материала.

Особое значение для безопасности имеет отклонение от проектного значения величины охрупчивания под облучением материала сварного шва 0.1.4 корпуса реактора. Критическая температура хрупкости материала сварного шва 0.1.4 возрастает почти в три раза быстрее, чем это предполагалось в проекте. Эта информация была получена в результате исследования образцов-свидетелей материала корпуса АЭС "Ловииза", 2 блока Армянской АЭС, блоков 3 и 4 Кольской АЭС и блоков 1-2 Ровенской АЭС. Причиной расхождения по современным представлениям являются недостаточные ограничения содержания меди и фосфора в материале сварного шва во время изготовления корпусов реакторов. Оценка положения с охрупчиванием для блоков 1-4 АЭС "Грайфсвальд" дополнительно осложнена отсутствием на них образцов-свидетелей и данных об экспериментальном определении в период изготовления химического состава сварного шва, особенно содержания меди и фосфора, а также исходной критической температуры хрупкости. По словам советских экспертов химический состав сварного шва определялся на модели, которая учитывала из-

менение материала между сварочным электродом и порошком для сварки. Для отдельных корпусов расчетные величины хорошо совпадают с экспериментально полученными значениями при учете ожидаемого разброса. Это утверждение подтверждается также исследованием металлической стружки, взятой из корпуса блока 1.

Влияние меди и фосфора на охрупчивание металла, выраженное через смещение критической температуры хрупкости, описывается коэффициентом радиационного охрупчивания. Эмпирическое выражение для него приведено в нормах и базируется на большом количестве экспериментальных данных, полученных на исследовательских реакторах и с помощью образцов-свидетелей. Вычисленные значения критической температуры хрупкости металла корпуса вблизи активной зоны (сварной шов и основной металл) в начале эксплуатации и в настоящее время, а также данные по химическому составу, приведены в таблицах 4-2 и 4-3. Порядок действий по определению сдвига критической температуры пояснен в [1]. Чтобы сделать заключение о допустимости полученного сдвига критической температуры хрупкости на основе имеющего уровня знаний требуются дополнительные обоснования, учитывающие возможную неопределенность исходных данных. Исследования советских специалистов показали, что фактическое охрупчивание стенок корпусов реакторов выше, чем это следует из исследований образцов-свидетелей (смотри рис.4-6 и 4-7). На рис.4-7 опять приведена кривая 4, которая получена расчетным путем по советским нормам. Для рассмотренного случая экспериментальные значения практически совпадают с расчетом. Получается ли это для всех возможных комбинаций, должно быть показано дальнейшими исследованиями, как на Нововоронежской АЭС, так и на пробах из 2 блока АЭС "Грайфсвальд", а также прочими исследованиями. Для доказательства безопасности достаточно, если установлен некоторый перекрывающий неопределенности запас по безопасности.

Для восстановления свойств материалов, измененных под действием нейтронного облучения, был разработан метод их тепловой обработки (отжиг). Принятые на основании советских исследований параметры проведения отжига на блоке 1 представлены в таблице 4-4.

Корпуса реакторов блоков 2 и 3 по современной оценке достигли состояния, при котором требуется отжиг. Он должен быть проведен во время нынешней остановки.

Исходя из современного состояния науки и техники процедура отжига принципиально подходит для "вылечивания" наступившего в процессе эксплуатации охрупчивания или для значительного восстановления исходных свойств материала. Для корпуса блока 1 масштаб восстановления пластичности материала в результате отжига еще не достаточно подтвержден. Предусмотренные дополнительные исследования на отобранных пробах материала еще не завершены. Для лучшей количественной оценки успешности термообработки решено, что на блоке 2 до и после отжига будут отобраны пробы как сварного шва 0.1.4, так и основного материала. Для блока 3 обдумывание этого вопроса еще не закончено, так как отбор проб связан с необходимостью последующего ремонта плакировки. Краткий обзор, касающийся места расположения пробы, предусмотренного объема исследований и

применяемой методики содержится в [1].

Повреждения материалов вследствие циклических воздействий рабочих сред рассматриваются в разделе 4.1.5.

4.1.3. Нагрузки

Основной для проектирования оборудования и трубопроводов являлись советские "Нормы расчета на прочность для атомных энергетических установок". По этому документу для нагрузок при нормальной эксплуатации получаются допустимые напряжения сопоставимые с получаемыми по правилам, действующим в ФРГ. Ограничения для напряжений при переходных режимах и авариях являются более строгими, чем в ФРГ. Однако, при этом должен учитываться принятый спектр аварий. Имеющиеся при пуске и остановке блоков 1-4 АЭС "Грайфсвальд" условия по давлениям и температурам изображены на рис.4-8.

Недопустимое для низкой температуры теплоносителя повышение давления в первом контуре автоматически не предотвращается. Поэтому в главе 7 требуется дополнить административные меры, предусмотренные при пуске, останове и испытаниях, автоматической блокировкой, исключающей возможность недопустимого увеличения давления в холодном состоянии (температуре ниже критической температуры хрупкости). Необходимо также проанализировать возможность последовательного развития отказов, возможно с переходом на соседние блоки, при повреждении корпуса во время гидроиспытаний.

Рассмотренные в проекте аварийные случаи, включая граничные условия, положенные в основу для определения неблагоприятных нагрузок на корпус, приведены в таблице 4-5. Нагрузки от распространяющихся воздействий и воздействия извне обсуждаются в главе 8.

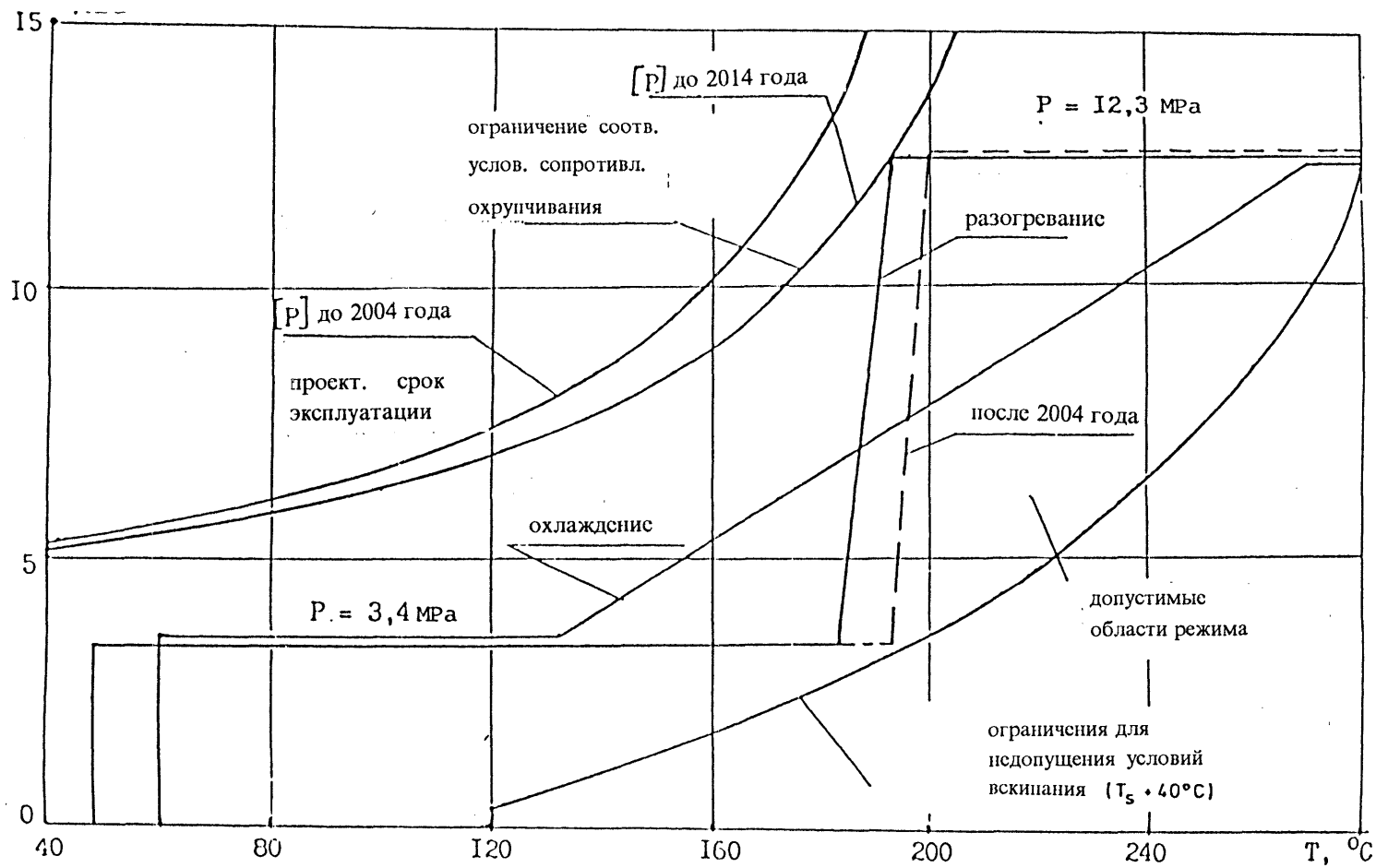


Рис 4-8:

Допустимая область проведения режимов разогревания и охлаждения

Таблица 4-5

Аварийные случаи и граничные условия, положенные в основу доказательства невозможности хрупкого разрушения корпуса.

Состояние блока:

- полное обесточивание, ГЦНы отключены
- в работе 4 насоса аварийного ввода бора.

Для неплакированного и плакированного корпусов рассматриваются, в зависимости от обстоятельств, следующие аварии:

1) Течи первого контура

Течи с эквивалентным диаметром Ду 32	Полное перемешивание
"-"	Образование шести холодных струй
"-"	Образование одной холодной струи
Течь с эквивалентным диаметром Ду 20	Образование шести холодных струй
"-"	Образование одной холодной струи

Открытие предохранительного клапана КД

Не закрытие предохранительного клапана КД (течь 30 т/час)

 "- (течь 100 т/час)

2) Течи во втором контуре

Обрыв трубопровода свежего пара

Незакрытие предохранительного клапана ПГ

Обрыв трубопровода свежего пара, быстрое истечение среды

* Корпус реактора

Расчетные напряжения для режимов работы на мощности, пуска и останова, гидротиспытаний даны в [1]. Напряжения достигают значений ниже допускаемых.

Особое значение имеют случаи: нагрузки, возникающие при подпитке холодной водой при рабочем или имеющемся при аварии давлении. При этом, как правило, на внутренней стороне разогретого, толстостенного оборудования возникают высокие дополнительные напряжения (термошок), которые при частых переменах могут привести к образованию трещин или даже при единичном воздействии инициировать рост скрытых трещин вплоть до состояния их неустойчивого роста.

Для сварного шва корпуса реактора, расположенного вблизи активной зоны, в соответствии с нормами были проведены анализы безопасности с учетом скрытой трещины.

При равномерном по окружности корпуса охлаждении (круговая симметрия), как правило, продольные трещины, а при ясно выраженном охлаждении отдельной струей (языком) кольцевые трещины являются определяющими. При авариях, в ходе которых требуется включение системы аварийного расхолаживания, из-за нестационарного струйного охлаждения на стенках корпуса могут возникнуть места с локальной концентрацией напряжений, угрожающей целостности корпуса. Эти дополнительные напряжения были рассчитаны для случаев течей в первом и втором контуре вплоть до МПА (площадь течи 10 см²; обрыв Ду 32) с учетом технологических условий реакторной установки, а их влияние на стабильность принятых в расчете трещин глубиной до 1/4 стенки корпуса проанализировано. На основании результатов этой работы были установлены допустимые критические температуры хрупкости для материала кольцевого шва корпуса реактора 0.1.4 (смотри также раздел 4.1.2).

Для окончательного заключения по рассматриваемому вопросу требуются дополнительные исследования по перемешиванию в главном циркуляционном трубопроводе и в реакторе для определения температуры холодного языка, а также по определению влияния зависимости свойств материала корпуса от температуры. Дополнительно необходимо проанализировать резервы по безопасности для корпуса реактора с учетом повышения производительности системы аварийной подпитки и нагрузок из-за повышенной несимметрии (возможна подача холодной воды из трех соседних петель при переключениях для локализации течи).

На основе результатов этих дополнительных исследований будут предложены, в случае необходимости, изменения в системах (например, подача аварийной воды в горячие нитки петель).

Для условий воздействия нагрузок на крышки реактора со сварными соединениями на патрубках требуются углубленные анализы, включая рассмотрение развития трещин при учете ограниченных возможностей контроля.

* Парогенератор

Теплообменные трубки

Теплообменный пучок парогенератора с трубками размером 16x1,4 мм (материал 08Ch18N10T) имеет большой запас по поверхности. Это преимущество из-за прогрессирующей щелевой коррозии в соединении с коррозионным растрескиванием под нагрузкой, особенно в парогенераторах блоков 1 и 2, было в значительной степени утеряно. Около 20% трубок парогенераторов этих блоков преимущественно под дистанционирующими планками имеют локальные утоньшения стенок между 60% и около 100%. Дальнейшие данные по этому вопросу содержатся в [1].

Опасность от гидроиспытаний первого контура на прочность и от обрыва паропровода при имеющихся повреждениях практически одинакова. Требуемые для обеспечения герметичности минимальные толщины стенки трубки при гидроиспытаниях и для максимально возможной разницы давлений при обрыве паропровода различаются только на десятую долю миллиметра. Эта разница может быстро исчезнуть при активной щелевой коррозии.

В настоящее время теплообменные трубки глушатся только в случае их неплотности при гидроиспытаниях или при уменьшении толщины по данным контроля вихревыми токами более чем на 90%. Критерий дефектности по длине трещины не установлен. К настоящему времени проверке вихревыми токами подвергалось около 20% трубок ПГ.

На около 60 извлеченных трубках были найдены отдельные коррозионные дефекты длиной до 20 мм преимущественно в аксиальном направлении. При имеющихся повреждениях разрыв одной или нескольких трубок не исключается. Для определения размеров течи требуются дальнейшие анализы с учетом фактических характеристик прочности, полной картины повреждений по результатам 100% контроля и данных по нагрузкам при аварийных ситуациях и авариях.

Коллекторы

Для коллекторов ПГ дополнительно к проектным расчетам требуется рассмотреть прежде всего нагрузки при аварийных ситуациях и авариях во втором контуре (например, течь в паропроводах, выпаривание одного парогенератора, холодная подпитка при отказе ПВД, термшок при течи внутреннего трубопровода питательной воды). Сейчас имеются только оценки влияния отдельных случаев нагружения. Недостающие расчеты должны быть быстро представлены. Для доказательства безопасности в настоящее время можно опираться только на способ, объем и частоту повторяющихся проверок по оценке состояния коллекторов.

* Трубопроводы первого контура

Проектные расчеты трубопроводов не представлены. Представленные эксплуатационной организацией более поздние расчеты ГЦТ

выполнены для нормального режима эксплуатации (давление 12,5 МПа, температура горячей нитки 300°С, температура холодной нитки 270°С). При этом предполагалось, что патрубки ГЦТ на корпусе реактора твердо закреплены, а все опоры (смотри рис.4-3) полностью работоспособны. При этих предположениях для определяющих продольных напряжений на круглой трещине рассчитаны следующие значения (смотри так же [1]):

- аксимальные мембранные напряжения - 50 МПа;
- наибольшая величина изгибающих продольных напряжений, получаемая на всасывающем колене ГЦН - 20 МПа.

Имеющийся на сегодня опыт эксплуатации показывает, что в отдельных случаях влияние температурных изменений или колебаний недооценивается. Повреждения трубопровода впрыска в КД Ду 100 или на Т-образном участке трубопровода системы аварийного ввода бора являются примерами недостаточного учета усталостных нагрузок. Для еще выполняемых расчетов усталости требуется с помощью программы измерений определить число циклов нагружения, включая режимы пуска и останова.

При обосновании безопасности проектанты исходят из предположения, что разрыв ГЦТ с сечением Ду 500 и соединительных трубопроводов Ду 200 исключается. Это утверждение базируется в значительной степени на особом качестве изготовления, высокой пластичности материала и низком уровне имеющихся напряжений. Советский Союз выполнил исследование, в котором с помощью современных методов получаются очень низкие вероятности разрыва больших трубопроводов. Однако для блоков 1-4 такие анализы до сих пор не проведены.

Специальное для каждой установки рассмотрение возможности исключения разрыва трубопроводов требует детальной оценки имеющихся нагрузок, учета установленных в результате измерений дополнительных термических нагрузок, оценки влияния геометрических неоднородностей (например, местных подшлифовок, изменений толщины стенок и т.д.) и подтверждения результатов прежних проверок, которые проводились с внешней поверхности трубопроводов, посредством дополнительных внутренних проверок. Часть этой информации может быть получена в рамках ожидаемой программы исследований после 100000 часов.

В качестве резерва для этих, полученных на основании опыта эксплуатации и расчетных исследований, доказательств требуется установить систему контроля за возникновением течи, которая на ранней стадии распознавала бы сквозные трещины. Более того требуется зафиксировать случаи нагружения для которых стабильность постулированной трещины должны быть доказана.

* Компенсатор давления

Определенные расчетным путем напряжения при нормальной рабо-

те на мощности и гидроиспытаниях на прочность представлены в [1]. Напряжения находятся ниже допустимых значений. Имеющиеся расчеты требуются, однако, доработать с уточненными предположениями о нагрузках, в которых учитывались бы температурные изменения вследствие периодической работы узла впрыска, а также поршневого перемещения среды (гидроудар) и в некоторых случаях температурное расслоение в соединительных трубопроводах от нижней части КД к первому контуру.

* Системы свежего пара и питательной воды

Оценка состояния систем не проводилась, так как ко времени написания отчета в распоряжении ГКРЯБ отсутствовали проектные расчеты по ним.

Требуется выполнить расчеты для этих систем, которые учитывали бы существующее состояние строительной части и характеристики, определенные в результате измерений перемещений.

4.1.4. Состояние оборудования и трубопровода

Состояние оборудования и трубопроводов во время эксплуатации проверяется посредством:

- осмотра;
- испытаний давлением на плотность;
- испытаний повышенным давлением на прочность;
- периодических проверок материалов неразрушающими методами;
- анализа опыта эксплуатации.

Гидроиспытания при 4 МПа и 14 МПа являются предпосылкой для пуска после большой ревизии и ремонта реакторной установки. Для гидроиспытаний на прочность нормами (TGL 43272 и TGL 30316) установлена периодичность 1 раз в четыре года.

Для повторных неразрушающих испытаний материалов в соответствующих программах установлены:

- проверяемые места;
- порядок испытаний;
- объем испытаний и
- периодичность испытаний.

Испытания, включаемые в годовые планы для каждого блока, так распределены во времени, чтобы обеспечить заданную периодичность. По результатам испытаний оформляются письменные документы.

По сравнению с объемом испытаний в ФРГ установлено наличие повышенного количества визуальных проверок и проверок внутренних поверхностей на наличие трещин.

Из-за аустенитных трубопроводов первого контура, композитных швов при соединении их с основным оборудованием и специальной конструкции патрубков на крышке реактора условия для применения метода ультразвуковой дефектоскопии отличаются от имеющихся на установках в ФРГ, сюда же следует включить места соединений с трубопроводами и оборудованием с оставленными повышенными толщинами сварного шва. Особенно ограничены возможности контроля следующих мест:

- среднего шва крышки реактора;
- пространства между патрубками;
- зоны приварки патрубков для контроля температуры на выходе из кассет (приварены к внешнему плакирующему слою);
- патрубков приводов системы управления и защиты (вставлены и приварены с внутренней стороны);
- соединительных швов колен ГЦН.

Далее следует обратить внимание, что сварные швы трех соединительных трубопроводов к КД Ду200 в настоящее время проверяются только снаружи методом для обнаружения трещин. Для соединений с фасонной деталью в верхней части КД предусмотрен контроль просвечиванием.

Технические требования по проведению контроля и определению границ регистрации в основном соответствуют КТА – правило 32014. При ультразвуковом контроле аустенитных сварных швов оцениваются только такие показания, при которых разница между сигналом и шумом превышает 10 децибелл. Дальнейшие подробности об условиях проведения испытаний и оценке дефектов имеются в [1]. Там же представлены данные о квалификации персонала, контроле за проведением испытаний и документацией.

В зависимости от условий выполнения сварного шва (применение подкладных колец, корень шва или поверхность шва только выравниваются) появляются многочисленные связанные с формой шва показания, которые требуют особого алгоритма оценки. Представленные в [1] зарегистрированные должным образом данные контроля требуют еще детального исследования или дополнительных проверок. Сравнение с идущим в настоящее время контролем внутренних поверхностей на блоке 2 даст дополнительные данные о достоверности проверок, проведенных ранее. Окончательная оценка результатов контроля поэтому не может быть выполнена. Оценка полноты имеющихся данных и результатов контроля сделана ниже отдельно для каждой системы и оборудования.

Эксплуатационный контроль первого контура в прошлом проводился в основном своевременно. В [1] собраны данные осмотра. Большинство дефектов, особенно на внешних поверхностях, были во время остановок реакторов вышлифованы или отремонтированы подваркой.

В результате введения новых норм (смотри раздел 4.1.1) для второго контура существуют значительные отклонения в части гидро-

испытаний на прочность, проверки сварных швов, измерения толщины стенок. Например, отсутствует возможность проведения периодических гидроиспытаний на прочность системы свежего пара отдельно для каждой половины коллекторов блоков 1 и 3, а системы питательной воды отдельно для каждой половины коллекторов блоков 1-4.

Ультразвуковая дефектоскопия сварных швов в системах свежего пара и питательной воды вне системы герметичных помещений выполнена в срок только на 30% объема работ. Не проведены полностью измерения толщин стенок фасонных деталей, которые по расчетам по новым нормам определены как недостаточные. В настоящее время существуют следующие дефекты в несущих давление стенках оборудования и трубопроводов:

*** Корпус реактора**

- коррозионные язвы (до 5 мм глубиной, размером с монету) на неплакированной внутренней поверхности корпуса блока 2;
- многочисленные показания ультразвукового контроля в районе поверхности раздела основного металла и наплавки на блоках 3 и 4. Эти показания интерпретируются как ошибки метода измерения, шлаковые включения и трещины под наплавкой;
- коррозионное растрескивание под напряжением в наплавке фланцев корпусов реакторов блоков 1 и 2 в области между основным и резервным уплотнениями. Дефекты вышлифованы только частично. Однако показания, что наплавка имеет сквозные повреждения, отсутствуют. Трубки контроля течи между канавками уплотнения из-за коррозионных повреждений были заменены;
- ультразвуковой контроль кольцевых сварных швов в цилиндрической части корпусов блоков 1-4 дал единичные показания о продольных несплошностях размером до 60мм, расположенных всегда в объеме сварного шва вблизи наружной поверхности.

*** Компенсатор давления**

- язвы, возникшие ранее из-за язвенной коррозии не плакированной внутренней поверхности КД блоков 1-4. Эти места были сохранены как контрольные и ежегодно осматриваются. Дальнейшего развития язвенной коррозии не установлено;
- показания ультразвукового контроля в объеме сварного шва 3.15 (верхнее днище) компенсатора давления 1 блока. При повторных проверках изменений несплошности (5x40 мм) не установлено. Целенаправленные анализы методом акустической эмиссии во время гидроиспытаний не дали каких-либо данных о дефектах.

* Парогенератор

- щелевая коррозия в соединении с коррозионным растрескиванием под напряжением на теплообменных трубках, преимущественно под дистанционирующими планками. Особенно развиты повреждения на парогенераторах блоков 1 и 2, где на около 20% трубок отмечены дефекты при контроле вихревыми токами. Ослабление стенок соответствует местным уменьшениям толщины от 60% до 100%. После изменения водного режима во втором контуре развитие повреждений сильно уменьшилось.

* Главные циркуляционные трубопроводы

- многочисленные представительные показания ультразвукового контроля, которые могут быть окончательно истолкованы только после получения результатов дефектоскопии внутренней поверхности трубопроводов на предмет обнаружения трещин;
- в швах главных запорных задвижек обнаружены при просвечивании шлаковые включения. Их величина превышает допустимые значения, указанные в TGL 43274 (контроль при изготовлении).

Оценка прочности имеющих дефекты строительных (закладных) деталей, проведенная к настоящему времени, не достаточна и должна быть расширена.

В результате независимого рассмотрения качества проведенных работ по контролю металла и оценки результатов установлены значительные отклонения от требований ФРГ. При предстоящих проверках необходимо улучшение контроля.

4.1.5. Взаимодействие материалов со средой

* Первый контур

Работа на мощности

Воднохимический режим соответствует советскому проекту: создание щелочной среды с помощью аммиака и гидроокиси калия с $\text{pH}_{25} \geq 6$ и соответствующим $\text{pH}_{265} = 7,1 \pm 7,3$. При очень низком содержании хлоридов и кислорода вне области уплотнений не обнаружено каких-либо связанных с химией воды селективных или локальных коррозионных повреждений.

Период останова

Нарушения воднохимического режима во время остановок реакто-

испытаний на прочность, проверки сварных швов, измерения толщины стенок. Например, отсутствует возможность проведения периодических гидроиспытаний на прочность системы свежего пара отдельно для каждой половины коллекторов блоков 1 и 3, а системы питательной воды отдельно для каждой половины коллекторов блоков 1-4.

Ультразвуковая дефектоскопия сварных швов в системах свежего пара и питательной воды вне системы герметичных помещений выполнена в срок только на 30% объема работ. Не проведены полностью измерения толщин стенок фасонных деталей, которые по расчетам по новым нормам определены как недостаточные. В настоящее время существуют следующие дефекты в несущих давление стенках оборудования и трубопроводов:

* Корпус реактора

- коррозионные язвы (до 5 мм глубиной, размером с монету) на неплакированной внутренней поверхности корпуса блока 2;
- многочисленные показания ультразвукового контроля в районе поверхности раздела основного металла и наплавки на блоках 3 и 4. Эти показания интерпретируются как ошибки метода измерения, шлаковые включения и трещины под наплавкой;
- коррозионное растрескивание под напряжением в наплавке фланцев корпусов реакторов блоков 1 и 2 в области между основным и резервным уплотнениями. Дефекты вышлифованы только частично. Однако показания, что наплавка имеет сквозные повреждения, отсутствуют. Трубки контроля течи между канавками уплотнения из-за коррозионных повреждений были заменены;
- ультразвуковой контроль кольцевых сварных швов в цилиндрической части корпусов блоков 1-4 дал единичные показания о продольных несплошностях размером до 60мм, расположенных всегда в объеме сварного шва вблизи наружной поверхности.

* Компенсатор давления

- язвы, возникшие ранее из-за язвенной коррозии не плакированной внутренней поверхности КД блоков 1-4. Эти места были сохранены как контрольные и ежегодно осматриваются. Дальнейшего развития язвенной коррозии не установлено;
- показания ультразвукового контроля в объеме сварного шва 3.15 (верхнее днище) компенсатора давления 1 блока. При повторных проверках изменений несплошности (5x40 мм) не установлено. Целенаправленные анализы методом акустической эмиссии во время гидроиспытаний не дали каких-либо данных о дефектах.

* Парогенератор

- щелевая коррозия в соединении с коррозионным растрескиванием под напряжением на теплообменных трубках, преимущественно под дистанционирующими планками. Особенно развиты повреждения на парогенераторах блоков 1 и 2, где на около 20% трубок отмечены дефекты при контроле вихревыми токами. Ослабление стенок соответствует местным уменьшениям толщины от 60% до 100%. После изменения водного режима во втором контуре развитие повреждений сильно уменьшилось.

* Главные циркуляционные трубопроводы

- многочисленные представительные показания ультразвукового контроля, которые могут быть окончательно истолкованы только после получения результатов дефектоскопии внутренней поверхности трубопроводов на предмет обнаружения трещин;
- в швах главных запорных задвижек обнаружены при просвечивании шлаковые включения. Их величина превышает допустимые значения, указанные в TGL 43274 (контроль при изготовлении).

Оценка прочности имеющих дефекты строительных (закладных) деталей, проведенная к настоящему времени, не достаточна и должна быть расширена.

В результате независимого рассмотрения качества проведенных работ по контролю металла и оценки результатов установлены значительные отклонения от требований ФРГ. При предстоящих проверках необходимо улучшение контроля.

4.1.5. Взаимодействие материалов со средой

* Первый контур

Работа на мощности

Воднохимический режим соответствует советскому проекту: создание щелочной среды с помощью аммиака и гидроокиси калия с $\text{pH}_{25} \geq 6$ и соответствующим $\text{pH}_{265} = 7,1 \pm 7,3$. При очень низком содержании хлоридов и кислорода вне области уплотнений не обнаружено каких-либо связанных с химией воды селективных или локальных коррозионных повреждений.

Период останова

Нарушения воднохимического режима во время остановок реакто-

ра привели к локальным повреждениям внутренних поверхностей неплакированных корпусов блоков 1 и 2 и компенсаторов давления блоков 1-4 (язвенная коррозия). С 1979 г. во время остановок посредством дозирования гидразина в стояночной воде создаются условия для подавления кислорода. После чего дальнейшее развитие коррозионных повреждений прекратилось.

Второй контур

До конца 1982 г. воднохимический режим соответствовал предписаниям советского проекта. Бескоррекционный режим в присутствии кислорода, забросы морской воды в конденсаторах, особенно на блоках 1 и 2 усилили развитие на трубках ПГ со стороны второго контура щелевой коррозии и коррозионного растрескивания под нагрузкой. Путем дозирования гидразина, замены содержащих медь материалов в подогревателях низкого давления, мокрой консервации парогенераторов и удаления отложений на теплообменных трубках путем травления в период остановок, а также улучшением контроля за качеством котловой воды, скорость развития повреждений могла быть в значительной степени уменьшена.

Следует проверить нельзя ли решить проблемы коррозии трубок парогенераторов, трубопроводов и сосудов путем обеспечения плотности парогенераторов и изменения воднохимического режима.

При работе с пониженным содержанием кислорода и низкой величиной РН в областях с двухфазным потоком и в подогревателях высокого давления установлено наличие эррозионно-коррозионных явлений.

Проводимая в опытном порядке дозировка октадециламина не привела пока к точно установленному снижению эррозионной коррозии. Другие виды повреждений не обнаружены.

* Отклонения от норм

Качество теплоносителя в первом контуре периодически контролируется. В среднем за кампанию на блоке при работе на мощности установлено 5 отклонений от норм воднохимического режима. Эти отклонения были, как правило, кратковременными (несколько часов) и незначительными (< 10% от установленной величины). Причинами этих отклонений были ошибочная дозировка реагентов, а также применение недоочищенных химреагентов.

Ионнообменные смолы при обратной промывке фильтров попадали в первый контур. Опыт эксплуатации не дает однако оснований считать, что в результате этого возникали условия для растрескивания металла.

В среднем дважды за кампанию на одном блоке агрессивные вещества попадали во второй контур в результате течей в конденсаторах трубн. Это привело к отложению на наружных поверхностях теплообменных трубок содержащих в воде веществ, способствующих щеле-

вой коррозии. Эти отложения отмываются методом травления с интервалом 2-3 года за два этапа. Количество и состав осадка, образующегося после травления приведен в [1].

Возможные причины превышения допустимых значений для примесей, особенно для содержания хлорида в первом контуре, должны быть проанализированы в рамках исследования работы систем и обобщения опыта эксплуатации.

4.2. Дополнительные исследования

Имеющиеся выводы относительно критической температуры хрупкости сварного шва корпуса реактора 0.1.4 следует уточнить в результате выполнения следующих работ:

- перед повторным пуском после большой ревизии окончательно оценить результаты исследований взятых из блока 1 проб металла, включая корреляцию с ISO-V-пробами;

- до и после термического отжига корпуса реактора блока 2 взять пробы по глубине сварного шва 0.1.4 для определения ударной вязкости и характеристик прочности, а также металлическую стружку для химического анализа. Условия для повторного пуска определить с учетом результатов исследований образцов из проб блока 1;

- для расширения базы данных принять предложение советских специалистов о совместных исследованиях вновь отобранных проб. Соответствующая рабочая программа разрабатывается Ведомством по испытанию материалов г.Штутгарт при участии всех сторон.

Имеющиеся результаты об асимметричном распределении температуры на стенке корпуса реактора при аварийной подпитке проверить с помощью сравнительных расчетов. При этом:

- учесть зависимости свойств материалов и условий передачи тепла для стенки реактора от температуры и проверить применимость приближенной методики путем сравнения с трехмерными расчетами по методу конечных элементов. Набор исходных данных следует согласовать между участниками работы;

- в случае монтажа более производительной системы аварийного расхолаживания рассматриваемый спектр аварий проанализировать вновь с измененными параметрами;

- при переключениях для локализации течи в первом контуре может возникнуть ситуация с поступлением воды из системы аварийного расхолаживания в три соседние петли. Требуется дополнить расчеты корпуса этим случаем нагружения.

Применяемый в настоящее время критерий заглушения трубок парогенераторов требуется пересмотреть. Новый критерий при соответствующих условиях должен учитывать наряду с глубиной дефекта

его протяженность. Внедрение требований нового критерия обосновать с учетом результатов текущей проверки трубок ПГ.

Ультразвуковой контроль корпусов реакторов на блоках 3 и 4 дал многочисленные показания о несплошностях в области границы приварки плакировки к основному металлу. Требуется оценка этих показаний, в случае необходимости, с использованием специального метода анализа. Необходимо проанализировать поведение смоделированных дефектов под плакировкой при нагрузках нормальной эксплуатации и авариях, чтобы установить критические комбинации дефектов.

Требуется исследовать процесс перемешивания при впрыске воды аварийной подпитки в холодные нитки петель при различных условиях течения теплоносителя (от естественной циркуляции до прекращения движения). По результатам сделать вывод об интенсивности воздействия расхолаживания на патрубки и стенки корпуса реактора.

Для уточнения нестационарных циклических температурных нагрузок на трубопроводы впрыска в компенсатор давления и соединительные трубопроводы от КД к ГЦТ (перемещения среды и в определенных случаях температурное расслоение) надо выполнить соответствующие измерения.

В дополнение к проектным расчетам необходимо провести измерения перемещений ГЦТ, трубопроводов свежего пара и питательной воды.

4.3. Оценка безопасности и необходимые мероприятия

Оборудование блоков в его конструктивном исполнении в основном соответствует действующим в настоящее время в ГДР нормам и техническим правилам.

В сравнении с техническими правилами и требованиями по безопасности ФРГ для первого контура имеются существенные отклонения по двум пунктам:

- высокий флюенс быстрых нейтронов в цилиндрической части корпуса реактора;
- ограниченный контроль в ряде мест без дополнительного обоснования, например, приварки патрубков, швов на трубопроводах.

Материалы, использованные для изготовления различного оборудования, в основном оказались пригодными для длительной эксплуатации, за исключением расположенного вблизи активной зоны сварного шва 0.1.4 в части его высокой чувствительности к нейтронному облучению. Обширные повреждения теплообменных трубок парогенераторов связаны не с материалом, а с недостатками воднохимического режима второго контура в первые годы эксплуатации.

Высокий флюенс в соединении с чувствительностью сварочного

материала шва 0.1.4 привели к недопустимому нарушению состояния металла корпусов реакторов блоков 1, 2 и 3. С помощью термообработки (отжига) первоначальные свойства материала в значительной степени восстанавливаются. Отжиг был выполнен для многих корпусов ВВЭР-440;В-230 и среди них в 1988 г. на блоке 1 АЭС "Грайфсвальд". Для блоков 2 и 3 эта операция должна быть выполнена в 1990 г. В этом не существует каких-либо сомнений. В части количественной оценки эффекта восстановления сошлемся на высказывания раздела 4.1 и на расширенные исследования металла корпуса, описанные в разделе 4.2.

С учетом содержащихся в разделе 4.1 соображений по доказательству безопасности для дальнейшей эксплуатации всех блоков в принципе рекомендуется установка кассет-экранов. Это действительно также для пуска после отжига, для того чтобы длительно сохранить большой резерв по безопасности.

Положенные в основу доказательства безопасности нагрузки, по современному уровню знаний не перекрывают весь возможный диапазон и должны быть для различного оборудования дополнены. Соответствующие требования содержатся в разделах 4.1 и 4.2. Особенно требуются мероприятия, которые надежно предотвращают недопустимое повышение давления при температуре ниже критической температуры хрупкости при пуске и останове. Практику контроля плотности при высоком давлении и температуре более 100°C необходимо проверить. В связи с этим требуются дополнительные анализы для аварии при гидроиспытаниях, включая анализ возможного распространения повреждений на соседние установки.

Опыт эксплуатации показал, что могут иметь место неожиданные термоциклические нагрузки, особенно в узле впрыска в КД, также как они обнаруживались в реакторных установках других поставщиков. Требование о проведении расширенной программы измерений содержится в разделе 4.2. Там же выдвинуты требования о проверке нагрузок, принимаемых для расчета трубопроводов первого и второго контура.

Из совокупности представленных результатов периодических проверок до сих пор не следует каких-либо указаний на коррозионное растрескивание под напряжением для содержащих среду сосудов и трубопроводов первого контура. Найденные дефекты были локализованы в зоне уплотнений, которые, как правило, не подвержены воздействию среды.

Значительные дефекты, из найденных в проверенных системах второго контура, связаны со щелевой коррозией и последующим коррозионным растрескиванием под напряжением на внешней стороне теплообменных трубок парогенераторов, особенно под дистанционирующими планками. Кроме того было установлено значительное образование трещин на внешней стороне аустенитных коллекторов парогенераторов в районе сварного шва. Повреждения коллекторов были устранены и приняты необходимые меры. При повторных проверках не установлено новых дефектов.

В разделе 4.1 также содержатся соображения, относящиеся к коррозионным повреждениям первого контура во время остановок.

Состояние оборудования блоков подвергается обширным проверкам неразрушающими методами и во время гидроиспытаний через установленные короткие промежутки времени. Для оценки безопасности особое значение имеют проверки внутренних поверхностей на предмет образования трещины.

По поводу ограниченности контроля отдельного оборудования, а также достоверности проверок аустенитных закладных деталей в разделе 4.1.4 даются соответствующие рекомендации. Особое значение для выяснения открытых вопросов придается расширенной дефектоскопии внутренних поверхностей, а также проверкам разрушающими методами в рамках программы после 100000 часов эксплуатации. Окончательная оценка результатов проверки ГЦТ, данных контроля плакировки и переходной зоны от плакировки к основному металлу для блоков 3 и 4 в настоящее время еще не сделана.

Для общего заключения о безопасности необходимо исследовать вероятности возникновения течей. В мире ещё не возникало больших течей на аустенитных трубопроводах. Необходимые измерения для проверки нагрузок и углубленные исследования для оценки данных ультразвукового контроля для аустенитных строительных деталей обсуждаются в разделах 4.1 и 4.2. Далее следует установить нагрузки для обоснования концепции "течь перед разрывом". Требуется также улучшение методов контроля для своевременного обнаружения течей первого контура и со стороны второго контура. Для оборудования и систем с повышенными термоциклическими нагрузками эти мероприятия должны осуществляться незамедлительно. Предусмотренные в рамках программы периодического эксплуатационного контроля металла проверки трубопроводов Ду 100 и Ду 200 недостаточны (в основном это проверка отсутствия дефектов на наружных поверхностях) для обеспечения гарантированного отсутствия трещины. В период ревизии на всех блоках необходимо дополнительно проверить трубопроводы Ду 100 и Ду 200 первого контура на предмет отсутствия дефектов на внутренних поверхностях. Соответствующая программа должна быть разработана.

Следует пересмотреть применяемый в настоящее время критерий для заглушения трубок парогенераторов. В новом критерии наряду с глубиной дефекта должна учитываться его протяженность. Уточнить рекомендации по определению величины течи.

В настоящее время еще нельзя выработать мнение о возможных течах трубопроводов свежего пара и питательной воды.

Ожидается, что продолжающиеся исследования материалов корпусов реакторов, оценка данных ультразвукового контроля аустенитных трубопроводов и обширный контроль трубок парогенераторов позволят сделать в ближайшие месяцы лучшую оценку состояния оборудования и трубопроводов. Далее были сформулированы требования для выполнения дальнейших обоснований и переоборудования. В результате оценки состояния оборудования для блоков 1 и 4 сейчас не существует оснований для досрочного вывода их из эксплуатации.

5. Анализы аварий

5.1. Оценка существующих анализов аварий

Базовой установкой для всех представленных анализов аварий является блок 1. Существенное отличие блоков 1 и 2 по отношению к блокам 3 и 4 заключается в меньшей производительности насосов системы аварийного ввода бора. Объем оценок ориентируется на "Руководящие указания по оценке проектов АЭС с реакторами с водой под давлением, в части мер против аварий в смысле 28 Abs 3 StrlSchV - указания по авариям" министра внутренних дел ФРГ в редакции от 18 октября 1983 г. и проект нормативно-технического документа (НТД) стран-членов СЭВ "Типовое содержание отчета по безопасности" в редакции от марта 1987 г.

Рассматриваемые анализы были выполнены в основном с помощью программ, применяемых Комбинатом АЭС TRAVO, RAMPA и RELAP4/MOD6, а также с использованием советской программы KONTUR.

Программа TRAVO разработана в Комбинате АЭС. Это расчетная программа для моделирования переходных режимов блока, проходящих без кипения теплоносителя в первом контуре. Особый упор делается на учет работы систем регулирования. Кроме того в последней версии (3.3) массовый расход в первом контуре предварительно задается как функция времени.

Программы RAMPA-V и RAMPA-G для анализа аварий со средней и большой течью являются дальнейшим развитием одноименной советской программы. В них решаются три уравнения сохранения для двухфазной среды. Неравновесность процесса учитывается моделью дрейфа потока или моделью всплытия пузырей. Исходя из возможностей вычислительной машины используется относительно грубая нодализация первого контура. В последних анализах вместо RAMPA применяется программа RELAP4/MOD6.

Программа KONTUR разработана во Всесоюзном теплотехническом институте в Москве. Для блока 1 АЭС "Грайфсвальд" программа использовалась для анализа течей во втором контуре. Описание модели программы не представлено. Представительные верификационные расчеты на основе экспериментов на ВВЭР для программ TRAVO, RAMPA и KONTUR, отсутствуют.

Проверка представленных результатов выполнялась путем оценки с точки зрения здравого смысла и вычислений вручную.

5.1.1. Потеря теплоносителя первого контура в пределах системы герметичных помещений

* Максимальная проектная авария: Течь эквивалентная обрыву трубопровода Ду 32

Это событие является максимальной проектной аварией для выбора производительности системы аварийного расхолаживания и соответствует обрыву трубопровода Ду 100 впрыска в КД с ограничительной вставкой Ду 32. Этот трубопровод связан с неотсекаемой частью первого контура. Обрывы трубопроводов Ду 50 в отсекаемой части первого контура по проекту автоматически не преодолеваются и для их локализации требуются действия оператора.

Анализы показывают, что безопасность при рассматриваемой аварии гарантировано обеспечивается при работе двух насосов аварийного ввода бора типа EP-50, причем вначале требуется отвод тепла во второй контур. В случае единичного отказа во время полного обесточивания АЭС в работе (от дизель-генератора) остается только один насос. Преодоление аварии при работе только одного насоса должно быть подтверждено дальнейшими анализами, возможность этого просматривается.

Для блоков 3 и 4, где производительность аварийных насосов типа ЦН 65 выше, можно исходить из предпосылки, что при течи Ду 32 блок безопасно расхолаживается при работе только одного насоса.

Течи с диаметром менее Ду 32 для системы аварийного расхолаживания более легкие, чем МПА.

Анализы, выполненные по программе RALOC с реалистическими граничными условиями показали, что сигнал срабатывания АЗ реактора "давление в боксе ПГ $>1,3$ бар" при течи Ду 32 проходит только через 5 минут (смотри раздел 6.4). Без включения спринклерной системы сигнал прошел бы через 3 минуты. Причина позднего срабатывания, по сравнению с результатами предыдущих анализов, заключается в учете эффективной конденсации пара на конструкциях системы герметичных помещений. Из анализов получается, что при течах менее Ду 32 срабатывание аварийной защиты реактора произойдет слишком поздно или не произойдет вовсе. Отсюда возникает требование понизить уставку вышеназванного сигнала АЗ-2 до 1,2 бара, то есть до значения при котором включается спринклерная система.

* Течь из парового объема КД с Ду 90

Представленные анализы обрыва соединительного трубопровода между компенсатором давления и предохранительными клапанами показали, что при работе на первой контур двух насосов ЭП-50 примерно через 35 мин расход на течь компенсируется подпиткой. В течение этого времени активная зона постоянно заполнена двухфазной средой.

* Течи более Ду 100

Анализ течи с эквивалентным диаметром Ду 100 в холодной нитке петли и работе двух насосов ЭП-50 показал, что примерно через 30 минут расход течи компенсируется. Возможны повреждения топливных элементов, однако плавление активной зоны может быть исключено.

Авария с течью Ду 200 была также проанализирована при работе двух насосов аварийной подпитки. В конце фазы истечения примерно через 500 сек расход течи не компенсируется двумя насосами ЭП-50. При работе четырех насосов, то есть при сохранении питания от нормальной сети собственных нужд и единичном отказе, есть шанс при своевременном повторном заливе активной зоны предотвратить ее массовое расплавление.

Для двухстороннего разрыва ГЦТ не имеется представительных термодинамических анализов. Оценки показывают, что даже при работе четырех насосов ЭП-50 плавление активной зоны не может быть предотвращено.

5.1.2. Повреждения трубок парогенератора

С помощью программы TRAVO были выполнены расчеты течей трубок в парогенераторах для двухстороннего разрыва одной и двух трубок.

Анализ обрыва (2F) одной трубки показывает, что при включении насосов аварийного ввода бора не происходит автоматического срабатывания аварийной защиты реактора. По этой причине необходимо проверить целесообразность различия критериев срабатывания АЗ реактора и включения системы аварийного расхолаживания по понижению уровня в компенсаторе давления. С точки зрения аварийного охлаждения обрыв одной трубки ПГ нормально проходит при работе одного насоса аварийного ввода бора.

При больших сечениях течи критерий срабатывания АЗ достигается. Для компенсации обрыва двух трубок (4F) требуется по крайней мере два насоса ЭП-50.

В принципе для стабилизации аварии с течью трубок ПГ в долгосрочном плане требуются ручные действия персонала. Имеющееся для этого время ограничивается в первую очередь не запасом воды в баке аварийного борного раствора, а необходимостью отсечения текущего ПГ до его переполнения из-за возможных гидроударов при конденсации пара в паропроводах. В случае обрыва одной трубки в распоряжении имеется около получаса. Необходимые действия оперативного персонала изложены в инструкции по ликвидации аварий. Существенными операциями при этом являются проверка надежного отключения реактора, отсечение установки очистки воды первого контура, а также определение и локализация места течи посредством поочередного отключения не более трех циркуляционных петель с помощью главных запорных задвижек.

5.1.3. Потеря теплоносителя из второго контура

Большие течи во втором контуре до установки на паропроводах быстродействующих отсечных клапанов в проекте не рассматривались. В рамках настоящей оценки термодинамические процессы при авариях с потерей теплоносителя второго контура были рассмотрены без учета возможных протечек и разрывов труб в парогенераторах. Было показано, что аварии с одновременной потерей нормального электропитания из-за сопровождающего их надежного отключения реактора в общем имеют в ходе их протекания меньше проблем. Из-за сильного расхолаживания первого контура в случае полного обесточивания начинается автоматическая подпитка первого контура насосами аварийного ввода бора, что может на последующих стадиях аварии привести к срабатыванию предохранительных клапанов компенсатора давления.

При рассмотрении аварий с потерей теплоносителя второго контура в дальнейшем предполагается, что быстродействующие отсечные клапаны (БЗОК) на паропроводах уже установлены.

* Обрыв трубопровода свежего пара в боксе парогенераторов

Реактор отключается по сигналу повышения давления в боксе через 1-2 секунды. Следующее автоматическое действие – срабатывание блокировки 6.4.19 "Снижение давления в ПГ <35 бар и возникновение обратного перепада давления между паровым коллектором и ПГ – 5 бар". В результате закрывается БЗОК (время закрытия 2-5 сек), отключается ГЦН и прекращается подача питательной воды в ПГ аварийной петли. Испарение воды из этого ПГ ведет к расхолаживанию первого контура с последующим включением системы аварийного расхолаживания, однако температура первого контура не снижается ниже 180°С. Если авария сопровождается полным обесточиванием АЭС (потеря основного и резервного питания собственных нужд) ГЦН после окончания выбега тормозятся и это может привести к открытию предохранительных клапанов КД.

* Обрыв трубопровода свежего пара перед БЗОКом

В начале аварии быстрое снижение давления в паровом коллекторе приводит к закрытию стопорных клапанов по крайней мере одной турбины. Хотя обе турбины должны отключаться при одинаковой величине давления в паровом коллекторе, из-за случайных отклонений уставок и перепада давления по коллектору имеется вероятность, что один турбогенератор останется в работе и АЗ реактора не сработает. В соответствии с представленными расчетами через примерно 4 сек срабатывает блокировка 6.4.19, после чего в соответствии с инструкцией по эксплуатации реактор останавливается персоналом вручную.

*** Обрыв трубопровода свежего пара перед турбиной**

Падение давления в паровом коллекторе из-за меньшей величины течи происходит медленнее, чем в ранее рассмотренных случаях. При определенных условиях не происходит срабатывания ни блокировки 6.4.19, ни аварийной защиты реактора по фактору "отключение обоих турбогенераторов". В этом случае операции, проводимые персоналом вручную, неизбежны. Необходимы дальнейшие представительные расчеты "лучшей оценки".

*** Разрыв главного парового коллектора (ГПК)**

В результате сильного падения давления в коллекторе вскоре после начала аварии закрываются стопорные клапаны обоих турбогенераторов с последующей автоматической остановкой реактора. Немного позже при давлении в ГПК менее 35 бар срабатывает блокировка 6.4.6, которая вызывает закрытие всех БЗОВ. Тем самым главный паровой коллектор отсекается от системы свежего пара. Отвод остаточного тепловыделения из первого контура осуществляется через предохранительные клапаны парогенераторов. В первом контуре в соответствии с расчетами, как уставки срабатывания предохранительных клапанов КД, так и условия ввода в действие системы аварийного расхолаживания не достигаются. В первое время вмешательство персонала не требуется. Затем следует принять меры по прекращению потери среды из ПГ через предохранительные клапана.

*** Непредусмотренное открытие одной БРУ-К, БРУ-А или предохранительного клапана ПГ**

При непредусмотренном открытии одной байпасной линии сброса пара в конденсатор (БРУ-К) или быстродействующей редуцирующей установки для сброса пара в атмосферу (БРУ-А) или предохранительного клапана ПГ (производительностью БРУ-400 т/ч, а ПГ ПГ - 250 т/ч), критерии срабатывания АЗ реактора или закрытия одного или нескольких БЗОВ не достигаются. Системы регулирования компенсируют потери пара уменьшением его расхода на турбину. Путем действий персонала блок вручную останавливается, а место течи локализуется.

*** Разрыв коллектора питательной воды или выход из строя всех насосов основной питательной воды**

Оба эти случая протекают идентично при условии проектного функционирования обратных клапанов на трубопроводах питательной воды. Остановка реактора происходит как следствие падения давления во втором контуре или в результате повышения давления в первом контуре примерно через 4 минуты, когда вода в ПГ почти выкипит. Даже при учете дальнейшего отвода остаточного тепловыделения путем аварийной подпитки ПГ и выпаривания этой воды такое прохождение аварии рассматривается как недопустимое. Поэтому настоятельно предлагается реализовать указанное в программе ГЯРБ из 35 пунктов отключение реактора по низкому уровню в парогенераторах

(0,5 м от номинального). При наличии этого сигнала реактор мог бы быть остановлен во время, когда запас воды в парогенераторах без учета подпитки еще достаточен для двухчасового отвода остаточного тепловыделения.

* Обрыв трубопровода питательной воды между ПГ и обратным клапаном

Из-за сильного падения давления в коллекторе питательной воды питательные насосы автоматически отключаются. При этом необходимо подчеркнуть, что насосы аварийной питательной воды работают на течь. В представленном расчете по программе KONTUR возможность остановки реактора по повышению давления в боксе ПГ не была учтена. Реактор отключается только примерно через 4 минуты, как следствие остановки второго турбогенератора, по фактору снижения давления в паровом коллекторе. Оставшейся воды в ПГ с неповрежденными трубопроводами достаточно для отвода остаточного тепловыделения только в течение около получаса. Поэтому особенно для этого случая должна быть предусмотрена остановка реактора в начальной фазе аварии, например, по одному из следующих сигналов:

- снижение уровня в одном ПГ;
- снижение уровня по крайней мере в двух ПГ или при отказе всех питательных насосов.

В связи с этой аварией необходимо проверить также целесообразность разных уставок по повышению давления в боксе ПГ на срабатывание АЗ реактора и включение спринклерной системы. При настоящем состоянии включение спринклерной системы может помешать остановке реактора.

* Обрыв трубопровода продувки (Ду 80 или Ду 50)

Эта авария до сих пор не исследована. При обрыве в пределах бокса ПГ требуется определить, достигается ли уставка срабатывания АЗ реактора по повышению давления в боксе. Если эта уставка не достигается или место течи находится вне бокса, необходимо компенсировать потери котловой воды подачей основной и аварийной питательной воды. Автоматической остановки блока вероятно не последует. Требуется детальный анализ аварии.

5.1.4. Потеря теплоносителя первого контура вне системы герметичных помещений

Для этого случая расчеты не представлены. Трубопроводы системы аварийного расхолаживания внутри системы герметичных помеще-

ний отсекаются двумя арматурами и обратным клапаном. При обрыве между подпиточным насосом и обратным клапаном в напорном трубопроводе подпитки к установке очистки воды первого контура возможна при единичном отказе (отказ обратного клапана) течь Ду 50 вне системы герметичных помещений. Можно ожидать, что вследствие больших длин трубопроводов и гидравлического сопротивления теплообменника расход течи будет не более, чем в случае обрыва трубопровода с Ду 32. Течь должна быть локализована вручную, а работающие на течь насосы аварийного расхолаживания отключены. Аварийное расхолаживание должно осуществляться через неповрежденную линию. Если реактор не будет остановлен автоматически, это должно быть сделано вручную.

Импульсные трубопроводы не выходят за пределы герметичных помещений. Течь линии отбора проб термодинамически преодолевается. Она должна быть отсечена вручную.

5.1.5. Аварии из-за изменений реактивности

Документальная основа для оценки аварий, связанных реактивностью на блоках 1-4 недостаточна. Для исследования динамических процессов в активной зоне раньше в распоряжении имелась только одномерная программа для анализа охлаждения канала с точечной и одномерной нейтронной кинетикой.

Состояние разработки трехмерной динамической программы только в 1989 г. достигло уровня, достаточного для анализа аварий в реакторах ВВЭР-440.

Для блоков 1-4 представлены анализы следующих аварий:

- а) выброс наиболее эффективного органа регулирования;
- б) обрыв трубопровода свежего пара, совпадающий с полным обесточиванием блока;
- в) открытие и незакрытие двух БРУ, совпадающее с полным обесточиванием блока.

В исходном состоянии блок работает на номинальной мощности.

Результаты анализов показали, что в случае в) возможно достижение повторной критичности, что однако не приводит к тяжелым последствиям.

Так как конструкции активной зоны и внутрикорпусных устройств реакторов проектов В-230 и В-213 практически совпадают, для блоков 1-4 можно было бы использовать анализы, выполненные для В-213 (5 блок АЭС "Грайфсвальд"). При этом анализы быстрых процессов в активной зоне действительны для обоих проектов. Другие процессы, в которых характеристики систем первого контура играют существенную роль, требуют отдельного рассмотрения.

При названных предпосылках смогли быть приняты для рассмотрения следующие аварии с изменением реактивности, выполненные для В-213:

- г) неконтролируемое извлечение органов регулирования (одиночных и группами при нулевой и полной мощности);
- д) выброс самого эффективного органа регулирования (при нулевой и полной мощности);
- е) падение наиболее эффективного органа регулирования;
- ж) подключение холодной петли к двум и трем работающим петлям.

Последствия аварий, происходящих на мощности, имеют меньшее значение для безопасности, чем аварий на нулевой мощности.

В результате выброса органа регулирования на нулевой мощности (случай д) возможно повреждение до 3% тепловыделяющих элементов. При подключении холодной петли (случай ж) в расчете также получены повреждения твэлов.

5.1.6. Потеря электроснабжения собственных нужд (полное обесточивание блока)

При полном обесточивании блока АЗ реактора срабатывает примерно через 2 секунды. Давление в первом контуре увеличивается максимум на 3 бара. Уставка срабатывания предохранительных клапанов КД не достигается. Предохранительные клапаны ПГ в начальной фазе процесса могут кратковременно открыться. Пар регулируемым образом сбрасывается в атмосферу через БРУ-А. В ходе процесса подпитка парогенераторов обеспечивается насосами аварийной питательной воды.

5.1.7. Отключение главных циркуляционных насосов

Из-за низкого момента инерции при потере энергоснабжения для краткосрочного продолжения работы части ГЦН должен использоваться электромеханический выбег турбогенератора. Одновременное отключение более чем двух ГЦН приводит к отключению реактора.

В дополнении к техническому проекту содержатся анализы отказа от четырех до шести ГЦН с быстрой остановкой. В этих расчетах повышение давления в первом контуре приводит к срабатыванию предохранительных клапанов КД. На максимально нагруженных твэлах возможно кратковременное кипение. Не исключается возникновение неплотностей покрытий твэлов.

Для случая одновременной быстрой остановки всех шести ГЦН представлены расчеты, выполненный главным конструктором (ОКБ "Гидропресс") и по болгарской версии программы COBRA IIIC. В соответствии с ними давление в первом контуре не превышает 16 МПа. Так как представленные расчеты в частности не полностью применимы, должны быть выполнены собственные анализы по программе "лучшей оценки".

5.1.8. Аварии с отказом аварийной защиты реактора

Аварии с отказом АЗ реактора для рассматриваемых установок не исследовались. Оценки максимального давления и минимального запаса до кризиса не могут быть сделаны без анализов.

5.2. Выполняемые анализы аварий

Расширенные анализы аварий для существующего состояния проекта ВВЭР-440/В-230 должны быть выполнены с помощью программы ATHLET, чтобы подтвердить уже имеющиеся результаты расчетов и исследовать аварии, которые еще не анализировались. Эти анализы должны выполняться в 1990 г. Для состояния после реконструкции могут позднее потребоваться дополнительные расчеты.

Из-за недостатка времени программа работ на 1990 г. ограничивается четырьмя, максимум пятью анализами. Учитывая важность и срочность, были выбраны следующие аварийные случаи:

1. Течь в холодной нитке петли с эквивалентным диаметром 32 мм, аварийная подпитка одним насосом аварийного ввода бора типа ЭП-50, начиная со 115 секунды (учет полного обесточивания и единичного отказа, проектная авария).

2. Двухсторонний обрыв соединительного трубопровода Ду 200 между КД и первым контуром, аварийная подпитка 4-мя насосами ЭП-50 (обрыв максимального соединительного трубопровода при максимальной мощности аварийного расхолаживания), вариант с 50% мощностью.

3. Отключение всех шести ГЦН при учете их момента инерции при полном обесточивании блока (определение максимального давления в первом контуре, проверка величины запаса до кризиса). Побочные варианты определяются после выполнения основного расчета, например, отключения насосов распределены по времени, отключение 4-х из 6-ти ГЦН.

4. Полное обесточивание без срабатывания аварийной защиты реактора (АТWS) для состояния активной зоны в начале кампании (первое исследование поведения установок для аварии с отказом АЗ).

5. Для последнего анализа в распоряжении имеются следующие возможности, причем конкретные начальные условия должны быть определены после окончательного выбора:

- двухсторонний разрыв трубопровода аварийного ввода бора Ду 50 с ограничивающей вставкой и обратным расходом через коллектор (разрыв наибольшего подключенного к первому контуру трубопровода <Ду 100);

- обрыв трубопровода свежего пара и, как следствие, разрыв теплообменной трубки в ПГ (определение количества вышедшей воды первого контура для оценки радиологической допустимости);

- обрыв трубопровода свежего пара перед турбиной (подтверждение имеющихся расчетов в части срабатывания блокировки 6.4.19 на закрытие Б30К).

Вместе с этими вновь выполняемыми расчетами аварий отдельные анализы, как это подробно изложено в разделе 5.1, должны продолжаться и углубляться.

5.3. Заключение по мероприятиям по повышению безопасности, содержащиеся в программе из 35 пунктов ГЖАРБ

По пункту 6: Инструкция по ликвидации аварии для случая малой течи.

Требование по переработке Приложения 15 к эксплуатационной инструкции BVN 01 поддерживается.

По пункту 9: Проверка трубок ПГ вихревыми токами.

Вероятность разрывов и возможного распространения отказов следует количественно определить на основе данных проверки вихревыми токами. Исходя из полученных результатов установить необходимость и объем новых анализов аварий.

По пункту 11: Установка для подогрева аварийной подпиточной воды.

Предложенное мероприятие повышает надежность аварийного расхолаживания.

По пункту 16: Установка Б30К.

Установка быстродействующих отсечных клапанов на главных паропроводах имеет решающее влияние на протекание аварий с течью в системе свежего пара. В представленных ранее оценках установка Б30К уже поддерживалась.

По пункту 17: Срабатывание аварийной защиты по понижению уровня в ПГ.

Анализы аварий показывают, что остановка реактора по достижении недопустимо низкого уровня в

одном ПГ является неотложной мерой. При этом по возможности должны использоваться два независимых сигнала, например, грубое и точное измерения уровня при введении временной задержки (20-30 сек) для исключения ложных срабатываний.

По пункту 19: Обеспечение аварийных дизель-генераторов охлаждающей технической водой.

С точки зрения анализов аварий повышение надежности дизель-генераторов имеет большое значение.

По пункту 20. Контроль за распределением мощности.

В связи с предстоящим введением аварийного сигнала "запас до кризиса мал" планируемые мероприятия по контролю за распределением мощности в активной зоны следует считать необходимыми.

По пункту 21: Система обнаружения течи.

Для воздействия персонала на ход аварии и для использования критерия "течь перед разрывом" желательно возможно более точное определение места течи, особенно для использования возможности отсечения отдельной петли главными запорными задвижками.

По пункту 31: Внутренние средства защиты при авариях.

Основное внимание в обсуждаемых мероприятиях по управлению авариями уделяется сохранению отвода тепла по второму контуру. В этом представления ГКЯРБ и Комбината АЭС совпадают с результатами выполненного в ФРГ изучения риска, фаза В. Возможными решениями для реализации, например, являются:

- соединение систем аварийной питательной воды всех блоков;
- независимая подпитка ПГ через трубопроводы продувки;
- мобильные насосы с независимым приводом;
- подпитка из деаэратора за счет перепада давлений.

Меры по компенсации течей по первому контуру с участием соседних блоков содержатся в каталоге мероприятий.

* Дополнения к программе из 35 пунктов

- Рекомендуется проверить возможность быстрой замены на 1 и 2 блоках насосов ЭП-50 на насосы ЦН-65. Преимуществом была бы большая надежность и повышение эффективности аварийного расхолаживания, особенно при низком давлении.

- Проверить возможность установки дополнительного насоса низкого давления или использования одного из имеющихся насосов для подпитки первого контура при управлении авариями.

Большие сомнения существуют в возможности дальнейшей эксплуатации блоков при сохранении проектной концепции аварийного расхолаживания, соответствующей течи с эквивалентным диаметром 32 мм. Если при выполнении расчетов "лучшей оценки" не удастся показать, что второй проектный предел по ОПБ-82 не превышает при обрыве наибольшего трубопровода, подключенного к главному циркуляционному контуру, в рабочей группе "Анализ аварий" были обсуждены следующие альтернативы:

- для двухстороннего разрыва наибольшего трубопровода, связанного главным циркуляционным контуром (трубопровод к КД Ду 200 для выравнивания давления в первом контуре), оценки с частично консервативными предположениями показали, что при работе блока на мощности около 50% имеющаяся система аварийного расхолаживания (без предположения о полном обесточивании блока и при учете единичного отказа) может, повидимому, предотвратить расплавление активной зоны. Для подтверждения результатов, полученных с помощью основанных на простых балансах массы и энергии оценках, требуются анализы по современным программам;

- другой возможностью для повышения эффективности систем аварийного расхолаживания является остановка по одному блоку из каждой очереди АЭС, (содержащей два блока) с дальнейшим использованием их систем безопасности для блоков, оставшихся в работе. Посредством дооснащения работающих блоков четвертым дизелем, а также в случае полного обесточивания будет возможна подпитка первого контура четырьмя насосами (без учета единичного отказа). При подключении дополнительно насосов (max 4) соседнего блока вручную возможности уменьшения повреждений при большой течи, особенно при низком давлении, увеличиваются. Использование системы аварийной питательной воды остановленного блока улучшает располагаемые возможности для отвода тепла по второму контуру. Из-за относительно большого запаса воды в ПГ в распоряжении имеется достаточное время для выполнения подключения оперативным персоналом.

Советские специалисты выразили по отношению к этим вариантам принципиальные сомнения из-за возможного уменьшения стабильности и надежности эксплуатации. Преимущества и недостатки возможных решений должны быть взаимно взвешены.

5.4. Термодинамика при образовании холодных струй теплоносителя (KWS)

Образование холодных струй теплоносителя при некоторых режимах эксплуатации имеет существенное значение при оценке влияния на безопасность охрупчивания корпусов реакторов. Это особенно опасно при высоком давлении и несимметричном поступлении холодной воды в кольцевое пространство между корпусом и шахтой реактора в районе активной зоны, где из-за воздействия нейтронного облучения имеет место повышенное значение критической температуры хрупкости основного металла и сварного шва.

По своему происхождению холодные струи (языки) можно разделить на две группы: с одной стороны вследствие переходных процессов или аварий с резким расхолаживанием второго контура, с другой - из-за работы на первый контур системы аварийного расхолаживания, частично компенсирующей течь. Кроме того надо рассматривать наложение обоих групп режимов.

Анализы по рассматриваемой тематике были выполнены советским главным конструктором ОКБ "Гидропресс" в 1984 и 1987 гг., причем расчеты 1987 г. только условно применимы к блокам 1-4, так как они уже предполагают переврезку трубопроводов для аварийного ввода бора в горячие нитки петель. Исследования для ВВЭР-440/В-213 также должны быть привлечены для оценок, так как на них, как и на блоках 1-4, подача от насосов аварийной подпитки высокого давления осуществляется в холодные нитки петель. Кроме того, геометрия кольцевого пространства в корпусах реакторов обоих проектов не различается. К этим исследованиям относятся измерения, выполненные на 4 блоке Кольской АЭС, и вероятностное изучение теплового удара в корпусе под давлением для АЭС "Ловииза". В качестве имеющихся отличий укажем на большую производительность системы аварийного расхолаживания ВВЭР-440/В-213 и неравномерное распределение аварийной подпитки по петлям первого контура. В техническом университете г.Циттау выполнены дальнейшие экспериментальные и аналитические исследования распределения потоков в кольцевом пространстве и нижнем объеме реактора от поступления больших холодных объемов теплоносителя, которые могут образоваться при процессах с расхолаживанием по второму контуру.

Для образования значительных холодных потоков из отдельных холодных ниток петель при этих процессах требуется циркуляция теплоносителя в первом контуре. Напротив, в случае аварийной подпитки насосами высокого давления холодные языки могут образоваться только в случае очень маленькой скорости потока или в состояниях стагнации, например, при очень низкой мощности остаточных тепловыделений в начале кампании или при временном отключении петли.

Важное значение для возможного образования асимметричных языков холодной воды могут иметь предусмотренные для поиска и локализации течи дистанционные отключения петель. При отключении, в случае необходимости, группы из трех петель с помощью ГЗЗ и соот-

ветствующих арматур на трубопроводах от коллекторов аварийной подпитки возникает ассиметричная подача в неотключенные петли холодной воды насосами аварийного ввода бора с удвоенным расходом в напорных трубопроводах. В новых анализах КВУ обращается внимание также на факт, что между производительностью насосов аварийного ввода бора блоков 3-4 и блоков 1-2 имеется значительная разница, которая не учитывалась в ранее выполненных анализах.

По отношению к образованию холодных языков из-за работы системы аварийного расхолаживания установлено, что ранее сделанные анализы выполнены с большим консерватизмом. В части советских анализов используется эмпирическое уравнение, полученное на основе опытов на модели масштабом 1:7. Результаты этих анализов в сравнении с вышеупомянутыми измерениями на 4 блоке Кольской АЭС выглядят устаревшими. В других анализах использована модель "полного перемешивания" воды аварийной подпитки с застойным объемом в определенном контрольном участке кольцевого зазора и части нижней входной камеры реактора, которая недостаточно учитывает физические процессы при образовании холодных языков. В соответствии с результатами исследований на Кольской АЭС следует ожидать, что образующиеся при работе насосов аварийного расхолаживания ЭП-50 (блоки 1-2), холодные струи почти полностью перемешиваются не доходя до сварного шва в районе активной зоны.

КВУ представлена предварительная информация об анализах перемешивания жидкостей, из которой следует, что при работе насосов аварийного расхолаживания не возникает сильной (более чем 30 K) разницы температур между холодными языками и окружающей жидкостью на сварном шве в районе активной зоне. Анализы были основаны на экспериментах, выполненных на установке HDR, которые были обработаны с помощью теории плоских струй. Интенсивность перемешивания возрастает с увеличением массового расхода подпитки таким образом, что вышеуказанный результат только слабо зависит от расхода подпитки.

Компенсированные течи с точки зрения нагрузки от давления оцениваются как более неблагоприятные, чем максимальная проектная течь Ду 32, из-за повторного возрастания давления в ходе переходного режима.

В советских анализах аварий с расхолаживанием по второму контуру полный разрыв трубопровода свежего пара рассматривается как наихудший случай. В этом случае характерным является срабатывание блокировки 6.4.19, которое вызывает закрытие быстродействующего отсекающего клапана, прекращение подачи питательной воды в соответствующий ПГ и отключение ГЦН в аварийной петле. Так как по меньшей мере три оставшихся ГЦН планово выбегают в течение около 3 минут в петле с поврежденным паропроводом возникает обратный ток теплоносителя. Примерно за тот же промежуток времени парогенератор этой петли в значительной степени выкипает. Таким образом, между окончанием выбега ГЦН и опорожнением аварийного ПГ имеется только небольшой промежуток времени, который недостаточен для образования мощных языков холодной воды в кольцевом про-

странстве корпуса реактора. Поэтому возникают сомнения, является ли полный разрыв трубопровода свежего пара наихудшим случаем с точки зрения опасности хрупкого разрушения по сравнению с меньшими течениями пара.

В заключение следует отметить, что представленные для блоков 1-4 анализы недостаточны по объему и из-за отсутствия обоснований не достаточно представительны для однозначной оценки. Рекомендуется выполнить представительные и покрывающие весь спектр возможных случаев анализы образования холодных струй, увязанные с изучением теплового удара, проведенного в Финляндии для АЭС "Ловииза", и учетом ассиметричного охлаждения. Анализы представить для рассмотрения.

5.5. Сопутствующие работы по верификации использованных расчетных программ

Имеющиеся в распоряжении программы недостаточно верифицированы прежде всего в части характеристик течения теплоносителя первого контура в парогенераторах. По этой проблеме проведены эксперименты на установках РМК, REWET III, стенде ОКБ "Гидропресс" (СССР) и в Витковице (ЧССР). Эти эксперименты, а также планируемые на новом стенде РАСТЕЛ в Финляндии и на стенде для исследований ПГ в Витковице, должны быть детально рассмотрены и оценены.

Рекомендуется, чтобы компетентные организации в ГДР и ФРГ как можно скорее взялись за детальную оценку экспериментальных данных и их использование для верификации программ.

5.6. Требования по повышению безопасности

На основании проведенных исследований рекомендуется выполнение следующих необходимых компенсирующих мероприятий:

- уставку А32 "давление в боксе ПГ высоко" изменить с 1,3 бара на 1,2 бара;
- уставку А31 "уровень в компенсаторе давления низок" увеличить с 2,4 м на 2,56 м;
- ввести сигнал аварийной защиты "уровень в парогенераторе низок";
- смонтировать быстрозапорные отсечные клапаны на трубопроводах свежего пара блоков 2 и 4;
- заменить насосы аварийного ввода бора ЭП-50 на ЦН-65 или

- установить дополнительные (использовать имеющиеся) насосы аварийного расхолаживания низкого давления;
- выполнить анализы образования холодных языков, руководствуясь изучением, проведенным для АЭС "Ловииза" в Финляндии с учетом ассиметричных процессов расхолаживания и представить их на рассмотрение;
 - увеличить масштаб максимальной проектной аварии до обрыва максимального трубопровода присоединенного к главному циркуляционному контуру, совпадающего с полным обесточиванием и при учете единичного отказа; для возможности кратковременной эксплуатации показать, что при реалистических начальных условиях (условиях "лучшей оценки") течи вплоть до разрыва наибольшего соединительного трубопровода не приводят к превышению второго проектного предела в соответствии с ОПБ-82;
 - смонтировать отдельную установку для подогрева аварийной охлаждающей воды; для кратковременной эксплуатации посредством эксплуатационных мероприятий надежно подтвердить, что во время использования для подогрева насосов аварийного расхолаживания не произойдет существенного снижения их готовности к работе на контур;
 - соединить системы аварийной питательной воды всех блоков;
 - соединить системы аварийного ввода бора соседних блоков;
 - предусмотреть возможность независимой подпитки ПГ через трубопроводы продувки;
 - иметь в состоянии готовности мобильный насос с независимым приводом для подпитки парогенераторов;
 - использовать возможности подпитки ПГ из деаэраторов за счет разницы в давлениях;
 - в рамках реконструкции доказать достаточность аварийного расхолаживания для преодоления двухстороннего разрыва ГЦТ (снижение уровня вмешательства для эвакуации).

6. Система герметичных помещений как локализирующая система безопасности

Локализирующая система безопасности блоков 1-4 АЭС "Грайфсвальд" не выполняет требований, установленных в критериях безопасности АЭС (2).

6.1. Существующий проект системы герметичных помещений

6.1.1. Принципиальные функции

Оборудование первого контура блоков ВВЭР-440/В-230 размещено в системе герметичных помещений (боксов), функцией которых является локализация возможного выхода радиоактивности. Для максимальной проектной аварии (смотри раздел 6.1.3) температура и давление в системе герметичных помещений ограничиваются и постепенно понижаются спринклерной системой. Радиоактивные вещества, выходящие в боксы из первого контура, связываются химическими добавками, содержащимися в спринклерной воде, и осаждаются из атмосферы боксов. Для запроектных аварий с течью существует защита от превышения давления с помощью сбросных клапанов простой конструкции, которые открываются до достижения расчетного давления в системе герметичных помещений. При этом из боксов выбрасывается значительная доля неконденсируемых газов (воздуха). После закрытия сбросных клапанов конденсируемые газы (пар) конденсируются с помощью спринклерной системы. В проекте предполагается, что повреждение топливных элементов с высоким выходом радиоактивности наступает только после закрытия сбросных клапанов, а утечки из системы герметичных помещений могут длительно сохраняться на низком уровне.

6.1.2. Строительные конструкции

Локализирующая система безопасности состоит из 23 помещений, в которых размещены все главные и вспомогательные системы реакторной установки, имеющие при работе на мощности давление и температуру первого контура.

Полный объем системы герметичных помещений составляет около 14000 м³. Большинство помещений связаны друг с другом через большие не закрывающиеся проемы. Некоторые помещения соединены с прочими через клапаны избыточного давления, которые открываются только в направлении из этих помещений. Система герметичных помещений рассчитана на максимальное внутреннее давление 2 бара. Стены и перекрытия боксов выполняют одновременно функции биологической защиты для соседних обслуживаемых помещений. Герметичные помеще-

ния для обеспечения их плотности облицованы сталью. Верхняя часть бетонной шахты реактора зарыта съемным колпаком. Для ограничения давления и снятия нагрузки, система герметичных помещений оборудована 8 сбросными клапанами Ду 1130 и одним сбросным клапаном Ду 520. Малый клапан открывается при давлении 1,6 бара, большие клапаны – при давлении 1,8 бара. Выброс парогазовой среды из боксов при открытых больших клапанах осуществляется через две сбросные шахты в прилегающее пространство, а из малого через отдельную трубу прямо в атмосферу.

6.1.3. Проектные аварии

В соответствии с концепцией безопасности всего блока в основу проекта системы герметичных помещений положен разрыв присоединительного трубопровода Ду 100 с ограничительной вставкой Ду 32. При работе спринклерной системы в этом случае давление в герметичных помещениях не достигает уставки срабатывания сбросных клапанов и снижается до исходного в течение не более 30 мин. Считается, что повреждения топливных элементов не возникают и в боксы выходит только радиоактивность, которая содержится в теплоносителе первого контура при нормальной эксплуатации.

По данным советского генерального проектировщика (техпроект 1968 г.) система герметичных помещений дополнительно рассчитана на односторонний разрыв трубопровода Ду 200, соединенного с первым контуром. Возникающее при таком разрыве давление превышает уставку срабатывания сбросных клапанов и паровоздушная смесь выбрасывается в окружающую среду. После первого срабатывания клапаны должны опять плотно закрыться. Это означает, что с первым выбросом в атмосферу попадет только радиоактивность содержащаяся в теплоносителе при нормальной эксплуатации. До начала возможного повреждения топливных элементов из-за их перегрева сбросные клапаны должны закрыться, а система герметичных помещений быть плотной. Далее с помощью спринклерной системы давление постепенно снижается. Результаты расчетов для этой аварии не представлены в материалах проекта.

6.1.4. Требования к плотности системы герметичных помещений

Требуемая плотность системы герметичных помещений определена в советском техническом проекте, исходя из следующих условий:

- дозовая нагрузка персонала, который во время аварии находится в прилегающих помещениях не должна превышать 5 бэр (50 MSB);
- системы вентиляции в обслуживаемых помещениях нормально работают.

Рассчитанная допустимая утечка в соседние помещения составила около $3600 \text{ м}^3/\text{час}$.

Давление испытаний для проверки плотности герметичных помещений в соответствии с максимальным давлением, полученным при течи Ду 32, было установлено равным 1,25 бара.

6.1.5. Несущая способность здания реакторного отделения

Для максимально допустимого внутреннего давления в системе герметичных помещений в проекте указано значение 2,0 бара. Доказательств прочности здания советскими проектантами не представлено. Испытания на прочность при таком или большем давлении до сих пор не проведены. Расчеты Строительной академии ГДР показывают, что система герметичных помещений при проектном давлении не обладает резервами по прочности.

6.1.6. Уплотнение системы герметичных помещений. Проверка плотности

Для обеспечения плотности системы герметичных помещений предусмотрена облицовка их стен свариваемыми стальными листами. Для проходов через стены и перекрытия, таких как люки, двери, трубопроводы, кабели, валы были разработаны специальные конструкции, которые хотя и выполняют вышеуказанные требования, но уже не соответствуют современному состоянию техники. При этом имеются различные слабые места, как например, проходки для валов вентиляторов. Проверки плотности системы герметичных помещений выполняются ежегодно путем создания указанного выше испытательного давления и замера скорости его снижения (при подъеме давления подается воздух с температурой окружающей среды) Допустимые скорости утечки для всех четырех блоков постоянно не достигались. Измеренные значения лежат в пределах от 250 до 2300 м³/ч.

6.1.7. Герметизация системы герметичных помещений в необходимых случаях

Некоторые помещения внутри контура герметизации должны во время эксплуатации периодически посещаться для контроля и обслуживания. Проход в систему герметичных помещений осуществляется через шлюзы или двойные двери. Таким образом при нахождении в них персонала во время эксплуатации плотность постоянно сохраняется.

Приточные и вытяжные системы вентиляции, чьи воздуховоды проходят через контур герметизации, оборудованы, либо действующими от веса клапанами избыточного давления, либо моторными клапанами с электроприводом, которые закрываются при повышении давления в системе герметичных помещений. Время закрытия клапанов с электроприводом находится между 30 сек (Ду 250) и 60 сек (Ду 1000). Привода клапанов подключены к системе надежного электроснабжения. Закрытие клапанов осуществляется по импульсу повышения давления в системе герметичных помещений до 25 мм водяного столба. Линии установки для дозиметрического контроля помещений (активность газов

и аэрозолей) также снабжены арматурой с электроприводом, которая закрывается одновременно с клапанами систем вентиляции. Все другие трубопроводы, включая соединенные с первым контуром, не имеют отсечной арматуры, которая бы автоматически закрывалась при повышении давления в боксах.

6.1.8. Эксплуатация системы герметичных помещений

Отвод тепла, выделяющегося в воздух помещений от работы технологических установок, фактически осуществляется через выполненную с резервированием рециркуляционную систему Р-1. В воздухоохладителях этой системы тепло отводится промежуточным контуром охлаждения (ПК АЗС). Воздухообмен в помещении приводов ГЦН и ГЗЗ (А 102) выполняется приточной (П-4) и вытяжной (В-4) системами вентиляции, так как это помещение должно периодически посещаться при эксплуатации блока. Внутри боксов из соображений радиационной защиты поддерживается разрежение от 20 до 30 мм вод. ст. с помощью вытяжной вентиляционной системы В-2. Воздух из герметичных помещений перед выбросом через трубу в окружающее пространство подается на фильтры для очистки от радиоактивных веществ (В-2-аэрозольный+иодный фильтры, В-4-аэрозольный фильтр).

Для установок и оборудования системы герметичных помещений предусмотрены следующие автоматические блокировки в зависимости от давления в них:

+ 25 мм вод. ст.:

- закрытие арматуры на воздуховодах;
- отключение вытяжных и приточных систем вентиляции;
- закрытие арматуры на линиях дозиметрического контроля

0,2 кг/см²:

(избыточное давление)

- ввод в работу спринклерной системы;

+0,3 кг/см²:

(избыточное давление)

- остановка реактора по сигналу АЗ2.

6.1.9. Спринклерная система

Спринклерная система состоит из трех насосов с производительностью по 400 м³/час, двух охладителей и линий с разбрызгивающими соплами. В случае аварии в работе должны находиться два насоса, два охладителя и две линии с соплами. Вода поступает на всас насосов из бака аварийного запаса бора емкостью 800 м³.

Вода в баке аварийного запаса бора, нагретая до $\sim 60^{\circ}\text{C}$, должна быть перед разбрызгиванием в системе герметичных помещений охлаждена до около 40°C , для повышения эффективности спринклерной системы. Разбрызгиваемая вода вместе с расходом течи первого контура возвращается в бак аварийного запаса бора. Охладители спринклерной воды, таким образом, одновременно используются для отвода остаточного тепловыделения из первого контура. Тепло в охладителях передается технической воде.

6.1.10. Повторные испытания

- испытания на плотность (смотри раздел 6.1.6);

- арматура на системах вентиляции: закрытие-открытие моторных клапанов на воздуховодах проверяется ежемесячно. Плотность клапанов проверяется совместно с системой герметичных помещений (проверка на сохранение разрежения). Клапаны избыточного давления приточной вентиляции П-4 (А 102) проверяются только на функционирование закрытия (поверхности уплотнения, механическая подвижность);

- сбросные клапана системы герметичных помещений: ежегодно проверяются 50% клапанов. Согласно инструкции замеряется усилие открытия клапанов и с помощью сжатого воздуха их плотность (устанавливается промежуточное днище);

- двери, люки, проходки для валов, закладные детали для кабеля: проверка плотности этого оборудования выполняется совместно с интегральными испытаниями системы герметичных помещений.

6.2. Оценка безопасности

6.2.1. Утечки из системы герметичных помещений при авариях

В соответствии с [3] максимально допустимая скорость утечки для системы герметичных помещений составляет 3600 м^3 при давлении 1,25 бар. При этом максимальном значении воздухообмен составляет 6 объемов/сутки (600 об/сутки).

Существенный вклад в эту высокую величину вносят проходки для систем охлаждения боксов, а также неплотности арматуры на воздуховодах. Величина утечки для блоков 1,2 составляет 2/3 от допустимой величины. По данным эксплуатирующей организации [3] максимальная скорость утечки в результате соответствующих улучшающих мероприятий должна быть ограничена величиной $300 \text{ м}^3/\text{ч}$. Воздухообмен составит тогда 0,5 объема/сутки, что еще слишком много по

сравнению с разрешаемой в ФРГ для больших сухих защитных оболочек величиной - 0,25 объемных % в сутки при проектном давлении. Если, учитывая различие в V_3 объемах герметичных помещений, сравнить прямо скорости утечки в м³/ч, то получим отношение около 40.

Требуется проверить, сохранится ли это значение также и при проектном давлении (2 бара) и допустимо ли радиологическое воздействие на окружающую среду в ходе аварий при такой большой утечке (смотри раздел 6.4).

6.2.2. Отсечение линий проходящих через контур герметизации

Основной предпосылкой для функционирования системы герметичных помещений, как локализующей системы безопасности, является надежное отсечение при авариях, проходящих через контур герметизации линий. При разрыве, например, трубопроводов, связанных с первым контуром, вне контура герметизации система герметичных помещений теряет свои функции. Поэтому для таких линий в принципе должны быть предусмотрены две запорных арматуры, по одной внутри и снаружи контура герметизации. Этот принцип для блоков 1-4 последовательно не соблюден (смотри раздел 7.3.6). Следует отметить также, что большое число арматур в системах вентиляции во время эксплуатации блока находятся в открытом состоянии. Эти арматуры предусмотрены только в единственном числе, а их отказ на требование о закрытии ведет к большому выбросу среды из системы герметичных помещений в примыкающую часть здания. Это может повредить действиям по контролю и обслуживанию. Находящиеся в области трубопроводных проходок запорная арматура, кабельные и другие проходки должны быть защищены от повреждения вытекающей средой, реактивными силами и обломками. Следует проверить насколько это требование выполняется для рассматриваемых здесь установок.

6.2.3. Защита от превышения давления в системе герметичных помещений

Для защиты системы герметичных помещений от отказа в случае превышения давления из-за большего, чем при МПА (обрыв Ду 32), выхода массы и энергии из первого контура установлено девять так называемых сбросных клапанов. Истечение среды из системы герметичных помещений происходит через эти клапаны и две примыкающие к ним шахты непосредственно в окружающую среду. Принцип сохранения контура герметизации при срабатывании этих клапанов нарушается, однако, существенным является предположение, что клапаны срабатывают при потере теплоносителя в начальной фазе аварии, когда повреждение твэлов из-за перегрева еще не наступило. Это должно быть обеспечено проектными характеристиками системы аварийного расхолаживания. Исходя из указанной предпосылки, при запроектных авариях в первый период процесса в окружающую среду выделяется только часть радиоактивности, содержавшейся в начальный момент в теплоносителе.

Необходимость для системы герметичных помещений длительно вы-

полнять свои функции отводит большую роль надежности закрытия и плотности сбросных клапанов после снижения давления в боксах и выполнению своих функций спринклерной системой. Надежность сбросных клапанов играет таким образом решающее значение при оценке системы герметичных помещений, как локализирующей системы безопасности.

6.2.4. Кабельные проходки через контур герметизации

Кабельные проходки из системы герметичных помещений тесно связаны со строительными конструкциями. Кабель проложен в трубах Ду 50 и уплотнен застывающей массой или пенообразным веществом. Кабельные проходки должны быть так смонтированы, чтобы колебания давления и температуры не ставили под вопрос их плотность. Поведение использованных уплотняющих материалов должно быть проверено при аварийных условиях. Также должна быть исключена возможность развития повреждений из-за воздействия истекающей среды (например, прямого воздействия струй).

6.2.5. Нагрузки на строительную часть

В качестве предельного давления для несущей способности строительных конструкций системы герметичных помещений при квазистационарном повышении давления в них в различных работах (например, [4] [5]) указывается 2 бара. Соответствующих обосновывающих материалов для этой величины не представлено. При запроектных авариях, например, при разрыве первого контура с течью эквивалентным диаметром Ду 200, нагрузки должны быть дополнительно рассчитаны с учетом появления большей разницы давлений между отдельными помещениями внутри контура герметизации.

Динамические воздействия на строительные конструкции системы герметичных помещений от давления вытекающих сред, ударов оборвавшихся трубопроводов, действующих на элементы закрепления отдельного оборудования реактивных сил и летящих предметов, которые могут привести к ударным нагрузкам, должны быть оценены, чтобы можно было подтвердить целостность системы герметичных помещений при запроектных авариях с течью теплоносителя.

6.2.6. Спринклерная система и охладители

Для ограничения парциального давления конденсируемых газов (прежде всего водяного пара), которые во время аварии выходят из контуров в систему герметичных помещений, в боксе парогенераторов установлена спринклерная система. От эффективности этой системы зависит сработают ли в процессе аварии с потерей теплоносителя сбросные клапаны и закроются ли они после срабатывания. Разбрызгиваемая в боксе ПГ вода образует наряду с конструкциями, стенами и

ванием единственный поглотитель тепла для длительного отвода оста- точного тепловыделения из системы герметичных помещений. Дополнительно спринклерная система с помощью добавляемых в разбрызгиваемую воду специальных добавок служит для связывания продуктов деления, например, элементарного иода. При оценке ее эффективности следует иметь ввиду, что вода из разбрызгивающих устройств попадает только в часть пространства бокса ПГ. Области выше кольцевых коллекторов системы, а также под помещением приводов только в слабой степени подвержены воздействию спринклерной воды. Спринклерная система имеет большое значение с точки зрения безопасности. При отказе этой не достаточно хорошо резервированной системы часть возможных аварий не удастся нормально ликвидировать.

6.2.7. Сток в приямок

При авариях с потерей теплоносителя в нижнюю часть системы герметичных помещений поступает вода. Эта вода через порог приемного устройства попадает в трубопровод, ведущий в бак аварийного запаса бора.

Предусмотрено только одно приемное устройство для бака запаса бора, снабженное грубой и тонкой сетками. Его загрязнение, например, кусками изоляционных материалов, повредит отводу тепла, поэтому рекомендуется установить второе приемное устройство.

6.2.8. Расширенный спектр возможных аварий

В части воздействия на систему герметичных помещений были исследованы проектная авария с разрывом эквивалентным Ду 32 и запроектная авария с течью трубопровода первого контура Ду 200. В дальнейшем, в первую очередь, необходимо исследовать следующие сценарии:

- двухсторонний разрыв (2А) наибольшего соединительного трубопровода первого контура (Ду 200);
- разрыв паропровода в пределах системы герметичных помещений;
- течи на чехлах приводов СУЗ под колпаком реактора.

6.2.9. Возникновение горючих газов в системе герметичных помещений

Во время аварий с потерей теплоносителя вследствие радиолиза в районе активной зоны, из-за окисления циркония при нагревании твэлов выше 1150K, взаимодействия пара с материалами покрытий в герметичных помещениях и т.д., образуется водород (H_2).

В случае нормального протекания аварий с потерей теплоносителя основной источник водорода образуется в результате длительного процесса радиолиза, горючая смесь газов в системе герметичных помещений достигается только после нескольких дней или недель.

При запроектных авариях с сильным повреждением активной зоны доминирующим источником водорода является экзотермическая реакция циркония с горячим паром.

Если произойдет срабатывание сбросных клапанов, то в боксах создается бедная кислородом атмосфера (часть воздуха выходит в окружающую среду) и горючая смесь или не может образоваться или имеет ограниченную способность к возгоранию.

Для отдаленных стадий процесса можно, однако, рассчитать, что из-за притока воздуха снаружи (в системе герметичных помещений создается разрежение) концентрация кислорода увеличивается и горючая смесь может образоваться. На блоках 1-4 в настоящее время не предусмотрено никаких мероприятий, чтобы предотвратить возгорание газа в системе герметичных помещений.

6.3. Термогидравлические анализы

6.3.1. Имеющиеся исследования

Эксплуатирующая АЭС организация проанализировала следующие аварии с потерей теплоносителя:

- течь 1F, Ду 32 с полным обесточиванием;
- течь 2F, Ду 32 ----";
- течь 2F, Ду 90 ----";
- течь 1F, Ду 100 ----";
- течь 1F, Ду 200 ----";
- течь 2F, Ду 200 без возникновения режима полного обесточивания.

Расчеты были проведены в основном по программе BRACO (смотри Приложение 2).

Аварии с двухсторонней (2F) течью Ду 32 и односторонней (1F) течью Ду 200 описываются ниже.

Максимальная проектная авария: обрыв 2F Ду 32 с полным обесточиванием блока.

Разрыв трубопровода Ду 100 с ограничителем течи Ду 32 не ведет к открытию сбросных клапанов при следующих начальных условиях:

- работают два спринклерных насоса со 100% производительностью (независимо от противодавления);
- температура спринклерной воды 30⁰С.

Максимальное давление, полученное по расчету в этом случае в боксе ПГ, составляет 142 кПа через 425 сек.

Если включается только один спринклерный насос, то через 350 сек открывается малый сбросной клапан. Выход массы и энергии из первого контура в систему герметичных помещений был определен по программе RAMPA.

Односторонняя (1F) течь Ду 200, совпадающая с полным обесточиванием.

Примерно через 6 сек после начала аварии достигается давление открытия больших сбросных клапанов. В интервале от 6 до 344 сек поведение давления в боксе ПГ сильно колеблется. Через 344 сек большие сбросные клапаны закрываются. Посредством выброса в окружающее пространство смеси воздуха, пара и воды максимальное давление ограничивается значением 1,8 бара. Максимальная температура составляет 117⁰С. При этих нагрузках разрушение системы герметичных помещений не ожидается. Скорости истечения среды из первого контура были рассчитаны по программе RELAP4; MOD6.

6.3.2. Проверочные анализы

Выполненные ОБР анализы поведения системы герметичных помещений при авариях с потерей теплоносителя имели своей целью проверить и подтвердить результаты, полученные эксплуатирующей организацией. Для этого была использована расчетная программа, которая применяется в процессе получения разрешений на эксплуатацию легководных реакторов и верифицирована по результатам экспериментов (Марвикен, Беттель-Институт-Франкфурт, RBK).

Наряду с общей целью – обеспечить получение данных о нагрузках системы герметичных помещений, должны быть также исследованы эффективность спринклерной системы и способ действия сбросных клапанов (как удерживаемых под действием веса).

6.3.2.1. Выполненные сравнительные анализы

Для сравнения была выбрана прежде всего проектная авария с обрывом трубопровода Ду 100 с ограничительной вставкой Ду 32 (смотри разделы 6.1.3. и 6.1.8).

Для определения нагрузок от давления и температуры в системе герметичных помещений были использованы расчетные программы ОБР COFLOW и RALOC (смотри приложение 2). Для задания исходной информации послужил подготовленный эксплуатирующей организацией базовый набор данных по объемам помещений, проводящим тепло конструкциям, спринклерной системе, системам вентиляции и т.д. Расходы теплоносителя на течь были взяты из новых расчетов по программе RELAP4; MOD6, которые были выполнены эксплуатирующей организацией в 1989 году.

Проверка расходов теплоносителя на течь по программам ОБР в настоящее время еще не выполнена (смотри раздел 5). Однако ожидается, что эта проверка не окажет существенного влияния на сегодняшние выводы ОБР о нагрузке системы герметичных помещений. Эти выводы опираются на проведенные ранее сравнения между расчетными кодами RELAP и DRUFAN.

Проведенный ранее расчет с полным числом помещений (23 помещения внутри контура герметизации + окружающая их зона) оказался нецелесообразным, так как отдельный учет в расчете относительно малых и связанных с боксом ПГ через относительно большие поперечные сечения помещений привел к существенному увеличению расчетного времени. Это видимое уточнение не способствовало повышению представительности результатов.

23 помещения были затем сведены к пяти расчетным объемам, как это уже предлагалось в (6). Сравнение расчетов, где все помещения внутри контура герметизации учтены отдельно, с расчетом по модели с пятью помещениями показало, что последняя удовлетворяет всем поставленным требованиям. Поэтому дальнейшие исследования были выполнены с использованием этой модели. Вместе с расчетом для максимальной проектной аварии (раздел 6.1.3) в анализы ОБР был включен односторонний разрыв трубопровода Вн 200. Этот анализ служит фактически для проверки функционирования сбросных клапанов.

6.3.2.2. Результаты сравнительных анализов ОБР

Для проверки эффективности спринклерной системы были сначала проведены расчеты давлений в помещениях по программе COFLOW. Для этих первых качественных исследований при задании исходных данных были приняты упрощающие предположения. Так не учитывалось влияние первоначально открытых вентиляционных линий (то-есть принималось,

что вентиляция полностью закрыта). Так же в этих расчетах не учитывалось поглощение тепла в стальных и бетонных конструкциях. На рис. 6-1 и 6-2 представлены расчетные зависимости давления в системе герметичных помещений от времени для различных коэффициентов полезного действия спринклерной системы и температур спринклерной воды, соответственно.

Дальнейшие точные анализы были выполнены по программе ОБР RALOS при следующих условиях:

- арматура на воздуховодах системы вентиляции герметичных помещений закрывается через 30 сек;
- эффективное действие спринклерной системы при полном обесточивании начинается через 125 сек;
- коэффициент полезного действия спринклерной системы равен 70% (эта величина получена из простых оценок, учитывающих конструкцию сопел и их расположение в системе герметичных помещений);
- температура спринклерной воды равна 40°C при двух работающих насосах и охладителях.

На рис. 6-3 показано поведение давления в системе герметичных помещений при названных условиях, где верхняя кривая получена без учета, а нижняя с учетом поглощения тепла в стальных и бетонных конструкциях. Тем самым подтверждается вывод раздела 6.1.3, что при проектной аварии с течью эквивалентным диаметром Ду 32 срабатывание сбросных клапанов не происходит. Что касается поведения давления при консервативных предположениях о непоглощении тепла конструкциями, то оно подтверждается сравнением с результатом расчета по программе COFLOW (смотри рис. 6-3).

Если в работе находится только один охладитель спринклерной системы, расход спринклерной воды уменьшается с $155,5 \text{ кг/сек}$ до $145,6 \text{ кг/сек}$, а температура соответственно повышается с 40°C до 50°C .

Для этого случая (рис. 6-4) с учетом отвода тепла конструкциями давление в системе герметичных помещений остается ниже давления срабатывания сбросных клапанов (сравни с нижней кривой рис. 6-3).

В (6) для проектной аварии с течью дано поведение давления рассчитанное по программе BRACO (смотри Приложение 2). Результаты сравнительных расчетов, выполненных по программам RALOC и COFLOW, хорошо совпадают при одинаковых граничных условиях с результатами ИКФСЦ (смотри рис. 6-5).

Распределение давления в герметичных помещениях

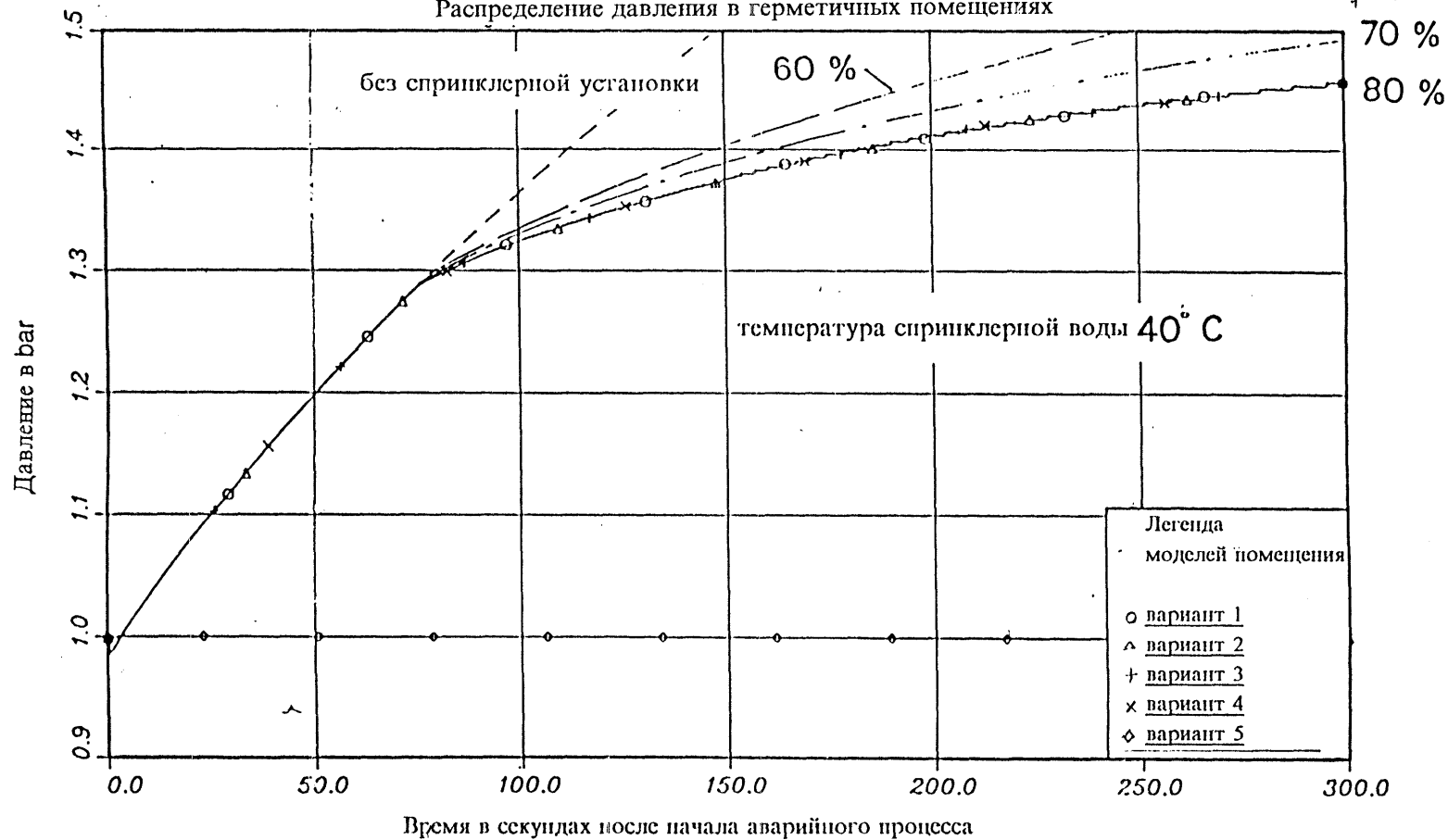
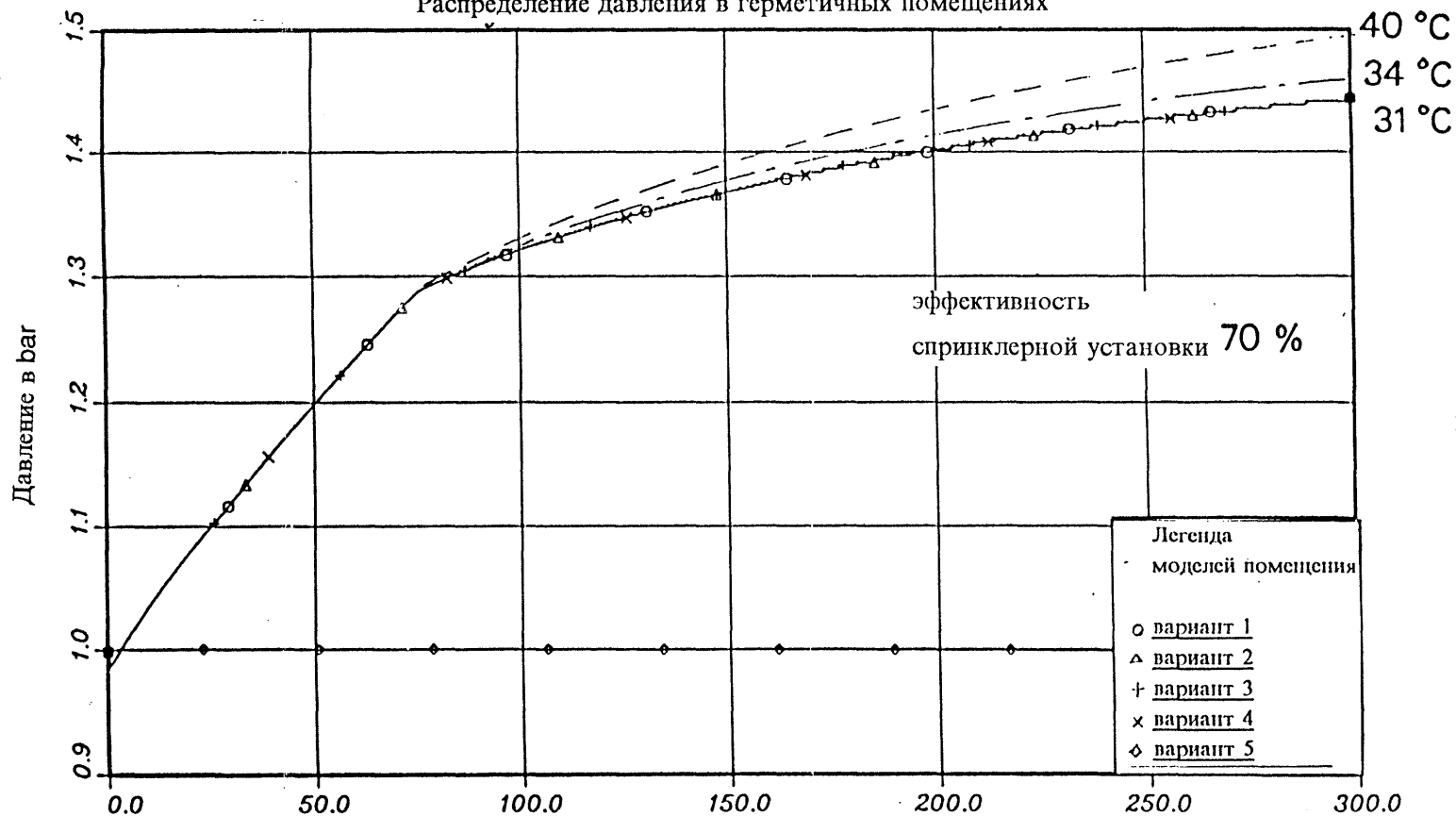


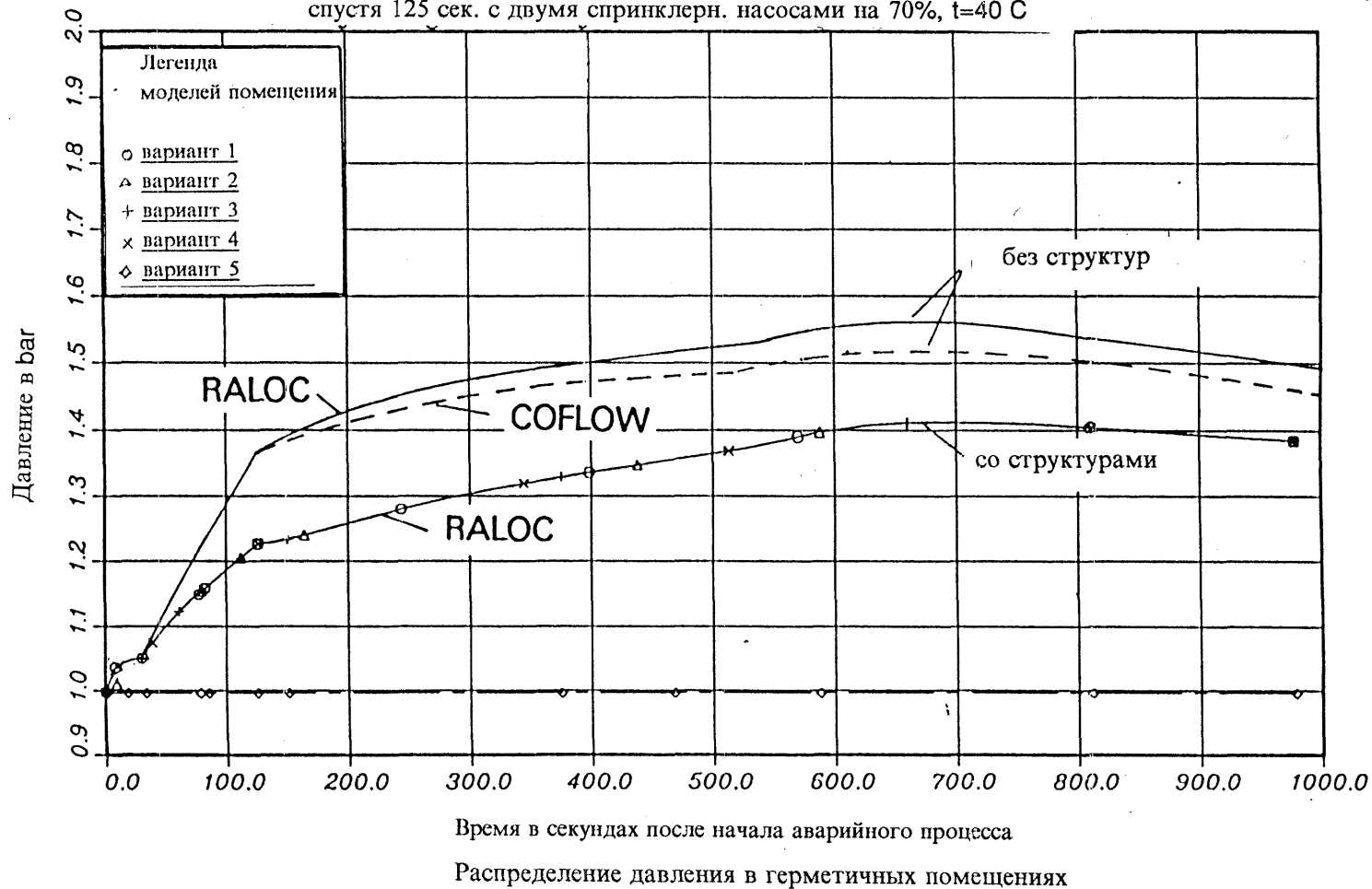
Рис. 6-1: Влияние спринклерных температур

Распределение давления в герметичных помещениях

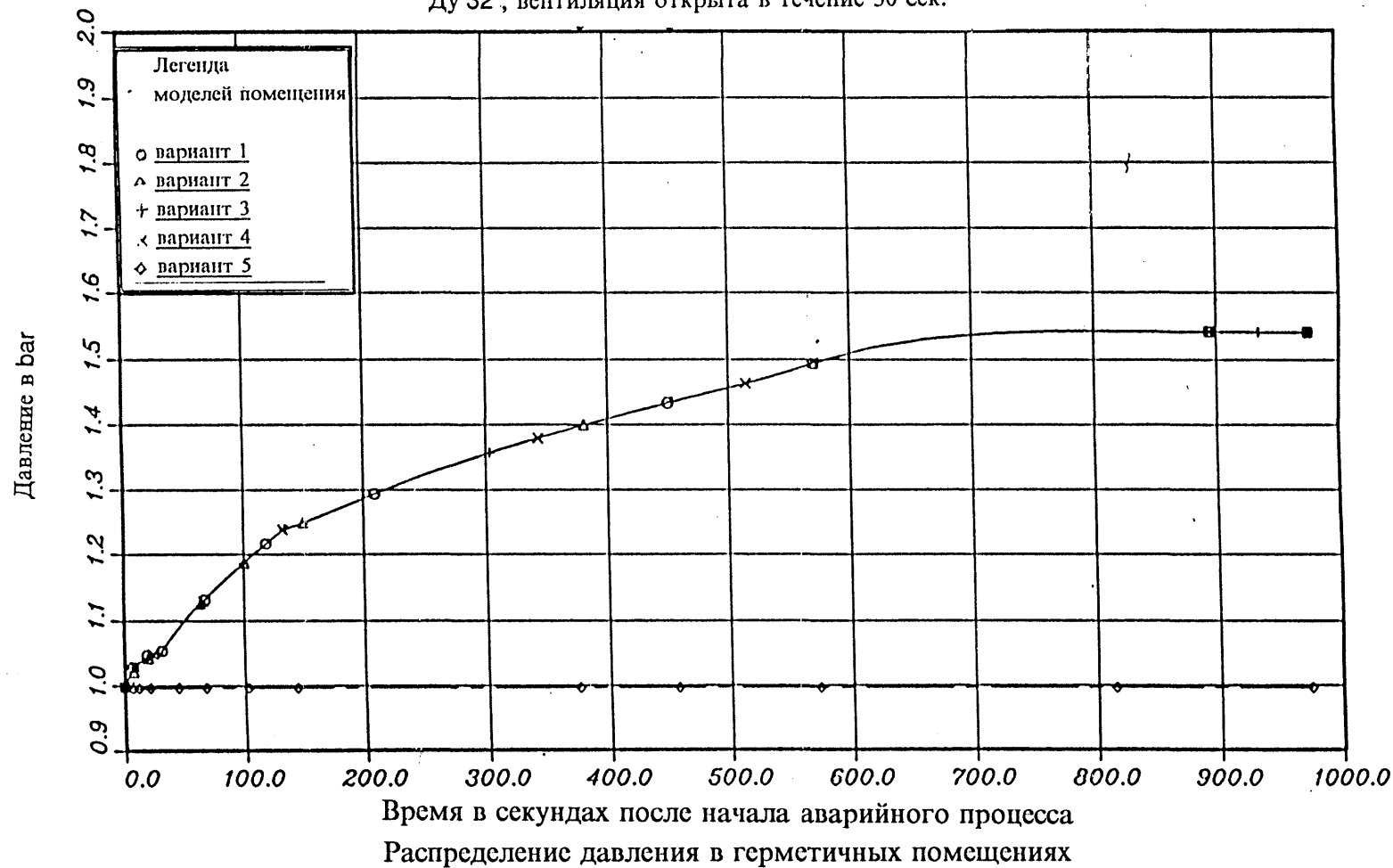


Время в секундах после начала аварийного процесса

Ду 32 при закрытой вентиляции со спринклером (155,5 кг/сек)



Ду 32, вентиляция открыта в течение 30 сек.



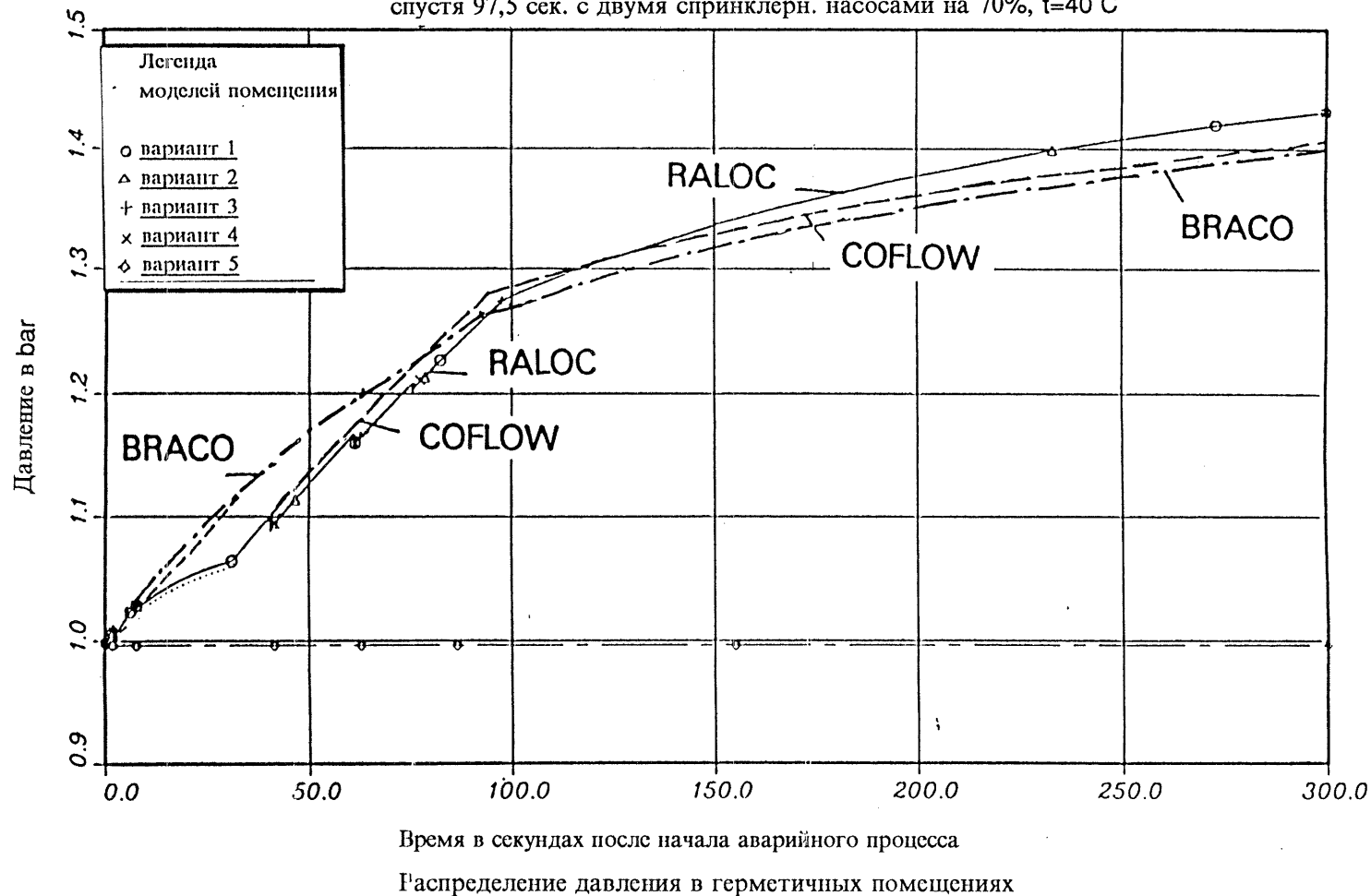
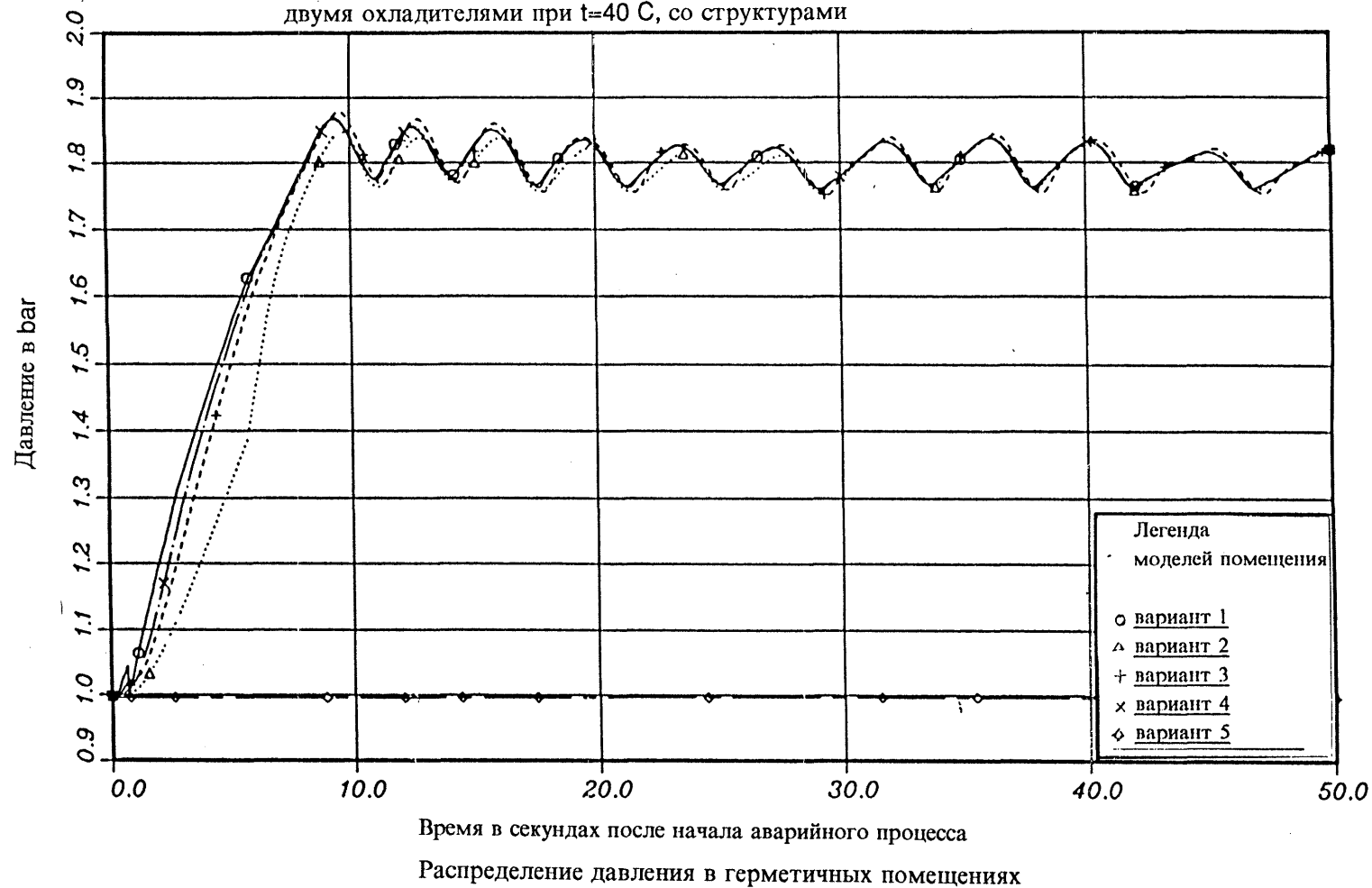


Рис. 6-5: Сравнение программ RALOC, COFLOW, BRACO



Аварийный процесс: течь Ду 200, АЭС Грайфсвальд, блоки 1-2

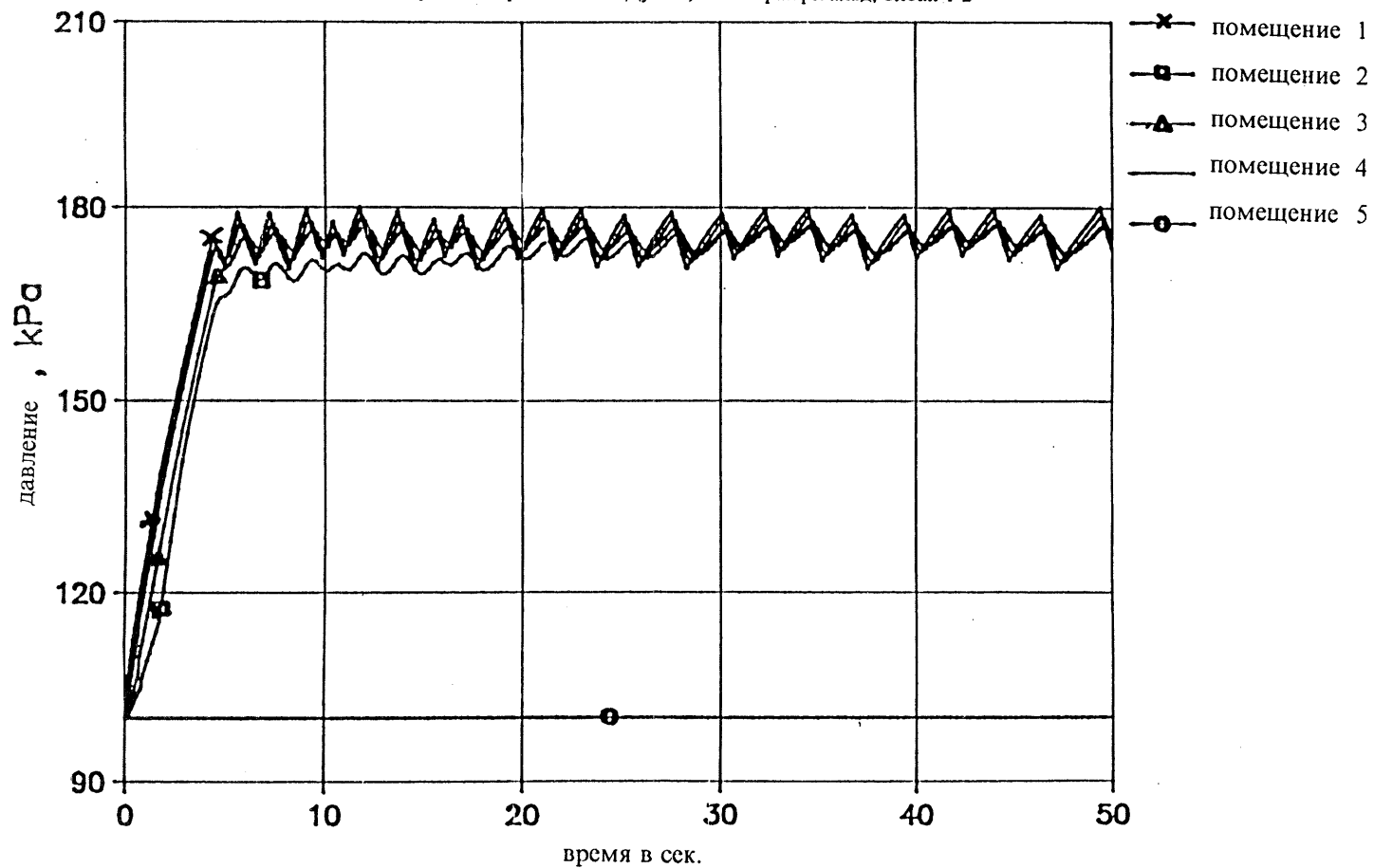


Рис. 6-7:

Исследования функции взрывных клапанов с помощью BRACO

До начала эффективной работы спринклерной системы после достижения критерия ее запуска (1,2 бара) в расчетах бралось 25 сек (на открытие арматуры и запаздывание по трубопроводам), что соответствует случаю без полного обесточивания. Анализы показывают, что при реалистических предположениях при МПА (течь эквивалентная Ду 32) срабатывание сбросных клапанов не происходит.

Функционирование сбросных клапанов системы герметичных помещений исследовалось также для случая одностороннего разрыва соединительного трубопровода Ду 200 (течь Ду 200 1F). Этот анализ был выполнен по программе RALOC с учетом собственного веса сбросных клапанов, тем самым представленные в [6] параметры работы сбросных клапанов (открытие-закрытие, без учета инерционного члена) по RALOC определены более точно. Характеристики истекающей из первого контура среды (масса, энтальпия) были взяты опять из анализов эксплуатирующей организации, выполненных с помощью программы RELAP4; MOD6. На рис. 6-6 показано поведение давления, полученное по программе RALOC с граничными условиями аналогичными условиям рис. 6-5: вентиляция закрывается через 30 сек, через 25 сек после достижения давления 1,2 бара спринклерная система начинает разбрызгивать воду в системе герметичных помещений (155 кг/сек, КПД 70%, температура 40°C). Полное обесточивание во время аварии не происходит. В расчете учтено поглощение тепла конструкциями.

Сравнение полученного поведения давления с расчетами по BRACO [6] показывает (смотри рис. 6-7), что имеется существенное снижение частоты открытия-закрытия сбросных клапанов. Кроме уменьшения со временем амплитуды и частоты срабатывания сбросных клапанов, в расчете по RALOC вследствие учета инерционной массы клапанов наблюдается превышение давления открытия над значением 1,8. Существенно более низкая частота открытия клапанов, полученная при более реалистическом описании процесса, позволяет надеяться на большую надежность клапанов при выполнении ими функции закрытия.

6.3.3. Перспектива проведения дальнейших анализов

Для оценки поведения системы герметичных помещений при расширенном спектре проектных аварий предлагается выполнить следующие анализы:

а) МПА для первоначального проекта (течь Ду 32), определение скоростей утечки из системы герметичных помещений для оценки радиологического воздействия на окружающие их помещения и среду (включая воздухопроводы, проходки для валов вентиляторов и т.д.).

б) Обрыв трубопровода Ду 200 1F с улучшенной моделью функционирования сбросных клапанов, определение выхода радиоактивности в атмосферу.

в) Определение возможности преодоления аварии с двухсторонним разрывом наибольшего соединительного трубопровода первого контура Ду 200 (повышение давления в контуре герметизации, разность давления между помещениями, значения температуры), а также определение исходных данных для расчета радиологических последствий для окружающей среды.

г) Обрыв трубопровода свежего пара с определением параметров как в пункте в).

д) Исследование различных исходных условий по эффективности спринклерной системы и сбросных клапанов.

е) Уточнение влияния времени закрытия или отказа арматуры систем вентиляции на ход аварии.

6.4. Требования по повышению безопасности

6.4.1. Первоочередные мероприятия

а) Количество открытых при нормальной эксплуатации запорных арматур на воздухопроводах вентиляционной системы В-2 должно быть уменьшено до минимального количества, достаточного для поддержания проектного разрежения в системе герметичных помещений. Прочие клапаны должны быть перед пуском закрыты и застрахованы от открытия, причем их плотность должна быть проверена. Открытая арматура должна быть защищена от воздействия посторонних предметов, которые могут помешать ее закрытию.

б) Путем улучшения обслуживания или дополнительных мер по уплотнению фактическая скорость утечки из системы герметичных помещений должна быть снижена при вводе блоков в эксплуатацию до $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ (при давлении испытаний 1.25 бар). Эта величина на блоке 3 уже почти достигнута. Кроме того должны быть реализованы мероприятия по сокращению времени закрытия арматуры систем вентиляции прежде всего клапанов Ду 1000 на воздухопроводах системы В-4.

в) Испытания на плотность системы герметичных помещений проводились до сих пор только при давлении 1.25 бара. Для выяснения зависимости скорости утечки от давления по крайней мере на одном блоке провести испытания плотности при максимально допустимом испытательном давлении.

г) Надежность в работе и плотность сбросных клапанов имеет первостепенное значение для выполнения системой герметичных помещений функций локализирующей системы безопасности. Требуется доказать, что сбросные клапаны имеют достаточную надежность, а если это не удастся, то реализовать компенсирующие мероприятия.

д) Плотность и прочность проходов через стены герметичных помещений (например, закладных деталей для прохода кабеля) должна

быть проверена при проектном давлении и температуре (тепловое испытание).

е) доказать, что обеспечивается длительный отвод остаточного тепловыделения из системы герметичных помещений через один охладитель спринклерной системы. Если это не удастся, повысить степень резервирования охладителей.

ж) В системе герметичных поглощений должно быть предотвращено образование горючей смеси газов при авариях с потерей теплоносителя. Должны быть выполнены исследования по ограничению локальных концентраций водорода и разработаны необходимые мероприятия по комбинации.

з) Для расширенного, вплоть до двухстороннего разрыва, соединительного трубопровода Ду 200 спектра аварий с потерей теплоносителя установить в рамках подготовки к реконструкции все возможные динамические нагрузки на строительные конструкции и системы безопасности (волны давления, воздействие струй, летящие предметы и т.д.) и связанные с ними повреждения.

6.4.2. Долгосрочные мероприятия (мероприятия по реконструкции).

Для длительной эксплуатации блоков 1-4 АЭС "Грайфсвальд" (за пределами 1992 г.) следующие мероприятия считаются необходимыми:

а) Обеспечить резервирование арматуры, предусмотренной для отключения связанных с первым контуром трубопроводов, проходящих через контур герметизации; при этом должен выполняться критерий 8.4. "Критерии безопасности АЭС "ФРГ [2].

б) Чтобы гарантировать длительный отвод остаточного тепловыделения предусмотреть по крайней мере два приемных устройства на нижних отметках системы герметичных помещений для слива теплоносителя в бак (баки) аварийного запаса бора.

в) Для расширенного вплоть до обрыва трубопровода Ду 200 (2F) спектра аварий определить необходимую плотность системы герметичных помещений. Выполнить необходимые мероприятия по повышению плотности.

г) Обеспечить гарантированное выполнение системой герметичных помещений своих функций (быстрое снижение давления в сочетании с надежным, своевременным закрытием сбросных клапанов). Подготовить для этого необходимые мероприятия и выполнить их.

д) Выполнить мероприятия, вытекающие из исследований динамических нагрузок на строительные конструкции и системы безопасности (смотри п.6.4.1).

е) Реализовать мероприятия по предотвращению образования в системе герметичных помещений горючих смесей.

7. Работа систем АЭС при переходных и аварийных режимах эксплуатации

7.1. Введение

Оценка функционирования систем АЭС производится на основании перечня событий, которые могут привести к аварии. При выборе этих событий принимаются в расчет опыт эксплуатации и характерные для установки особенности. Дискутируется ход возможных событий, которые возникают в процессе работы или при отказе систем.

Отказ системы – это невыполнение данной системой минимальных требований к ней. Минимальные требования вытекают из динамических и теплогидравлических анализов аварийных случаев (гл.5).

При анализе работы систем учитываются следующие моменты:

- критерии возбуждения;
- необходимые вспомогательные системы (энергоснабжение, охлаждение, снабжение смазочными материалами);
- степень резервирования;
- уменьшение степени резервирования при аварийном электро-снабжении;
- последовательные отказы и функциональные зависимости;
- ручное вмешательство и имеющееся для этого время;
- меры по улучшению положения.

7.2. Исходные события

Исследования ограничиваются событиями, касающимися активной зоны. В этих событиях различают аварии с течами и переходные режимы.

Аварии с течами:

- течь $\leq \text{Ду } 200 (314,2 \text{ см}^2)$;
- течь $\leq \text{Ду } 32 (8 \text{ см}^2)$ с односторонним истечением;
- течь у компенсатора объема $\leq \text{Ду } 90 (64 \text{ см}^2)$;
- течь теплообменной трубки ПГ $\leq \text{Ду } 13 (1,3 \text{ см}^2)$;
- течь нескольких трубок ПГ;
- течи соединительных трубопроводов первого контура за пределами системы герметичных помещений.

Рассматриваются такие течи, которые не компенсируются нормальной системой подпитки и, как следствие, определяют требования к системам безопасности.

Разрыв трубопровода аварийного впрыска в КД перед вмонтированным в эту линию обратным клапаном ведет к течи Ду 200 (314 см^2) с односторонним истечением, разрыв соединительных трубопроводов КД

или трубопровода аварийного впрыска в КД за обратным клапаном - к течи Ду 200 с двусторонним истечением.

Проект системы аварийного расхолаживания (системы аварийного ввода бора) блоков 1 и 2 (6 насосов аварийной подпитки типа ЭП-50) исходил из течи, эквивалентной Ду 32 (8 см^2) с односторонним истечением, это диаметр ограничителя течи в линии нормального впрыска в КД Ду 90 (64 см^2). Соответствующие 6 насосов аварийной подпитки на блоках 3 и 4 (тип ЦН-65;130) имеют существенно большую производительность. 12 трубопроводов аварийной подпитки Ду 50 (20 см^2) имеют ограничитель расхода Ду 26 (5 см^2) в местах врезки в ГЦК. При разрыве одной из этих линий из суммы обоих отверстий истечения образуется сечение течи 25 см^2 . Еще более неблагоприятным является разрыв коллектора аварийного подпитки в зоне разделяющей арматуры. Здесь сечение истечения составляет 32 см^2 . Такие разрывы в результате соответствующих мер по отсечению могут быть ограничены до 5 см^2 с односторонним истечением или полностью отсечены, однако необходимые для этого действия требуют много времени. Необходимо также провести анализ, не ожидается ли повреждение ТВЭЛ при течи 32 см^2 без мер по отсечению, если работают только 2 насоса аварийной подпитки.

Течь Ду 90 (64 см^2) соответствует разрыву линий от КД к предохранительным клапанам КД и является самой большой течью трубопровода с истечением пара. Хотя трубопровод к устройству впрыска тоже имеет диаметр Ду 90 (64 см^2), общее сечение распылительных сопел составляет только 28 см^2 . На крышке реактора имеется 37 проходок для приводов регулирующих стержней (чехлов СУЗ), на которых тоже могут появиться течи, соответствующие максимально Ду 90 (64 см^2).

Для течей Ду 200 (314 см^2) с одно- и двусторонним истечением следует проверить, можно ли с помощью 4-х имеющихся насосов аварийной подпитки воспрепятствовать расплавлению активной зоны и отказу системы герметичных помещений.

При величине течей, которые ведут к срабатыванию сбросных клапанов (8 клапанов Ду 1130, давление срабатывания 0,8 бар и 1 клапан Ду 500, давление срабатывания 0,6 бар) системы герметичных помещений, следует проверить, не будет ли ошибочное незакрытие сбросных клапанов недопустимо влиять на эффективность аварийного охлаждения в течение длительного времени.

Для всех течей первого контура, которые находятся внутри герметичных помещений, необходимо также выяснить последствия отказа герметизации вентиляционных линий здания.

Большие течи, как разрыв Ду 500 (ГЦТ), не преодолеваются с помощью системы аварийного расхолаживания. Они ведут, кроме того, к отказу системы герметичных помещений.

Наряду с этим имеются следующие присоединения к 1 контуру, нарушения которых по последствиям покрываются вышеназванными случаями малых и средних течей:

- вспомогательный трубопровод впрыска Ду 50 (20 см^2);
- 12 штуцеров на крышке реактора для измерения температуры на выходе из активной зоны;
- 12 штуцеров на крышке реактора для внутриреакторного контроля;
- 104 проходки для нагревательных элементов КД;
- штуцер на корпусе реактора для измерений давления и перепада давления;
- разные подсоединения с небольшими сечениями (импульсные трубопроводы, воздушники, дренажи, линии отбора проб).

*** Переходные режимы.**

- Полное обесточивание блока.
- Отказ основной системы отвода тепла.
- Потеря основной питательной воды.
- Переполнение компенсатора давления.
- Отключение одного турбоагрегата.
- Операции по пуску и остановке.
- Течь трубопровода свежего пара (различные места расположения течей).
- Течь коллектора свежего пара.
- Течь трубопровода питательной воды (различные места расположения течей).
- Течь в одном из 3-х коллекторов питательной воды.
- Потеря системы технической воды.
- Отключение нескольких главных циркуляционных насосов.
- Отказ главного распределительного устройства надежного питания переменного тока 380 В.
- Отказ главного распределительного устройства постоянного тока 220 В.
- Аварии из-за изменений реактивности.
- Аварии с отказом аварийной защиты реактора (ATWS).

7.3. Протекание аварийных и переходных режимов

В этом разделе будут более подробно рассмотрены системы, необходимые для безопасного протекания возникших нарушений, причем будет сделан упор на их слабые места.

При этом недостатки отдельных систем будут обсуждаться только один раз, т.е. не повторяться в ходе дискуссии по другим событиям.

7.3.1. Течь $\leq \text{Ду } 200 \text{ (} 314 \text{ см}^2 \text{)}$

Отключение реактора происходит по одному (или нескольким) из следующих независимых сигналов "Давление в 1-ом контуре $\leq 12,0$ МПа и низкий уровень в КД" (срабатывает АЗ-1, падают все регулирующие стержни в течение 6-13 сек), "Давление в 1-ом контуре $\leq 11,5$ МПа" или "Высокое давление в системе герметичных помещений" (срабатывает АЗ-2, последовательно падают группы регулирующих стержней).

Срабатывание системы аварийного расхолаживания осуществляется по сигналам "Уровень воды в КД $< 2,56$ м" или "Давление в 1-ом контуре $< 10,8$ МПа". Насос аварийной подпитки, включенный на рециркуляцию для разогрева бака запаса бора не готов к автоматическому включению на контур. Отягчающим обстоятельством при этом является низкая производительность системы аварийного расхолаживания, особенно, в случае возможного полного обесточивания блока.

Чтобы при аварии с течами свести к минимуму выброс в атмосферу и вторичные повреждения от выходящего пара, сбросные клапаны должны, с одной стороны, снова закрыться – если они срабатывают, а с другой стороны, должно последовать отключение вентиляционных линий системы герметичных помещений. Для этого с помощью электропривода должны закрыться 14 арматур Ду 250 и арматура Ду 1000, на вытяжных воздуховодах. Эти арматуры предусмотрены в единственном числе (не резервированы), а вероятность их отказа, полученная при анализе результатов проверок составляет примерно $5 \cdot 10^{-3}$.

Далее, имеется 42 маятниковых клапана, которые должны закрываться (пассивно) под действием перепада давлений в помещениях. Отказ такого клапана ведет к выходу пара первичного теплоносителя, либо в помещение датчиков, либо в помещение вентиляционных установок. Маятниковые клапаны относительно надежны, однако также не резервированы.

Сбросные клапаны считаются в принципе подходящими для выполнения поставленных требований. Они, однако, тоже не имеют резерва.

Необходимо определить минимальные требования к этим клапанам. Необходимо подтвердить их функциональную способность в отношении как открытия, так и закрытия. Необходимо провести вытекающие отсюда компенсирующие мероприятия.

В связи с возможным выбросом необходимо проанализировать также повторное повышение давления в системе герметичных помещений после первого сброса давления сбросными клапанами в результате отказа спринклерной системы или переключения этой системы с режима разбрызгивания на непосредственное охлаждение бака аварийного запаса бора.

Это переключение производится автоматически, если температура воды аварийной подпитки в результате возврата воды из приемка бокса повышается ~ на 5 К. Следует проверить, когда достигается этот момент.

7.3.2. Течь <Ду 32 (8 см²) с односторонним истечением

Так как величина течи по сравнению с течью раздела 7.3.1 меньше, отключение реактора запаздывает. Сигналы срабатывания те же, что и в разд. 7.3.1.

В настоящее время считают, что для подавления этой аварии необходимы два насоса аварийной подпитки типа ЭП-50 или один насос типа ЦН65-130. Следует проверить, достаточно ли одного насоса типа ЭП-50.

При разрыве трубопровода аварийной подпитки с одновременным полным обесточиванием и наложением единичного отказа в оборудовании надежного электроснабжения или арматуры в линии подпитки необходимо дополнительное ручное вмешательство для безопасного протекания аварии.

Если разрыв находится между последним обратным клапаном напорного трубопровода аварийной подпитки и разделительной арматурой в коллекторе аварийной подпитки и возникает дополнительный единичный отказ, то этой ситуацией можно овладеть только путем отсечения течи, однако, это требует времени.

Для обеспечения аварийного расхолаживания, как недостатки, рассматриваются следующие моменты:

- Три (на блоках 1 и 2) и 2 (на блоках 3 и 4) последовательно включенных арматуры с электроприводом на трубопроводах аварийной подпитки, которые должны открываться в случае необходимости (насосы ЭП-50 требуют активного регулирования противодействия, насосы ЦН65-130 - только дроссельные шайбы).

- Недостаточное электроснабжение насосов, прежде всего, насосов аварийной подпитки, из которых надежным питанием обеспечивают только 2 насоса.

- Одноканальное исполнения контура промежуточного охлаждения АЭС, с помощью которого охлаждаются насосы аварийной подпитки (общие для всех насосов аварийной подпитки линии ввода и вывода).

- Дополнительное использование насосов аварийной подпитки для подогрева бака аварийного запаса борированной воды, причем включенные для это насосы в случае необходимости не могут быть автоматически применены для аварийного охлаждения.

- Отсутствие независимой системы подпитки низкого давления для длительного охлаждения первого контура.

- Недостаточная резервируемость спринклерной системы. Для охлаждения аварийной воды необходимы оба спринклерных теплообменника, два предварительно выбранных спринклерных насоса, а также открытие 4-х электроарматур на трубопроводах возврата системы техни-

ческой воды. Для ограничения давления в системе герметичных помещений, в случае необходимости, должны открываться две из двух арматур с электроприводом на напорных линиях спринклерной воды.

Третий спринклерный насос (третья арматура) может быть включена (открыта) вручную. При определенных обстоятельствах в зависимости от величины течи, это произойдет однако, слишком поздно, чтобы помешать срабатыванию сбросных клапанов системы герметичных помещений. Следует проверить, достаточно ли одного теплообменника (охладителя) и одного спринклерного насоса.

- При возникновении определенных единичных отказов необходимы корректирующие меры с ручным вмешательством для преодоления аварийной ситуации.

Для исследованных здесь величин течей необходим отвод остаточного тепловыделения, со стороны 2-го контура, т.к. унос тепла через течь незначителен. Для этого могут применяться системы нормальной эксплуатации.

В случае полного обесточивания для подпитки ПГ необходима система аварийной питательной воды, а для сброса пара одна из двух БРУ-А. Останов блока используя эти БРУ должен производиться вручную. Для отвода остаточного тепловыделения необходимы один насос аварийной питательной воды и 2 ПГ.

Представляется, что надежность отвода тепла по второму контуру более высока, чем по первому. Так системы для функции "Сброс свежего пара" имеют высокую резервируемость, для функции "Подпитка ПГ" имеется достаточно времени для того, чтобы выполнить необходимые мероприятия вручную.

7.3.3. Течь на компенсаторе давления $\leq \text{Ду } 90 \text{ (} 64 \text{ см}^2 \text{)}$

Отключение реактора (АЗ-2) возможно по 2-м сигналам ("Давление в первом контуре низкое" или "Давление в системе герметичных помещений высокое").

Предполагается, что для компенсации течи $\text{Ду } 90 \text{ (} 64 \text{ см}^2 \text{)}$ необходимы 3 насоса аварийной подпитки. Необходимо проверить, не будет ли достаточно двух насосов аварийной подпитки и одного охладителя спринклерной системы. Отвод тепла из системы герметичных помещений осуществляется с помощью спринклерной системы через охладитель. При совпадении аварии с режимом полного обесточивания и с единичным отказом в снабжении аварийным электропитанием, также как и с единичным отказом в линии аварийной подпитки или в линии технической воды к охладителям спринклерной системы не удастся обеспечить ее безопасное протекание.

При течи КД в результате ошибочного открытия и отказа на закрытие одного или обоих предохранительных клапанов КД ($\text{Ду } 32,8 \text{ см}^2$) необходимы один или два насоса аварийной подпитки.

7.3.4. Течь одной трубки ПГ $\leq \text{Ду } 13 (1,3\text{см}^2)$

Отключение реактора из-за незначительной величины течи происходит с большим запаздыванием. В качестве сигнала срабатывания АЗ ожидаются:

- "Давление в 1-ом контуре $\leq 11,5$ МПа";
- "Давление в 1-ом контуре ≤ 12 МПа и низкий уровень в КД".

Эксплуатационный персонал должен распознать аварию, после чего выявить дефектный ПГ и отсечь его по первому и второму контуру.

Для распознавания имеются следующие признаки:

- падение уровня в КД;
- автоматическое включение насосов аварийной подпитки;
- повышение активности во втором контуре (в точках измерений на турбине и трубопроводах свежего пара).

Пока происходит отсечение циркуляционной петли с поврежденным ПГ (закрытие ГЗЗ, трубопроводов подпитки и продувки петли) для компенсации течи необходим один насос аварийной подпитки. Выходящий из течи теплоноситель уходит во второй контур и теряется для баланса воды в первом контуре.

Если выходит из строя привод, ГЗЗ может быть закрыта по месту персоналом вручную. Ручной процесс закрытия длится около 30 мин. Если это невозможно, персонал должен принять другие меры, которые до сих пор не предусмотрены в инструкциях по эксплуатации, в частности, снизить давление в первом контуре ниже давления срабатывания предохранительных клапанов ПГ и затем изолировать соответствующий ПГ со стороны второго контура.

Такое снижение давления возможно путем впрыска в КД. При потере электроснабжения такой впрыск не может быть выполнен, т.к. ГЦН не работают. Вместо этого снижение давления можно получить путем многократного заполнения и опорожнения КД.

Остаточное тепловыделение должно отводиться по второму контуру.

7.3.5. Течи на нескольких трубках парогенератора

Для преодоления течей теплообменных трубок ПГ на каждую разорвавшуюся трубку необходим один насос аварийной подпитки до тех пор, пока дефектный или дефектные ПГ не будут изолированы по первому контуру.

Отключение реактора происходит по названным в разд.7.3.4 сигналам, однако они достигаются быстрее.

Необходимо проверить, вероятна ли течь, соответствующая разрыву 3-х или более теплообменных трубок в одном ПГ в результате

разрыва трубопровода свежего пара, или течь в нескольких ПГ в результате разрыва коллектора свежего пара.

7.3.6. Течи на соединительных трубопроводах первого контура, выходящих из системы герметичных помещений

Такие течи, как например, трубопроводов аварийной подпитки, нормальной подпитки, впрыска в КД от подпиточных насосов или отбора проб необходимо особенно надежно предотвратить, т.к. вытекающий из течи теплоноситель не возвращается в приемок или в бак аварийного запаса бора, а теряется из системы герметичных помещений. Они ведут также к непосредственному выходу активности.

Необходимо рассмотреть потери теплоносителя из первого контура в системах, которые исключают возврат среды. В принципе, системы высокого давления отделены от систем низкого давления двойной арматурой и расположенным между арматурой дренажом. К первому контуру подключены следующие системы низкого давления:

- линии обеих подсистем аварийного ввода бора и их промежуточных дренажей к приемку протечек;
- дренажные линии и воздушники первого контура через охладитель протечек в приемок протечек;
- трубопроводы насосов заполнения первого контура;
- трубопроводы приемка протечек;
- трубопроводы подсоединения к системе азота;
- трубопроводы связи с линиями промывки смолы фильтров;
- трубопроводы чистого конденсата для промывки смолы и обратной промывки фильтров СВО-1;
- трубопроводы ввода химреагентов для регенерации фильтров установки СВО-1 на блоках 3 и 4;
- трубопроводы системы спецгазоочистки;
- линии отбора проб 1-го контура;
- патрубки заполнения смолой установки СВО-1 в реакторном зале.

Кроме этого невозполнимые потери теплоносителя 1-го контура возможны через дефектные теплообменники в системах низкого давления:

- охладитель протечек (течь первого контура в промконтур АЭС);
- теплообменник автономного контура охлаждения ГЦН (течь первого контура в промконтур ГЦН);
- доохладитель регенеративного теплообменника установки СВО-1 (течь 1-го контура в промконтур ГЦН);
- теплообменник контура охлаждения приводов СУЗ (течь первого контура в промконтур СУЗ).

Неконтролируемые утечки теплоносителя первого контура обнаруживаются или предотвращаются следующими мерами.

- Системы низкого давления соединены с 1-ом контуром двумя

арматурами с расположенным между ними дренажом, рассчитанным на номинальное давление в 1-ом контуре. Положение арматуры задано для всех случаев эксплуатации, блокировка арматуры выполняется с помощью цепи и замка. Дополнительно для контроля ставится пломба.

- Вода промконтуров ГЦН, СУЗ и АЭС, а также котловая вода ПГ контролируются на активность.

Следует также отметить, что на трубопроводах нет ограничителей перемещения, поэтому возможны зависимые отказы при разрушении трубопроводов.

Ошибочное включение подсоединительных трубопроводов может привести к тяжелым повреждениям вплоть до аварии с течью эквивалентной Ду 32.

Внутренние течи теплообменников ведут к авариям с потерей теплоносителя, которые находятся в пределах преодолеваемого спектра течей, однако потери воды в течь уменьшают общий объем теплоносителя 1-го контура. Кроме того при течи в доохладителе регенеративного теплообменника легко выполнимо отключение места течи.

Распознавание течи возможно по большому количеству информации. Путем отключения частей системы можно определить место течи и изолировать его. Однако, установление места течи требует времени.

7.3.7. Полное обесточивание блока

Останов реактора вызывается быстрым отключением обеих турбин (закрытие двух из четырех стопорных клапанов последней работающей турбины). Резервным здесь является другой сигнал АЗ "Быстрое отключение последней турбины и отключение соответствующего силового выключателя генератора" (конечники на стопорных клапанах, от которых отводятся оба сигнала продублированы).

При выбеге турбины через 1-2 мин срабатывает независимый сигнал АЗ "Отключение более чем двух ГЦН".

Дизели аварийного питания запускаются при понижении напряжения на секциях надежного питания. Два из трех аварийных дизельных агрегатов необходимы для работы механизмов при переходных режимах. При отказе запуска дизеля к секции без напряжения подключается третий дизель. Эта автоматика переключения функционирует, если третий дизель не подключен к предварительно выбранной секции. После разворота и подключения дизелей включается программа ступенчатого пуска потребителей. После окончания ее работы, подключение потребителей возможно только вручную. Также при отказе дизеля необходимы переключения вручную, чтобы восстановить нужное распределение аварийного питания по потребителям.

Отвод тепла из 1-го контура производится через 2-ой контур. Аварийная подпитка ПГ необходима через 3,5 ч после возникновения события. До этого момента достаточно запасов питательной воды в ПГ.

Для отвода острого пара должны быть в распоряжении два заполненных ПГ, а также одно из 2-х устройств сброса пара в атмосферу (БРУ-А) или один из 12-ти предохранительных клапанов ПГ (ПГ по паровой стороне связаны с коллектором острого пара).

Система надежного питания имеет следующие слабые места:

- малая степень резервируемости аварийных дизелей;
- связи между обоими секциями надежного питания через не жестко связанный с каналом третий резервный дизель;
- частые нарушения охлаждения дизелей в результате загрязнения теплообменников и отказов в системе технической воды;
- нет второго независимого сигнала для запуска дизелей;
- подверженная отказам программа подключения дизелей;
- не представлен реальный баланс мощности потребителей дизелей;
- малая емкость батарей (~30 мин).

7.3.8. Отказ основной системы отвода тепла

Для отключения реактора действуют те же, сигналы, что и в случае полного обесточивания блока, однако, в отдельных случаях с большим запаздыванием.

Этот переходный режим не требует специального рассмотрения, так как он аналогичен случаю полного обесточивания без требования о работе системы надежного питания.

7.3.9. Потеря основной питательной воды

Для этого случая сигналы со стороны второго контура на отключение реактора не предусмотрены. В результате уменьшения теплоотвода из-за оголения трубчатки ПГ поднимаются давление и температура в первом контуре. Насосы аварийной питательной воды вводятся в работу по сигналу "Уровень в ПГ низкий".

Стерегающий регулятор давления в ГПК сначала компенсирует падение давления в системе свежего пара путем закрытия регулирующих клапанов турбины.

При температуре $\geq 310^{\circ}\text{C}$ в первом контуре или давлении в 1-ом контуре $\geq 13,7$ МПа срабатывает АЗ-3 (производится ввод группы кассет АРК), которая через ~20 сек переходит в АЗ-2 (последовательное падение групп кассет АРК). К этому моменту вода в ПГ почти выпаривается. В результате падения давления в ГПК срабатывают стопорные клапаны труб и, как следствие, АЗ-1 (падение всех кассет АРК). Затем ПГ снова заполняются системой аварийной питательной воды. Следует проверить, не может ли подача аварийной питательной воды в частично опорожненные ПГ привести к их повреждениям.

Не исключается также срабатывание предохранительных клапанов КД.

В качестве слабых мест следует назвать:

- недостаточную резервируемость системы аварийной питательной воды;

- отсутствие отключения реактора по сигналу "Уровень в ПГ низкий", поэтому при отказе системы аварийной питательной воды остается мало времени для ручного вмешательства с целью восстановления подпитки ПГ.

7.3.10. Переполнение компенсатора давления

Для измерения уровня в КД имеются три точных измерения и одно грубое. Никакие защитные блокировки реактора вследствие сигнала "Уровень в КД высок" не предусмотрены. Поэтому в следующих случаях могут возникнуть критические ситуации.

- Гидроиспытания на плотность при 4 МПа. Эти испытания проводятся перед пуском установки после ревизии. При этом КД полностью заполняется водой. Предварительно должен быть выведен из работы сигнал по уровню в КД (6 м) на отключение подпиточных насосов. При возможном росте давления в первом контуре, например, в результате отказа отвода тепла или пуска без предварительного снижения уровня в КД температура в реакторе может оказаться ниже допускаемой по условиям хрупкого разрушения.

* Переполнение в режиме работы на мощности.

При давлениях в 1-ом контуре свыше 13,2 МПа срабатывает АЗ-4 (запрещение подъема кассет АРК), свыше 13,7 МПа - АЗ-3, переходящее через 20 сек в АЗ-2. При 14,2 МПа срабатывает первый предохранительный клапан КД.

7.3.11. Отключение одного турбоагрегата

В случае отключения одного из турбоагрегатов блока, уменьшается количество ГЦН, которые могут работать на выбеге. Мощность реактора поэтому быстро снижается. Стерегищий реактор турбины не может разгружать достаточно быстро. В результате этого вторая турбина забирает больше мощности, чем вырабатывает в данный момент реактор. Вследствие возникающего переходного процесса с расхолаживанием может сработать система аварийного расхолаживания.

7.3.12. Операции по пуску и остановке

Эти операции проводятся на каждом блоке от одного до несколь-

ких раз в году. При этом требуются многочисленные ручные операции. Возникает потенциальная возможность ошибочных действий, так как корректирующие блокировки в зависимости от обстоятельств выводятся из работы.

7.3.13. Течь трубопровода свежего пара (различные места расположения течей)

Если место разрыва находится близко от турбины, давление свежего пара в коллекторе в некоторых случаях не падает ниже величины срабатывания блокировки 6.4.19 (отсечение соответствующего ПГ в от коллектора свежего пара, системы основной и аварийной питательной воды и системы продувки ПГ, отключение ГЦН). Также не достигается величина срабатывания блокировки для быстрого отключения турбины (давление в коллекторе свежего пара < 4 МПа).

Необходимы меры для отсечения течи, для чего, однако, имеется достаточно времени.

При течах, которые возникают близко к ПГ, дефектный ПГ с помощью блокировки 6.4.19 изолируется и пар выходит через течь.

При отказе быстрозапорного отсечного клапана (БЗОК) на паропроводе давление в коллекторе падает ниже 4 МПа, чем вызывается быстрое отключение турбины и реактора. При 3,5 МПа в коллекторе закрываются все БЗОКи. Быстродействующие редукционные установки сброса пара в атмосферу (БРУ-А) и конденсатор (БРУ-К) отсекаются и больше не функционируют. Требуется работа предохранительных клапанов ПГ.

Чтобы снова ввести в работу три из 6 ПГ и обеспечить возможность функционирования БРУ-А или БРУ-К, коллектор острого пара с помощью ручного вмешательства на длительное время разделяется раздельной арматурой. В результате глубокого расхолаживания срабатывают системы подпитки 1-го контура, что в дальнейшем может привести к открытию предохранительных клапанов КД.

В этой аварии возникает опасность повреждения теплообменных трубок ПГ.

Вероятность повреждения других устройств второго контура, в частности на отметке 14,7 м, на которой рядом проложены все трубопроводы свежего пара, питательной воды и аварийной питательной воды, оценить трудно. В случае развития вторичных повреждений при определенных обстоятельствах существует опасность одновременного повреждения надежного питания.

При разрыве в пределах системы герметичных помещений могут открыться сбросные клапаны системы. Для отключения реактора в этом случае дополнительно предусмотрен сигнал "Давление в боксе высокое".

7.3.14. Течь коллектора свежего пара

В рассматриваемом случае коллектор отсекается быстрозапорными отсечными клапанами (сравни раздел 7.3.13).

Проблема вторичных повреждений на отметке 14,7 м здесь также имеет место. Из-за быстрого падения давления могут возникнуть повреждения теплообменных трубок нескольких ПГ.

При отказе более, чем одного БЗОК существует опасность, в результате сильного расхолаживания, хрупкого разрушения реактора и повторной критичности.

Переходные режимы вследствие ошибочного открытия БРУ-К, БРУ-А или предохранительных клапанов ПГ по воздействию сравнимы с течью трубопровода свежего пара или коллектора свежего пара.

7.3.15. Течь трубопровода питательной воды (различные места расположения течи)

Это событие протекает в основном как течь трубопровода свежего пара, однако степень расхолаживания первого контура меньше. Падение давления в системе свежего пара происходит медленнее. Все главные питательные насосы по сигналу "Давление на напорной стороне насоса низкое" отключаются. Отключение реактора происходит относительно поздно, аварийная подпитка осуществляется в почти пустые ПГ (сравни раздел 7.3.9).

Самая неблагоприятная течь находится между ПГ и последним обратным клапаном перед ПГ. В этом случае трубопровод аварийной питательной воды к дефектному ПГ должен быть отсечен. В противном случае аварийная подпитка будет производиться в течь. Место больших течей может быть установлено только в первой фазе переходного режима по разным уровням в ПГ, малые течи восполняются и поэтому не могут быть быстро обнаружены. Поиск течи должен осуществляться путем пробных отключений различных участков.

При течах внутри системы герметичных помещений или в линии продувки из ПГ достигается уставка срабатывания защиты реактора "Давление в боксе высокое".

При течи в трубопроводах продувки автоматического отключения питательных насосов не происходит. Выявление аварийного ПГ требует времени.

7.3.16. Течь в одном из трех коллекторов питательной воды

Имеется один коллектор на всасе и два коллектора на напорной стороне питательных насосов. В результате прекращения подачи пита-

тельной воды при большой течи одного из этих коллекторов отключение турбин и реактора происходит с запаздыванием (ср. раздел 7.3.9).

Течи в напорном коллекторе в основном протекают также как при разрыве трубопровода питательной воды. Течи во всасывающем коллекторе дополнительно затрагивают систему аварийной питательной воды.

Содержимое деаэраторов через течь вытекает в машзал. В результате этого от воды и пара повреждаются электрические устройства, насосы, арматура.

Возможны вторичные повреждения оборудования в машзале при отказе емкостей с высоким энергосодержанием (коллектор питательной воды, деаэраторы, подогреватели высокого давления).

7.3.17. Потеря системы технической воды

Система технической воды предусмотрена одна на два блока. Она охлаждает потребителей как систем нормальной эксплуатации, так и систем безопасности. Технической водой охлаждаются блочные трансформаторы, резервные трансформаторы и теплообменники дизелей. Блочные трансформаторы могут охлаждаться также основной циркуляционной водой, однако охлаждение циркуляционных насосов осуществляется, опять-таки, системой технической воды. В результате отказа общей системы технической воды двух блоков могут отказать два из четырех резервных трансформаторов блоков 1:4. Трансформаторы собственных нужд переведены на воздушное охлаждение, для других резервных трансформаторов это также предусмотрено.

Электроснабжение, например, с соседней очереди может осуществляться с помощью ручных переключений. Если это не выполняется, то через ~30 мин батареи разряжаются и установка переходит в неуправляемое состояние.

Полный отказ системы технической воды может произойти по следующим причинам:

- затопление береговой насосной, например, вследствие течи трубопровода, из-за падения груза с крана;
- перекрытие поступления воды к береговой насосной;
- разрыв напорного трубопровода;
- повреждение общей для всех насосов кабельной трассы.

Слабые места системы заключаются с одной стороны в незначительной или вообще отсутствующей резервируемости (трубопроводов) и с другой стороны в том, что системой технической воды охлаждаются как системы нормальной эксплуатации, так и системы безопасности

(дизельные электростанции надежного питания).

7.3.18. Отключение нескольких главных циркуляционных насосов

Это событие имеет особое значение, т.к. ГЦН не имеют инерционной массы для увеличения времени выбега и останавливаются при потере электропитания в пределах ~3 сек. Одновременный отказ более чем 2-х ГЦН ведет к отключению реактора (АЗ-1).

Необходимо проверить, не приведет ли быстрая остановка всех ГЦН при соответствующей высокой мощности реактора к недопустимому повышению давления в первом контуре. В результате единичного отказа в электрическом энергоснабжении возможна одновременная потеря 4-х насосов, если повреждаются две соединенные секции и имеется определенное состояние включения ГЦН.

В этом случае рост давления в 1-ом контуре вызывает срабатывание предохранительных клапанов КД.

Такой случай возможен, если установленные в Таблице допустимых режимов параметры будут нарушены. Следует проверить, может ли отказ в схеме автоматики ГЦН привести к одновременному отключению всех насосов.

7.3.19. Отказ главных распредустройств надежного питания переменного тока 380 В и постоянного тока 220 В

Функцией системы непрерывного электроснабжения является обеспечение надежным питанием схем управления защит и блокировок, измерений и сигнализации, а также арматур, которые должны быть постоянно в состоянии готовности с точки зрения безопасности.

В системе непрерывного электроснабжения имеются существенные недостатки:

- непосредственно относится к блоку только одно распредустройство постоянного тока, другое распредустройство постоянного тока используется сразу для двух блоков;
- обратимые двигатель-генераторы (ОДГ) нуждаются в частых ремонтах и могут быть снова, подключены только с выводом из работы соответствующей секции надежного питания;
- двойное замыкание на землю в распредустройстве постоянного тока 220 В может привести к удвоению напряжения для потребителей с питанием от двух вводов;
- в случае полного обесточивания блока вращающиеся ОДГ сначала должны быть переведены в режим инвертеров, затем опять в выпрямительный режим, что ведет к уменьшению надежности электроснабжения;

- разные потребители постоянного тока, например, схемы управления выключателями 6 кВ, снабжаются постоянным током без резервирования.

7.3.20. Нарушения из-за изменений реактивности

В прошедший период эксплуатации АЭС во многих случаях проводилась недопустимая подпитка первого контура чистым конденсатом. Возникавшие в результате этого снижения концентрации борной кислоты, однако, не были опасными.

Нарушения баланса реактивности могут возникать также в результате ошибок в управлении реактором.

Для регулирования мощности реактора 7 кассет АРК управляющей группы перемещаются одновременно, остальные группы АРК при эксплуатации на мощности полностью подняты. В режиме пуска кассеты АРК этих групп также перемещаются одновременно.

Нарушения баланса реактивности ведут к необходимости отключения реактора (см. раздел 7.3.12). Нарушения реактивности в отдельных областях активной зоны при описанном способе управления могут возникнуть в результате:

- изменения расхода теплоносителя через кассету;
- непреднамеренного извлечения одной кассеты АРК;
- зависания кассеты АРК;
- осевых перекосов реактивности вследствие изменений относительного положения кассет АРК.

Эти отказы ведут к несимметричным нагрузкам или нарушениям аксиального распределения плотности энерговыделения.

Сомнительных с точки зрения безопасности событий во время эксплуатации не возникало. Такие события могут быть определены лишь по изменению температуры на выходе из кассет. О превышениях допустимых подогревов в кассетах сигнализируется. Информации о локальном распределении плотности энерговыделения нет. (Данные опыта эксплуатации еще надлежит проверить).

7.3.21. Аварии с отказом аварийной защиты реактора (АТWS)

Расчетов динамики реактора для таких случаев нет. Система аварийной защиты реактора имеет дублирование на разных принципах только по сигналам срабатывания, но не в релейных схемах срабатывания АЗ реактора.

Независимая система остановки реактора путем быстрого ввода бора не предусмотрена.

Для компенсации медленных изменений реактивности (изменение температуры, отравление) и для длительного поддержания подкритичности существуют система подпитки и система аварийного расхолаживания (система аварийного ввода бора, система аварийной подпитки).

7.4. Контрольно-измерительная техника, техника управления и автоматика, электроснабжение

7.4.1. Контрольно-измерительная техника, техника управления и автоматика

Краткое описание

Техника управления и представления информации представляет собой иерархическую систему, согласно которой она наряду с функциями, относящимися к одному блоку, выполняет функции, относящиеся к очереди АЭС, состоящей из двух блоков. Каждый блок имеет в своем распоряжении местные измерительные щиты, местные пульта управления, необслуживаемый щит системы управления и защиты реактора и блочный щит управления (БЩУ) со смежным помещением. Для очереди АЭС существуют местные измерительные щиты, местные пульта управления, щит аппаратного отделения (ЩАО) в активной части здания реактора и щит дозиметрии. Для передачи информации между центрами управления используются двухсторонняя громкоговорящая и телефонная связи. Центральный пульт управления – это БЩУ. С БЩУ управляются регулируются и наблюдаются важнейшее оборудование и системы блока. Из-за большого количества технологического оборудования (например, шесть главных циркуляционных петель, и две турбины насыщенного пара, и т.д.) имеется относительно большое число точек измерения, сигнальных полей и средств управления. Поскольку степень автоматизации невелика, значительный объем операций возложен на обслуживающий персонал. Для изображения состояния арматуры и оборудования, а также поступающих сообщений БЩУ имеет классические светящиеся схемы и табло. Каждый блок оснащен информационно-вычислительной машиной ИВ 500 МА, которая следит за важными параметрами блока, например, за температурой на выходе из кассет. Наряду с представлением параметров на отдельных приборах целый ряд аналоговых величин представляются на многоканальных приборах по выбору. Техника управления охватывает систему СУЗ, системы безопасности и важные для безопасности системы измерения, управления и регулирования.

Система управления и защиты реактора

Система СУЗ включает:

- систему защиты реактора;

- механическую систему отключения реактора;
- систему измерения нейтронного потока;
- систему управления перемещением кассет АРК;
- систему регулирования мощности реактора;
- систему индикации положения кассет АРК;
- систему снабжения электроэнергией.

В соответствии со значением с точки зрения безопасности были рассмотрены следующие системы:

- Система защиты реактора.

Система защиты реактора обеспечивает четыре вида различных по силе воздействия защитных мер. Их обозначения АЗ-1, АЗ-2, АЗ-3 и АЗ-4. Срабатывание АЗ-4 вызывает запрет на увеличение мощности реактора; АЗ-3 приводит к снижению мощности реактора из-за опускания с нормальной скоростью кассет АРК регулирующих групп; АЗ-2 вызывает понижение мощности реактора в результате падения групп кассет АРК друг за другом, а АЗ-1 вызывает быстрое отключение реактора одновременным падением всех шести групп кассет АРК.

- Механическая система отключения реактора

Реактор снабжен 37 аварийными, регулирующими и компенсирующими кассетами. Они состоят из поглощающей части и топливной части, перемещаются при помощи привода с зубчатой рейкой. Кассеты АРК соединены с зубчатой рейкой через штангу и шестерню с электромагнитным выключателем и при срабатывании системы быстрого отключения реактора в период от 6 до 13 секунд падают в активную зону реактора. Имеется пять групп кассет АРК с шестью кассетами АРК в каждой группе и одна регулирующая группа с семью кассетами АРК.

- Система измерения нейтронного потока

Детекторы системы измерения нейтронного потока находятся вне реактора и оснащены механизмами перемещения. Различаются три диапазона измерения мощности: пусковой диапазон или диапазон источника, с шестью каналами логарифмического измерения импульсов счетчиками, промежуточный диапазон, с шестью каналами логарифмического измерения плотности потока нейтронов ионизационными камерами и энергетический диапазон, с шестью каналами линейного измерения плотности нейтронного потока ионизационными камерами. Эти 18 каналов образуют два независимых комплекта, в каждый из которых входит девять каналов. Из каждого комплекта предельные значения по периоду нарастания мощности реактора и уровню нейтронной мощности поступают в систему защиты. Информация о периоде реактора и нейтронном потоке представляется и регистрируется на БЩУ.

- Система снабжения электроэнергией

Питание приводов кассет АРК переменным током 220; 380 В. производится от сети собственных нужд блока с помощью двух фидеров

от секций KHV 1 и 3 . Все остальные подсистемы системы управления и защиты получают подводимую им энергию двумя вводами от сети надежного питания блока следующим образом:

- оборудование и системы с напряжением 220;380 В переменного тока - от секций надежного питания 1 и 2 (SHV1 и SHV2), оборудование и системы с напряжением 220 В постоянного тока - от щита постоянного тока 1 (GHV1) и относящего к двум блокам общестанционного щита постоянного тока (AEGHV). Внутри системы управления и защиты происходят дальнейшие преобразования видов питания, например, обеспечивается высокое напряжение для счетчиков и ионизационных камер, низкое напряжение для электронных модулей.

- Структура и особенности системы управления и защиты

Разделение системы защиты реактора на два комплекта существует только для системы измерения нейтронного потока. Для всех остальных параметров разделение имеется только после датчиков, используемых для формирования сигналов АЗ. Отдельные сигналы системы защиты реактора используются многократно (электрически размножаются).

Система защиты реактора работает по принципу потери питания, однако некоторые сигналы формируются по принципу рабочего тока. Проверка всего оборудования системы управления и защиты осуществляется 1 раз в год при перегрузке топлива.

В случае автоматического переключения с одного канала на другой снабжение переменным током кратковременно прерывается. Однако, каких-либо неприятностей по причине перерыва питания до настоящего времени не возникало. Снабжение постоянным током производится по двум фидерам с диодной развязкой.

При сравнении с зарубежными проектами обнаруживается отсутствие некоторых сигналов срабатывания системы защиты реактора, таких, например, как падение уровня в парогенераторах и увеличение скорости снижения давления свежего пара.

Имеется большое количество блокирующих выключателей для сигналов срабатывания системы защиты реактора, что может вызвать ошибки в обслуживании. Кроме того, отсутствуют автоматические деблокирующие устройства. Переключение диапазонов системы измерения нейтронного потока осуществляется оператором вручную, т.е. с пускового диапазона на промежуточный, а с промежуточного на энергетический диапазон и наоборот.

Так как отсутствуют внутренние устройства контроля исправности, то осложняется проведение проверки работоспособности системы управления и защиты при эксплуатации реактора на мощности.

Имеются нарушения принципа пространственного разделения, например, размещение большого количества датчиков системы защиты

реактора в одном помещении датчиков КИП, нахождение почти всего электрооборудования системы управления и защиты в одном помещении (щит СУЗ). Отказоустойчивость датчиков и электротехнического оборудования не доказана. Затопление датчиков и измерительных устройств не исключается.

Пульт аварийного управления или резервный щит не предусмотрен.

Система измерения температуры на выходе из топливных кассет выполнена только для контроля. При превышении предельных значений температур в кассетах ни одна блокировка не действует. Система внутриреакторных измерений плотности потока нейтронов отсутствует. Для представительного контроля за активной зоной, в том числе в связи с охрупчиванием корпуса реактора и использованием кассет-экранов, следует установить систему контроля за распределением мощности.

Устройство ограничения мощности в реакторе, как принято во всем мире, в проекте отсутствует.

Благодаря ряду проведенных до настоящего времени изменений в системе управления и защиты ее надежность удалось повысить. Отказов аварийной защиты реактора в случае формирования сигнала на срабатывание в прошедший период эксплуатации не было.

– Управление системами безопасности

Для борьбы с течами предусмотрены следующие возможности:

- включение системы аварийной подпитки;
- включение спринклерной системы;
- локализация системы герметичных помещений;
- закрытие быстродействующих клапанов на трубопроводах свежего пара;
- закрытие стопорных клапанов турбин;
- отключение петли при разрыве трубопровода свежего пара;
- включение системы аварийной питательной воды.

Регистрацию измеряемых величин производят, как правило, по трем каналам с формированием сигнала на срабатывание по принципу 2 из 3-х, при этом для каждого аварийного режима, как правило, предусмотрен только один критерий срабатывания системы. Датчики используются многократно, например, в системе управления и защиты, системе безопасности и в системах нормальной эксплуатации для измерения, управления и регулирования.

Построение схем управления системами безопасности, например, системы аварийной подпитки, спринклерной системы или системы аварийной питательной воды не удовлетворяет критерию единичного отказа. Цепи оперативного тока для управления каналами систем безопасности предусмотрены в каждом канале только в единственном числе и контролируются только частично. Не отдан приоритет сигналам

защит по сравнению с ручными действиями. Положение выключателей блокировок не регистрируется. Достаточного физического разделения отдельных каналов систем безопасности друг от друга не обеспечено.

Управление и контроль главных циркуляционных насосов осуществляется схемой автоматики ГЦН. Схема имеет два комплекта и выполняет следующие задачи.

- При отключении двух главных циркуляционных насосов формируется запрет на отключение следующих.

- При неисправном или отключенном регуляторе мощности отключение одного или двух главных циркуляционных насосов по сигналам:

- а) снижение мощности ГЦН или
- б) перепад давления на ГЦН 52 бар

или закрытие 2 из 4 стопорных клапанов одного турбоагрегата приводит к срабатыванию АЗ-3 (последовательный ввод групп кассет АРК с рабочей скоростью движения).

- Отказ более двух главных циркуляционных насосов приводит по вышеупомянутым сигналам к срабатывания через 0,6 сек АЗ-1.

- Отключение турбогенераторов 1 и 2 от сети приводит при закрытии 2 из 4 стопорных клапанов последнего работающего турбогенератора к срабатыванию АЗ-1 с выдержкой 2 сек.

- Отсутствие управляющего напряжения в одном комплекте автоматики ГЦН приводит к появлению сигнала на блочном щите. Отсутствие управляющего напряжения в обоих комплектах приводит к срабатыванию АЗ-3 с выдержкой 0,5 сек.

Главные циркуляционные насосы имеют ключи блокировки, находящиеся на пульте БЩУ. Об отключении отдельных насосов от схемы автоматики ГЦН можно узнать по положению ключа блокировки, сигнализация не предусмотрена.

Не зависимо от схемы автоматики ГЦН при отказе одного или двух главных циркуляционных насосов происходит автоматическое снижение мощности до 60 или 35%.

Важные с точки зрения безопасности системы измерения, управления и регулирования

К ним относятся системы, которые не имеют непосредственного влияния на ядерную безопасность блока. Это, например, схемы защиты турбин и агрегатов, системы автоматического регулирования

питательной воды и подогревателей питательной воды, аппаратура управления для задвижек и насосов, системы контроля оборудования блока, сигнализация на щитах и пультах управления в случае нарушения допустимых пределов.

Эти системы блока контролируются по месту и дистанционно на блочном щите управления. Блокировки выполнены, как правило, по принципам, 2 из 3-х, а также 2 из 2-х для защиты турбин или подогревателей питательной воды, а для защиты агрегатов 1 из 1-го.

Деблокирующие выключатели присутствуют в 80% всех схем блокировок. Устройства техники управления в подавляющем большинстве оснащены серийными приборами 60-х годов, выпущенными в СССР.

Это значит:

- использование больших измерительных приборов на панелях;
- отсутствие функционально-группового управления;
- отсутствие протоколирования неисправностей.

Важные с точки зрения безопасности системы выполнены преимущественно с использованием релейной техники, самопроверка и самоконтроль отсутствуют.

Независимых размещенных вне БЩУ, контрольно-измерительных приборов для использования в случае аварий, по проекту не предусмотрено.

Для расследования аварий может быть привлечена следующая информация:

- анализ лент самопишущих приборов;
- ежедневные записи микропроцессоров о важнейших параметрах блока;
- распечатка информационной машины о выходной температуре топливных кассет;
- протоколы контроля системы управления и защиты.

* Анализ безопасности

- Система управления и защиты (СУЗ)

В сравнении с реакторами ФРГ для срабатывания АЗ-1 отсутствуют следующие сигналы:

- запас до кризиса кипения;
- высокое давление в 1-ом контуре (АЗ-3; АЗ-2);
- уровень компенсатора давления высокий;
- уровень парогенератора низкий;
- высокая активность в трубопроводах острого пара;
- перепад давления в трубопроводах аварийной подпитки и свежего пара.

При пуске блока отсутствуют блокировки по температуре и давлению.

Ряд сигналов срабатывания для нескольких единиц однотипного оборудования как, например, главные циркуляционные насосы, стопорные клапаны турбин, являются не дублированными, логическое соединение этих сигналов осуществляется по принципу 3 из 6 или 2 из 4-х.

Некоторые сигналы срабатывания строятся по принципу появления тока, например, электротехнические сигналы.

Физическое разделение дублированных каналов систем осуществлено только частично. Это касается регистрации измерительных данных, обработки и логической связи сигналов срабатывания.

В системе защиты реактора существует около 40 деблокирующих выключателей. Положение некоторых деблокирующих выключателей не сигнализируется, оно контролируется и протоколируется один раз в течении смены.

Для оборудования системы управления и защиты периодичность проверок при эксплуатации задана только в ограниченном объеме.

Падение любой кассеты АРК автоматически вызывает срабатывание АЗ-4 (блокировка запрещающая извлечение АРК). Автоматического снижения мощности не происходит.

В снабжении надежным переменным током системы управления и защиты возможны перерывы.

Переключение измерительных диапазонов в системе измерения нейтронного потока производится вручную, поэтому при переключении можно выбрать неправильный диапазон. Ключи проверки системы измерения нейтронного потока не имеют сигнализации.

Для предусмотренных проектом режимов эксплуатации и для борьбы с авариями предусмотрено слишком много организационных мероприятий, которые персонал должен контролировать и выполнять.

В сравнении с западногерманскими реакторами с водой под давлением на ВВЭР-440;В-230 существует только небольшое количество автоматических ограничений. Например, отсутствует автоматический запрет ввода большого количества регулирующих стержней для сохранения требуемой в данном состоянии эффективности взведенных кассет АРК, отсутствуют также ограничения давления теплоносителя, особенно из условий предотвращения хрупкого разрушения.

Имеет место многократное использование сигналов датчиков системы защиты реактора, как для важных с точки зрения безопасности систем, так и для систем управления и блокировок нормальной эксплуатации.

Существует опасность затопления датчиков и устройств измере-

ния, управления и регулирования в некоторых помещениях, например, в помещении спринклерных насосов и насосов аварийного ввода бора.

Отказоустойчивость датчиков и электротехнического оборудования не доказана.

Измерения плотности потока нейтронов внутри активной зоны не предусмотрены. На БЩУ имеется сигнализация достижения предельных значений температуры на выходе из топливных кассет. Значения температур периодически регистрирует и контролирует персонал.

* Системы безопасности:

- построение схем основано на принципе наличия тока;
- схемы управления каналами систем безопасности не удовлетворяют критерию единичного отказа;
- цепи управления каналами систем безопасности не продублированы, но полностью контролируются;
- сигналам защит не отдается приоритет по отношению к "ручным" командам;
- многократное использование датчиков и сильная разветвленность в схемах управления и блокировок;
- отсутствие пространственного разделения резервных каналов измерения, управления и регулирования;
- отсутствует контроль за выключателями блокировок.

* Важные с точки зрения безопасности системы измерения, управления и регулирования:

- средства измерения для регистрации параметров при авариях недостаточны;
- подробной записи (протоколирования) хода аварий не предусмотрено.

7.4.2. Электроснабжение

* Краткое описание

Блоки АЭС выдают электроэнергию напряжением 220/380кВ на открытое распределительное устройство "Грайфсвальд", которое по 2 двухпроводным линиям 380 кВ и 3 двухпроводным линиям 220 кВ связано с объединенной энергосистемой ГДР.

Блоки 1 и 2 работают на сеть 220 кВ, а блоки 3 и 4 на сеть 380 кВ. Связь 220/380 кВ на площадке отсутствует.

На каждом блоке электроэнергия нормально вырабатывается двумя генераторами. От каждого генератора через трансформаторы собственных нужд осуществляется снабжение оборудования и систем АЭС. Силовые выключатели генератора, смонтированные в период эксплуатации, дают возможность также обеспечить собственные нужды от

открытого распределительного устройства (эта работа в части защит для блоков 2-4 еще не закончена). Переход блоков на собственные нужды выполняется с низкой надежностью.

К каждому турбоагрегату относятся по четыре секции 6 кВ:

- BV1 или BV5 общие собственные нужды;
- BV2 или BV6 надежное питание от дизелей;
- BV3 или BV7 общие собственные нужды и использование энергии выбега одним главным циркуляционным насосом;
- BV4 или BV8 использование энергии выбега двумя главными циркуляционными насосами.

BV1 или BV5 соединяются с BV2 или BV6, соответственно, по средством линейного выключателя (нормальный режим). BV4 и BV8 питаются от генераторов собственного расхода, возможно их соединение с BV3 или BV7, соответственно, через линейный выключатель (специальный режим).

От секций 6 кВ - питаются главные и вторичные секции 380 В. Две главные секции 380 В надежного питания непосредственно подключены к дизельным секциям 6 кВ BV2 или BV6. Каждое вторичное распредустройство надежного питания 380 В питается от двух главных секций 380 В с автоматическим переключением вводов.

Секции 6 кВ - (кроме BV1 или BV5) в случае необходимости могут питаться от резервной сети. Резервная сеть каждой двух блоков питается от одного резервного трансформатора от сети 220 кВ. Секции резервного питания всех блоков могут быть соединены, но нормально они друг от друга электрически изолированы.

При потере питания 6 кВ от трансформаторов собственных нужд, оно автоматически переключается на резервную сеть. При неуспешном АВР, снабжение ответственных потребителей осуществляется от дизелей.

При снижении напряжения на секциях надежного питания 6 кВ BV2 и BV6 запускаются соответствующие дизельные агрегаты и непосредственно подключаются к этим обесточенным распредустройствам. Третий, резервный дизель жестко не связан с секцией 6 кВ и в зависимости от отказа основных дизелей или предварительного выбора подключается к одной из двух секций BV2 или BV6. Подключение осуществляется в невозбужденном состоянии при разности частот меньше 1Hz. Необходимые переключения для трех дизелей производятся с помощью дублированной схемы управления. При понижении напряжения потребители надежного питания 6 кВ организовано отключаются защитой минимального напряжения секций.

В случае полного обесточивания блока после подключения дизель-генераторов осуществляется повторное включение потребителей секция BV2 и BV6 с помощью одинаковой для двух каналов программы ступенчатого пуска, схема управления которой продублирована. Эта программа регулирует время подключения потребителей надежного питания и блокирует команды на включение, которые в эту программу не входят.

Действие ограничений схемы ступенчатого пуска заканчивается, либо при отключении 2 из 3 выключателей дизельгенераторов, либо включении резервного питания, или же при соединении дизельных секций 6 кВ с секциями общих собственных нужд.

Важные с точки зрения безопасности потребители надежного питания подключаются к различным распреустройствам. Резервное оборудование, как правило, одновременно с основным не включается. В случае необходимости, сначала подключается предварительно выбранный потребитель, и лишь при его отказе подключается оборудование, находящееся в резерве.

Система непрерывного электроснабжения состоит из 2-х главных секций надежного питания 380 В (SHV1, SHV2) и целого ряда вторичных распреустройств (SUV), которые не дублированы. Вторичные распреустройства имеют возможность снабжаться от обеих главных секций надежного питания. Кроме того, в эту систему входит блочный щит постоянного тока 220 В (GHV). Дополнительно сразу для двух блоков АЭС предусмотрено другое главное распреустройство собственных нужд постоянного тока 220В – общестанционный щит постоянного тока (AEGHV).

При нормальной эксплуатации секции SHV питаются через тиристорный силовой выключатель от секций 380 В, связанных через трансформатор с дизельными секциями 6кВ. К SHV подсоединены обратимые двигатель-генераторы (ОДГ), которые обеспечивают потребителей ЩПТ и ОЩПТ постоянным током и одновременно используются для подзаряда батарей 220 В. Аналогично распреустройствам постоянного тока имеются по одной блочной батарее и батарея общая для двух блоков. При исчезновении напряжения на секции (или секциях) непрерывного электроснабжения 380 В до его появления ОДГ переходят в инверторный режим и снабжают SHV, питаюсь от батарей.

Самыми важными задачами системы постоянного энергоснабжения являются: подача управляющего напряжения, напряжения для измерительных и сигнальных устройств, питание арматуры, которая постоянно должна быть готова к работе, а также обеспечение напряжения для важных с точки зрения безопасности схем защит и блокировок.

На блоках используются главные циркуляционные насосы без дополнительной инерционной массы. В случае потери энергоснабжения энергия выбега турбины преобразовывается в электрическую энергию для снабжения ГЦН. Для этого на каждом блоке имеются 2 генератора собственного расхода (ГСР), приводимых в движение турбинами и питающих, соответственно, по два главных циркуляционных насоса. Оба оставшихся главных циркуляционных насоса через трансформаторы собственных нужд блока также имеют возможность работы на выбеге от основных генераторов. Специальная автоматика в этом случае гарантирует отключение всех не нужных в данный момент потребителей. 2 главных циркуляционных насоса питаются от BM4 или BM8 и по одному от BV3 или BV7. Связь с BV3 или BV7 осуществляется по перекрестной схеме, это значит, что оба эти насоса могут снабжаться как от BV3, так и от BV7.

Оценка безопасности

В блоках 1 и 2 основное и резервное питание собственных нужд осуществляется из одной и той же сети напряжением 220 кВ. Возможность энергоснабжения из другой части энергосистемы не предусмотрена. На блоках 3 и 4 основное питание осуществляется из сети напряжением 380 кВ, а резервное – от сети напряжением 220 кВ. Частота возникновения случаев полного обесточивания оценивается как 0,1 в год. Количество блоков на площадке имеет незначительное влияние на эту частоту.

Схема снабжения собственных нужд станции привязана к турбоагрегатам. Системы надежного питания функционально имеют два канала, однако полная независимость каналов не реализована, так как между каналами существуют связи. В резервной сети высокого напряжения, резервной сети собственных нужд 380 В, общестанционном щите постоянного тока 220 В, а также в системе охлаждения блочных и резервных трансформаторов имеются связи между двумя блоками. Также существуют связи между блоками в системах надежного питания, например, при снабжении постоянным током, при вентиляции помещений, при обеспечении охлаждающей водой.

Из трех дизельных агрегатов сети надежного питания каждого блока в настоящее время по требованию необходимо включать по крайней мере 2 агрегата. Такое положение неудовлетворительно. При наличии связи обеих дизельных секций 6 кВ через третий резервный дизель невозможно исключить вероятность выхода из строя обеих этих секций 6 кВ в случае единичного отказа.

Пространственное разделение кабелей взаиморезервируемых каналов систем отсутствует. Главные распределительные устройства, относящиеся к разным каналам систем электроснабжения, размещены в разных помещениях.

В настоящее время не представлен достоверный баланс мощности. Поэтому возможности оценки проекта в части достаточности мощности и кратности резервирования, в особенности при снабжении аварийным питанием с помощью дизелей, ограничены.

При определенных условиях автоматическое подключение важных в отношении безопасности потребителей по программе ступенчатого пуска (нагружения) дизеля может быть заблокировано. Ручное вмешательство схемой ступенчатого пуска не допускается. Блокировка автоматического подключения после начала программы ступенчатого пуска действует до тех пор, пока не будут выполнены вышеописанные критерии, разрешающие повторное включение. При повторном включении из-за накопления сигналов на включение потребителей может произойти перегрузка дизельного агрегата. Повторное включение должно осуществляться через отключение дизельных секций 6 кВ, потому что синхронизирующее устройство отсутствует. Представительная проверка программы ступенчатого пуска предусмотрена только во время пуска блока.

Автоматика пуска дизелем срабатывает только по потере напря-

жения на секциях надежного питания 6 кВ. Контроль частоты отсутствует. Оба комплекта автоматики пуска дизелей, начиная от оценки измеряемых параметров до выдачи сигнала на подключение, друг от друга независимы. Посредством блокировки при потере основной сети или турбогенератора отключаются соответствующие выключатели питания соответствующих секций собственных нужд. Таким образом, при выбеге турбогенератора исключается возможность работы секций надежного питания с напряжением низкой частоты.

Проверка важнейших схем автоматики и систем при эксплуатации блока невозможна или возможна со снижением степени резервирования.

При возникновении отказов на секциях BV4 или BV8 (например, короткого замыкания на сборных шинах) могут выйти из строя одновременно 3 главных циркуляционных насоса. В режиме работы только с одним генератором собственного расхода могут отказать 4 главных циркуляционных насоса одновременно. Отказ 5 или 6 ГЦН вследствие повреждения в схемах энергоснабжения можно исключить.

7.5. Состояние с эргономикой

7.5.1. Введение

Как показывает обсуждение режимов работы отдельных технических систем, важную роль в эксплуатации исходя из концепции АЭС, как при нормальной работе, так и в случае аварийных ситуациях и аварий, играет обслуживающий персонал. Часто именно эргономически благоприятное или неудачное решение задачи является решающим фактором для надежности человеческих действий, а именно – будет ли совершен неверный шаг в критической ситуации или нет.

В дальнейшем с точки зрения эргономики будет проанализирован выбор важнейших параметров влияния. Дальнейшие исследования, в особенности по развитию моделей поведения и анализу задач для ручного управления пока не могли быть выполнены.

7.5.2. Помощь в определении вида аварии

Сведения предоставляемое персоналу для диагностики аварий с точки зрения эргономики имеют целый ряд недостатков. Поэтому задача установления вида аварий и выбора необходимых действий затруднена. Следствием может стать неправильное решение и потеря времени.

Оперативный персонал с помощью акустических и визуальных сигналов оповещается о достижении предельных значений параметров и возникновении нарушений (привлечение внимания звуковым сигналом, мигающим светом, изменением показаний датчиков и т.п.). При интерпретации возникающих сигналов оперативный персонал в значительной степени руководствуется профессиональным опытом.

Если бы персонал, основываясь на начальной субъективной оценке ситуации, выбрал бы определенную инструкцию по ликвидации аварии, то перед началом действий следовало бы проконтролировать соответствующие этой аварии начальные признаки (изменение технологических параметров и событий). Однако использованные в инструкциях описания признаков нарушений по многим пунктам не соответствуют принципам эргономики. Отсутствуют логические связи, описание признаков представляет широкий простор для их интерпретации, а контролирующие приборы недостаточно четко обозначены. В инструкциях по эксплуатации ссылаются на сигналы, которые отстают по времени или которые невозможно наблюдать на БЩУ.

7.5.3. Аварийные инструкции

Структура инструкций по эксплуатации по многим пунктам не соответствует современным эргономическим требованиям, так что при аварийной ситуации нужно рассчитывать на повышенное количество упущений и ошибок при исполнении.

Указания по действиям в случае аварии выполнены в виде списка, разделенного на разделы "опознавательные признаки", "автоматические действия" и "действия, выполняемые вручную". Эргономические средства выражения, как, например, выделение связей, подчеркивание или унифицированное представление, не используются. Процедуры плавно переходят одна в другую. Схема идентификации указаний и схема маркировки выполняемых указаний отсутствуют полностью. Предупреждения о возможных ошибках в последовательности действий недостаточны. Условные предписания часто плохо понимаются, как таковые. Предупреждения неудачно размещены и частично сами содержат указания.

Стресс, которому оперативный персонал подвергается после наступления аварии, приводит, в особенности, при действиях, базирующихся на знаниях, к существенному увеличению количества ошибок. Искажается восприятие времени и зависящих от времени параметров. Содержание указаний о порядке действий не учитывает эти особенности. Степень детализации указаний в общем слабая. Указания, что следует делать при отказе отдельных функций систем, не достаточны. Система обозначений установок несовершенна, частично не унифицирована. Отсутствующую информацию о последовательности действий нужно дополнять по памяти. Следствием этого могут быть нарушения последовательности, невыполнение отдельных действий. При контроле за процессом от оперативного персонала требуется субъективно оценить соотношение времени и технологических параметров (например, если технологический параметр изменяется медленно, быстро, часто, сильно и т.д., то надо...).

7.5.4. Квалификация и тренировка эксплуатационного персонала

На каждом из четырех блочных щитов дежурят: начальник смены

блока, оператор реактора, машинист 2-го контура и электрик. Отклонения от этого минимального состава допустимы только на короткое время. Единственный для всех четырех блоков ответственный дежурный инженер (начальник смены АЭС) может кратковременно находиться на БЩУ любого блока, где имеются нарушения (по сведениям персонала АЭС, как правило, в пределах 10 минут). Кроме того, имеется дежурный персонал на щите аппаратного отделения, в помещении электрического щита, диспетчерского щита, на щите дозиметрии, на береговой насосной, в ГЭС на сбросном канале.

Большая часть действий, которые необходимо выполнить в первый момент после возникновения аварии, должны быть проконтролированы, санкционированы или выполнены персоналом, находящимся на БЩУ. Центральная роль при этом отводится дежурному инженеру, начальнику смены блока и оператору реактора. От них требуется установить причину нарушения и сделать необходимые переключения, основываясь на приобретенных профессиональных знаниях без использования письменных инструкций. Следствием такой концепции является отсутствие эргономически удобного оформления или недостаточное оформление этих инструкций (сравнить также 7.5.2 и 7.5.3).

Эта концепция, доверяться преимущественно профессионализму оперативного персонала, подходит только для таких случаев, с которыми оперативный персонал хорошо знаком. За то, что все аварийные ситуации не могут быть отнесены к этим случаям, говорят следующие соображения:

- мероприятия по профессиональной подготовке персонала недостаточны, чтобы в достаточно короткий срок проработать весь спектр аварий и затем поддерживать знания всего персонала на достаточно высоком уровне;

- набор аварийных режимов на тренажере является недостаточным;

- очень хорошего знания установки и твердого усвоения на длительное время деталей редко возникающих процессов можно добиться только в результате многолетней подготовки; исходя из текучести персонала можно сделать вывод, что этой предпосылке значительная часть персонала еще не удовлетворяет;

- процесс подготовки, а потому и начальная квалификация, оперативного персонала не выше среднего уровня; эксплуатирующая организация сама принимает экзамены у своего персонала.

7.5.5. Оформление блочного щита управления

Оформление БЩУ соответствует техническому уровню 60-х годов. Модернизация с использованием современной техники управления и учетом эргономических аспектов не производилась. Поэтому оформле-

ние БЩУ по многим показателям не соответствует сегодняшним требованиям эргономики. Целесообразна ли частичная модернизация БЩУ если опыт персонала накапливался иногда годами при существующем состоянии БЩУ, следует в каждом отдельном случае тщательно проверить. В случае модернизации, по крайней мере в период переобучения, нужно рассчитывать на увеличение частоты ошибочных действий.

Ниже приводятся примеры, позволяющие составить впечатление об имеющихся проблемах.

- Выбранное кодирование движения (поворот ключа налево соответствует закрытию арматуры) и кодирование цветом (например, красный, если арматура открыта) - не соответствуют стереотипам, общепринятым среди населения.

- Значительная часть установленных на панелях приборов плохо видна или совсем не видна с рабочих мест обслуживающего персонала. Так например важные приборы загорожены пультом, при обращении к табло сигнализации срабатывания АЗ возникает рефлекс ослепления, самопишущие приборы размещены выше головы, что затрудняет считывание.

- Расположение ключей на пультах управления в прошлом уже приводило к путанице. Цветовая маркировка, ключей с которыми были проблемы, а также закрытие этих ключей легко удаляемыми колпачкам недостаточны. Вместе с улучшением расположения ключей, на пульте должна быть сигнализация об исполнении команды. Сейчас она находится на щитах, поэтому оператор не может одновременно смотреть на ключ и видеть вторичную сигнализацию.

- Меры для упорядочивания возможно большого потока сообщений и его последствий (например, иерархическая система сообщений, оптико-акустическое кодирование, кодирование положения) предусмотрены в недостаточной степени.

- Важные с точки зрения безопасности измерения и предельные параметры внутри одной системы получают только многократным вызовом на один прибор. Так, например, около 30 технологических параметров первого контура можно считывать только с двух приборов. В приборе с цифровой индикацией изображается только последовательность цифр. Единицу измерения и место запятой нужно определять по памяти.

- Выключатели блокировок недостаточно защищены от неправильного обслуживания или неправильного включения.

- Надписи на пультах и щитах неудовлетворительные. Немецкая и русская системы кодирования используются параллельно, причем не одинаковым образом. Местами обозначения отсутствуют, или их невозможно прочесть, или они вписаны от руки и приклеены, или

размещены таким образом, что их можно отнести к другому оборудованию.

- В качестве средств передачи сообщений в распоряжении имеется телефон и двухсторонняя громкоговорящая связь. Последняя ухудшает акустическую обстановку в помещении БЩУ. Вследствие этого ослабляется внимание персонала прежде всего при аварийной ситуации.

7.6. Рекомендуемые компенсирующие мероприятия

В этом разделе перечисляются мероприятия по улучшению систем, причем сделано различие между первоочередными мероприятиями и теми, которые должны быть выполнены в дополнение к программе реконструкции (программа из "16 пунктов"). Первоочередные мероприятия предлагаются в дополнение к разработанной ГКАРБ программе из 35 пунктов и рассматриваются как необходимые для продолжения дальнейшей эксплуатации блоков 1-4.

7.6.1. Система аварийной защиты реактора

Первоочередные мероприятия.

- Автоматическое срабатывание системы защиты реактора по сигналу "Низкий уровень воды в парогенераторе".
- Контроль и индикация положения всех блокирующих выключателей блокировок.

Долгосрочные мероприятия.

- Монтаж быстродействующей системы впрыска бора.

7.6.2. Система аварийного расхолаживания

Первоочередные мероприятия.

- Замена насосов ЭП-50 на ЦН 65-130 (в зависимости от результатов анализа по борьбе с течью Ду 32 одним насосом, а с течью Ду 200 - четырьмя, возможно также отложить замену).

- Обеспечение надежным питанием и использование насоса заполнения реактора Р36 и насоса бассейна выдержки топлива Р37 для длительной подпитки при низком давлении. Для этого опытным путем определить требуемый напор.

- Независимый от системы аварийного расхолаживания подогреватель аварийного запаса борной кислоты.

- Обеспечение проектных условий внешней среды для спринклерных насосов и насосов аварийного ввода бора (изоляция трубопроводов с подогревой для аварийного расхолаживания водой).

- Отказ от закрытой электроарматуры, если в случае аварии требуется ее открытие. При этом обратить внимание, чтобы не нарушалась безопасность при течах 1-го контура.

- Автоматическое подключение резервного насоса и электроарматуры в третьем спринклерном трубопроводе при выходе из строя работающего насоса или арматуры.

- Монтаж отключаемых поперечных связей на напорной стороне насосов системы аварийного расхолаживания соседних блоков (для каждого двух блоков) и пространственно отделенного насоса для возврата воды аварийного расхолаживания.

- Обеспечение готовности насоса откачки воды из помещения системы аварийного расхолаживания с определением происхождения течи (техническая вода или вода для аварийного охлаждения).

- Предотвращение засорения рециркуляционного трубопровода из приемка бокса путем улучшения его входного устройства.

Долгосрочные мероприятия.

- Переврезка трубопроводов подпитки в горячие нитки петель (в зависимости от анализа напряжений корпуса реактора от "холодных языков", возможен перенос в первоочередные мероприятия).

- Увеличение мощности, независимости и пространственного разделения каналов спринклерной системы и систем аварийного охлаждения (гидроемкости, системы низкого и высокого давления).

7.6.3. Система аварийной питательной воды, система свежего пара.

Первоочередные мероприятия.

- Отсекаемые поперечные связи между напорными трубопроводами аварийной питательной воды блоков 1-4 с дополнительными патрубками для подключения шлангов.

- Возможность подпитки в трубопроводы системы продувки парогенераторов через трубопровод, пространственно отделенный от отметки 14,7 м также с дополнительным патрубком для шланга.

- Насос с независимым приводом для аварийного питания парогенераторов из баков химобессоленной воды.

- Использование других резервных запасов воды, таких как магистраль теплоснабжения, питьевой воды и воды для тушения пожара.

Долгосрочные мероприятия.

- Увеличение мощности, независимости и пространственного разделения устройств аварийного снабжения питательной водой и сброса пара, включая необходимые вспомогательные системы.

7.6.4. Система технической воды, промежуточный контур охлаждения АЭС

Первоочередные мероприятия.

- Отключаемое поперечное соединение по напорной стороне насосов систем технической воды общих для двух блоков.
- Насос откачки воды из здания береговой насосной с автоматическим включением при поступлении воды.

Долгосрочные мероприятия

- Улучшение степени независимости каналов и пространственного разделения системы технической воды и промконтра АЭС.

7.6.5. Сбросные клапаны и герметизация воздухопроводов системы герметичных помещений

Первоочередные мероприятия.

- Снижение количества открытой при работе на мощности арматуры, в вытяжных вентиляционных воздухопроводах.

- Помещения датчиков, в которых будет смонтировано требуемая в п.7.6.6 система для регистрации параметров при авариях, следует оснастить дополнительной быстродействующей арматурой (двукратное отсечение), для защиты от воздействия пара.

Долгосрочные мероприятия.

- Двойное отсечение всех воздухопроводов посредством быстрозакрывающихся клапанов.
- Монтаж заградительных решеток с целью предотвращения попадания инородных тел в запорную арматуру.

7.6.6. Контрольно-измерительная техника и автоматика

Первоочередные мероприятия.

- Устойчивое к единичному отказу управление многоканальными системами безопасности.

- Независимое исполнение и контроль цепей управления каналов систем безопасности.

- Контроль и индикация положения всех ключей блокировки защит систем безопасности и других важных функций систем (например, включение-выключение насосов подпитки по уровню компенсатора давления).

- Монтаж системы контроля за распределением плотности мощности с учетом оснащения активной зоны датчиками внутриреакторного контроля (для определения запаса до кризиса кипения).

- Введение протоколирования хода аварий.

- Обеспечение независимых измерительных средств для контроля за ходом аварий в отдельных помещениях пространственно отделенных от БЩУ, которые регистрируют по крайней мере давление и температуру в первом контуре, уровни в парогенераторах и в компенсаторе давления.

- Блокировка, предохраняющая от хрупкого разрушения путем снижения давления при температурах ниже критической температуры хрупкости.

- Следует проверить, имеют ли смысл различные уставки сигнала "Уровень компенсатора давления низкий" для отключения реактора и включения насосов аварийного расхолаживания.

- Следует проверить, имеют ли смысл различные уставки сигнала "Давление в боксах высокое" для отключения реактора и включения спринклерных насосов.

- Регулируемый вывод блока при выходе из строя одного или обоих турбогенераторов (потеря сети) на соответствующий уровень мощности, по возможности, без включения систем безопасности (АЗ реактора, включения системы аварийного расхолаживания).

- Следует проверить возможность замены административных мероприятий по обеспечению достаточного количества главных циркуляционных насосов с обеспеченным выбегом ("Таблица допустимых режимов реактора") на электрическую блокировку, или по крайней мере, предусмотреть сигнализацию о наступлении недопустимых режимов.

- Улучшение обнаружения течей и их места.

- Установка дополнительных сигнальных устройств в помещении

системы аварийного расхолаживания и в береговой насосной, где размещена система технической воды.

- Участки между первой и второй арматурой соединенных с первым контуром трубопроводов, оснащенных электроприводной арматурой, следует контролировать на предмет протечки первой арматуры.

- Противопожарные мероприятия (сравнить, гл.8).

Долгосрочные мероприятия.

- Принципиальное обновление техники управления с учетом действующих правил и указаний.

7.6.7. Электротехника

Первоочередные мероприятия.

- По крайней мере двухканальное исполнение системы непрерывного аварийного энергоснабжения и далеко идущая ликвидация связей между блоками.

- Замена подверженного авариям и трудоемкого в обслуживании оборудования (использование статических инверторов, зарядных выпрямителей).

- Улучшение пространственного разделения кабелей независимых каналов важных для безопасности систем или компенсирующие мероприятия (сравни, гл.8).

- Устранение соединений между блочными секциями BV3 и BV4, а также BV7 и BV8, однозначное подсоединение главного циркуляционного насоса Т 3 к BV3, а ГЦН Т 2 к BV7.

- Составление реального баланса мощности потребителей надежного питания и выработка соответствующих мер (например, 4-й дизель, увеличение мощности батарей).

- Проверка в случае необходимости улучшения программы ступенчатого пуска потребителей надежного питания в части приоритета ручного управления, блокирования в период работы дизеля автоматических действий у важных с точки зрения безопасности потребителей и условий для окончания работы дизеля.

- Сокращение количества связей между секциями системы надежного питания 380 В.

- Улучшение охлаждения дизелей путем создания независимой системы охлаждения.

- Перевод охлаждения резервных трансформаторов на воздушное охлаждение.

Долгосрочные мероприятия.

- Обеспечение контроля за контуром зарядки батарей.
- Совершенствование обнаружения замыкания на землю и его устранения.
- Улучшение вентиляции помещений батарей для снижения температуры помещений.
- Сокращение сигналов защиты дизельных агрегатов надежного питания, которые ведут к отключению агрегата.
- Установка устройства синхронизации для выключателя дизель-генератора.
- Привязка вспомогательных систем резервной дизельной электростанции к независимым каналам и схеме включения основных дизельных агрегатов.
- Проверка возможности улучшения функциональной и пространственной независимости при снабжении от сети (включение в объединенную энергосеть, основные и резервные соединения с сетью, независимое электроснабжение от сети на случай аварийного полного обесточивания, связь между сетями 380 кВ и 220 кВ).
- Увеличение мощности, степени резервирования и пространственное разделение систем надежного электропитания (согласно "программы из 16 пунктов").

7.6.8. Административные меры

Первоочередные мероприятия:

- Введение 5-ой смены исключительно для возможности повышения квалификации и тренировок.
- Организация профессиональных экзаменов для сменного персонала независимыми от эксплуатирующего предприятия экспертами.
- Постоянное присутствие в месте расположения АЭС опытного высококвалифицированного инженера по безопасности для помощи сменному персоналу в случае незапланированных ситуаций.
- Создание службы аварийного вызова специалистов и оснащение этой службы соответствующими средствами оповещения.
- Переработка инструкции по ликвидации аварий с учетом эрго-

номических принципов, чтобы в помощь сменному персоналу быстро иметь в распоряжении однозначные указания о действиях, уточненные указания по определенному событию, например, распознаванию течей и поведению при их возникновении или в случае угрозы развала энергосистемы.

- Выполнение единообразных надписей на панелях и щитах БЩУ. Для этого применить унифицированную систему маркировки для оборудования и систем АЭС. Надписи должны хорошо читаться и использованные в них обозначения должны однозначно соответствовать данному оборудованию. В этой связи нельзя не упомянуть, что все оборудование и трубопроводы должны быть по месту также снабжены единообразной маркировкой и эта маркировка должна быть хорошо читаемой.

- Регламентация работы кранов в реакторном зале, машзале и у береговой насосной.

- Составление указаний для действий в случае возникновения не предусмотренных проектом аварий, как например:

- а) течь в ПГ с отказом возможности отсечения дефектного ПГ по первому контуру;
- б) отказ устройств аварийного охлаждения при авариях с течью или их вспомогательных систем, таких как система технической воды или промконтур охлаждения;
- в) течи в подсоединительных трубопроводах первого контура, которые находятся за пределами системы герметичных помещений;
- г) отказ отвода тепла по второму контуру.

- Контроль положения ручной запорной арматуры в трубопроводах подсоединения систем низкого давления к первому контуру (согласно разделу 7.3.6) должен быть надежно обеспечен (например, с помощью системы кодов).

Долгосрочные мероприятия:

- Последовательное применение эргономических подходов при реконструкции техники управления (ср. раздел 7.6.5.).

- Приспособление существующих тренажеров к специфическим условиям реактора типа В-230, в особенности для аварийных тренировок.

- Последовательное применение эргономических подходов при реконструкции техники управления (ср. раздел 7.6.5.).

- Приспособление существующих тренажеров к специфическим условиям реактора типа В-230, в особенности для аварийных тренировок.

8. Распространяющиеся воздействия

Под распространяющимися воздействиями понимаются такие события, которыми могут быть охвачены большие участки установки, включающие несколько систем или независимых каналов системы. Подобные события приводят либо к возникновению механической или термической нагрузки на конструкции, оборудование и системы, либо к затоплению отдельных частей установки. Кроме того различают воздействия внутри установки, вызванные пожаром, затоплением, отказом оборудования в машинном отделении (сосуды под давлением, турбины), и внешние воздействия, вызванные землетрясением, наводнением, молнией, падением самолета и ударными волнами. При оценке таких распространяющихся воздействий частота, с которой следует ожидать события в специфических условиях установки или в месте ее расположения, является существенным оценочным критерием. К моменту подготовки настоящей экспертной оценки количественные данные о частоте возникновения событий в общем отсутствовали.

Поскольку возможность возникновения отдельных событий различна, то ниже они рассматриваются дифференцированно. Воздействия, вызываемые третьими лицами (терроризм, саботаж), не рассматриваются.

8.1. Оценка существующего проекта

8.1.1. Внутренние распространяющиеся воздействия

8.1.1.1. Пожар

Пожарная защита АЭС "Грайфсвальд" проектировалась по нормам 60-х годов. С сегодняшней точки зрения имеются три главных слабых места:

- отсутствие противопожарного разделения независимых каналов систем безопасности, включая кабельные линии, почти во всех частях АЭС, за исключением здания дизельной установки аварийного электропитания;

- отсутствие пассивных противопожарных мероприятий на блочных щитах управления, включая относящиеся сюда кабельные соединения и электрооборудование, от которого поступают все команды по обеспечению безопасности; отсутствие аварийного щита управления существенно образом увеличивает значение этих слабых мест;

- расположение важных для безопасности систем (например, систем основной и аварийной питательной воды в машинном отделении вблизи зоны с большой пожарной опасностью (смазочное масло). Машинное отделение для восьми блоков АЭС выполнено в виде одного

пожарного участка длиной около 1000 м, в котором все турбины и генераторы расположены в одну линию.

Кроме отсутствия противопожарного разделения важных для безопасности систем и кабельных соединений друг от друга и от воздействия пожара с высокой категорией пожарной нагрузки имеются также другие отклонения от действующих стандартов ФРГ (ДИН, КТА 2101) и ГДР (ТГЛ). Эти отклонения при нижеследующем описании реализованных противопожарных мероприятий указываются как слабые места.

- Строительные противопожарные мероприятия

Отсутствует последовательное разделение блоков АЭС противопожарными стенами, зданий друг от друга, а также разделение зданий на противопожарные участки или зоны. В частности отсутствует разделение машинного отделения на противопожарные участки. Там, где массивные бетонные конструкции ограничивают здания или помещения, там можно руководствоваться обычными международными нормами огнестойкости для разграничений.

Для дверей, кабельных и трубопроводных проходов, проемов для вентиляционных каналов по имеющейся на настоящий момент информации, вообще говоря, не достигаются требующиеся для противопожарного разделения в ФРГ и ГДР значения огнестойкости, то есть отсутствуют квалифицированные мероприятия, направленные на надежное предотвращение распространения пожара из помещения в помещение. Но это слабое место во многих случаях имеет подчиненное значение, поскольку из-за пожара только в одном помещении возможны отказы нескольких систем или независимых каналов системы и распространение пожара на другие помещения лишь несущественно усиливает воздействие на системы.

Строительные противопожарные мероприятия, выходящие за рамки проекта, дополнены лишь по отдельным вопросам (например, укладка кабеля на песчаную подушку).

- Технические противопожарные мероприятия

С помощью сигнализаторов пожара с автоматическим оповещением контролируются большие зоны с оборудованием, исключая, например, некоторые помещения в реакторном здании, деаэрационной этажерке и машинном зале. В дополнение к этим автоматическим сигнальным противопожарным установкам сигнализация о пожаре возможна также вручную по месту и по телефону. Автоматические противопожарные сигнальные устройства отсутствуют, например, в помещениях таких важных для безопасности установок, как система аварийного расхолаживания распреустройства 0,4 и 6 кВ, системы питательной воды, система технической воды. Плотность сигнализации в контролируемых зонах представляется достаточной.

Автоматические устройства пожаротушения имеются лишь на очень немногих участках установки. Это установки с CO_2 , срабатывающие при расплавлении чувствительного элемента, в здании с дизельными агрегатами аварийного электроснабжения и установки пожаротушения на высокорасположенных масляных баках в машинном зале и на блочных трансформаторах. В то же время в кабельных каналах и на отдельных трансформаторах используются установки пожаротушения, разбрызгивающие воду, без автоматического включения. Включение этих установок производят пожарные вручную по месту, поскольку нельзя исключить возможность ложного срабатывания и связанных с этим повреждений. Ручное включение установок пожаротушения, разбрызгивающих воду, в ФРГ также является общепринятым.

Снабжение водой для тушения пожара производится по кольцевой трубопроводной системе, которая одновременно используется в качестве сети для питьевого водоснабжения, потребительских целей и пожаротушения. Забор воды производится через гидранты на территории, установленные на уровне земли, и в зданиях через напорные трубопроводы и настенные гидранты.

Снабжение кольцевого трубопровода осуществляется по трем подводящим ниткам от насосной, в которой имеется один бак с водой, работающий как проточная емкость. В случае аварии на этой насосной станции запаса воды в баке хватает на один час. Давление в кольцевом трубопроводе поддерживается шестью пожарными водяными насосами, которые в случае аварийного электроснабжения блока могли бы быть также подключены к шинам аварийного электроснабжения. Однако, их энергопотребление не учтено в имеющейся мощности дизельных агрегатов аварийного электроснабжения. Кроме того следует еще проверить, может ли пожар вызвать переход на аварийное электроснабжение блока и возможен ли полный отказ электроснабжения пожарных насосов в случае аварийного питания блока при переключении их электроснабжения на шины собственных нужд блоков.

В настоящее время неясно, будет ли достаточным давление в противопожарной сети для снабжения водой верхних отметок зданий.

- Производственные противопожарные меры

Концепция подавления пожара на установке в основном ориентирована на пожарную команду предприятия и ее быструю готовность. Пожарная команда АЭС подготовлена специально для тушения пожара на установке. Ее численность и оснащение представляются достаточными. Готовность команды к быстрым действиям подтверждена в ходе многочисленных проверок. Следует пересмотреть концепцию о проведении радиационного контроля при работе пожарной команды в помещениях строгого режима исключительно персоналом АЭС и оснастить пожарную команду АЭС собственными дозиметрами и сигнальными приборами.

Для подавления возникающих пожаров персонал АЭС располагает достаточным количеством ручных огнетушителей в предназначенных для

этого местах. Тренировка персонала АЭС по обращению с ручными огнетушителями должна быть улучшена.

Повторные проверки противопожарных устройств проводятся регулярно, частично во время эксплуатации АЭС, а где это не возможно, один раз ежегодно в рамках большой ревизии.

* Оценка обеспечения безопасности

Для оценки состояния пожарной безопасности установок не могут играть решающей роли действующие согласно правилам КТА отдельные требования, в частности, в отношении предпочтительности строительных мероприятий и выделения независимых каналов устройств, обеспечивающих безопасность. Здесь должна быть проведена целенаправленная оценка, как это делается для старых установок в ФРГ и в западных странах, поскольку существующие строительные условия противоречат последовательному применению требований КТА, например о разделении помещений. Отсутствующие строительные мероприятия для старых установок в ФРГ и в западных странах компенсируются за счет:

- контроля всей площади установок с помощью автоматических устройств, сигнализирующих о возникновении пожара;
- расширенного использования стационарных устройств в целях своевременного подавления пожара (разбрызгивание воды, CO_2 , галон), по возможности с помощью полуавтоматического или автоматического включения;
- отдельных, разделенных в пожарно-техническом отношении аварийных систем, включая пульт аварийного управления, которые используются в связи с распространяющимися отказами систем безопасности при пожаре.

Такие мероприятия на блоках 1-4 предусмотрены лишь частично. Поэтому нельзя исключать, что в связи с пожаром произойдут отказы, вследствие которых будет нарушена система отвода остаточного тепла. В связи с отказоустойчивостью системы аварийной защиты реактора нарушение ее работы представляется маловероятным. Важными являются переходные режимы вследствие распространяющихся пожаров с отказом системы снабжения питательной водой, включая аварийную питательную воду, системы снабжения технической водой и контура промежуточного охлаждения. При возникновении пожара в кабельных линиях системы электроснабжения или в области распрестроустройств могут дополнительно появиться распространяющиеся по системам отказы и привести к полному выходу из строя блочного щита или потере отдельных его функций (приборы, управление).

Пока эти отказы приводят к переходным режимам без течей в первом контуре или без снижения давления во втором контуре и ма-

шинный зал не затрагивается, наличие большого количества питательной воды в парогенераторах дает возможность преодолеть эти режимы с помощью мер по управлению аварией, например, путем аварийного снабжения питательной водой от других блоков по имеющимся трубопроводам (запас времени до 6 часов).

Течи в первом контуре могут появиться вследствие незакрытия предохранительных клапанов после их предшествовавшего открытия, вызванного переходным процессом. В этом случае меры по управлению авариями могут привести к успеху лишь в том случае, если системы аварийного охлаждения не подверглись существенному воздействию (сравните с аварией 1975 г.).

При переходных режимах, обусловленных пожаром, со снижением давления во втором контуре (например, из-за отказа трубопроводов свежего пара или питательной воды вследствие повреждений от пожара в машинном зале) имеются лишь ограниченные возможности по управлению авариями.

В целом при пожаре на установке могут произойти события, при которых отвод остаточного тепла не гарантируется. Поэтому следует в короткий срок выполнить компенсирующие мероприятия. В дальнейшем требуется осуществление комплексной реконструкции системы противопожарной защиты.

8.1.1.2. Затопление

Помещениями, в которых имеется возможность затопления с последствиями для обеспечения безопасности, являются береговая насосная, машинный зал, узел аварийного ввода бора, реакторное отделение и здание с дизельными агрегатами аварийного электроснабжения. Так как для здания дизельной эта авария не является распространяющейся на все каналы системы, этот случай далее не рассматривается.

* Береговая насосная

В береговой насосной, предназначенной для двух блоков, в одном помещении размещены 4 циркуляционных насоса и 5 насосов технической воды. Относящиеся к ним электродвигатели находятся на выше-расположенной отметке здания, которая однако пространственно соединена с нижней зоной. Течи, возникающие, например, вследствие коррозионных и эрозионных повреждений, дефектов во время ремонтов и монтажа, а также от падения груза, могут быть обнаружены персоналом АЭС с помощью различной информации, как снижение давления, снижение производительности, скопление воды и работа насосов приямка.

Не следует считать, что большие течи будут своевременно лик-

видированы, а исходить из возможности затопления двигателей. Не позднее достижения отметки затопления примерно на 1,15 м ниже уровня воды входного канала возможен отказ важной с точки зрения безопасности системы технической воды, системы циркуляционной воды и всей системы отвода тепла.

*** Машинный зал**

В машинном зале на отметке -2,1 м (нулевая отметка соответствует высотной отметке местности) на каждом блоке установлены рядом два насоса системы аварийной питательной воды и 5 насосов основной питательной воды с относящимися к ним устройствами электрооборудования. Затопление упомянутых насосов, возможно лишь в том случае, если откажет главный трубопровод циркуляционной воды и не будет своевременно отключен относящийся к нему насос.

Большие течи на трубопроводе циркуляционной воды, например, вследствие внутренних событий, таких как разрушения турбины или сосудов под давлением или вследствие падения грузов, обнаруживаются по признакам отказа системы в зоне обслуживания турбины и конденсатора. При отключении соответствующего насоса циркуляционной воды примерно за 20 минут не следует ожидать затопления важных для безопасности устройств.

Так как насосы основной и аварийной питательной воды пространственно не разделены, отказ трубопровода питательной воды может привести к выходу из строя аварийной системы. Удары оборванным трубопроводом и воздействие струй, а также повреждения электрооборудования водой и паром, могут привести к дальнейшим отказам.

*** Узел аварийного ввода бора**

В узле аварийного ввода бора установлены 6 насосов для аварийной подачи бора, 3 спринклерных насоса и 2 охладителя спринклерной воды. Наличие течей определяется по частоте включения насосов и по положению указателя уровня.

Затопление помещения при уровне воды 45 см приводит к выходу из строя насосов аварийного ввода бора и при уровне 57 см - к отказу спринклерных насосов.

Потенциальными причинами, вызывающими затопление, могут быть:

- отсекаемый участок напорной линии системы технической воды;
- бак аварийного запаса бора с всасывающими трубопроводами насосов;
- трубопровод заполнения бассейна отработанного топлива.

Отказ напорной линии технической воды, постоянно находящейся под давлением, ведет при больших течах к выходу из строя насосов вследствие затопления, примерно, через 10 минут.

Опорожнение бака аварийного запаса бора (водяной объем примерно $800-900 \text{ м}^3$) или течь трубопровода заполнения бассейна отработавшего топлива (водяной объем около 300 м^3) также приводят к выходу из строя насосов.

В связи с относительно малым объемом воды, поступающим от начала затопления до отказа насосов (мах 180 м^3) и значительной производительностью насоса приемка на проведение контрмероприятий при средних и больших течах в распоряжении имеется лишь около 10 минут.

* Реакторное отделение

Утечки холодной воды в помещениях под парогенератором, главными циркуляционными трубопроводами и насосами собираются и целенаправленно отводятся. Проникновение этой воды в шахту реактора с барьером, мешающим переливу, и ее поступление в бак аварийного запаса бора при течах, значения которых не превышают производительность дренажных насосов, можно предотвратить.

При отказе холодных трубопроводов, например, трубопровода заполнения бассейна, может произойти перелив через барьер шахты реактора. Это означало бы, что при течах, превышающих производительность дренажного насоса шахты $16 \text{ м}^3/\text{ч}$, произошло бы увлажнение холодной водой горячего корпуса реактора снаружи, что ведет к сильному охлаждению стенки корпуса реактора и образованию пара с возрастанием давления в системе герметичных помещений.

Течи в граничном с боксами помещении с арматурой могут привести к затоплению арматуры, которая имеет важное значение для безопасности. Но эти течи не вызывают опасных последствий, поскольку приводы расположены над штангами за пределами опасной зоны. Технический персонал может определить наличие течи в помещении по работе насосов приемка и увеличению поступления воды и принять действенные меры по отключению места течи.

Выход из строя дренажного насоса шахты реактора при увеличении количества производственной воды в районе кольцевого бака и воздухоохладителей также может привести при недостаточных контрмерах к вышеуказанным последствиям для шахты реактора. Возможности, связанные с возникновением течей в этой зоне, которые приводят к увлажнению корпуса реактора, и вытекающим отсюда последствиям, следует изучить более детально.

* Оценка обеспечения безопасности

При больших течах, в частности, на береговой насосной, в машинном зале и узле аварийного ввода бора, не исключается отказ независимых каналов систем безопасности.

Поскольку большие течи нельзя исключить, проведение компенсирующих мероприятий для указанных помещений в рамках реконструкции

рассматривается как необходимое.

Согласно Немецкому анализу риска АЭС, фаза Б, вероятность возникновения большой течи циркуляционной воды составляет $p=5 \cdot 10^{-9}$ /год при этом основная доля связана с неправильными действиями персонала при ремонте. Мероприятия, которые необходимо провести в короткий срок, изложены в разделе 8.3.

8.1.1.3. Другие внутренние воздействия

Прочие внутренние воздействия, летящие обломки в связи с разрушением трубы и ударные волны от разрушения корпусов, при проектировании АЭС не учитывались, поскольку вероятность возникновения этих событий оценивается как незначительная. Предположение следует проверить в ходе дальнейших исследований.

Также в проекте не учитывались воздействия распространяющиеся при авариях на весь блок. Влияние этих воздействий было изучено, выработаны мероприятия по реконструкции (резервный щит управления и противопожарные мероприятия в машинном зале).

8.1.2. Внешние воздействия

Для площадки АЭС Грайфсвальд имеются заключения, необходимые для получения в ГДР разрешения на отчуждение земель (например, гидрологическое, гидрогеологическое, сейсмическое заключения). Влияние внешних воздействий было изучено на примере промежуточного хранилища для отработавшего топлива. Результат этих исследований подтверждает, что здания отвечают требованиям, предъявляемым к строительным конструкциям при специфических внешних воздействиях (кроме падения самолета). Эти исследования были проведены для:

- землетрясения, вероятность которого 1 раз в 10000 лет (MSK-5);
- воздействия ветра с силой, вероятность которого 1 раз в 10000 лет;
- возможных на площадке ударных волн от взрывов в хранилище водорода.

При землетрясениях до 5 баллов по шкале MSK, какой-либо угрозы для установки (в том числе и без специального расчета) не ожидается.

Воздействие ударных волн от взрыва за пределами установки с учетом местных условий можно исключить.

Расположение здания реактора и машинного зала исключает для них опасность наводнения. Важные с точки зрения безопасности насосы на береговой насосной могут однако подвергнуться опасности в случае экстремального паводка. Сведений о частоте возникновения таких высоких уровней воды в настоящее время не имеется.

Грозозащитные устройства отвечают требованиям законов ГДР. Опыт эксплуатации показывает, что до сих пор от удара молнии на происходило отказов устройств безопасности. При усилении в будущем насыщенности АЭС электронным оборудованием необходимо улучшить грозозащиту.

Вероятность падения самолета на АЭС снижена за счет запрета полетов (в радиусе 2 км на высоте 2 км).

Необходимость в дальнейших исследованиях внешних воздействий в рамках настоящей оценки безопасности, учитывая местные условия и вероятность их возникновения, отсутствует.

8.2. Неотложные противопожарные мероприятия

Для получения информации о месте пожара, последовательной локализации пожара и быстрого его подавления во всех помещениях важных для безопасности систем необходимы следующие дополнительные противопожарные мероприятия.

8.2.1. Раннее обнаружение очага пожара

Для создания автоматической системы сигнализации о пожаре, охватывающей все площади с пожарной нагрузкой, необходимо дооснащение следующих помещений и участков блока:

- рабочих помещений с электротехническим оборудованием (E103, E105, E107, E108, E113, E114);
- кабельные шахт и кабельных трасс (AENV, AEGHV, ряд опор "B" на отметке -3,60 м, B003, A008);
- кабельных трасс в машинном зале;
- мест размещения маслосистем турбоагрегатов;
- мест размещения маслосистем питательных насосов.

Дополнительно следует для всех помещений предусмотреть возможность включения сигнализации вручную.

Следует проверить необходимость установок детекторов водорода в машинном зале и введения блокировки по снижению давления в системе водорода.

8.2.2. Пассивная противопожарная защита

В целях предотвращения распространения пожара в помещениях с электрооборудованием следует заменить имеющиеся там неогнестойкие стальные двери противопожарными дверями.

Противопожарные перегородки в кабельных шахтах не обеспечивают требуемого значения огнестойкости 90. Это должно быть компенсировано соответствующими мероприятиями.

Во всех других помещениях противопожарные перегородки следует подвергнуть проверке. В тех случаях, где не обеспечивается огнестойкость 90, следует провести мероприятия по ее повышению. Особое внимание следует уделить перегородкам под распределителями и в кабельном полуэтаже.

Кабельная трасса вдоль опор ряда "В" на отметке -3,6 м в машинном зале на пожароопасных и паропроопасных участках (по крайней мере в зоне площадок системы питательной воды и подогревателей высокого давления) должна быть защищена от возгорания масла и воздействия пара. Фланцы напорных маслопроводов в зоне системы питательной воды должны быть защищены колпаками, что позволит предотвратить при течи на этих участках неконтролируемое разбрызгивание масла.

Для ограничения последствий возгорания масла в машинном зале следует реализовать возможности для отвода дыма и тепла, а также провести дополнительно необходимые защитные мероприятия в зоне строительной фермы.

Для уменьшения вероятности возгорания масла около турбины следует принять меры по предупреждению попадания масла из опорных подшипников вала турбины в изоляцию и кабельный канал, расположенный под турбиной.

Следует продолжить исследование важного для безопасности оборудования (трубопроводов свежего пара и питательной воды, насосов аварийной питательной воды) в машинном зале, а также защиты близлежащего кабельного полуэтажа с проложенным в нем кабелем в деаэрационной этажерке в плане воздействия большого пожара в машинном зале или взрыва водорода (H_2) на генераторе. При этом следует также учесть такие последующие события как обрушение строительной фермы. Кроме того следует обеспечить защиту подводов силового и управляющего кабеля к насосам аварийной питательной воды в машинном зале от воздействий пожара на кабельной трассе с огнестойкостью 30. Короткие замыкания, которые самостоятельно могут привести к воспламенению кабеля, следует исключить путем отключений. В отношении возможностей воспламенения на других кабельных трассах установки в дальнейшем следует проверить в рамках системных исследований, могут ли токи короткого замыкания в силовых кабелях (в частности в кабелях, проходящих через противопожарные перегородки) быть надежно исключены.

8.2.3. Подавление пожара

Для достижения быстрого и эффективного подавления пожара во всех помещениях с высокой пожарной нагрузкой необходима установка разбрызгивающих воду установок в следующих помещениях и участках зданий:

- кабельные шахты и кабельные трассы (AEGHV, машинный зал E102, E104);
- место размещения маслосистемы турбин;
- место размещения маслосистемы питательных насосов.

При этом следует обеспечить, чтобы в результате разбрызгивания воды и скопления воды от тушения пожара не произошло отказов важных для безопасности устройств.

Следует провести проверку параметров (например, напора сети для тушения пожара) в соответствии с ТГЛ 10685. В случае невыполнения ТГЛ 10685 необходимо провести переоборудование.

Должно быть обеспечено аварийное электроснабжение насосов общей сети питьевой, бытовой и пожарной воды. При невозможности исключить из-за пожара выход из строя электроснабжения всех этих насосов следует предусмотреть возможность мобильного тушения пожара водой.

8.2.4. Особые противопожарные мероприятия для кабельного полуэтажа (E102)

Следует уменьшить вероятность возникновения пожара и его последствий за счет защитных мероприятий, направленных на недопущение доступа посторонних лиц в кабельный полуэтаж, а также административных и организационных мероприятий для мобильного тушения пожара.

Кроме того учитывая особое значение кабельного полуэтажа с точки зрения безопасности представляется необходимым оснащение помещения стационарной газовой установкой для тушения пожара.

8.2.5. Пространственное разделение независимых каналов систем безопасности

Как результат оценки требуется улучшение пространственного разделения независимых каналов систем безопасности и их кабельных соединений (см. также главу 8.4). В качестве неотложного мероприятия необходимо провести разделение в противопожарных целях системы надежного снабжения постоянным током.

Необходимые для этого противопожарные мероприятия следует разработать, исходя из детальной оценки по месту.

8.3. Неотложные мероприятия против затопления

Как правило ремонтные работы, связанные с открытием трубопроводов, которые потенциально могут привести к затоплению, при эксплуатации станции на мощности не проводятся.

Проведение неотложных мероприятий на береговой насосной с целью надежного функционирования системы технической воды представляется необходимым. Транспортные операции над оборудованием береговой насосной должны допускаться лишь в случае, если падение груза не подвергнет опасности функционирование системы технической воды.

Проведение неотложных предупредительных мероприятий в узле аварийного ввода бора с целью эффективного перекрытия течей в подающей технической воду линии является необходимым.

С целью изучения возможного проникновения воды в шахту реактора с увлажнением наружной поверхности корпуса реактора следует провести дальнейшие исследования и, в случае необходимости, выполнить контрмероприятия.

8.4. Мероприятия по повышению безопасности в период реконструкции

Объем и характер мероприятий по защите от распространяющихся воздействий зависят от общей концепции реконструкции. Учитывая невозможность изменения строительных сооружений и оборудования, следует отдавать предпочтение системам безопасности с независимыми каналами, соответствующими сегодняшнему стандарту противопожарной безопасности (система аварийной питательной воды, система технической воды, резервный щит управления, система управления и защиты реактора, электроснабжение). Эти системы следует разместить в одном здании и подсоединить их к блоку таким образом, чтобы можно было ограничиться проведением реконструкции противопожарного оборудования лишь в нескольких помещениях имеющегося здания.

9. Опыт эксплуатации.

9.1. Учет и оповещение об авариях на АЭС Грайфсвальд.

С момента пуска первой в ГДР АЭС, в соответствии с действующим для промышленных объектов предписанием по надзору (TGL 190-113), регистрировались случаи нарушений и аварий.

Контроль за безопасностью был организован в соответствии с постановлением по защите от излучений от 26.11.69 (GBI, Часть 1 Nr.99, стр.627).

Указания по классификации чрезвычайных происшествий (ЧП) неоднократно пересматривались (таблица 9-1). Изменения, которые относятся к классификации и срокам сообщений о событиях введены в соответствии с предписанием ГКЯРБ 1/88 в общий порядок сообщений по ядерной безопасности.

Это предписание базируется на постановлении об обеспечении безопасности атомной энергетики и радиационной защиты от 11 октября 1984 г. (GBI. Часть 1 Nr.306 стр.341), Предписании о физической защите делящихся материалов и ядерных установок от 7 апреля 1982 г. (GBI. Часть 1 Nr.216 стр. 410) и Порядке о транспортировке радиоактивных материалов от 12 апреля 1978 г. (GBI. sdr.Nr.953). Последующие соображения относятся только к области ядерной безопасности.

Несмотря на внесение указания сообщать о чрезвычайных событиях в эксплуатационные документы систематические извещения об инцидентах связанных с безопасностью стали поступать в ГКЯРБ только с 1983 года. Одновременно стала проводиться аттестация станционных инструкций по обеспечению ядерной безопасности на основании введенных в действие "Пределов и условий безопасности эксплуатации" (ПУБЭ).

Существующий порядок разбора нарушений персоналом АЭС (КА 40-1059 от 1.11.1983) и сегодня основывается в основном на действующей инструкции ориентированной на контроль за готовностью установок к работе и содержащей только частичные требования Предписания ГКЯРБ 1/88. Сообщения согласно Предписанию 1/88 делаются отдельно от других и контролируются специально выделенным сотрудником из числа эксплуатационного персонала.

Все возникающие события анализируются эксплуатационным персоналом. Кроме этого, события классов АЕ 1 и АЕ 2 анализируются и оцениваются специальной комиссией, на предмет выяснения и устранения вызвавших их причин.

Таблица 9-1

Обзор предписаний, требующих сообщать о чрезвычайных событиях на АЭС (Ядерная безопасность).

год; категория сообщ.	ГКЯРБ 3/74	ГКЯРБ 1/83 Деление на ЧП на АЭС и прочие ЧП	ГКЯРБ 1/88 Деление на 4 группы Ядерная безопасность
АЕ-1	: Радиоактивные материалы неконтролируются, вышли из зоны радиационной защиты и не локализованы : : : : Сообщать немедленно	: Ядерные инциденты; радиационные инциденты; ядерные аварии; ядерные нарушения; ядерно-опасные ситуации. : : : : Сообщать немедленно	: Происшествия, которые приводят к повреждению ядерного топлива или его барьеров безопасности или с большой вероятностью могут привести к нему : : : : Сообщать немедленно
АЕ-2	: Как АЕ-1 : Локализованы : Сообщать немедленно : : : : : : : :	: Отказ каналов систем безопасности : Случаи, потребовавшие работы систем безопасности автоматически или вручную : Сообщение в рабочее время в течение до четырех недель с момента возникновения события : : : :	: Происшествия, при которых повреждение ядер. топлива или его барьеров безопасности с высокой вероятностью может быть исключено : Сообщать в течение рабочего дня, когда было происшествие
АЕ-3	: Отсутствуют события по АЕ-1/2, однако, есть локальное или в пределах контролируемой зоны воздействия от излучения. : Сообщать в ежегодном отчете.	: : : ----- : : : :	: Происшествия общего характера, влияющие на обеспечение ядерной безопасности : Сообщать в ежемесячных отчетах : :

Состояние на 02.05.1990 г.

9.2. Выбор событий

В представленном отчете рассмотрены материалы о переходных режимах и влияющих на безопасность нарушениях за период 1980–1990 годы и по ним сделаны выборочные оценки.

Ограничиться этим периодом времени было необходимо из-за большого объема событий, возникших с 1974 года. Поэтому в рассмотрение не попали некоторые происшествия (например, возгорание кабеля на блоке 1 в 1975 году и разрыв трубки ПГ на блоке 1 в 1978 году).

Для выбора событий были использованы показатели работы станции (статистика отказа для блоков за период 1974–1985 годы), а также события, зарегистрированные ГКЯРБ за период с 1986 по 1990 год.

Выбор был сделан на основе краткой информации, представленной эксплуатирующей организацией. Поэтому она не должна рассматриваться как всеобъемлющая для всех существующих проблем безопасности. В течение имевшегося времени нельзя было выполнить анализ всех представленных материалов.

В таблице 9–2 представлен обзор частоты возникавших переходных режимов.

Таблица 9–2

Количество срабатываний АЗ и разгрузок из-за частичных нарушений на один блок АЭС Грайфсвальд, блок 1–4.

год/переходный режим	Блок 1–2 1974–1978	Блок 1–3 1979	Блок 1–4 1979–1989
АЗ 1/2	7,75	4,33	3,068
АЗ 3/4	0,5	0,3	0,65
Разгрузки из-за частичных наруш.	4,125	2,66	1,15

Для оценки выбранных переходных режимов и нарушений эксплуатирующая организация предоставила детальные отчеты о происшествиях и отчеты о проведенных исследованиях.

Возникавшие переходные режимы и нарушения были разделены на категории нижеследующим образом, причем по каждой категории были выбраны и рассмотрены в среднем два типичных события:

- отключение одного или двух турбогенераторов;
- потеря питательной воды;
- переполнение парогенераторов;
- переполнение компенсатора давления;
- течь первого контура;
- течь второго контура;
- отключение главных циркуляционных насосов;
- уменьшение подкритичности при остановках;
- нарушения в аварийной защите;
- отказы в системе надежного электроснабжения;
- отказы в системе надежного питания переменного тока 380 В;
- отказы в системе надежного питания постоянного тока 220 В.

Переходные режимы и нарушения вначале описываются в кратком виде, а затем оцениваются по следующим моментам:

- проектный ход режима;
- выполнение условий безопасной эксплуатации;
- достаточный резерв по каналам систем;
- ручное управление;
- возникшие вторичные отказы;
- оценка безопасности;
- применимость эксплуатационных инструкций.

Выявлялись причины происшествий и были рекомендованы необходимые компенсирующие мероприятия.

Компенсирующие мероприятия перечисленные в разделе 9.4, по срокам реализации подразделяются на первоочередные и долгосрочные.

9.3. Рассмотрение отобранных событий.

9.3.1. Отключение одного турбогенератора.

Для нарушений этой категории характерно непроектное течение переходного режима, которое приводит к быстрому снижению мощности реактора с возможным захолаживанием первого контура.

Причинами быстрого отключения турбогенератора являются:

- автоматическое срабатывание защит при достижении определенных предельных значений технологическими параметрами;
- ручное вмешательство при превышении допустимых значений;

- отказы устройств автоматической защиты, которые могут привести в процессе эксплуатации турбин и АЭС к нарушениям и повреждениям оборудования.

Опыт эксплуатации блоков показывает, что сбросы нагрузки только в 50 случаях протекают проектным образом.

Из имевшего место спектра событий рассмотрены следующие наиболее характерные примеры.

- * Быстрое отключение турбин со снижением давления в 1 контуре и подачей холодной воды на блоке 3 от 13.12.89 (Событие N 220/89).

Во время работы на мощности произошло неожиданное снижение мощности на турбогенераторе N 6 (ТГ6) с 210 до 155 МВт с последующим отключением турбины стопорными клапанами по сигналу "потеря вакуума (0.28 Кпа)". Одновременно были включены вручную два подпиточных насоса.

Ход процесса:

В результате уменьшения отбора пара произошло увеличение давления в главном паровом коллекторе (ГПК) ПГ 1-6. Кратковременно повысились давление и температура в первом контуре, в результате чего открылся впрыск в компенсатор давления. Давление остро-го пара повысилось до 4.9 Мпа, автоматический регулятор АРМ переключился из "Режима С" (ограничение мощности) в "Режим Р" (регулирование давления в ГПК). Кассеты регулирующей группы К6 начали снижать мощность при наличии сигнала

"Уменьшение мощности при потере 2 ГЦН", который сформировался в результате отключения турбины N 6.

После, примерно, 30 секунд АРМ переключился в "горячий резерв", в результате чего в соответствии с проектом прошел сигнал АЗ-111 (снижение мощности реактора с нормальной скоростью путем последовательного опускания групп регулирующих кассет) и в течение 50 сек. происходило опускание групп К 6 и К 5. Параллельно с этим персонал снижал нагрузку ТГ 5, чтобы поддержать достаточное давление в ГПК.

Через одну минуту прошел сигнал АЗ-2 (снижение мощности реактора с максимальной скоростью с помощью поочередного падения групп АРК) по сигналу снижения давления в первом контуре до 11.3 Мпа. Еще через одну минуту произошло включение насосов аварийного ввода бора по сигналу снижения уровня в компенсаторе давления Б 2600 мм. Через одну минуту они были вручную отключены.

Минутой позже произошло отключение ТГ 5 с закрытием стопорных клапанов персоналом, в результате этого в соответствии с проектом прошло АЗ-1 (одновременное падение всех 6 групп кассет АРК) по сигналу "потеря последней работающей турбины".

Причины.

Причиной происшествия явилась поломка шпинделя регулирующего клапана ТГ 6. В результате неудовлетворительного протекания переходного процесса при отключении ТГ произошел вторичный отказ, который был вызван многими факторами. А именно:

- переход АРМа из "Режима Р" в "Горячий резерв" с дополнительным 50 секундным снижением мощности в результате колебаний напряжения на секциях надежного питания 0.4 кВ после ручной разгрузки генератора Т 5;

- возможные, не точные действия обслуживающего персонала;

- быстрое снижение мощности АРМом с одновременным медленным снижением мощности второго турбогенератора было таким, что потребовало ручного регулирования.

Похожие переходные процессы, которые приводят к захлаживанию первого контура, вызванного подачей аварийной подпиточной воды, происходили при нарушениях в системе питательной воды в среднем с частотой 0.5 случаев в год на один блок.

Компенсирующие мероприятия:

Переходные процессы такого рода можно избежать, если в результате снижения мощности после отключения ТГ давление свежего пара поддерживается в соответствии с проектом.

Для этого могут быть рекомендованы следующие мероприятия:

- задание новых значений параметров АРМа для снижения мощности первого контура;
- более быстрое снижение мощности второй турбины;
- избегать без необходимости действий персонала, связанных с переключением оборудования при переходных процессах;
- улучшение концепции регулирования так, чтобы для быстрых переходных процессов с изменением мощности, например, при быстром отключении турбины, не требовалось ручное вмешательство оперативного персонала.

9.3.2. Отказ основной питательной воды с сохранением аварийной подпитки ПГ.

Безопасная эксплуатация АЭС в значительной степени зависит от надежности и возможностей системы питательной воды, особенно для обеспечения теплоотвода в парогенераторах при работе на мощности, при отказах, а также в режимах разогрева или расхолаживания первого контура при пусках и остановах.

Нарушения в системе питательной воды, которые в зависимости от причин приводят часто к подключению аварийных питательных насосов (по понижению уровня в ПГД $L < 140$ мм), объясняются в основном отказами регулирующей арматуры системы питательной воды и отказами питательных насосов (ЭПН).

Регулирующая арматура на питательной воде (с двойным коническим поршнем) зачастую выходит из строя из-за механического заклинивания, повреждений отдельных частей шпинделя, оси поршня и др.)

Поэтому АЭС несет относительно высокие затраты на программы ревизий с ежегодной заменой регуляторов.

Для снижения механических нагрузок на арматуру регуляторов системы питательной воды были установлены регуляторы для малых нагрузок. Дополнительно обсуждается использование при эксплуатации только 3 основных питательных насосов (2 резервных, при этом перепад давления уменьшится на, примерно, 1 Мпа с соответствующей разгрузкой регулятора. Персоналом АЭС были проведены исследования колебаний регулирующей арматуры системы питательной воды, а также другие мероприятия, например, промывка регулирующей арматуры при проведении наладки с целью снижения отложений и обеспечение для нее оптимальных условий эксплуатации.

В числе имевших место в рассматриваемый период событий в общей сложности в 3 случаях произошел отказ питательных насосов (ЭПН) с снижением уровня в ПГ и включением аварийных питательных насосов (АЭПН). Все три случая произошли из-за предусмотренного проектом отключения деаэратора питательной воды при работе на мощности или при потере электропитания ЭПН.

* Отказ всех питательных насосов 28.11.1981 на блоке N 1.
(Сообщение N 285/81)

Ход происшествия.

Во время переключений в системе питательной воды для отключения одного деаэратора (ДП) 28.11.81 на блоке T 1 произошло отключение ЭПН Д и Е при отсутствии резервных ЭПН.

Из-за ошибки при монтаже схемы управления разделительной задвижки на всасывающем коллекторе системы питательной воды отключился ЭПН С.

При мощности блока 300 Мвт находившиеся еще в работе ЭПН А и В достигли своих предельных значений по мощности и отключились собственной защитой по параметру $P < 4.7$ Мпа (в напорном трубопроводе).

Генераторы были отключены от сети. Работа обоих турбогенера-

торов на собственные нужды за счет работы одного АЭПН (второй АЭПН не включился из-за дефекта в выключателе). По блокировке $\Delta L < -500$ мм в деаэраторе отключился вновь включенный в работу ЭПН А и через 20 минут последовало отключение ТГ 1 защитой по вакууму. Через некоторое время ТГ 2 был отключен с блочного щита.

Причины.

Причиной происшествия явились ошибка при монтаже схемы запорной арматуры, а также дефект силового выключателя одного АЭПН. Для протекания режима решающее значение имело отсутствие в проекте автоматического снижения мощности блока при отключении ЭПН.

Компенсирующие мероприятия.

Смонтировать схему автоматики в связи с введением блокировки $\Delta L_{ПГ} < -500$ мм в соответствии с требованиями раздела 7 (пункт 7.6.1).

Отказ только одного АЭПН, например произошедший на блоке N 2 23.09.85 из-за износа и механической перегрузки, привел, несмотря на быструю организацию связи с соседним блоком со стороны напорного коллектора аварийной питательной воды, к снижению уровня безопасности.

В соответствии с требованием эксплуатационных инструкций АЭПНы должны использоваться не только для аварийной подпитки ПГ, но и в режимах пуска и останова блока, а также для расхолаживания первого контура в паро-водяном режиме. Для уменьшения количества функций АЭПН система аварийной питательной воды должна быть соответствующим образом переработана.

Как промежуточное решение возможно объединение систем аварийной питательной воды между блоками.

В перспективе должна быть создана система аварийной питательной воды независимая с достаточной надежностью от системы основной питательной воды.

9.3.3. Переполнение парогенераторов.

Для горизонтальных парогенераторов имеется небольшой диапазон регулируемого уровня.

Во время пуска-наладки блоков 3 и 4 была впервые введена блокировка по уровню ПГ на всех блоках, которая действует на расход питательной воды и вызывает срабатывание стопорных клапанов обоих турбин при превышении заданного значения уровня.

В течение года эксплуатации были выполнены большие исследования по оптимизации заданных значений уровней и параметров регулирования питательной воды.

Однако, как показали описанные случаи нарушения в работе регуляторов питательной воды, которые могут приводить к незапланированным остановам блока, преодолеваются не достаточно эффективно.

* Отключение блока 11.11.85 по причине переполнения ПГ-1
(Сообщение №. 312/85)

Ход происшествя.

Из-за ремонтных работ в системе питательной воды мощность была снижена до 38%. В работе находился только один основной питательный насос. В результате колебаний мощности турбогенераторов по блокировке " $P < 5.4$ Мпа" включился второй питательный насос. По сигналу изменения уровня " $\Delta L > 75$ мм" должен был регулятор питательной воды (РПВ) 49М пойти на закрытие, однако регулируюшую арматуру заклинило при 90% открытии. В момент нарушения не удалось воздействовать на регулятор с блочного щита вручную.

При " $\Delta L > 100$ мм" задвижка перед регулятором стала автоматически закрываться. Несмотря на это в течение минуты была достигнута уставка " $\Delta L > 200$ мм" и в соответствии с проектом закрылись стопорные клапаны обоих турбин и сработала АЗ- 1. Так как арматура перед регулятором закрылась, можно исключить, что уровень действительно достиг уставки " $\Delta L > 200$ мм".

В качестве наиболее вероятной причины срабатывания стопорных клапанов рассматривалось расположение измерителей уровня. При введении блокировки " $\Delta L > 200$ мм", которая выполнена по принципу "2 из 3", были установлены дополнительные уровнительные сосуды с сохранением имеющихся подключений к ПГ. Они были размещены на различных местах и различных высотах по отношению к ПГ. Тарировки измерений были проведены при номинальной мощности. Исследования при частичных нагрузках показали, что между приборами имеется разница до 150 мм, так что высокие значения уровня были непредставительны.

Причины.

Причиной отказов ЭПН оказались посторонние предметы в системе питательной воды. Кроме этого, возникла проблема с неточным измерением уровней в парогенераторах, которое объяснялось, во-первых, неудовлетворительной измерительной техникой и, во-вторых, неблагоприятным расположением измерительных датчиков.

Компенсирующие мероприятия.

Регулирующие клапаны системы питательной воды должны быть доработаны в части их конструкции, а также нагрузки из-за постоянной работы регулятора (вызванной небольшими отклонениями регулируемой величины). Кроме этого, следует предусмотреть подходящую технику для измерения уровней в горизонтальных парогенераторах.

* Останов блока 4 18.01.85
(Сообщение №. 21/85).

Ход события.

Событие было вызвано отказом подогревателя высокого давления (ПВД 3) турбогенератора 8 и не открытием арматуры на байпасной линии ПВД-3. Это привело к такому снижению уровней во всех парогенераторах, что автоматически полностью открылись регулирующие клапаны системы питательной воды. Мощность блока была снижена.

В ходе инцидента машинист турбины по месту открыл арматуру на байпасе. В результате этого произошло сильное повышение уровня в парогенераторах. Из-за двух последующих отказов (механический отказ регулятора системы питательной воды и ошибки измерительного прибора для сигнала " $\Delta L > 100$ мм") был переполнен ПГ-5. Это вызвало посадку стопорных клапанов турбин и останов реактора сигналом АЗ-1.

Причины:

Возникновение инцидента объяснялось дефектом призматической шпонки в муфте сцепления между двигателем и редуктором. Кроме этого стрелку измерительного прибора М 260 (сигнал " $\Delta L > 100$ мм") заело в крайнем нижнем положении. Из-за одноканальности сигнала ошибка измерительного прибора вызвала отказ.

Компенсирующие мероприятия:

Таких ошибок можно избежать благодаря хорошему контролю качества при проведении ремонтов (проверок после ремонта). Следует также предусмотреть во втором контуре многоканальные сигналы особенно для защиты "Уровень в ПГ высокий или низкий".

9.3.4. Переполнение компенсатора давления.

* Создание "жесткого контура" на блоке 1 23.09.86
(Сообщение 236/86)

Ход события:

Во время пуска в результате полного заполнения компенсатора

давления водой образовался "жесткий контур". Функции компенсатора давления, как устройства для поддержания давления, были потеряны.

При пуске для корректировки положения шестой группы подачей чистого конденсата на всас подпиточных насосов была снижена концентрация борной кислоты в первом контуре.

Одновременно была повышена мощность турбин: ТГ 1 до 65 Мвт и ТГ 2 до 175 Мвт. В этот момент отсутствовал контроль по приборам за компенсатором давления, так как "грубый" уровнемер компенсатора был в ремонте. Самописец точного уровнемера не работал и сигнал на отключение подпиточных насосов при уровне в КД > 5500 мм не действовал.

В ходе пусковых операций уровень в компенсаторе давления неоднократно записывался. Несмотря на повышение уровня до 6300 мм, который по эксплуатационной инструкции уже является недопустимым, персонал продолжал подпитку. В случае отказа грубого уровнемера можно контролировать уровень только по точному уровнемеру, который из-за существующих соединений имеет допустимый диапазон измерений только до 6200 мм. Из-за этого недостатка оказалось возможным продолжать подпитку без контроля за дальнейшим увеличением уровня в компенсаторе. Положение было также осложнено отказом сигнализации "Уровень в компенсаторе > 6000 мм". Через 25 минут началось повышение давления в первом контуре и последовала подача воды из холодной нитки в КД в результате открытия клапана впрыска. Так как к этому моменту паровой подушки уже не было и впрыск производился в воду, повышение давления не могло быть компенсировано.

При давлении 13.2 Мпа сработало АЗ-4. После дальнейшего повышения давления при 13.7 Мпа сработало АЗ-3, которое через 20 секунд перешло в АЗ-2. Это привело вследствие нарушения теплового баланса к сильному захлаживанию первого контура, соответствующему включению грелок компенсатора давления и закрытию клапанов впрыска КД. Однако, не удалось остановить спад давления и при 10.3 Мпа автоматически включились насосы аварийной подачи бора. Были вручную закрыты стопорные клапаны турбин и поэтому прошел сигнал АЗ-1.

Через некоторое время с помощью насосов аварийной подачи бора, подпиточных насосов и грелок компенсатора давления рабочее давление первого контура было восстановлено.

Причины.

При пуске отсутствовали показания важных для безопасности параметров. Кроме этого, на измерительных приборах отсутствовала маркировка, которая позволяет четко распознавать измеряемый диапазон. Отсутствует сигнал аварийной защиты по признаку "Высокий уровень в компенсаторе давления".

Компенсирющие мероприятия

При отказе или ремонте одного измерителя уровня компенсатора давления подпитка первого контура должна быть запрещена, чтобы избежать образования "жесткого контура" с возможностью последующей переопрессовки корпуса реактора.

Посредством плановых ревизий, направленных на повышение безопасности должно гарантироваться (при известных обстоятельствах должно быть предписано в ПУБЭ), что все блокировки и измерительные приборы, необходимые для пуска, работоспособны. Кроме этого должен быть введен соответствующий сигнал аварийной защиты "Уровень в КД высокий".

9.3.5. Течи в первом контуре.

Реакторная установка ВВЭР-440/230 рассчитана на течь первого контура эквивалентную ДУ 32. Это соответствует обрыву трубопровода впрыска в компенсатор давления Ду 100 с ограничительной вставкой ДУ 32, в неотключаемой части первого контура.

Быстрая остановка реактора при течах в первом контуре происходит по сигналу Р (первого контура) < 11.8 Мпа и уровень в компенсаторе давления < 2400 мм.

В соответствии с инструкцией по эксплуатации персонал обязан провести необходимые мероприятия по определению места течи и ее локализации, например, попеременно закрыть по 3 петли первого контура и определить величину течи по изменению объема подпитки и уровня компенсатора давления. Малые течи наблюдались пока в основном на теплообменных трубках парогенераторов, которые персонал устранял, действуя в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

В дальнейшем будут описаны два события с течами в первом контуре.

* Течь в регенеративном теплообменнике на блоке 2 07.03.81
(Событие Nr. 40/81)

Ход события и причины.

За рассмотренный период самым тяжелым случаем течи является разрыв регенеративного теплообменника СВО 1 во время расхолаживания первого контура для капитального ремонта блока 2 07.03.81.

Вследствие ошибочного способа действий при расхолаживании

первого контура произошло герметичное отсечение трубного объема регенеративного теплообменника. Из-за вывода теплоносителя по трубопроводу продувки давление в регенеративном теплообменнике повысилось до 28.5 Мпа (граница прочности). Течь удалось скомпенсировать четырьмя насосами аварийного ввода бора. При работе на мощности подобная течь не может быть вызвана такой же причиной. Была изменена технология расхолаживания первого контура и произведены конструктивные изменения регенеративного теплообменника.

* Течь патрубка впрыска компенсатора давления на блоке 2
01.10.84
(Событие Nr. 264/84).

Ход события и причины.

Авария с течью на патрубке впрыска компенсатора давления произошла при гидроиспытаниях на герметичность при давлении 4.0 Мпа во время ввода второго блока в работу после короткого останова. При осмотре обнаружена трещина длиной 40 мм по длине окружности патрубка впрыска (Ду 90), которая была вызвана малоцикловыми попеременными нагружениями. Ее образованию способствовала круговая проточка, оставшаяся на внутренней поверхности.

Конфигурация трещины может быть отнесена к типу, приводящему к "течи с разрывом" и могла бы вызвать течь, превышающую проектную. Дефектный узел был заменен. Были проверены патрубки впрыска блоков 1, 3 и 4, при этом на блоке 3 было выявлено тоже самое.

Компенсирующие мероприятия.

Для предупреждения повторения инцидентов следует провести анализ нагрузок, а также принять меры по уменьшению термического циклического воздействия и проведению последовательной проверки материалов. Так как обнаружение места малой течи требует значительных затрат сил и времени, для надежного и быстрого обнаружения места течи и ее изоляции необходима установка системы обнаружения течи.

9.3.6. Течи во втором контуре.

Конструктивной проблемой на всех блоках является трубопровод подачи конденсата греющего пара в деаэратор питательной воды. Конденсат поступает из подогревателей высокого давления (ПВД) и сепаратора – пароперегревателя (СПП). Критическим местом является соединение трубопроводов СПП с трубопроводом конденсата греющего пара. Там на сегменте изгиба трубы была обнаружена значительная эрозионная коррозия. Кроме того наблюдались вибрации трубопровода с амплитудой до 10 см. Это привело к повреждению неподвижных и скользящих опор трубопровода, а также соединения трубопровода с деаэраторм. На 4 блоках были обнаружены повреждения почти на всех консольных балках неподвижных опор.

* Течь в трубопроводе конденсата греющего пара к деаэратору 2
04.02.84 на блоке 1
(Событие №. 19/84)

Ход события.

Регулирование уровня ПВД 1 и 2 было неисправно. Чтобы провести ремонт, из работы были выведены все 3 ПВД. Поэтому конденсат из второй ступени сепаратора-пароперегревателя был направлен вместо ПВД 3 в деаэратор питательной воды 2. При этом возникла течь паро-водяной смеси в районе деаэраторов питательной воды 1 и 2 в машинном зале.

Место течи сразу установить точно не удалось. Турбоагрегат 2 был разгружен, а деаэратор отключен. Затем оба турбоагрегата были выведены из работы закрытием стопорных клапанов, т.к. из-за попадания воды в электрические распределительные устройства возникла неопределенная ситуация. Реактор был отключен по сигналу АЗ-1. Течь была найдена в последнем сегменте колена (Ду 400) непосредственно перед деаэраторм. Возникло отверстие размером примерно 200 мм х 300 мм. Причиной считается эрозионная коррозия, вызванная двухфазным потоком (паро-водяная смесь). По оценкам, максимальное давление в трубопроводе конденсата греющего пара составило 0.8 Мпа (проектное 0.57 Мпа).

Причины:

Трубопровод конденсата не был рассчитан на воздействие двухфазных потоков. Эрозионная коррозия с последующими течами возникла многократно, иногда уже раньше, чем через год эксплуатации. На трубопроводе были выполнены некоторые конструктивные улучшения. Позднее было предложено изготавливать трубопроводы из аустенитной стали.

Контроль толщины стенок, проведенный на трубопроводе конденсата греющего пара, показал значительные недостатки как в методике, так и исполнении. Так как на трубопроводе проводились замеры только в нескольких местах (не обязательно в одинаковых точках замеров), то невозможно было сделать ни точных заключений об ослаблении этих мест с момента последней проверки, ни определить место с минимальной толщиной стенки.

Выход пара в машинный зал выявил две серьезные проблемы. Во-первых, некоторая арматура, используемая для отключения деаэратора, может управляться кнопочными выключателями только из машинного зала. Эти кнопки находились в зоне проникновения пара. Во-вторых, паровая атмосфера в машинном зале может отрицательно сказаться на функционировании установленного там электрического оборудования.

Компенсирующие мероприятия.

Должна быть возможность управления с БЩУ арматурой, используемой для отключения деаэратора питательной воды. Также должна дистанционно управляться арматура на трубопроводе связи систем аварийной питательной воды соседних блоков.

Электрооборудование системы аварийной питательной воды должно быть спроектировано с учетом нагрузок, которые могут возникать под действием выходящего пара. При этом в первую очередь необходимо обратить внимание на работоспособность устройств управления и двигателей при высокой влажности (приводы стойкие к отказам).

Необходимость этого подтверждается происшествием на блоке 4 18.05.88 (событие N 87/88), при котором произошел отказ обоих насосов аварийной питательной воды вследствие течи пара из трубопровода прогрева у насоса питательной воды.

Необходимо регулярно проверять методом неразрушающего контроля трубопроводы системы свежего пара, особенно трубопроводы конденсата греющего пара, чтобы своевременно выявить эрозионную коррозию и повреждения от возникающих гидроударов. Необходимо улучшить подвески трубопроводов в этой системе с учетом имеющих место гидроударов (усилить закрепление в опорных точках).

- * Обрыв трубопровода прогрева паропровода свежего пара с давлением 4.7 Мпа при перемещении крана с корпусом цилиндра низкого давления турбины на блоке 2 01.08.80 (Событие N 212/80)

Блок 1 был выведен из эксплуатации на капремонт, блок 2

был в условиях нормальной эксплуатации. Турбогенератор 1 был раскрыт для ревизии. Корпус цилиндра низкого давления турбины переносился краном на монтажную площадку на отметку + 0, между ТГ 4 (блок 2) и ТГ 5 (блок 3) в машинном зале. В самом узком месте транспортного коридора проходит паропровод связи давл. 4.7 МПа от блока 2 к блоку 3. При опускании корпус цилиндра низкого давления столкнулся с трубопроводом прогрева паропровода связи и оборвал его. Выходящий пар повернул корпус низкого давления на перепускной трубопровод ТГ 4, причем были разрушены два компенсатора, а трубопровод, как и его опорная конструкция, погнуты.

На БЩУ авария была определена только по шуму, отклонения параметров не наблюдалось. На ТГ 4 машинист закрыл стопорные клапаны вручную, а АРМ, соответственно, снизил мощность реактора. В дальнейшем регулирование давления пара в ГПК выполнялось вручную. В результате действий персонала давление в первом контуре снизилось ниже 11.3 МПа, что вызвало срабатывание АЗ-1 и понижение давления в ГПК ниже 4.0 МПа. Следствием явилась посадка стопорных клапанов ТГ 3 и отключение реактора по АЗ-1. Течь была локализована разделением главного парового коллектора.

Причины.

Транспортировка громоздких предметов в машинном зале над работающим оборудованием других блоков является источником опасности. Транспортировку корпуса цилиндра низкого давления обеспечивал только персонал. Движение крана с грузом перекрывало почти половину машзала.

Локализация течи была выполнена только после отключения реактора. На БЩУ отсутствовали показания, которые бы указывали на обрыв трубопровода.

Компенсирующие мероприятия.

Необходимо избегать транспортировки груза краном над оборудованием блоков, которые находятся в работе.

Независимо от этого необходимо проверить возможность реализации разделения машинных залов, так как опасность исходит не только от транспортировки тяжелых грузов, но и от вторичных повреждений выходящим паром при больших течах, чем создается угроза для всех блоков.

9.3.7. Отключение главных циркуляционных насосов

При отключении 1-2 главных циркуляционных насосов (ГЦН) мощность снижается регулятором мощности реактора (АРМ) опусканием кассет АРК регулирующей группы (при отказе одного ГЦН примерно до 65% номинальной мощности, при отказе двух ГЦН до 35% номинальной мощности). При неисправном регуляторе срабатывает АЗ-3 и кассеты АРК опускаются в активную зону.

При отказе более чем двух ГЦН при работе на мощности отключение реактора происходит по сигналу АЗ-1. Сигнал формируется в схеме автоматики ГЦН, которая следит за различными параметрами ГЦН (реле контроля мощности, перепад давления на ГЦН, контроль количества находящихся в работе турбин).

За рассмотренный период в документации не обнаружено случаев отказа ГЦН, что свидетельствует о большой надежности ГЦН. При закрытии стопорных клапанов турбины в течение 3 мин. в соответствии с проектом происходит выбег ГЦН, запитанных от генераторов собственного расхода.

07.09.87 на блоке 2 произошло ложное отключение одного ГЦН. Причины и возможные выводы приведены ниже.

- * Ложное срабатывание блокировки для защиты от разрыва паропровода свежего пара парогенератора и отказ ГЦН 3 на блоке 2 07.09.87.
(Событие №. 221/87 и 222/87)

Ход события.

Блокировка 6.4.19 (Защита корпуса реактора от разрыва паропровода парогенератора) должна сработать, если давление в ПГ ниже 3.5 Мпа и перепад давления между главным паровым коллектором и ПГ выше 0.5 Мпа. В результате происходит отключение относящегося к поврежденному ПГ ГЦН и отключение ПГ по питательной воде и пару.

В период с 31.08 по 07.09.87 блок 2 эксплуатировался при давлении свежего пара 4.0 Мпа. 04.09.87 прошел сигнал по одному каналу блокировки 6.4.19 ПГ 4 (блокировка имеет три канала). Установка срабатывания для Δp была настроена по-новому. 07.09.87 блокировка отключила ГЦН 3, что было вызвано ложным срабатыванием двух каналов блокировки. Блок 2 в этот период находился в режиме расхолаживания. Давление острого пара составляло 3.0 Мпа.

Проведенные расследования показали, что в электронной схеме этих блокировок были перепутаны полюса на диодах Зенера. Это привело к тому, что при снижающемся давлении свежего пара уставка срабатывания для разности давлений между коллектором и ПГ умень-

шилась до 0 Мпа и срабатывание произошло при формировании только одного сигнала.

Причины.

В результате неправильно работающей блокировки имеется вероятность, что при давлении свежего пара < 3.5 Мпа будут отключены все ГЦН до окончания их выбега и это приведет к кризису теплообмена в активной зоне, повреждению ТВЭлов и превышению давления. Сначала на всех блоках диоды были установлены правильно, с соблюдением полярности, но во время капремонта в 1987 году на блоках 2 и 4 были перепутаны полюса. Эту работу проводили монтажники, которые внесли изменения в схемы электрических соединений без анализа последствий этого изменения на работу схемы. Во время функционального опробования выполненного персоналом АЭС эту ошибку не смогли выявить.

Ошибка объясняется недостатками в организации работы. Особое внимание нужно обратить на требования, предъявляемые к методике проверок, с тем чтобы было возможным обнаружение дефектов внутри схем блокировок.

Компенсирующие мероприятия.

Перед внесением изменений в системы важные для безопасности необходимы основательная проверка и контроль. Требуется четко установить компетенцию и ответственность. Необходимо предотвратить самовольное расширение объемов рабочих заданий.

Ошибочное отключение всех ГЦН при работе на мощности могло бы привести к отказу, выходящему за пределы расчетного. Логике блокировки необходимо дополнительно проверить и выполнить так, чтобы нельзя было отключить больше одного ГЦН.

9.3.8. Уменьшения подкритичности реактора в период останова, вызванные подачей химреагентов и чистого конденсата.

При оценке опыта эксплуатации наблюдались отдельные случаи, при которых происходит снижение концентрации борной кислоты при вводе химреагентов. Кроме того однажды при пуске реактора в первый контур был подан чистый конденсат при опущенных кассетах АРК, из-за чего требуемая подкритичность не обеспечивалась. В этой связи, необходимо обратить внимание на случай снижения концентрации бора в первом контуре, когда из-за ошибки во время капремонта 24.05.78 трубопровод промконтура СУЗ был перепутан с трубопроводом воздушника реактора. Это событие произошло до рассматриваемого периода 1980–1990 гг. и поэтому здесь больше не анализируется.

- * Дозирование не содержащих бор химреагентов в период останова реактора на блоке 3 11.06.81
(Событие Nr. 156/84)

Ход события.

Перед дозированием химреагентов, не содержащих борную кислоту, блок был на ревизии, петля 2 - в режиме естественной циркуляции, бассейн выдержки соединен через перегрузочный канал с бетонной шахтой реактора. Концентрация борной кислоты в первом контуре составляла 12.38 г/кг. 11.06.84 в первый контур должны были дозировать 1500 л аммиака (NH_3).

Сменный персонал подал в первый контур 1.5% NH_3 из бака химреагентов с помощью подпиточного насоса, забыв перед подпиткой взять пробу на концентрацию борной кислоты. В результате концентрация бора в первом контуре снизилась, что явилось нарушением "Условий безопасной эксплуатации устройств, обеспечивающих ядерную безопасность при остановленном реакторе", где записано, что концентрация бора в любой подпитке должна быть выше, чем, имеющаяся в первом контуре.

При расследовании причин было выяснено, что в зависимости от смены, применялись различные методы ввода химреагентов.

В тот же день другая смена проводила дозирование химреагентов через систему уплотняющей воды насосами этой системы. В прошлом система уплотняющей воды служила в первую очередь для уплотнения закрытых главных запорных задвижек. Перед подпиткой 50 л 21% раствора NH_3 из бака уплотняющей воды совершенно правильно были взяты три пробы, чтобы определить концентрацию бора.

Какой из двух методов применялся зависело от того, работала ли раньше смена на блоке 1 и 2 или нет. На блоках 1 и 2 вследствие изменений, проведенных в системе подачи химреагентов, была возможна подпитка только через бак уплотняющей воды.

При последующем расследовании этого события было обнаружено нарушение общей инструкции по подаче химреагентов и раньше. Во всех случаях определение содержания бора в подаваемых растворах химреагентов не проводилось.

Блок 3:

- 14.06.84

Дозирование 150 л 1.5%-ного NH_3 на всас подпиточных насосов.

- 19.06.84

Дозирование 900 л 0.65 %-ного гидразина на всас подпиточ-

ного насоса.

Блок Т 4:

- 12.09.83
Дозирование 20 л NH_3 в бассейн выдержки и заполняемый при перегрузке объем ведрами!
- 01.10.83
Дозирование 150 л 1.9 %-ного N_2H_4 на всас подпиточных насосов.
- 26.10.83
Дозирование 120 л N_2H_4 на всас подпиточных насосов.

Причины.

Из множества событий можно сделать вывод, что сменный персонал не знал, какое, с точки зрения безопасности, значение имеет дозирование и поддержание в подкритическом состоянии первого контура в период останова блока. Это подтверждает дозирование ведрами в бассейн выдержки химреагентов без проведения их анализа.

При проверке АЭС выяснилось, что специальные инструкции по эксплуатации для дозирования химреагентов были очень неполные. Специальные предписания, как надо дозировать, отсутствуют. Только в предписании по подпитке через систему уплотняющей воды существует конкретное указание на взятие проб.

Однако, таких указаний нет в инструкциях по эксплуатации установок приготовления химреагентов и системы подпитки. Общие предписания в инструкции по эксплуатации первого контура едва ли могут быть полезны сменному персоналу для проведения дозирования химреагентов с соблюдением необходимых условий.

Меры по улучшению положения.

Требуется основательно переработать инструкции по эксплуатации, тем более что управление установками практически выполняется вручную. Подпитка без бора, из-за отсутствия постоянного измерения его концентрации в первом контуре опасна. Кроме того, необходимо провести усиленное обучение сменного персонала. Факт, что смены, работавшие на блоках 1 и 2 применяют методы работы, отличающиеся от тех, что применяет персонал с самого начала работавший на блоках 3 и 4, из-за некоторых технических различий блоков в части оборудования и функционирования вызывает опасения.

* Подпитка водой без бора на блоке 3 в период останова 16.04.89
(Событие №. 62/89).

Ход события.

В момент события состояние 1 контура установки было: 120⁰С, 20 бар, ГЦН 4 и 6 в работе.

Перед пуском проводилось опробование системы управления и защиты реактора. На последнем этапе опробования из активной зоны поочередно поднимаются и обратно опускаются все 6 групп кассет АРК. Спустя 1 час 50 мин. после начала проверки, подпиточным насосом Р9А началось снижение концентрации борной кислоты в первом контуре, которая в это время составляла 10,5 г/л. Несколькими минутами позже опробование СУЗ было успешно завершено и все кассеты АРК, включая последнюю шестую группу были ошибочно опущены в нижнее положение.

В этом состоянии в течение 2 часов концентрация борной кислоты снижалась при двух работающих ГЦН, пока не достигла 8.0 г/л. Это значение концентрации достаточно для пуска при поднятых кассетах АРК. Так как кассеты АРК были в нижнем положении, отсутствовала необходимая эффективность для аварийной защиты. А это означает нарушение условий безопасной эксплуатации и инструкции по эксплуатации реакторной установки. Ввод положительной реактивности подпиткой чистого конденсата без достаточной эффективности взведенных кассет может быть расценен с точки зрения безопасности как чрезвычайное происшествие.

Причины.

Ошибочные действия оператора были возможны потому, что не существует систем контроля и блокировок, которые бы препятствовали снижению концентрации бора при полностью опущенных кассетах АРК. Далее из отчета по расследованию события Т 62/89 Народного Комбината АЭС следует, что действовавшие во время происшествия указания по выводу реактора в критическое состояние были недостаточными.

Меры по улучшению положения.

Необходимо предусмотреть блокировку, которая при достижении предела опускания кассет АРК препятствовала бы дальнейшему снижению концентрации бора и в качестве контрмеры вызвала бы повышение концентрации бора в реакторе. Эта блокировка должна допускать снижение концентрации только в случае, если кассеты АРК находятся выше допустимого предела опускания. Поэтому снижение концентрации бора при пуске с опущенными стержнями было бы невозможно. Дополнительно могло бы быть полезным и так называемое 10-тонное ограничение, которое принято на реакторах с водой под давлением в

ФРГ, оно означает, что после подпитки 10 т. чистого конденсата задвижки на линии подпитки закрываются. Оператор должен для возобновления подпитки провести ряд осознанных действий - открыть арматуру линии подпитки и включить насосы.

Дополнительно в условиях безопасной эксплуатации (УБЭ) необходимо однозначно определить, что опробование СУЗ ни при каких обстоятельствах не должно проводиться одновременно со снижением концентрации бора.

9.3.9. Неправомочные отключения сигналов срабатывания аварийной защиты реактора и деблокирования; переключения при техническом обслуживании.

Под блокировками на АЭС "Грайфсвальд" следует понимать срабатывание сигналов системы аварийной защиты. "Деблокирование" означает, что защитные функции систем защиты отключаются. Это относится и к быстрой остановке, а также к действиям защит других систем, например, системы аварийного ввода бора или аварийной питательной воды.

Инструкция по эксплуатации и Условия безопасной эксплуатации допускают в отдельных случаях вывод сигналов срабатывания защит. Ключами управления с БЩУ могут быть выведены блокировки по всем сигналам срабатывания за исключением защит по периоду и по мощности реактора.

При рассмотрении опыта эксплуатации в отдельных случаях имел место вывод блокировок по отдельным сигналам срабатывания. Трудно судить по обнаруженным случаям и особенно по их количеству об их представительности. Особое внимание выводу блокировок по сигналам срабатывания нужно уделить также потому, что сигнализация вывода блокировки на БЩУ является суммарной, то-есть после поступления первого по порядку сигнала все другие последующие сигналы не распознаются. В этой связи рисковано с точки зрения безопасности иметь ключи снятия блокировок, расположенные за БЩУ и поэтому визуально не контролируемые оперативным персоналом.

Предусмотренная страховка ключей вывода блокировок не эффективна потому, что на имеющихся панелях управления ключи вставлены и во время эксплуатации. Это можно было установить по месту при обходе. Исправность блокировок во время эксплуатации проверяется и с этой целью они частично выводятся. Ответственность за проверку возлагается на отдел КИПиА. Из-за ошибок при передаче информации между персоналом БЩУ и КИПиА бывали случаи длительного непреднамеренного вывода блокировок. Возможность неограниченного вывода аварийных защит по технологическим критериям с БЩУ вызывает опасения. Два приведенные ниже примера иллюстрируют многочисленные возможности для вывода блокировок и переключений сигналов.

* Отказ блочного трансформатора 4 с последующей остановкой блока, энергоблок 2 14.10.80
(Сообщение Nr. 264/80)

Ход события.

К началу нарушения блок 2 работал на полной нагрузке 440 МВт. После предупредительного сигнала защиты Бухгольца на трансформаторе ВТ4 сработала защита трансформатора и отключила силовой выключатель. Генератор 4 отключился от сети и блочные секции 1/2 и 3 переключились по АВР на резервное питание.

Вследствие отключения генератора 4 увеличилось давление свежего пара. Автоматический регулятор мощности (АРМ) отреагировал на это опусканием регулирующей группы кассет АРК 6 в нижнее положение. Одновременно на короткое время открылась быстросрабатывающая редукционная установка сброса пара в конденсатор (БРУК).

Из-за помех в сети четвертого генератора повысилось число оборотов генератора собственных нужд, что явилось причиной кратковременного повышения напряжения до 468 В на относящихся к этому генератору секциях 380 В.

Из-за этого повышения напряжения произошли частичные отказы преобразователей низкой частоты (ПНЧ), которые подают питание на приводы и удерживающие магниты кассет АРК. Из-за этого группа АРК 5 опустилась до нижнего промежуточного положения. Дальнейшие отказы в схеме управления и переключающей автоматике ПНЧ привели к движению вниз группы АРК 4. Когда группа АРК 5 достигла нижних механических упоров, сработала АЗ-IV.

Блокировка "АЗ-3 при отказе АРМ" была выведена оператором из работы. Потом был выведен из работы АРМ, чтобы вручную поднять кассеты.

Между тем реактор стал подкритичен и давление в первом контуре упало до 11.3 Мпа. Чтобы по сигналу "Давление меньше минимального" не вызвать АЗ-3, оператор вывел из работы блокировку по этому сигналу. ТГ 3 автоматически разгрузился до 170 МВт. Давление свежего пара в это время составило 4.2 Мпа. Снижение уровня в КД ниже 2560 мм привело к автоматическому запуску четырех насосов аварийного водоподогрева. Мощность генератора 3 была снижена до 50 МВт.

Давление свежего пара понизилось до 4.05 МПа. Так как при давлении свежего пара > 4 Мпа произошло бы закрытие стопорных клапанов двух турбин, оператор вывел из работы и этот сигнал, чтобы предотвратить отключение ТГ.

Тем самым оператор косвенно блокировал АЗ-1, так как этот сигнал формируется при закрытии стопорных клапанов последней работающей турбины.

Вследствие дальнейших бросков напряжения, вызванных переключениями на резервное питание, произошел отказ аппаратуры контроля нейтронного потока, который вызвал, наконец, АЗ-1. Десять минут спустя, оператор вывел из работы насосы аварийного ввода бора.

Причины.

Наряду с разнообразными отказами в системе подачи напряжения и обеспечения собственных нужд особое значение с точки зрения безопасности имеет вывод трех сигналов срабатывания аварийной защиты.

Несмотря на запрет отключать "Блокировки, которые служат для защиты установки", сигналы:

- давление в первом контуре $< 11,3$ МПа;
 - неисправность автоматического регулятора мощности;
 - аварийное отключение последней работающей турбины
- были выведены из работы.

В результате этого был нарушен предусмотренный для рассматриваемого случая ступенчатый процесс действия аварийных защит.

Деблокирование трех важнейших сигналов защиты только в течение двух минут переходного режима с одновременной потерей основного питания секций собственных нужд и нарушениями при подключении резервного питания представляет собой самый серьезный случай, который мы когда либо наблюдали.

Нарушения такого рода, противоречащие инструкциям по эксплуатации, стали возможными лишь потому, что большинство ключей вывода блокировок расположены на пультах БЩУ, а остальные - на задней стороне.

Меры по улучшению положения.

Так как УБЭ и инструкции по эксплуатации в определенных случаях допускают вывод блокировок, что необходимо для эксплуатации установки, в настоящее время невозможно убрать с БЩУ все ключи вывода блокировок.

Необходимо проверить возможность реализации в качестве предварительного решения при имеющейся технике управления 220 В/380В возможность вывода блокировок с требуемой надежностью только в зависимости от значения конкретных технологических параметров. В будущем должна быть предложена логика с полностью обновленной концепцией управляющей техники и защиты.

- * Неправильное положение переключателя в системе измерения нейтронного потока при остановленном реакторе на блоке 4 25.02.88 г.
(Событие N 37/88).

Ход события.

В момент события реакторная установка находилась в состоянии "Сборка реактора после перегрузки топливных кассет", естественная циркуляция на петле 2, 30°C, уровень в реакторе 3,50 м.

Для наблюдения за периодом реактора работали каналы диапазона источника 15 и 23 системы измерения нейтронного потока с подачей акустических сигналов. Предварительные усилители ионизационных камер "промежуточного диапазона" были сняты на ревизию. Из-за этого подавались не квитируемые сигналы аварийной защиты "промежуточного диапазона", каналы которого были "на контроле" (положение проверки).

28.02.88 должна была проверяться автоматика ГЦН, т.е. срабатывание АЗ-1 при отказе более двух ГЦН. Для этого должны были быть замкнуты цепи, вызывающие срабатывание аварийной защиты. Ответственный за аварийную защиту начальник смены КИПиА на БЩУ 25.02.88 в 18.30 перевел, по информации начальника смены блока, переключатель диапазона измерений системы измерений нейтронного потока из положения "диапазон источника" в положение "энергетический диапазон". Тем самым на БЩУ была выведена из работы сигнализация предельных значений в диапазоне источника. Так как самописец периода реактора в положении переключателя "энергетический диапазон" получает сигналы от ионизационных камер "промежуточного диапазона", предусилители которых были сняты на ревизию, самописец периода показывал постоянно " 8 ". Этим была сильно ограничена возможность контроля за реактором на БЩУ. Работал только акустический сигнал. Специальные меры не были приняты, следующая смена не была предупреждена о схеме включений. Только утренняя смена на следующий день в 7.45 установила неправильное положение переключателя и привела все в нормальное состояние. Тем самым в течение 13 час 15 мин реактивность реактора не контролировалась. Это представляет собой нарушение "Условий безопасной эксплуатации устройств, обеспечивающих ядерную безопасность при остановленном реакторе" и может быть оценено как опасное с точки зрения контроля за неожиданным повышением реактивности.

Причины

Лежащее в основе этого события ошибочное действие стало воз-

можно из-за организационных и технических недостатков. Здесь пересекаются компетенции спецслужб и оперативного персонала. Очевидно отсутствует как четкий порядок процедур переключения, так и система выдачи рабочих заданий, которая бы удовлетворяла требованиям безопасности атомной станции. Так, по-видимому, начальник смены КИПиА может проводить работы на системах аварийной защиты без подписанного предварительно начальником смены блока соответствующего рабочего задания. Здесь нарушается принцип персональной ответственности за эксплуатацию блока. Недостатки процедуры переключений проявились также в том, что проверка аварийной защиты "автоматика ГЦН" должна была проводиться параллельно с ревизией предусилителей камер промежуточного диапазона.

Вместе с этим, отсутствуют блокировки и автоматическое управление, препятствующие неправомерному переключению диапазонов измерения нейтронного потока. Также при останове блока должен быть полностью сохранен контроль за реактивностью. У части персонала отсутствует сознание важности для безопасности осуществления постоянного контроля за ядерными параметрами активной зоны реактора в период останова.

Меры по улучшения положения.

Полномочия для проведения работ на установке не должны быть двусмысленными. Полная ответственность за проведение каждого мероприятия должна лежать на начальнике блока станции. Не разрешается проводить какие-либо работы без его согласия. Для этого необходимо разработать систему выдачи рабочих заданий и разрешений на отключения. Этому правилу должна отвечать также концепция временной последовательности проведения работ по ревизии, техобслуживанию и функциональному опробованию во время ППР.

Если бы в данном случае к началу ревизии уже была концепция проведения отдельных работ, ориентированная на безопасность, то начальнику смены КИПиА не пришлось бы переключать диапазон измерителя нейтронного потока.

На БЩУ или щите СУЗ не должно быть выключателей, которыми бы можно было переключить диапазон измерения нейтронного потока. Также как на новых ВВЭР при увеличении мощности реактора переключение должно осуществляться автоматически. Чтобы предотвратить переход в нечувствительный диапазон измерения, должна быть блокировка, которая бы при выходе параметра за контролируемый диапазон вызывала бы быстрое отключение реактора.

9.3.10. Нарушения в системе электроснабжения собственных нужд, включая надежное питание (6 кВ) от дизельгенераторов.

Обеспечение электроэнергией АЭС Грайфсвальд описано в главе 7.3.

За рассматриваемый период не было обнаружено ни одного случая, в результате которого было бы обесточивание обеих секций надежного питания и запуск всех, связанных с блоком аварийных дизельгенераторов (полное обесточивание).

Имевшие место события касались отказа питания от трансформатора собственных нужд с последующим автоматическим переключением на сеть резервного питания или, при отказе подключения на резервную сеть, запуска аварийного дизельгенератора на соответствующую секцию собственных нужд.

* Потеря рабочего питания, отказ переключения на резервное распределительное устройство 6 кВ и отказ запуска дизельгенератора, на секцию надежного питания на блоке 1 29.4.1985.
(Событие N 104/85)

Ход события:

Вследствие двойного замыкания на землю в релейной схеме управления подачей питания от блочного трансформатора собственных нужд на блочных секциях BV 1A и BV 2A произошло отключение выключателей. Автоматическое переключение блочных секций надежного питания BV 1A и BV 2A на резерв не сработало. Последующая проверка реле и выключателей, которые осуществляют это переключение недостатков не выявила. Соответствующий дизельгенератор ДГ 1A не включился на свою секцию надежного питания BV 2A. Как было установлено позже, причиной явилась ошибка в схеме управления маслососом дизеля (защита двигателя маслососа была установлена на 15 А вместо 50А). Был обнаружен также загрязненный контакт в цепи контроля запуска дизеля. По проекту запустился резервный дизель ДГ 2 и подключился на секцию надежного питания. Вследствие другого отказа реле вышло из строя аварийное освещение БЩУ-1 и отказало переключение секции 0.4 кВ BVNA (главное распределительное устройство освещения) на резервное питание.

Причины:

Отказы контактов реле объясняются недостаточным техобслуживанием реле. Неправильная работа релейных схем управления переключением питания блочных секций 6 кВ была вызвана двойным замыканием на землю в системе постоянного тока 220 В.

Компенсирющие мероприятия

Использование систем электроснабжения без заземления для систем управления или систем защиты означает, что замыкание на землю должно быть быстро обнаружено и устранено за короткое время. Если замыкание не найдено (как в описанном случае) и не устранено, то при возникновении второго замыкания может произойти неправильное срабатывание схем управления или защиты из-за удвоения напряжения у потребителей, запитанных от двух источников. Это особенно проявляется, когда сеть постоянного напряжения выполнена недостаточно разделенно, например, когда отдельные участки сети соединены линиями с диодными развязками. Необходимо обеспечить соответствующий контроль появления замыкания на землю и немедленно устранять его.

Для системы управления и защиты необходимо использовать такие типы реле, которые защищены от загрязнения (реле в колпачках).

Для двух каналов надежного электроснабжения 6 кВ имеются только три дизеля. Резервный дизель подключается на выбранную заранее или с выдержкой во времени на обесточенную секцию. Так как потребители надежного питания распределены на обеих секциях не симметрично, необходимо проверить достаточно ли при отказе одного дизеля мощность остальных дизелей для всех вариантов отключения.

9.3.11 Отказы сети надежного питания переменного тока (0,4 кВ).

На каждом блоке имеется по две секции надежного питания (SHV). При нормальном состоянии SHV снабжается от секций 0,4 кВ собственных нужд (NHV) через тиристорный выключатель. При отказе снабжения собственных нужд SHV питается от батарей. Связующим элементом между источниками электроснабжения постоянным и переменным током являются обратимые двигатели-генераторы (ОДГ). В нормальном состоянии они питают секции постоянного тока, работая как выпрямитель. При отказе переменного напряжения ОДГ в режиме инвертора питают SHV. На два блока имеется пять ОДГ, один из которых - резервный, он может быть подключен на любую из 4-х SHV двух блоков. Строгая двухканальность для системы надежного питания 0,4 кВ не обеспечивается. Потребители через сборки могут подключаться к обоим секциям SHV. Это позволяет при потере одной из секций автоматически переключать потребители на другую секцию.

Другая связь внутри системы имеется через резервный ОДГ, который один на два блока. Отрицательные эффекты возможны также при переключениях на общеканальную секцию постоянного тока (AEGHV).

Наблюдались многократные отказы одной секции SHV и один отказ обеих секций SHV. Слабым местом оказались при этом ОДГ. Особое внимание при этом следует обратить на переключение ОДГ из выпрямительного режима в инверторный режим.

* Отказ обеих секций надежного питания блока 3 с неконтролируемым отключением реактора 12.11.88.
(Событие N 205/88).

Ход события.

При обычной проверке обратимого двигатель-генератора 1С (ОДГ 1С) на БЩУ были выявлены сильные колебания напряжения на секции надежного питания 1С (SHV 1С). Поэтому ОДГ 1С был отключен, а секция SHV 1С обесточилась, т.к. для проверки подача напряжения с секции нормального питания и сети надежного питания от дизель-генераторов была заблокирована. В соответствии с проектом все потребители с шины SHV 1С переключились на параллельную шину SHV 2С. Вместо неисправного ОДГ 1С в работу был введен резервный агрегат (РОДГ С), однако силовой выключатель к секции SHV 1С был еще не включен. В это время на сборке надежного питания 31С (SUV 31С) произошло короткое замыкание на вводе от секции SHV 2С из-за ослабшей клеммы на автомате питания. Причиной ослабления клеммы послужила ошибка при монтаже. Из-за короткого замыкания селективно сработал силовой выключатель нормального питания секции. Как и следовало ожидать защитой от короткого замыкания был отключен и силовой выключатель сборки. В этом случае ОДГ 2С должен был переключиться с выпрямительного на инверторный режим. Из-за неверной настройки регулятора сработало защитное устройство ОДГ 2С и это привело к запираанию тиристора 2С. Секция SHV 2С обесточилась.

Тем самым было потеряно напряжение на обеих секциях надежного питания ~ 0.4 кВ и реактор отключился в соответствии с проектом по сигналу АЗ-1.

Показания всех измерительных приборов на БЩУ зафиксировались в состоянии на момент снятия напряжения на распределительных устройствах надежного питания. Блокировки действующие от этих приборов, стали неработоспособными. Отказали указатели положения кассет АРК. Персонал провел некоторые ручные переключения, которые могли быть проконтролированы только по месту. Через четыре минуты после возникновения отказа потребители были вручную включены на секцию SHV 1С и тем самым было восстановлено нормальное состояние секции.

В ходе переходного режима из-за высокого давления пара в ГПК сработали БРУ-К и БРУ-А.

Причины.

Так как система надежного питания состоит из двух каналов, при допустимом выходе из строя одной секции SHV на время, не превышающее 2 часов (УБЭ 4.6), снабжение большей части измерителей и блокировок обеспечивается другой секцией.

Но, если на оставшейся секции возникнет дефект, в результате которого она выйдет из строя, произойдет неконтролируемое отключение реактора. Следствием отказа обеих секций SHV будет потеря или отказ следующих систем:

- всей измерительной техники и тем самым всей технологической аварийной защиты (кроме автоматики ГЦН), это означает что ряд независимых блокировок АЗ-1 откажет;
- указателей положения кассет АРК и быстродействующей арматуры на системе свежего пара;
- всех потребителей сборок надежного питания (SUV), включая запитанные от них приводы;
- блокировок насосов аварийного ввода бора, насосов аварийной питательной воды и насосов спринклерной системы.

При совпадении этого события с течью в первом или втором контуре, контроль реактора отсутствовал бы, т.к. все показывающие приборы уже не функционировали. Так как величина нейтронного потока снизится за пределы энергетического и промежуточного диапазонов и потеряно управление ионизационными камерами, то при этих нарушениях не контролируются также изменения реактивности.

Единственными защитными системами, еще сохраняющими свою работоспособность, остаются механически срабатывающие предохранительные клапаны компенсатора давления, предохранительные клапаны парогенераторов и работающие на масле гидравлические системы турбин.

Из-за неправильной настройки контура управления ОДГ после короткого замыкания на сборке произошел отказ секции надежного питания. Проблемы селективности возникали и во время других событий. Чтобы предотвратить отключение ОДГ при коротких замыканиях у потребителей SHV вблизи и вдали генератора были проведены испытания для оптимизации параметров регулирования при забросах напряжения и повышении стабильности ОДГ.

Меры по улучшению положения.

Несмотря на измененные параметры настройки отказ распределителей надежного питания не исключен и в будущем. Уязвимыми местами являются;

- двойная функция ОДГ (в нормальном случае - выпрямитель, в

- случае отказа инвертор);
- ограниченное резервирование системы;
- подверженные помехам компоненты.

Из-за недостаточного резервирования при работе реактора на мощности нельзя производить отключение какого-либо распределительного устройства надежного питания.

Необходимо добиться разделения функции инвертора и выпрямителя, используя различное надежное оборудование. Это может повлечь за собой изменение структуры системы надежного питания, например, снабжение OGN осуществить через выпрямитель от секции аварийного питания NHV, минуя секцию надежного питания SHV, а снабжение SHV через инвертор от OGN.

- * Многократные отказы одного ОДГ с отключением блока 2 между 5.10 и 26.10.1980 и сборка специальных схем подключений для под держания режима работы на мощность.
(Событие N 258/80 и N 270/80).

Ход процесса.

В указанных выше событиях ОДГ 2В на втором блоке, отказывал 5 раз. Причина не была обнаружена, предполагалась ошибка в регуляторе возбудителя, т.к. отказы указывали на возникновение повышенных напряжений. При том четыре раза отказывала секция надежного питания 2 В (SHV 2В) и одновременно два раза общестанционный щит постоянного тока ОЩПТ А. Из-за повышения напряжения 4 раза наблюдался отказ блоков питания (срабатывание предохранителей) системы измерения нейтронного потока (один раз сразу на обоих блоках, по разу на блоке 1 и блоке 2). 5.10.80 г. одновременно сработали выключатели со стороны постоянного и переменного токов ОДГ 2В и резервного ОДГ А. Следствием этого явился отказ всех блоков питания системы измерений нейтронного потока блока 2 и отключение реактора АЗ-1. Резервный двигатель-генератор ОДГ А использовался вместо рабочего преобразователя ОДГ 2А (ОДГ 2А был перенесен на 4 блок). Кроме того сработал силовой выключатель общестанционной батареи АЕВ А и обесточил секцию А ОЩПТ. Так как общестанционная батарея соединена с обоими блоками, то и на блоке 1 отключились 4 канала измерения нейтронного потока. Так как при этом не сформировался сигнал 2 из 3, блок 1 остался единственным работающим на мощности (блоки 3 и 4 были выведены из работы). По условиям надежной эксплуатации УБЭ (п. 4.8) после отказа ОЩПТ оба блока с максимально возможной скоростью должны быть переведены на минимально контролируемую мощность. Секция ОЩПТ А была обесточена 12 мин.

После четвертого и пятого отказов ОДГ 2В оперативный штаб давал указания продолжать работу блока 2 на мощности. Работа на мощности только с одним ОДГ по УБЭ п. 4.5 разрешена в течение не

более двух часов. Поэтому была собрана "специальная схема переключений" в сети собственных нужд 6 кВ: блочные секции BV2 и BV6 6 были отделены от BV1 и BV5 и запитаны от резервного питания и от соответствующего дизель-генератора системы надежного питания. Дизели работали в четвертом случае примерно 8 часов, потом в пятом случае примерно 9 часов. Только четыре дня спустя, после пятого случая, специальная схема переключений была разобрана, т.к. заранее предполагалось понижение мощности.

Причины.

В трех случаях стремление работать на мощности преобладало над соблюдением требований ядерной безопасности. Два раза при этом собирались "схемы специальных переключений", чтобы иметь возможность продолжения работы на мощности. В одном случае блок 1 должны были бы отключить.

При повторении случаев отключения какого-либо ОДГ, даже не зная точно причину отказа, нужно было бы превентивно заменить электронику регулятора возбудителя в шкафу автоматики ОДГ.

При неразделенной между блоками системе постоянного тока отказы на одном блоке могут сказываться на работе другого блока. Разделение электрооборудования блоков срочно необходимо.

Меры по улучшению положения.

Ядерная безопасность АЭС имеет обязательное преимущество перед работой на мощности. Поэтому условия безопасной эксплуатации должны строго выполняться.

ОДГ и их схема управления уязвимы для отказов. Исходя из этого необходимо значительно переработать распредустройства надежного питания (смотри событие от 12.11.88: отказ обеих SHV).

9.3.12. Нарушения в системе бесперебойного питания (система постоянного тока 220 В).

Схема бесперебойного снабжения постоянным током описана в главе 7.3.

Из-за исполнения схемы постоянного тока (одна секция используется блоком, другая – двумя блоками сразу) и использования в ней ненадежных вращающихся ОДГ за рассмотренный период произошли различные нарушения и отказы.

Ниже описываются два события.

- * Отказ секции щита постоянного тока Д (ЩПТ-Д) на блоке 4 5.1.1980.
(Событие №. 7/80)

Ход события.

Секция постоянного тока собственных нужд (ОЩПТ С) блоков 3 и 4 питается от двух вращающихся обратимых преобразователей ОДГ 2С (блок 3) и ОДГ 1Д (блок 4). Преобразователь LMG С находится в резерве. Перед наступлением события ОДГ 1Д был выведен из работы на ревизию, а РОПГ С вводился в работу. При синхронизации произошла потеря возбуждения РОПГ С, что привело к отключению преобразователя защитой максимального тока. Одновременно неселективно сработал силовой выключатель блочной батареи ББ. Так как преобразователь ОДГ 1Д был выведен из работы, секция щита постоянного тока ЩПТ-Д (блок 4) обесточилась. Три минуты спустя вручную был включен силовой выключатель и на секцию ЩПТ-Д было вновь подано напряжение. Во время перерыва в подаче напряжения в соответствии с проектом произошло отключение реактора аварийной защитой АЗ-1 (сигнал потери напряжения на 2 из 3 комплектов приборов формирования сигналов аварийной защиты). В течение этих трех минут частично или полностью бездействовали важнейшие устройства систем безопасности и защиты оборудования:

- отсутствовала возможность управления силовыми выключателями 6 кВ и выключателями 0,4 кВ, всех секций 0,4 кВ;
- отказала большая часть указателей состояния насосов, силовых выключателей и арматуры;
- отсутствовала возможность быстрого отключения с БЩУ турбин 7 и 8;
- отсутствовала возможность отключения основных насосов питательной воды;
- отсутствовала возможность автоматического запуска в случае необходимости следующих систем безопасности:

насосов аварийного ввода бора;
аварийных питательных насосов;
спринклерных насосов;

- отказала схема управления предохранительными клапанами компенсатора давления (возможность механического открытия сохранялась).

Однако, вся измерительная техника была во время события работоспособна (запитана от 380 В).

Когда, три минуты спустя, снова было подано напряжение, вручную были закрыты стопорные клапаны турбин и проведено отключение от сети. Насосы аварийного ввода бора запустились из-за

низкого уровня в КД автоматически. В соответствии с понижающимся давлением острого пара стерегущий регулятор закрыл регулирующие клапаны турбин.

Причины.

Причиной отказа возбудителя резервного ОДГ были ненадежные контакты реле (открытое исполнение, загрязнение).

Неселективное срабатывание основного выключателя питания батареи было обусловлено неудовлетворительной настройкой токовой защиты.

Во время потери постоянного тока насосы аварийной питательной воды и спринклерные насосы могли быть включены вручную с БЩУ, это не относится к насосам аварийного ввода бора. Автоматическое подключение, в принципе, было невозможным.

Меры по улучшению положения.

Чтобы свести до минимума вероятность наступления, а также возможные последствия, рассматриваемого случая требуется раздельное снабжение блоков постоянным током. Для этого предлагается;

- увеличение числа каналов, т.е. наличие на каждом блоке по два подлинно независимых канала надежного питания постоянным током (разделение ОЩПТ и установка на каждом блоке по две батареи);

- снабжение каждой блочной батареи двумя резервируемыми выпрямителями; этим мог бы быть устранен недостаток мгновенного включения (4 ОДГ и один, подключаемый по выбору, резервный ОДГ);

- оборудование, важное для безопасности при отказе одной секции постоянного тока должно оставаться работоспособным. Для этого необходимо разделенное диодами двойное питание для потребителей, которое раньше снабжалось только от одной секции ЩПТ.

* Отказ защиты турбины турбоагрегата 8 на блоке 4 08.07.86
(Сообщение №. 169/86)

Ход события.

Из-за эксплуатации турбоагрегата с сильной течью пара, контрольно-измерительные приборы и аппаратура (КИПиА) вынуждены были закрыть брезентом и жестью. Блок 3 был отключен на капремонт. Блочные распреустройства постоянного тока ЩПТ-С (блок 3) и ЩПТ-Д (блок 4) а также межблочное распреустройство постоянного тока (ОЩПТ) работали по штатной схеме, т.е. имелось гальваническое соединение между всеми тремя главными распреустройствами с диодными развязкам.

На БЩУ появился сигнал замыкания на землю на ЩПТ-Д, а также сигнал потери напряжения на поле Р9. Отключился защитный автомат питания защиты турбины ТГ8. Так как многократная замена защитного автомата осталась безуспешной, начали искать дефект. Измерения показали, что питание со ЩПТ-Д осуществлялось переменным током 170 В. Затем, с целью поиска замыкания на землю были разделены сети постоянного тока между блоками и определена зона замыкания. Первая "земля" (минус по отношению к земле), была обнаружена на реле схемы управления насосом на береговой насосной, вторая "земля" (плюс по отношению к земле), приведшая к короткому замыканию, была на соединительном кабеле автомата безопасности ТГ8. Причиной замыканий стали течи пара на турбине. Поиски замыканий на землю успешно завершились примерно через 8 часов. Причина подачи переменного напряжения была обнаружена только на следующий день. Она объясняется неправильными соединениями при монтаже из-за ошибки в чертеже. Вследствие этого переменное напряжение (управляющее напряжение) 220 В было подано в сеть постоянного тока.

Причины.

Через час после начала события до разделения сетей постоянного тока и повторного включения защиты турбины был выведен из работы сигнал понижения давления (Б 3.5 МПа) в первом полуколлекторе свежего пара (закрытие БЗОК при разрыве коллектора свежего пара). Это было нарушением условий безопасной эксплуатации.

Сразу же при поступлении сигнала о замыкании на землю необходимо было начинать его поиск (в данном случае имело место промедление).

При поступлении сигнала о замыкании на землю и срабатывании автомата защиты необходимо было провести разделение питания блоков по постоянному току (это было сделано, но с промедлением).

Меры по улучшению положения.

Необходимо создать независимые сети постоянного тока для каждого блока путем установки дополнительных блочных батарей. Это означает, что вместо ОЩПТ необходимо установить по две связанных с блоком батареи и исключить поперечные связи между блоками.

Однако, остаются недостатки, связанные с эксплуатацией сетей без заземления. Из этого и других имевших место происшествий следует, что необходимо внедрить схемы управления, работающие на низком напряжении с заземлением.

9.4. Рекомендуемые компенсирующие мероприятия.

Хотя отдельные рассмотренные события бывают и на других установках, их частота на АЭС "Грайфсвальд" требует срочного выполнения технических и организационных мероприятий. Чтобы добиться действительного улучшения, надо на основе проанализированных переходных режимов и событий относящихся к безопасности внедрить следующие мероприятия в части ведения эксплуатации, технологии, электротехники, измерений и автоматики, строительства.

9.4.1. Первоочередные мероприятия.

Технология.

- Улучшение концепции регулирования для управления быстрыми переходными процессами с изменением мощности.
- Внедрение автоматического снижения мощности реактора при отказе нескольких насосов системы основной питательной воды.
- Автоматическая быстрая остановка реактора при полной потере основной питательной воды.
- Улучшение регулирующих клапанов, а также системы регулирования питательной воды.
- Монтаж поперечных связей систем аварийной питательной воды всех четырех блоков с дистанционно управляемой и защитной арматурой.
- Переоснащение арматуры управляемой по месту на дистанционно управляемую с БЩУ для улучшения локализации течей во втором контуре (объем и способ выполнения должны быть уточнены).

Измерительная техника.

- Надежное измерение уровня в парогенераторах для сигнала АЗ по понижению уровня.

- Имеющиеся сигналы на пуск аварийных питательных насосов сделать многоканальными.

- Введение блокировки против хрупкого разрушения корпуса реактора.

- Проверка возможности создания аварийной защиты реактора по сигналу высокого уровня в компенсаторе и, если возможно, ее реализация.

- Проверка датчиков систем важных для безопасности 1 и 2 контуров на работоспособность при авариях.

- Логика срабатывания и подключения ГЦН должна быть пересмотрена так, чтобы обеспечивалось отключение не более одного ГЦН.

- Установка прибора непрерывного измерения борной кислоты.
- Создание автоматики для ограничения вводимой реактивной мощности, например, ограничения количества подаваемого в 1 контур чистого конденсата.
- Создание системы обнаружения течи.
- Выполнить автоматику не допускающую отключение блокировок при нормальной эксплуатации, например, в период пуска. Если это невозможно сделать на имеющейся технике, использовать ключи отключения блокировок с замками, которые заперты при нормальной эксплуатации.

Дополнительно для каждого выключателя должна быть четкая сигнализация на щитовом табло, чтобы эксплуатационный персонал в каждый момент времени мог иметь информацию о положении выключателей. Такое решение имеет смысл, если эксплуатационный персонал может получить ключи в случае необходимости только от сменного инженера по безопасности. Тем самым будет исключено, что во время переходного процесса эксплуатационный персонал выводом сигнала срабатывания нарушит автоматические действия защит.

- Автоматическое переключение измерительных диапазонов нейтронного потока при пуске реактора. Как промежуточное решение могло бы рассматриваться введение АЗ-1 при достижении границ контура нейтронного потока (следует еще уточнить).

Принимая во внимание, объем и сложность предлагаемых изменений в измерительной технике, необходимо проверить, можно ли их выполнить на базе имеющихся на АЭС Грайфсвальд систем и оборудования (постоянное напряжение 220 В для управления релейной техникой, переменное напряжение 380 В для измерительной техники).

Если на переходной период сохранить имеющуюся технику, требуется создать независимое приборное обеспечение для аварийных случаев.

Электротехника

- Проверка достаточности уровней защиты электроустановок (двигателей, вторичных распределительных устройств, датчиков) в машинном зале;
- Составление реалистических балансов мощности для установок надежного питания и, в случае необходимости, выполнение необходимых мероприятий (например, четвертый дизель, повышение емкости батарей);

- Строгое разделение каналов в системе надежного питания постоянным током 220 В с использованием двух блочных батарей и секций (поперечные связи с соседним блоком только в случае аварии);
- Замена ненадежных обратимых двигатель-генераторов на отделенные друг от друга выпрямители переменного тока и преобразователи постоянного тока;
- Уменьшение связей в системе надежного питания напряжением 380 В, по возможности, строгая связь потребителей с одним распределительным устройством;
- Обеспечение резерва преобразователей постоянного и выпрямителей переменного тока с целью получения возможности отключения агрегатов для ремонтов или ревизий;
- Улучшение способов определения замыкания на землю и его локализации.

Режим работы, административные мероприятия

- Регламентирование транспортных операций с кранами реакторного и турбинного залов при работе блока.
- Переработка эксплуатационных инструкций в связи с уточнением порядка для всех эксплуатационных операций.
- В инструкциях по эксплуатации должно содержаться наглядное представление о состоянии включений и величинах процесса при останове и работе систем блока.
- Улучшение систематических анализов опыта эксплуатации.
- Улучшение внутренней организации работ для оптимизации процесса учета опыта эксплуатации.
- Прекращение обмена сменами между отдельными блоками без основательного обучения.
- Введение новой системы допуска персонала к работам и отключениям оборудования на ремонт, с целью лучшей координации работ между персоналом смены и службами радиационной безопасности, пожарной безопасности, ремонта и специальными службами.
- Обеспечение немедленного останова блока при выходе из строя одного из двух главных распределительных устройств надежного питания.
- Переработка эксплуатационных инструкций, принимая во внимание:

- а) улучшение проверок после выполненных ремонтов
- б) оптимизацию способов ремонтов и планов ревизий
- в) необходимость выполнения мероприятий с изменениями на оборудовании важно для безопасности только после основательной подготовки и согласования, а также их проверку после внедрения.
- г) предотвращение деблокирования аварийных сигналов в системе аварийной защиты при работе на мощности с целью избежания срабатывания аварийной защиты.
- д) поддержание функциональной работоспособности необходимых для обеспечения безопасности средств контроля систем и оборудования при любых состояниях блока (в том числе во время ревизий и пуска).

9.4.2. Перспективные необходимые мероприятия

Технология, строительная техника

- Обеспечение независимой подачи аварийной питательной воды.
- Уменьшение коррозионного износа во втором контуре, в том числе за счет оптимизации трассировки трубопроводов.
- Проверка возможности разделения машзалов.

Техника управления

- Замена имеющейся техники управления на технику, работающую на низком напряжении с заземлением.
- Устранение с блочного щита ключей вывода защит. Необходимый вывод защит, когда это возможно, следует автоматизировать (вывод во время пуска).

Режим работы, административные мероприятия.

- Переработка всех инструкций по эксплуатации.

10. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

10.1. Оценка результатов

Предварительная оценка обеспечения безопасности системами АЭС и защиты установки от внешних воздействий была сделана в опубликованном первом промежуточном отчете в феврале 1990 г. При этом по сравнению с действующими в настоящее время в ФРГ требованиями к технике безопасности почти во всех сферах были обнаружены недостатки различного порядка.

Начатые исследования были продолжены во втором промежуточном отчете. При этом установленные недостатки были более подробно рассмотрены и исследовалось, в какой мере они могут компенсироваться преимуществами станции, улучшениями и организационно-административными мероприятиями. Основной задачей исследований явилось рассмотрение технического проекта систем АЭС, важных для безопасности, и оценка эксплуатационного опыта.

Исследования показали, что обобщение эксплуатационного опыта имеет важное значение. Оценки последних 5 лет показывают пониженную частоту важных для безопасности событий, подлежащих немедленной регистрации. Однако очевидно, что инструкции по эксплуатации в части дифференцированного описания определенных действий не соответствуют международным требованиям. Кроме того, в рассмотренный период времени 10 лет были повторно установлены нарушения правил по безопасности. Примерами этому являются:

- недостаточный контроль оборудования после проведенного ремонта;
- неполные испытания на важных для безопасности системах после выполненных изменений;
- блокировка технологических защит в системе АЗ во время работы на мощности для предотвращения их срабатывания;
- неполная работоспособность необходимых для контроля состояния станции КИП и систем контроля во время ревизии и режима пуска;
- дальнейшая эксплуатация установки на полной мощности с течью в системе очистки первого контура вне системы герметичных помещений.

Кроме того, были установлены недостатки в систематическом определении причин событий и во внедрении полученных знаний в эксплуатационную практику.

В целом оценка показывает, что в культуре безопасности атомной электростанции Грайфсвальд имеются значительные недостатки.

Поэтому всеми участвующими должны немедленно предприниматься меры, которые исключают повторение нарушений. Кроме того, необходимо пересмотреть эксплуатационную структуру производства, ремонта, контроля и техники. С целью улучшения должны оцениваться опыт и практика АЭС в ФРГ. Для этого необходимо также интенсивно использовать сотрудничество в рамках WANO.

10.2.Рекомендуемые компенсирующие мероприятия.

Исследования показали, что установленные технические недостатки по безопасности требуют почти во всех случаях компенсирующих мероприятий. Это касается как технических изменений и реконструкций систем и установок, так и улучшения эксплуатации и режима работы.

Необходимые в целом компенсирующие мероприятия оценивались и распределялись по следующим категориям.

Категория 1:

Мероприятия, которые непосредственно необходимы, чтобы достичь достаточного уровня безопасности для краткосрочной дальнейшей работы (около 2 лет).

Мероприятия были получены из эксплуатационного опыта и исследований систем АЭС, когда исходные события с учетом возможности их возникновения с достаточной надежностью не могут быть преодолены с помощью существующих систем и предусмотренного режима работы. Эти мероприятия должны немедленно выполняться.

Категория 2:

Мероприятия, которые необходимы, чтобы достичь достаточного уровня безопасности для временной дальнейшей работы. Эти мероприятия должны осуществляться по возможности быстро, но в пределах двух лет после повторного пуска, чтобы позволить дальнейшую работу.

Категория 3:

Мероприятия, которые необходимы, чтобы достичь достаточного уровня безопасности для долгосрочной дальнейшей работы. Эти мероприятия считаются необходимыми, чтобы привести уровень безопасности станций к международному уровню. Они должны исходить из обширных исследований по безопасности и включают также установление

и анализ предполагаемых проектных аварий.

В каждой категории были обобщены мероприятия со следующих точек зрения:

- технология;
- техника управления;
- электротехника;
- режим работы, административные мероприятия;
- сооружения;
- система герметичных помещений;
- пожарная защита;
- защита от наводнения.

При детальном планировании и подготовке отдельных мероприятий следует тщательно проверить, не приводит ли введение мероприятий к нарушению безопасности.

Результаты и выводы исследований были обсуждены 22-23 мая 1990 г. в Москве с советскими экспертами Министерства атомной энергетики и промышленности, ИАЭ им. И.В.Курчатова, проектировщиками и изготовителями установки. Советская сторона представила при этом заключение, которое в основном совпадает с оценками, данными в отчете. Однако по отдельным мероприятиям сохранились различные точки зрения, касающиеся отнесения к категориям. Заключение представлено в Приложении ко второму промежуточному отчету.

Ниже приводится перечень всех технических мероприятий, выработанных на основе прежних исследований, и дается их детальная раскладка на категории I, II, III. При этом указывается в каком разделе эти мероприятия упоминаются.

* Категория 1

Технология

1. Замена насосов ЕП 50 на насосы ЦН 65 в зависимости от анализов по компенсации течи Ду 32 одним насосом и течи Ду 200 4 насосами, возможно, отнесение на более долгий срок (разделы 5.6; 7.6.2).

2. Обеспечить надежное энергопитание насоса заполнения реактора Р36 и насоса бассейна выдержки Р17 для длительной подпитки при низком давлении. Для этого необходимо экспериментально определить производительности (раздел 7.6.2).

3. Предусмотреть независимый от системы аварийного расхолаживания подогрев бака аварийного бора (раздел 7.6.2).

4. Обеспечить проектные условия для среды около аварийных и спринклерных насосов (изоляция трубопроводов с нагретой аварийной водой) (раздел 7.6.2).

5. Предусмотреть запираемую поперечную связь напорных коллекторов систем аварийного расхолаживания соседних блоков (в пределах двойного блока), а также установить отделённый в пространстве насос обратной подачи аварийной воды (раздел 7.6.2).

6. Предупреждение закупорки обратного трубопровода из прямка путем улучшения приемного устройства прямка (раздел 7.6.2).

7. Запираемая поперечная связь между напорными трубопроводами аварийной питательной воды блоков 1-4 с дистанционными защищенными приводами арматур с дополнительным патрубком для присоединения шланга (раздел 5.6; 7.6.3; 9.3).

8. Обеспечить возможности подпитки в трубопроводы сдвух ПГ через пространственно разделенный от отметки 14,7 м трубопровод, также с дополнительным патрубком для шланга (раздел 5.6; 7.6.3).

9. Установить насос с независимым приводом для аварийной подпитки парогенераторов из баков деионата (разделы 5.6; 7.6.3).

10. Создать возможность подпитки ПГ из деаэратора при наличии перепада давления (глава 5).

11. Обеспечить запираемую поперечную связь с напорной стороны насосов системы технической воды обоих двойных блоков с возможностью подключения передвижных насосов (разделы 7.6.4; 8.3).

12. Установить дренажный насос в береговой насосной станции технического водоснабжения с автоматическим включением при присутствии воды (раздел 7.6.4).

13. Улучшить охлаждение дизельных генераторов созданием независимой охлаждающей системы (раздел 7.6.7).

14. Перевод охлаждения не менее двух резервных трансформаторов на охлаждение воздухом (раздел 7.6.7).

15. С целью предотвращения непосредственного выхода теплоносителя первого контура в реакторный зал (байпас системы герметичных помещений) найти конструктивное решение для разделения уплотнения установки СВО-1 и системы герметичных помещений в зоне загруженных патрубков ионообменных фильтров (глава 7.3.6).

16. Уменьшить количество открытых при эксплуатации арматур (вытяжные клапаны) вентиляции небольшой установки В-2 до минимально необходимого для поддержания небольшого вакуума в системе герметичных помещений. Остальные вытяжные клапаны должны закрываться до ввода в эксплуатацию и страховаться от открытия, причем, необходимо проверять их плотность. Закрытие арматур должно происходить таким образом, чтобы при необходимости после аварии была возможна вентиляция системы герметичных помещений. Открытые арматуры должны защищаться от попадания инородных тел, которые могут препятствовать их закрыванию (разделы 6.5.1; 7.6.5, замечания СССР).

17. Помещения с датчиками, в которых установлена аппаратура контроля при авариях, должны быть защищены дополнительной быстрозакрывающейся арматурой от воздействия пара (раздел 7.6.5).

18. Должно быть достигнуто снижение реальной скорости течи системы герметичных помещений при пуске блоков до около $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ улучшением ремонтных работ или оснащением дополнительными уплотнениями. Это значение было уже достигнуто на блоке 1 при испытательном давлении 1,25 бара (раздел 6.5.1).

19. Провести анализы образования языков холодной воды, исходя из проведенного в Финляндии для станции Ловииза изучения несимметричных переходных процессов с переохлаждением (раздел 5.6).

Техника управления

1. Предусмотреть автоматическое управление резервным насосом и арматурой в третьем канале спринклерной системы в случае отказа одного насоса или неоткрытия одной арматуры.

2. Провести мероприятия по повышению независимости и контролю цепей управления систем безопасности с широким учетом критерия единичного отказа, особенно для управления насосами аварийной подпитки (разделы 7.6.; 9.3.3, СССР).

3. Обеспечить протоколирование хода аварии.

4. Создать независимые аварийные измерительные цепи в отделенных от блочного щита помещениях датчиков, которые, по меньшей мере, регистрируют давление, температуры в первом контуре, уровни в компенсаторе объема и в парогенераторах; основные радиологические параметры (разделы 7.6.6; 9.3.9).

5. Проверить важные для безопасности датчики в первом и во втором контуре на устойчивость к условиям аварий (разделы 7.6.6; 9.3.9).

6. Ввести блокировку для обеспечения защиты от хрупкого разрушения при температурах ниже критической температуры хрупкости в процессах пуска, останова, гидроиспытаний (разделы 4.3; 7.6.6; 9.3.4).

7. Реализовать автоматическое снижение мощности реактора при отказе отдельных питательных насосов (раздел 9.3.2).

8. Предусмотреть автоматическую остановку реактора при полной потере основной питательной воды (разделы 7.6.1; 9.3.2).

10. Обеспечить надежное измерение уровня в ПГ и ввести критерий остановки реактора по снижению уровня хотя бы в одном ПГ (разделы 5,6; 7.6.1; 9.3.3).

11. Проверить необходимость срабатывания аварийной защиты при высоком уровне в компенсаторе объема и, в случае необходимости, ввести АЗ (раздел 9.3.4).

12. Оптимизировать уставку для критерия "низкий уровень в компенсаторе объема" для отключения реактора и включения насосов аварийного расхолаживания (разделы 5.6; 7.6.6).

13. Оптимизировать уставку для критерия "высокое давление в первом контуре" (уменьшение значения срабатывания для АЗ-3 и введение дополнительно АЗ-2) (раздел 5.6).

14. Улучшить регулирование при разгрузке станции на соответствующий уровень мощности при отказе одного или обоих турбоагрегатов, по возможности, без срабатывания систем безопасности (отключения реактора, аварийного охлаждения) (разделы 7.6.6; 9.3.1).

15. Установить дополнительные сигнализаторы воды в помещении аварийных насосов и в насосной системе технической воды (раздел 7.6.6).

16. Предусмотреть сигнализацию недопустимых состояний включения ГЦН относительно мощности реактора (разделы 7.6.6; 9.3.7).

17. Предусмотреть автоматические мероприятия для обеспечения реактивности, необходимой для остановки реактора (раздел 9.3.8).

18. Если нельзя при сохранении примененной техники автоматизировать отключение защит, как например, отключение ряда защит при пуске, тогда возможны выключатели, которые при нормальной эксплуатации заблокированы. Дополнительно для каждого выключателя защит должно существовать однозначное показание на щите, чтобы оператор реактора, начальник смены в любое время мог судить о состоянии выключателя защит. Это решение имеет значение только тогда, когда в случае необходимости обслуживающий персонал может получить ключ только от дежурного инженера, отвечающего за безопасность. Этим исключается, что во время переходного процесса обслуживающий персонал предотвратит автоматические защитные действия отключением критериев срабатывания. (разделы 7.6.1; 9.3.9).

19. Предусмотреть автоматическое переключение диапазонов измерения нейтронного потока реактора. Как промежуточное решение возможно предусмотреть АЗ -1 при нижней границе нейтронного потока (раздел 9.3.9).

20. Улучшить обнаружение течи и ее местонахождение для всех систем, где возможны большие течи или разрывы (разделы 4.3; 7.6.6; 9.3.5).

Электротехника

1. Устранить связи между блочными секциями BV7 и BV46 а также между BV7 и BV8, обеспечив строгое отнесение главного циркуляционного насоса ГЦНЗ к BV3 и ГЦН2 к BV7 (раздел 7.6.7).

2. Составить реалистические балансы мощности для установок надежного питания и, в случае необходимости, выполнить необходимые мероприятия (например, 4-ый дизель, повышение ёмкости батареи) (разделы 7.6.7; 9.3.10).

3. Строго разделить ветви надежного питания постоянным током 220 вольт с применением двух блочных батарей и секций (поперечные связи с соседним блоком только в случае аварии) (разделы 7.6.7; 9.3.10; 9.3.12).

4. Заменить ненадежное или требующее трудоемкого ремонта оборудование как обратимые мотор-генераторы (применить статические преобразователи переменного тока и зарядные выпрямители) (разделы 7.6.7; 9.3.11).

5. Ликвидировать связи в распреустройствах надежного питания на уровне напряжения 380 вольт (разделы 7.6.7; 9.3.11).

6. Обеспечить достаточный резерв преобразователей переменного тока и выпрямителей с целью возможности отключения агрегатов для ремонта и ревизии (разделы 9.3.11; 9.3.12).

7. Улучшить пространственное разделение важных для безопасности кабелей или выполнить компенсирующие мероприятия (разделы 7.6.7; 8.2.5).

8. Предусмотреть отдельные дополнительные кабельные трассы для электроснабжения аварийных подпиточных насосов и аварийных питательных насосов (СССР).

9. Проверить и, в случае необходимости, улучшить программы подключения потребителей надежного питания в части преимущества ручных команд, блокировки автоматических действий для важных с точки зрения техники безопасности потребителей во время эксплуатации дизельного агрегата и условий окончания эксплуатации дизельного агрегата (раздел 7.6.7).

Организация эксплуатации и административные меры

1. Ввести пятую смену исключительно для целей повышения квалификации и тренировки (раздел 7.6.8).

2. Обеспечить постоянное присутствие опытного высококвалифицированного инженера по безопасности на площадке АЭС для поддержки сменного персонала при незапланированных ситуациях (раздел 7.6.8).

3. Создать аварийную службу поддержки из специалистов с оснащением соответствующими средствами оповещения (раздел 7.6.8).

4. Переработать инструкцию по ликвидации аварий с учетом эргономических принципов оформления с целью быстрого получения однозначных указаний для действий обслуживающего персонала, а также включения и уточнения действий при определенных событиях, например, при распознавании течей и поведение при их возникновении или угрозе развала энергосети (раздел 7.6.8).

5. Разработать указания для действий при авариях, протекающих не в соответствии с проектом, например, при течи парогенератора с отказом ГЗЗ на петле первого контура дефектного парогенератора, выходом из строя устройств аварийного охлаждения при авариях с течью или их вспомогательных систем, таких как системы технического водоснабжения и промежуточного охлаждающего контура, течи в соединительных трубопроводах первого контура, выходящих из системы герметичных помещений, выходе из строя системы отвода тепла второго контура (раздел 7.6.8).

6. Регламентировать перевозки кранами в реакторном отделении, в машинном зале и в насосной техводе над работающими частями установок (разделы 7.6.8; 8.3; 9.3.6).

7. Многократно обходить (несколько раз в смену) систему технической воды, особенно после ремонта (раздел 8.3).

8. Во время работы на мощности не должно проводиться никаких ремонтных работ, предусматривающих открытие трубопроводов с потенциальной опасностью затопления помещений (раздел 8.3).

9. В инструкциях по эксплуатации должно содержаться наглядное представление состояния включения и величин процесса для останова и эксплуатации систем установки (раздел 9.3.8).

10. Не должно быть обмена сменами между отдельными блоками без основательного обучения (раздел 9.3.8).

11. Улучшить систему допуска персонала на работы и отключения оборудования на ремонт для лучшей координации работ между персоналом смены и службами радиационной безопасности, пожарной безопасности, ремонта и другими, в частности, для важных для безопасности систем и оборудования (раздел 9.3.9).

12. Предусмотреть немедленный останов блока при выходе из строя одного из двух главных распределителей надежного питания (изменение условий безопасной эксплуатации) (раздел 9.3.11).

13. Использовать унифицированные надписи на настенных щитах и пультах щита управления. Для этого необходимо применять единую систему обозначения установок. Надписи должны быть отчетливыми и однозначно отражать принадлежность к соответствующим системам или оборудованию (раздел 7.6.8).

14. Сравнить требования для повторяющихся проверок (испытания материала и проверка работоспособности) в программах СССР, ГДР и ФРГ (СССР).

Первый контур, находящийся под давлением

1. Корпуса реактора блоков 2 и 3 должны перед повторным пуском подвергнуться тепловой обработке для восстановления вязкостных свойств (раздел 4.1.2).

2. При операциях переключения для обнаружения течи в первом контуре может возникнуть случай, когда аварийное охлаждение производится только тремя соседними петлями. Необходимо выполнить расчет этого случая нагрузки для корпуса реактора и представить для рассмотрения (раздел 4.2).

3. Критерий заглушения трубок парогенератора переработать таким образом, чтобы наряду с глубиной дефекта учитывалась бы также длина дефекта. Привести указания для величины течи (раздел 4.3).

4. Проанализировать возможность возникновения течей и их последствия на трубопроводах свежего пара и питательной воды, а также на относящихся к этим системам емкостях (раздел 4.3).

Противопожарная защита

Раннее распознавание пожара

1. Для раннего распознавания опасности пожара необходимо в короткие промежутки времени (минимально дважды в смену) осматривать следующие участки установки: электротехнические производственные помещения (Е 103, Е 105, Е 107, Е 108, Е 113, Е 114); кабельные шахты и кабельные трассы, машзал, ряд опор "В" на отметке -3,6 м, В 003, А 008, кабельные трассы в машинном зале (раздел 8.2).

2. В местах расположения маслосистем ТГ и ПН, а также в помещениях распредустройств АЕНV, АЕГНV установить устройства для автоматической сигнализации о пожаре (раздел 8.2).

3. Следует проверить и в случае необходимости ввести в действие блокировку по падению давления в системе водорода генератора (раздел 8.2).

Пассивная противопожарная защита

4. Противопожарные перегородки в кабельных шахтах не обладают требуемой огнеупорностью 90 и поэтому необходимо соответствующими мерами увеличить предел огнеупорности (раздел 8.2).

5. На всех других участках немедленно проверить противопожарные перегородки и там, где не обеспечен предел их огнеупорности 90, принять меры по повышению огнеупорности (в рамках категории II). Особое внимание необходимо обратить на перегородки под распределительными устройствами и в кабельном полуэтаже (раздел 8.2).

6. Фланцы маслопроводов на участках системы питательной воды необходимо защитить кожухами для того, чтобы во время утечек масла на этих участках предотвратить неконтролируемое разбрызгивание масла (раздел 8.2).

7. Для снижения вероятности возникновения возгорания масла в области турбины необходимо принять меры, предотвращающие попадание масла в изоляцию и находящийся под турбиной кабельный канал (раздел 8.2).

8. Необходимо силовые и управляющие кабельные подводы к аварийным питательным насосам в области машинного зала защитить против воздействия пожара на кабельные трассы для обеспечения предела их огнестойкости как минимум 30. Необходимо селективной защитой предотвращать короткие замыкания, могущие привести к возгоранию кабеля (раздел 8.2).

9. В качестве результата систематической оценки требуется улучшение пространственного разделения отдельных каналов систем безопасности и их кабельных соединений. В качестве краткосрочной меры необходимо разделить каналы системы надежного снабжения постоянным током. Необходимые для этого противопожарные мероприятия должны быть выработаны на месте, исходя из детальной оценки (раздел 8.2).

10. Необходимо осуществить проверку требуемых параметров (например, напора) сети пожарной воды согласно TGL 10685. При отклонениях от TGL 10685 следует осуществить модернизацию (раздел 8.2).

11. Необходимо исключить возможность обусловленного пожаром обесточивания всех насосов общей сети снабжения питьевой, технической и пожарной водой; в случае необходимости нужно предусмотреть соответствующую возможность водоснабжения для этой сети (раздел 8.2).

12. С помощью защитных мер предотвратить доступ посторонних в кабельные полуэтажи и с помощью административных и производственных мер по мобильному пожаротушению, например, подготовкой специальных мобильных огнетушительных средств на месте, снизить вероятность возникновения пожара и его последствия на кабельных

полуэтажах (Е102) (раздел 8.2).

13. В местах расположения маслосистем ТГ и ПН смонтировать установку для разбрызгивания воды (раздел 8.2).

14. Для всех помещений, в которых вода предусмотрена как средство пожаротушения (постоянные установки, а также мобильные средства), обеспечить, чтобы в результате разбрызгивания или подачи воды не было влияния с точки зрения безопасности на важное оборудование, находящееся по соседству (раздел 8.2).

* Категория 2

Технология

1. Установка быстродействующей системы ввода бора (в зависимости от ATWS-анализов) (раздел 7.6.1).

2. Отказаться от закрытой арматуры с электроприводом в системе аварийной подпитки, которая должна открываться в случае необходимости. При этом необходимо учитывать, чтобы не было оказано отрицательного влияния на безопасность при течах первого контура (раздел 7.6.2).

3. Установить дренажный насос в помещении насосов аварийной подпитки, размещаемый с учетом происхождения истекающей воды (техническая вода или вода аварийного охлаждения) (раздел 7.6.2).

4. Перевести охлаждение не менее чем 2 резервных трансформаторов на охлаждение воздухом (раздел 7.6.7).

5. Обеспечить возможность использования других запасов воды, таких как, например, вода теплоцентрали, техническая, питьевая и пожарная вода для снабжения ПГ питательной водой в аварийном случае (раздел 7.6.3).

6. Улучшить вентиляцию аккумуляторной для снижения температуры в помещении (раздел 7.6.7).

7. Оптимизация регулирующих клапанов питательной воды, а также системы регулирования питательной воды (раздел 9.3.3).

8. Замена управляемой по месту арматуры на управляемую дистанционно со щита управления для лучшего перекрытия течей во втором контуре (число и вид конструкции следует проверить) (раздел 9.3.6).

9. Принять меры по снижению времени закрытия вентиляционной арматуры (в первую очередь вытяжных клапанов установки В-4, Ду 1000) (раздел 6.5.1).

10. Проверки на герметичность системы герметичных помещений до сих пор осуществлялись давлением 1,25 бар. Для определения зависимости утечки от давления надо, по меньшей мере, на одном блоке провести проверку герметичности при максимально допустимом испытательном давлении (раздел 6.5.1. СССР).

11. Доказать достаточную надежность сбросных клапанов герметичных помещений (раздел 6.5.1).

12. Герметичность и прочность проходок через стены системы герметичных помещений (например, кабельные проходки) должны проверяться при проектном давлении и температуре (типовая проверка) (раздел 6.5.1).

13. Необходимо привести доказательство обеспечения долгосрочного отвода остаточного тепла из системы герметичных помещений через спринклерный охладитель. В противном случае необходимо увеличить число охладителей (раздел 6.5.1).

14. Расширить спектр проектных аварий до обрыва самого большого присоединительного трубопровода с учетом полного обесточивания и единичного отказа. Для краткосрочной эксплуатации доказать, что при условиях "лучшей оценки" не превышает 2-ой проектный предел в соответствии с ОПБ-82.

Системы управления и контроля

1. Установить систему контроля распределения плотности энерговыделения с использованием внутриреакторных детекторов (сигнализация запаса до кризиса) и отремонтировать систему измерения температур на выходе из кассет (раздел 7.6.6, СССР).

2. Смонтировать прибор для непрерывного измерения концентрации борной кислоты (раздел 9.3.7).

3. Следует проверить необходимость замены административных мер по обеспечению достаточного количества главных циркуляционных насосов ("Таблица допустимой мощности реактора"), для которых обеспечен выбег, введением автоматической блокировки (раздел 7.6.6; 9.3.7).

4. Участок между первой и второй арматурами на присоединительных трубопроводах первого контура, оборудованных моторной арматурой, необходимо проверять на протечки первой арматуры (раздел 7.6.6).

5. Сократить число внутренних защит дизельного агрегата надежного электропитания ведущих к отключению агрегата (раздел 7.6.7).

6. Ввести АЗ-3 "Высокая радиоактивность в трубопроводе свежего пара" (раздел 5.6).

Электротехника

1. Улучшить распознавание и локализацию замыканий на землю в сети постоянного тока (разделы 7.6.7; 9.3.10).

2. Проверить достаточность уровней защиты электроустановок (моторы, вторичное распределение энергии, датчики) в машинном зале (разделы 8.2.2; 9.3.6).

3. Создать систему контроля за зарядкой аккумуляторов (раздел 7.6.7).

4. Установить устройства синхронизации для выключателей дизельного генератора (раздел 7.6.7).

Организация эксплуатации и административные меры

1. Профессиональная проверка персонала блочных щитов с участием организаций, выдающих разрешение, или по необходимости с привлечением независимых специалистов (раздел 7.6.8).

2. Надежное ведение контроля за положением ручной отсечной арматуры на присоединительных трубопроводах систем низкого давления к первому контуру (например, с помощью кодированных ключей) (раздел 7.6.8).

3. Переработка производственных инструкций с введением однозначных правил для всех производственных действий (раздел 9.3.8).

4. Улучшение систематической оценки производственного опыта с учетом обратной связи (раздел 9.3.8).

Система первого контура

1. Для эксплуатации корпусов реакторов всех блоков принципиально рекомендуется использование экранирующих кассет (раздел 4.3).

2. Для корпусов реактора всех блоков необходимо проанализировать выигрыш в безопасности, вследствие переврезки подачи аварийного бора в горячую петлю (разделы 4.1.3; 7.6.2).

3. Положенные в основу доказательств безопасности случаи нагружения корпуса реактора и другого оборудования необходимо дополнить согласно требованиям разделов 4.1 и 4.2.

4. Выполнить программы измерений для уточнения числа нестационарных температурных циклов на следующих узлах оборудования:

- трубопровод впрыска КД
- соединительные трубопроводы Ду 200 между КД и первым кон-

туром (среднее изменение и, если понадобится, распределение температур по слоям) (раздел 4.2).

5. Для уточнения проектных расчетов провести измерения перемещений следующих трубопроводов:

- первого контура
- свежего пара
- питательной воды (раздел 4.2).

6. Условия проведения испытания на плотность при высоком давлении и температуре свыше 100°C (раздел 4.3) необходимо проверить.

7. Необходимо представить анализы последствий возможной аварии при гидроиспытаниях, включая воздействие на оборудование и системы соседнего блока (раздел 4.3).

8. Провести проверку наличия трещин на внутренней поверхности трубопроводов номинальным диаметром Ду 100 и Ду 200, а также проверку ультразвуком главного циркуляционного трубопровода (раздел 4.3).

9. Для использования критерия "течь перед разрушением" необходимо установить все случаи нагружения (например, вклад закрытия главных запорных задвижек и т.п.) (глава 4).

10. Проверить, нельзя ли решить проблему коррозии трубок ПГ, трубопроводов и корпусов посредством улучшения плотности конденсаторов и изменения химии воды во втором контуре (раздел 4.3).

Противопожарная защита

Раннее распознавание пожара

1. Чтобы охватить автоматической сигнализацией все пожароопасные помещения необходимо дооборудование на следующих участках установки: электротехнические производственные помещения (Е 103, Е 105, Е 107, Е 108, Е 113, Е 114); кабельные шахты и трассы в помещениях и на участках машинного зала; ряд опор "В" на отметке 3,6 м, В 003, А 008 (раздел 8.2).

2. Для всех участков необходимо предусмотреть также ручное срабатывание сигнализации (раздел 8.2).

3. Проверить возможность использования водородных детекторов в машинном зале (раздел 8.2).

Пассивная противопожарная защита

4. Для предотвращения распространения пожара в электрических производственных помещениях необходимо заменить имеющиеся там неогнеустойчивые стальные двери усовершенствованными противопожарными дверями (раздел 8.2).

5. На всех участках, где противопожарные перегородки после проведенной оценки не достигают предела огнестойкости 90 мин., необходимо принять меры по повышению огнестойкости. Особое внимание следует обратить на противопожарные перегородки под распределительными устройствами и в кабельном полуэтаже (раздел 8.2).

6. Участки кабельных трасс особо опасных в отношении пожара и пара (вдоль ряда опор "В" на отметке 3,6 м в машинном зале) необходимо защитить от возгорания масла и воздействия пара (минимум в области площадок питательной воды и подогревателей высокого давления), (раздел 8.2).

7. Чтобы ограничить распространение тепла в машинном зале при горении масла только одним блоком необходимо реализовать возможности отвода тепла и дыма, а также необходимые защитные меры в области фермы на крыше (раздел 8.2).

8. Необходимо провести дальнейшие исследования по защите важных для безопасности установок (трубопроводы свежего пара и питательной воды, аварийные насосы питательной воды) в машинном зале, а также по защите граничащих кабельных полуэтажей в средней части здания относительно воздействия крупного пожара в машинном зале или взрыва H_2 на генераторе. При этом необходимо учитывать также такие последствия, как, например, обрушение ферм крыши (раздел 8.2).

9. Относительно возможности воспламенения кабеля необходимо в рамках систематического исследования принципиально проверить возможность исключения токов короткого замыкания в силовых кабелях, которые проходят через противопожарные перегородки (раздел 8.2).

Меры борьбы с пожаром

10. Чтобы достичь быстрой и надежной ликвидации пожара во всех пожароопасных помещениях необходимо установить разбрызгивающие установки на следующих участках: кабельные шахты и трассы (AEGHV, машинный зал, E 102, E 104) (раздел 8.2).

11. Необходимо обеспечить снабжение надежным электропитанием насосов общей сети (питьевой, технической и пожарной воды) (раздел 8.2).

12. Вследствие особого значения для безопасности кабельного полуэтажа установить там стационарную газовую установку для тушения пожара (раздел 8.2).

Защита от затопления

1. Необходимо провести дальнейшие исследования относительно возможного проникновения воды в шахту реактора с внешним смачиванием реакторного корпуса и в случае необходимости разработать эффективные противозащитные меры (раздел 8.3).

* Категория 3

Технологическое оборудование и системы

1. Увеличить мощность, степень резервирования и физическое разделение устройств аварийного охлаждения и спринклерных устройств (гидроаккумуляторы, системы низкого и высокого давления, второй отвод из прямка) (разделы 6.5.2; 7.6.2).

2. Повысить мощность, степень резервирования и физического разделения системы аварийной питательной воды, сброса свежего пара, а также необходимых вспомогательных систем (разделы 7.6.3; 9.3.2; 9.3.6).

3. Повысить степень резервирования и улучшить физическое разделение в системе технической воды и промежуточном контуре АЭС (раздел 7.6.4).

4. Привести в соответствие резервирование вспомогательных систем дизельных агрегатов с резервированием и схемой включения главных агрегатов (раздел 7.6.7).

5. Уменьшить эрозионную коррозию во втором контуре, в том числе оптимизацией трассировки трубопроводов. Предотвращать отказы трубопроводов улучшением процедуры проверки (раздел 9.3.6).

6. Необходимо резервировать отсечную арматуру для трубопроводов, находящихся в связи с первым контуром и проходящих через стены системы герметичных помещений (раздел 6.5.2).

7. После аварий с потерей теплоносителя необходимо предотвратить образование воспламеняющейся газообразной смеси в системе герметичных помещений (водород). Необходимо провести исследования по ограничению локальных концентраций водорода и осуществить разработку необходимых мер по реконструкции (раздел 6.5.2).

8. В рамках обширной реконструкции достигнуть достаточного охлаждения активной зоны в случае двухстороннего разрыва ГЦТ (с

непревышением граничных значений, требуемых для эвакуации) (разделы 7.6.6; 9.3.9; 9.3.12).

9. Предусмотреть двойное отсечение всех вентиляционных трубопроводов с быстрозакрывающимися клапанами (раздел 7.6.5).

Системы управления и контроля

1. Заменить имеющиеся системы управления и контроля на выполненные с учетом действующих норм и правил (разделы 7.6.6; 9.3.9; 9.3.12).

2. Необходимо удалить со щита управления выключатели блокировок. Необходимые деблокировки, если имеется такая возможность, автоматизировать (блокировка пуска) (раздел 9.3.9).

Электротехника

1. Проверить возможность улучшения снабжения от электросети в части функциональной независимости и физического разделения (включение в объединенную электросеть, подключение к главной и резервной сети, независимое электроснабжение от сети для случая обесточивания и соединение между сетями 380 кв и 220 кв) (раздел 7.6.7).

2. Повысить резервы мощности, степень резервирования и физического разделения системы надежного электропитания (раздел 7.6.7).

Организация эксплуатации и административные меры

1. Пересмотреть все инструкции по эксплуатации (раздел 9.3.8).

2. Последовательно использовать эргономические аспекты в рамках реконструкции автоматической системы управления и контроля.

3. Приспособить имеющиеся тренажеры к специфическим особенностям реактора типа В-230, в частности, для тренировок в аварийных условиях (раздел 7.6.8).

Строительные сооружения

1. Проверить, возможно ли разделение машинных залов (раздел 9.3.6).

2. Проверить динамические нагрузки на систему герметичных помещений и на установленные в ней системы безопасности (ударные волны, струйные силы, летящие обломки и т.д.), также возможные повреждения при обрыве соединительных трубопроводов до Ду 200 (2F). Реализовать необходимые мероприятия по реконструкции (раздел 6.5.2).

3. Для расширенного спектра аварий вплоть до обрыва Ду 200 (2F) определить требуемую герметичность системы герметичных помещений. Осуществить необходимые мероприятия по повышению герметичности (раздел 6.5.2).

4. Для преодоления аварий с течами более Ду 32 функцией системы герметичных помещений является быстрое понижение давления, связанное с быстрым открытием и последующим гарантированным закрытием сбросных клапанов. Необходимо подготовить и реализовать необходимые мероприятия, гарантирующие закрытие клапанов (раздел 6.5.2).

Система герметичных помещений

Меры категории 3 еще не проанализированы.

Противопожарная защита и защита от затоплений

1. По причине трудности изменения строительных конструкций и технических условий установок с точки зрения распространяющихся внутренних воздействий первостепенное значение придается сооружению отдельной, соответствующей в отношении противопожарной безопасности современному стандарту безопасности аварийной системы (аварийное снабжение питательной водой, система технической воды, выполняющих, в случае необходимости, важные для безопасности функции аварийного охлаждения, аварийный щит, защита реактора с автоматической системой управления, электроснабжение) в отдельном здании. Эту систему необходимо в соответствующем месте так включить в имеющуюся установку, чтобы дооборудование техническими противопожарными средствами в имеющемся здании ограничивалось незначительной площадью (раздел 8.4).

10.3. Продолжение исследований

Учитывая современное состояние работ, пока еще не представляется возможным дать окончательную оценку по всем вопросам безопасности АЭС "Грайфсвальд", блоки 1–4. По ряду отдельных вопросов требуется рассмотреть дополнительную документацию. Ряд проблем и тем не смог быть рассмотрен из-за недостатка времени.

Это касается направлений исследований по оценке прочности структур здания с точки зрения техники безопасности. Кроме того, необходимо провести дополнительные исследования по поведению материалов, динамические анализы установки, касающиеся эффективности систем безопасности, и более глубокую оценку имеющегося опыта эксплуатации.

Исследования должны быть проведены на основе совместной рабочей программы Общества по безопасности реакторов и Государственного комитета по атомной и радиационной безопасности с привлечением советских и французских экспертов.

Цель проводимых исследований заключается в проверке отнесения мероприятий в категории I и II и дальнейшем уточнении этих мероприятий. Кроме того, в ходе проведения этих исследований следует дополнить и уточнить мероприятия, отнесенные к категории III и дать оценку уровню безопасности, достигаемому с их помощью.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Заключение советских экспертов по
Второму промежуточному отчёту
по оценке безопасности АЭС "Грайфсвальд",
блоков 1 - 4 (ВВЭР-440/В-230)

Заключение советских экспертов по Второму промежуточному
отчёту по оценке безопасности АЭС Грайфсвальд, блоков 1 - 4
(ВВЭР-440, В-230)

Выполненные исследования по оценке безопасности блоков 1 - 4 АЭС "Грайфсвальд" были проанализированы на рабочих встречах совместно с советскими и французскими экспертами. Дискуссии проходили вначале 3-4 мая 1990 года в Берлине и затем 22-23 мая в Москве с участием советских специалистов, представителей Министерства атомной энергетики, Института атомной энергии им. И.В.Курчатова, проектантов и разработчиков оборудования. При этом было выработано заключение советской стороны по проведенному анализу и его результатам, которое было подробно обсуждено на совместных встречах.

Ниже приводятся заключение советских экспертов по второму промежуточному отчету, заключения по специальным главам (главы 4-9) и по выводам отчета (глава 10).

* Заключение к главе 4

"Анализ состояния компонентов первого и второго контуров, находящихся под давлением".

Из рассмотрения представленного материала видно, что проделана значительная работа по анализу состояния оборудования и материалов первого и второго контуров. Оценка характеризуется объективностью и детальностью рассмотренных вопросов.

Отмеченные в отчете замечания и подлежащие дальнейшему изучению проблемы свидетельствуют о стремлении специалистов ФРГ-ГДР к дальнейшему улучшению эксплуатационных характеристик оборудования, направленному на повышение безопасности эксплуатации.

Советские специалисты одобряют все меры в вышеуказанном направлении и готовы принять участие в намеченных программах и исследованиях.

Принципиальных возражений по представленному материалу нет. Имеются ряд замечаний, уточнений и пояснений.

1. Лист... Дополнить фразу "Данная информация стала известна по результатам испытания образцов свидетелей, извлеченных из реакторов АЭС Ловииса, 2 блока НВАЭС, 2 блока АрмаЭС, 3-4 блоков Кольской АЭС и 1-2 блоков Ровенской АЭС.

2. Лист... Пункт 4.1.2. К имеющимся к настоящему времени дан-

ным по влиянию отжига на восстановление свойств будут привлечены также результаты испытаний проб, вырезанных из 1-2 блоков АЭС "Норд".

3. Лист... Пункт 4.3. дополнить последнюю фразу.. "Что касается корпусов реакторов 1-4, реализация мероприятий, включая отжиг корпусов по рекомендованным режимам, обеспечит безопасную эксплуатацию корпусов даже за пределами проектного срока". По мнению советских специалистов в реализации отжига 3 блока нет необходимости до конца кампании 1990 г.

4. Лист... Взамен рис. 4-7 дать рис. 2 из "Предложений и дополнений к "Первому промежуточному отчету по оценке безопасности АЭС "Грайфсвальд" блоки 1-4 (ВВЗР-440, 230)" Кёльн. 15.02.90.

5. Лист... Пункт 4.1.2. Советские специалисты считают нецелесообразным проведение отбора проб из металла шва корпуса реактора 3 блока АЭС "Норд" с нарушением плакировки и последующим ремонтом, так как проведенные до настоящего времени анализы подтвердили расчетные значения химсостава проб из неплакированных корпусов с достаточной точностью.

6. Лист... Пункт 4.1.5. Некондиционный режим работы был обусловлен значительными присосами морской воды в технологическом конденсаторе в присутствии кислорода. Ликвидация этого главного недостатка наряду с другими отмеченными привела к снижению коррозии.

* Заключение к главе 5

"Анализ аварийных режимов"

Советские специалисты отмечают большой объем работ, проделанный рабочей группой "Анализ аварийных режимов" по систематизации выполненных к настоящему времени в СССР и ГДР расчетов различных проектных и запроектных аварийных режимов. Следует также приветствовать мероприятия, предлагаемые на 1990 год и более поздние сроки, по выполнению уточненных расчетов по программе ATHLET и соответствующие работы по верификации программы расчета ВВЗР.

Советские специалисты выражают сожаление, что не смогли принять участие во всех обсуждениях, проводимых в рабочей группе, что могло бы способствовать более глубокому пониманию позиций сторон.

По представленным материалам хотелось бы высказать ряд замечаний, предложений и пояснений.

1. Лист... "Течь по пару Ду 90".

По нашему мнению, для охлаждения активной зоны в этом случае будет достаточно работы двух насосов. Поэтому расчеты надо продолжить и определить температурные условия твэлов.

2. Лист... Пункт 5.1.3. Первый абзац.

Требует пояснения каким образом в авариях с потерей теплоносителя второго контура после расхолаживания и включения аварийных насосов возможно срабатывание предохранительных клапанов компенсатора давления.

3. Лист... "Обрыв трубопровода свежего пара в боксе ПГ".

По блокировке 6.4.19 должен отключаться только один ГЦН аварийной петли, а не все ГЦНы, как указано в тексте.

Непонятна последовательность событий, приводящая к открытию ПК КД. По нашим представлениям в этом процессе сначала срабатывают БРУ-А, а при их отказе ПК ПГ.

4. Лист... "Разрыв коллектора питательной воды или отключение всех питательных насосов".

Режим рассматривается как недопустимый. Однако, процесс, приводящий к повреждению твэлов, не описан. Возможно, что эта авария может быть преодолена при существующих блокировках. Однако, советские специалисты поддерживают введение блокировки на срабатывание аварийной защиты по снижению уровня в ПГ.

5. Лист... "Разрыв трубопровода питательной воды между ПГ и обратным клапаном".

Повышение безопасности блоков в этом режиме может быть также достигнуто путем установки дополнительной системы аварийной питательной воды или разделением по блокировке коллектора питательной воды. Для избежания ложных срабатываний АЗ целесообразно рассмотреть вариант остановки реактора "по снижению уровня в более чем одном работающем ПГ".

Поддерживаем совмещение уставок срабатывания спринклерной системы и АЗ реактора по повышению давления в боксах (при более низком значении).

6. Общее замечание к разделу 5.1.

Успешное протекание аварии характеризуется словами "преодолевается", "компенсируется" (beherrscht и т.д.). По нашему мнению, следует уточнить, что при этом имеется в виду по отношению к степени повреждения твэлов.

Возможные следующие критерии:

- недостижение кризиса теплообмена в максимально напряженном твэле с вероятностью 95%;

- отсутствие разгерметизации твэлов (температура оболочек твэлов не превышает 600°C);
- отсутствие серьезных повреждений активной зоны, препятствующих её выгрузке (непревышение второго проектного предела в смысле ОПБ-82).

7. Листы... Дополнения к программе из 35 пунктов.

Дискуссия о мероприятиях по дооснащению и реконструкции.

В проекте АЭС В-230 при проектных авариях не допускалось возникновение кризиса теплообмена в активной зоне на поверхности максимально напряженного твэла. В современных нормах, действующих в СССР (ОПБ-82) при максимальной проектной аварии (МПА) допускается достижение 2-го проектного предела повреждения твэлов (1200°C на оболочке твэлов и т.д.).

При принятии этого критерия в качестве максимальной проектной аварии для В-230 можно было бы принять обрыв трубопровода Ду 100.

В СССР проводилось изучение вероятности мгновенного разрыва трубопроводов большого диаметра (Ду 200, Ду 500), выполненных из аустенитной стали, применительно к блокам В-230 Армянской и Кольской АЭС.

При своевременном проведении гидроиспытаний, плановых ревизий и непревышении заданного числа циклов по плановым и аварийным остановкам эти вероятности не превышают 10^{-6} 1/реакторо-год. Если исходить из международных рекомендаций (смотри Safety Series 75-INSAG-3, IAEA, 1988 г. с. 9) допустимая вероятность плавления активной зоны для действующих АЭС составляет 10^{-4} 1/реакторо-лет. Таким образом, вклад в эту величину от разрыва трубопроводов Ду 200 и Ду 500 для реакторов В-230 будет пренебрежимо мал.

Исходя из сказанного считаем, что в качестве максимальной проектной аварии после реконструкции должны рассматриваться разрывы не более Ду 200. Для окончательного выбора МПА следует привлечь экспертов по материалам.

Снижение мощности блоков или работа одного блока с остановленным для использования его систем соседним блоком представляются нам нецелесообразными. Реакторы ВВЭР-440 наиболее стабильно и устойчиво работают при номинальной мощности. Работа на мощности 50% будет неизбежно связана с большим числом отказов и снижением надежности установки. Использование систем других блоков для целей безопасности возможно и без остановки соседних блоков. Вопрос о повышении надежности аварийного расхолаживания до 1992 года, по нашему мнению, должен быть решен в рамках программы ГКАРБ (SAAS) из 35 пунктов.

В случае необходимости может быть рассмотрена замена насосов ЭП-50 на ЦН 65. Следует также поддержать изучение возможности использования имеющихся насосов низкого давления для аварийного охлаждения активной зоны.

* Заключение к главе 6

"Система герметичных помещений, как локализирующее устройство безопасности"

Из представленного материала видно, что рабочей группой проделана большая работа по оценке правильности принятой концепции проектирования системы локализации, анализу работы систем и оборудования в условиях проектных и некоторых запроектных аварий.

Предусмотренные группой мероприятия и исследования будут способствовать дальнейшему повышению безопасности эксплуатации блоков.

Советские специалисты поддерживают в качестве первоочередных мер: повышение надежности локализирующей арматуры и отсечных клапанов и мероприятия по увеличению плотности гермопомещений.

Для подготовки реконструкции считаем также весьма полезным расширение спектра исследуемых аварий, вплоть до двухстороннего истечения теплоносителя через Ду 200. Это позволит выработать требования к системе аварийного охлаждения активной зоны и спринклерной системе, снижающей давление в помещениях.

Вместе с тем, по представленным материалам хотелось бы высказать следующие предложения и замечания:

1. Для выполнения работ по п. 6.5.1 с), е) необходимо совместно с конструкторами провести детальное рассмотрение влияния режима испытаний гермозоны при давлениях выше 1,25 бар на работоспособность оборудования, состояние проходок и др. и обеспечить контролируемое увеличение параметров.

Проверка состояния проходок при проектном давлении и повышенной температуре непосредственно на блоках действующих АЭС, по-видимому, неосуществима. Такие исследования обычно проводятся на стендах.

Советские специалисты готовы принять участие в намеченных испытаниях оборудования гермозоны и в комплексных расчетных анализах, включая радиологические расчеты широкого спектра аварий с потерей теплоносителя первого контура, и в обсуждении мероприятий по повышению безопасности блоков по результатам этих расчетов.

* Заключение к главе 7

"Работа систем АЭС при различных режимах эксплуатации"

Советские специалисты констатировали, что рабочей группой "Системы АЭС" был рассмотрен широкий спектр аварийных событий, включая запроектные аварии. Расширение рассматриваемого спектра проектных событий считается целесообразным.

Принципиальных возражений к отчету группы нет. Отдельные замечания по анализу аварий приведены в заключении к главе 5.

При оценке безопасности блоков АЭС Грайфсвальд проводятся сравнения с международными требованиями по безопасности. Для выполнения этих требований по безопасности, по нашему мнению, целесообразно для блоков 1-4 предусмотреть такие же мероприятия по повышению безопасности, какие уже реализованы на блоках ВВЭР-440/В-213. В принципе, предложенные мероприятия по повышению безопасности считаются приемлемыми. Ниже даны комментарии к некоторым мероприятиям:

К разделу 7.6.1.:

Необходимость создания системы быстрого ввода бора должна быть доказана на основании анализов надежности и отказов аварийной защиты реактора.

К разделу 7.6.2.:

На основании имеющихся результатов анализов аварий замену насосов аварийного охлаждения ЭП-50 на ЦН 65/130 можно перенести в категорию II.

Перед организацией связи между системами аварийного охлаждения обоих блоков рассмотреть конкретное техническое решение. Отнесение этого мероприятия в ту или иную категорию должно соответствовать времени, требующемуся для его реализации.

К разделу 7.6.3.:

Для оценки аварийной подпитки парогенераторов через линию продувки необходимо рассмотреть конкретные технические решения. Мероприятия по использованию имеющихся запасов воды для аварийной подпитки парогенераторов не следует включать в категорию 1.

К разделу 7.6.5.:

Закрытие арматуры не должно приводить к нарушению требований проекта. Необходима дополнительная проверка.

К разделу 7.6.6.:

Сигнализация запаса до кризиса теплообмена, по нашему мнению, не является необходимой.

Следует детально проверить технические предложения по реализации защиты от хрупкого разрушения.

Совмещение уставок для срабатывания аварийной защиты реактора и запуска насосов аварийного ввода бора или спринклерных насосов, по сигналам "Уровень в компенсаторе низкий", или "Давление в системе герметичных помещениях высокое", соответственно возможно.

В первую очередь можно ввести строгие административные мероприятия, например, контроля инженером по безопасности соблюдения "Таблицы допустимых режимов" в зависимости от схемы питания главных циркуляционных насосов.

Требование по раннему обнаружению места течи, полностью поддерживаем.

К разделу 7.6.7:

Большая часть требований к электротехнике должна быть еще детально обсуждена специалистами.

К разделу 7.6.8.:

Переработка эксплуатационных инструкций по ликвидации аварий может быть выполнена после окончания капитального ремонта 1990 года с учетом результатов выполненных анализов аварийных ситуаций.

* Заключение к главе 8

"Распространяющиеся воздействия"

В докладе рассмотрены вопросы внутреннего и наружного воздействия на атомную станцию в г. Грайсфальде. Значительное внимание уделено воздействию пожара на системы безопасности станции и

мерам пожарной безопасности. Сделана оценка в этом отношении существующего проекта. Отмечен ряд недостатков противопожарной защиты, обусловленных тем обстоятельством, что атомная станция спроектирована и построена по нормам 60-х годов.

Авторами доклада обоснованно выделены наиболее слабые места в системе противопожарной защиты:

- отсутствие разделения кабелей систем безопасности и других систем;
- отсутствие в ряде мест необходимых противопожарных преград (в том числе отсутствие в машзале противопожарных стен, разделяющих машзал на пожарные отсеки по энергоблокам);
- отсутствие огнезащиты кабелей;
- недостаточная огнестойкость кабельных проходок;
- извещатели и установки пожаротушения обслуживают слишком большие зоны;
- автоматическими установками пожаротушения оснащены не все необходимые места;
- нет разделения водоснабжения на пожарное, техническое и питьевое;
- отсутствуют данные о достаточности противопожарного водоснабжения.

Исходя из выполненного анализа существующего уровня пожарной опасности станции рекомендованы мероприятия, направленные на снижение вероятности возникновения пожара и повышение эффективности противопожарной защиты. К числу мероприятий, выполнение которых целесообразно в короткие сроки, отнесены следующие: дооборудование ряда помещений пожарной сигнализацией, а машзала – датчиками на водород; установка в противопожарных преградах огнестойких противопожарных дверей; увеличение предела огнестойкости кабельных проходок до 90 мин; защита маслопроводов кожухами от разбрызгивания масла; организация дымоудаления из машзала; огнезащита кабелей систем безопасности для обеспечения предела их огнестойкости до 30 мин; оценка динамики развития пожара в машзале; снижение вероятности возникновения пожара в кабельных шахтах и полуэтажах; разделение систем безопасности по помещениям.

Перечисленные мероприятия представляются безусловно полезными и достаточными на короткий период. Они соответствуют практике обеспечения пожарной безопасности действующих атомных станций, существующих в Советском Союзе.

Реализация предложений рабочей группы позволит существенно снизить риск возникновения пожара на станции в г. Грайфсвальд.

* Заключение к главе 9

"Опыт эксплуатации"

Из-за ограниченного времени, предоставленного для рассмотрения проекта доклада, невозможно детально изучить корректность выполненного в докладе анализа случаев, имевших место при эксплуатации АЭС Грайфсвальд, и, соответственно, проверить обоснованность рекомендаций по совершенствованию систем АЭС.

В анализе описано 19 конкретных событий, из них 10 связаны с ошибками персонала, в том числе 4 с ошибками техобслуживания. Кроме того, по оценке Атомэнергопроекта, 5 случаев (Nr. 236/86, Nr. 205/88, Nr. 40/81, Nr. 205/88, Nr. 7/80, Nr. 169/86) связаны также с ошибками персонала. Случаи Nr. 205/88, Nr. 258/80 (270/88), Nr. 7/80, Nr. 169/86 требуют детального рассмотрения совместно с разработчиком оборудования и соответствующими специалистами проектной организации.

В связи со значительным числом ошибок персонала большое количество предложенных мероприятий направлено на предупреждение и блокирование ошибок персонала.

Предварительная оценка Атомэнергопроекта предложенных экспертами ФРГ технических мероприятий дана в прилагаемой таблице.

Административные мероприятия оцениваются, как вполне приемлемые, за исключением 3-го и последнего.

Для безопасного обеспечения транспортировки грузов необходимо разработать комплекс контрольных административных мер, исключающих возможность возникновения опасных событий.

Последнее мероприятие должно быть дополнено требованием разработки точных контрольных операций, которые необходимо выполнить при выводе части системы для периодических проверок, период которых не совпадает с периодом плановых остановок блока.

М е р о п р и я т и я

по устранению причин возникающих отказов и аварийных режимов

ТТ : Предлагаемые мероприятия		: Предварительная оценка	
1 :	2	:	3
1.	Улучшение концепции регулирования для обеспечения управления быстрыми переходными процессами.		Опыт эксплуатации советских АЭС типа В-230 не выявил актуальности этой проблемы. Необходимо её детальное изучение.
2.	Автоматическое снижение мощности реактора при отключении одного или нескольких питательных насосов, а также быстрое отключение реактора при потере питательной воды.		Принципиально приемлемо. Необходима детальная проработка конкретного технического решения.
3.	Оптимизация работы регулирующих клапанов питательной воды, а также регулятора питательной воды.		Согласны, улучшение необходимо.
4.	Улучшение измерения уровня в ПГ.		Желательно. Необходимы конкретные предложения.
5.	Объединение систем аварийной питательной воды всех четырех блоков.		Приемлемо, но только для обеспечения отвода тепла реакторной установки при отказе собственных аварийных питательных насосов.
6.	Оснащение системой диагностики течей.		Необходимо.
7.	Перевод управляемой по месту арматуры на дистанционное управление с БЩУ для улучшения локализации течей во 2-ом контуре.		Это предложение имеет ряд недостатков, однако приемлемо.
8.	Применение многоканальных управляющих систем безопасности. Они должны охватить важные для безопасности системы 1, 2 и 3 контуров.		Возможно при обширной реконструкции.
9.	Введение блокировки от хрупкого разрушения корпуса реактора.		Из текста отчета нельзя установить, в чем конкретно заключается предложение.

- | | |
|--|---|
| 10. Срабатывание аварийной защиты реактора по сигналу "Уровень в КД высокий". | Приемлемо. Необходима проверка возможности реализации без реконструкции корпуса КД. Опыт СССР указывает на отсутствие подобных отказов. |
| 11. Установка устойчивых к авариям датчиков в системах важных для безопасности 1 и 2 контура. | Не ясно о каких авариях идет речь. |
| 12. Изменение логики блокировки 6.4.19 (защита корпуса реактора при разрыве паропровода ПГ) с целью исключения ошибочного отключения всех ГЦН. | Требуется специальное рассмотрение. |
| 13. Автоматическое ограничение количества подаваемого в 1 контур чистого конденсата. | Имеется ограничение за счет предельной производительности подпиточных насосов - 6,3 т/час. |
| 14. Установка прибора для непрерывного измерения бора. | Необходимо. |
| 15. Введение блокировки для обеспечения подкритичности при отключении реактора. | Требуется дополнительное рассмотрение. |
| 16. Удаление с БЩУ ключей вывода защит при сохранении применяемой в настоящее время техники. | Необходимо. Можно использовать защитные устройства против несанкционированного вмешательства. |
| Необходимые отключения защит должны быть автоматизированы. | Вопрос автоматизации необходимо рассмотреть дополнительно. |
| 17. Автоматическое переключение диапазонов измерения нейтронного потока при пуске реактора. | В настоящее время разработана современная система с одним широким диапазоном. |
| 18. Повышение степени защищенности электрооборудования (двигателей, сборок, датчиков) в машинном зале. | Необходима детальная проверка. |
| 19. Проверка достаточности мощности системы надежного питания при выходе из строя одного из трех дизелей. | Достаточна. |

- | | |
|--|--|
| <p>20. Строгое разделение распределительных устройств надежного питания постоянного тока 220 вольт с установкой на каждом блоке двух батарей и секций. Поперечные связи с соседними блоками запрещены.</p> | <p>Желательна установка дополнительной батареи и разделение секций. Запрет поперечных связей потребует рассмотрения всей проблемы в комплексе.</p> |
| <p>21. Замена часто отказывающих ОДГ на отдельные преобразователи переменного тока и выпрямитель.</p> | <p>Замена возможна при реконструкции с применением статических преобразователей.</p> |
| <p>22. Полная развязка аварийных распределительных устройств 0,4 кВ путем строгого соответствия потребителей главным распределительным устройствам.</p> | <p>Возможна.</p> |
| <p>23. Достаточный резерв преобразователей переменного тока и выпрямителей для обеспечения ремонта и ревизии.</p> | <p>Возможно увеличить резервирование.</p> |
| <p>24. Обеспечение независимой подачи аварийной питательной воды.</p> | <p>Возможно.</p> |
| <p>25. Уменьшение эрозионно-коррозионных процессов за счет применения аустенитных сталей и оптимизации трубопроводов второго контура.</p> | <p>Необходима детальная проверка с учетом периодического контроля и конкретных мест.</p> |
| <p>26. Проверка возможности разделения маззала.</p> | <p>Целесообразность сомнительна, за исключением подвального помещения.</p> |
| <p>27. Замена имеющейся техники управления на технику управления низкого напряжения с заземлением.</p> | <p>Необходимо рассматривать совместно с проблемой замены всей техники управления (0,4 кВ).</p> |

* Заключение к главе 10.

Эксперты согласились в основном с предложенными для повышения уровня безопасности блоков АЭС мероприятиями. По отдельным мероприятиям сделаны следующие замечания и предложения.

Категория I.

Технология

- 5. Целесообразность технической реализации требует дополнительного обсуждения.
- 13. Необходимо более конкретное рассмотрение предложения.
- 16. Необходимо соблюдение проектных климатических требований.
- 19. Реализация этого мероприятия не является условием повторного пуска блоков. Его предлагается перенести в "Категорию II".

Техника управления

- 1., 2., 6., 14., 18. Необходимо более конкретное рассмотрение предложений.
- 7. Реализацию этого мероприятия следует перенести в Категорию II. Обоснование:
 - приведенные в п. 8 и п. 9 мероприятия достаточны в качестве первоочередных для обеспечения требуемого количества питательной воды в парогенераторы;
 - вводится аварийная защита реактора по сигналу "Уровень в ПГ низкий" по принципу 2 из 6;
 - горизонтальные ПГ имеют большой запас воды по второму контуру;
 - предусматривается ряд первоочередных мероприятий для подпитки ПГ от дополнительных источников, в качестве мер по управлению аварией.
- 8., 9. Реализация этих мероприятий целесообразна, однако не обязательна.
- 3., 16., 17., 19. Мероприятия перенести в "Категорию II", причем для обеспечения необходимой подкритичности при остановке реактора (п.17) в "Категории I" предусмотреть дополнительные организационные мероприятия.

5. Следует уточнить требования, предъявляемые к условиям при авариях.

Электротехника

1., 5., 9. Необходимо более конкретное рассмотрение предложений.

3. Разделение ветвей надежного питания 220 вольт постоянного тока имеется. Установку дополнительной батареи можно выполнить в рамках мероприятий категории II или III.

4., 6. Выполнение мероприятий перенести в "Категорию II".

Организация эксплуатации, административные меры

4. Мероприятие следует перенести в "Категорию II".

12. Следует уточнить порядок действий при останове блока.

Противопожарная защита

8. Рекомендуются повысить огнестойкость.

9. Необходимо дополнительное рассмотрение на блоке (по месту).

Категория II.

Технология

10. Необходимо более конкретное рассмотрение предложения.

12. Проверка при проектной температуре нежелательна.

14. Следует рассмотреть разрыв соединительного трубопровода Ду200.

Техника управления

1. Дополнить: реконструкция и модернизация системы контроля температуры на выходе из кассет в реакторе.

Система герметичных помещений

9. Уточнить требования для представительных случаев нагрузок.

Советские эксперты рассматривают мероприятия "Категории 1" как первоочередные, но не требующие немедленного останова блоков.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Краткое описание использованных расчетных программ.

- 1. Краткое описание программы BRACO-1**
- 2. Краткое описание программы COFLOW**
- 3. Краткое описание программы RALOC**

Краткое описание использованных средств анализа

1. Краткое описание программы BRACO-1

BRACO-1— это программа расчета параметров внутри контура герметизации АЭС при аварии с течью теплоносителя.

Программа основана на уравнениях баланса энергии, массы и объема в предположении, что газ идеальный.

При расчетах двухфазной, двухкомпонентной смеси предполагается термодинамическое равновесие, причем вода и водяной пар могут находиться в состоянии насыщения или в перегретом состоянии.

Пространственное разделение осуществляется заданием технологической установки в виде отдельных объемов моделирования, которые при дальнейшем рассмотрении представляются в виде точек (модель сосредоточенных параметров).

Массоперенос между отдельными объемами рассчитывается по уравнению для диафрагмы в квазистационарном приближении с учетом уноса воды. Учитывается передача тепла к стенам и элементам конструкции системы герметичных помещений. Эти тепловые потоки, а также масса и энергия, поступающие в герметичные помещения, при работе спринклерной системы, учитываются как члены в балансе энергии.

2. Краткое описание программы COFLOW

COFLOW — это программа для расчета во времени изменений давления и температуры для различных точек в замкнутом объеме здания (например, защитной оболочке АЭС) в авариях с потерей теплоносителя. Программа основана на многозонной модели "сосредоточенных" параметров с возможностью перегрева и кипения в зонах.

Помещение реального здания разбивается на отдельные модельные объемы (зоны). Гомогенная двухфазная, двухкомпонентная смесь в одной зоне считается находящейся в термодинамическом равновесии.

Потоки массы между зонами учитываются:

- а) квазистационарно, используя уравнение для диафрагмы с зависящими от расхода коэффициентами сопротивления (поток сжимаемый, гомогенный, двухфазный из двух компонент),

- б) нестационарно, используя уравнение сохранения импульса с учетом потерь на трение (поток несжимаемый, гомогенный, двухфазный из двух компонент).

Унос воды также учитывается.

Для дифференцированного учета подвода-отвода тепла в методике имеется одномерная модель теплопроводности для цилиндрической и плоской геометрии. Для описания теплопередачи за счет конденсации и конвекции могут быть выбраны корреляции, различные для каждой конструкции.

Для верификации программы были рассчитаны (до и после опыта) эксперименты серии С и D программы RS-50 "Распределение давления в контейменте", в модели контеймента (Бателли), проблема RS-50 CASP-2, немецкая стандартная проблема Nr.6 (ISP16) и различные эксперименты по истечению на реакторе HDR.

2. Краткое описание программы RALOC

RALOC разработана для описания длительных процессов с распространением водорода под действием разности давления и за счет конвекции в пределах разбитой на много объемов защитной оболочки АЭС. В рамках расширенного использования, и в том числе при анализе риска, моделируются как аварии с потерей теплоносителя, так и другие переходные процессы с выходом среды, с учетом работы активных систем. Программа рассчитывает во времени и в пространстве распределения давления, температуры и газа.

Система герметичных помещений разбивается в модели на зоны, которые затем представляются точкой (модель сосредоточенных параметров).

В зонах предполагается гомогенная, двухфазная многокомпонентная смесь (вместе с паром до 3 различных газов) в термодинамическом равновесии, в состоянии насыщения или перегрева. Неравновесное состояние между паром, газом и водой может учитываться при задании зон приямка здания. Массоперенос между зонами рассчитывается с помощью нестационарного уравнения сохранения импульса для несжимаемой среды с учетом потерь на трение.

Для дифференцированного учета подвода-отвода тепла конструкциями в модели имеется одномерная модель теплопроводности для цилиндрической и плоской геометрии. Теплообмен конвекцией и излучением учитывается отдельно от тепло- и массопереноса при конденсации.

Верификация программы была выполнена расчетом (до и после опыта) экспериментов различных исследовательских программ. Также были привлечены результаты верификации кода FIPL0C, принадлежащего к группе кодов RALOC, и имеющего одинаковую с ним термодинамическую часть и подпрограмму расчета распределения аэрозолей.

Среди выполненных расчетов поведения давления в контуре герметизации следует особо назвать предварительные расчеты по RALOC для стандартной проблемы №. 6 (опыт на реакторе HDR 44, повышение давления при истечении) и расчеты для ISP 23, опыт на HDR Т 31.5, также повышение давления при истечении среды с другим расположением течи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- (1) Рабочая документация к главе 4 Второго промежуточного отчета по АЭС Грайфсвальд
ГРС, июль 1990
- (2) Критерии безопасности АЭС,
Заявление Федерального министра внутренних дел
от 21.10.1977 года
- (3) Обобщение опыта эксплуатации системы герметических помещений
и выводы для их реконструкции
Разработка АЭС Грайфсвальд,
Грайфсвальд, 27.2.1990 года
- (4) Сравнение безопасности АЭС с международными нормами
Институт ядерного надзора ГКЯРБ (SAAS)
Документация SAAS В - 01/89, Берлин, 31.10.1988 года
- (5) Реконструкция АЭС Грайфсвальд, 1-4, часть 4.2: Оценка
предельной прочности системы герметичных помещений
Техническая записка Строительной академии ГДР, Институт
индустриального строительства, Берлин, 28 июня 1988 года
- (6) З. Арндт, Х. Вольфф
Набор первичных данных для расчёта параметров в системе
герметичных помещений АЭС для аварийных процессов с течами
Часть 1: АЭС Грайфсвальд, блоки 1-4
Номер отчёта: BN 1101 2023/36/89
Берлинское отделение АЭС Грайфсвальд

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

АБ	– аккумуляторная батарея
АВР	– автоматический ввод резерва
АЗ	– аварийная защита
АРК	– аварийная, регулирующая, компенсирующая (кассета)
АРМ	– автоматический регулятор мощности
АЭС	– атомная электрическая станция
БЗОК	– быстрозапорный отсечный клапан
БРУ–А	– быстродействующая редукционная установка для сброса пара в атмосферу
БРУ–К	– быстродействующая редукционная установка для сброса пара в конденсатор турбины
БЩУ	– блочный щит управления
ВАБ	– вероятностный анализ безопасности
ВВЭР	– водо–водяной энергетический реактор
ГПК	– главный паровой коллектор (коллектор свежего пара)
ГЗЗ	– главные запорные задвижки
ГКЯРБ	– Государственный комитет по ядерной и радиационной безопасности (SAAS) ГДР
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ГЦТ	– главный циркуляционный трубопровод
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДГ	– дизель–генератор
КИПиА	– контрольно–измерительные приборы и автоматика
КД	– компенсатор давления
МПА	– максимальная проектная авария
ОБР	– Общество по безопасности реакторов ФРГ (GRS)
ОДГ	– обратимый двигатель–генератор
ОПБ–82	– "Общие положения обеспечения безопасности атомных станций при проектировании, сооружении и эксплуатации" Москва, 1982 г.
ОЩПТ	– общестанционный щит постоянного тока

ПВД	– подогреватель высокого давления.
ПГ	– парогенератор
ПК	– предохранительный клапан
ПНД	– подогреватель низкого давления
ПНЧ	– преобразователь низкой частоты
ППР	– планово–предупредительный ремонт
СПП	– сепаратор–пароперегреватель
СУЗ	– система управления и защиты
ТВЭЛ	– тепловыделяющий элемент
ТГ	– турбогенератор
УБЭ	– условия безопасной эксплуатации
ЩПТ	– щит постоянного тока

