

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ, ВЫСШЕЙ ШКОЛЫ
И ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ РОССИИ
ОБНИНСКИЙ ИНСТИТУТ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ
СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФАКУЛЬТЕТ ПО ПЕРЕПОДГОТОВКЕ КАДРОВ
ПО НОВЫМ, ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЯМ НАУКИ,
ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ
ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ**

АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

**Учебное пособие по курсам
«АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ»,
«НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ АЭС»**

**(для студентов специальностей 10.10 и 10.11,
а также для слушателей спецфакультета
и системы повышения квалификации)**

*Под общей редакцией
д. ф.-м. н., профессора С. П. СОЛОВЬЕВА*

Аварии и инциденты на атомных электростанциях. Учебное пособие под общей редакцией д.ф.-м.н., профессора С.П.Соловьева. Обнинск, ИАТЭ, 1992, 300 с.

Составители: Авдеев Е.Ф., доц., к.т.н.; Баклушин Р.П., доц., к.т.н.; Гольба В.С., доц., к.т.н.; Иваненко И.Ю., инж.; Кузеванов В.С., доц., к.т.н.; Слободчук В.И., доц., к.т.н.; Соловьев С.П., проф., д.ф.-м.н.

Консультант - д.т.н. Игнатенко Е.И.

В пособии дано описание и анализ аварий и инцидентов на атомных электростанциях мира с обоснованием перспективности развития атомной энергетики в условиях приемлемого риска.

Пособие предназначено для студентов старших курсов, обучающихся по специальностям 10.10 и 10.11, для слушателей системы повышения квалификации и переподготовки кадров предприятий атомной энергетики, а также для преподавателей, ИТР и неспециалистов, интересующихся перспективами, надежностью и безопасностью атомной энергетики.

Илл. 16, табл. 14, библиограф. 203 назв.

Рецензенты: д.т.н., проф. Поплавский В.М.
д.т.н., проф. Дрьев Ю.С.

Темплан 1992, поз. 45

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

I. Технические термины и системы АЭС

AGR - усовершенствованный газоохлаждаемый реактор;
АЗ - аварийная защита;
АПН(АПЭН)- аварийный питательный насос (электронасос);
АРМ - автоматический регулятор мощности реактора;
АСК - автоматизированная система контроля;
АЭ - атомная энергетика;
АЭС - атомная электростанция;
БЗОК- быстродействующий (быстрозапорный) отсечной клапан;
БН - реактор на быстрых нейтронах;
БОУ - блочная обессоливающая установка;
БРУ-А, БРУ-К, БРУ-Д - быстродействующая редукционная установка для сброса пара в атмосферу (А), в конденсатор (К) или деаэратор (Д);
БС - барабан-сепаратор;
БШУ - блочный щит управления;
ВВЭР- водо-водяной энергетический реактор (см. также FWR);
ВПН - вспомогательный питательный насос;
вWR - реактор с кипящей водой под давлением;
GCR - газоохлаждаемый реактор;
GGR - газоохлаждаемый реактор с графитовым замедлителем;
ГО - гермооболочка, защитная оболочка;
ГПЗ - главная паровая задвижка;
ГПК - главный предохранительный клапан;
ГЦК - главный циркуляционный контур;
ГЦН - главный циркуляционный насос;
ДРК - дроссельно-регулирующий клапан;
ИПК - импульсный предохранительный клапан;
КД - компенсатор давления, компенсатор объема;
КМЦП- контур многократной принудительной циркуляции;
КН - конденсатный насос;
МКУ - минимально контролируемый уровень мощности реактора;
НРС - комиссия по ядерному регулированию США;
ОЗР - оперативный запас реактивности;
ОРСУЗ-орган регулирования системы управления и защиты реактора;
ПВ - питательная вода;
ПВД - подогреватель высокого давления;
ПГ - парогенератор;

ПН (ПЭН) – питательный насос (электронасос);
ПНД – подогреватель низкого давления;
РОМ – регулятор ограничения мощности;
РП – реакторное пространство;
РУ – реакторная установка;
РШУ – резервный щит управления;
РWR – реактор с водой под давлением (см. также ВВЭР);
САОЗ – система аварийного охлаждения активной зоны реактора;
САОР – система аварийного охлаждения реактора;
СБ – система безопасности;
СВРК – система внутриреакторного контроля;
СГО – система (установка) спецгазоочистки;
СК – стопорный клапан;
СКР – система контроля реактора;
СРК – стопорно-регулирующий клапан;
СУЗ – система управления и защиты реактора;
СЦК – система централизованного контроля;
ТВС – тепловыделяющая сборка;
ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент;
ТГ – турбогенератор;
ТК – технологический канал;
ТН – теплоноситель;
ТПН – питательный насос с турбоприводом (турбопитательный насос);
ТУ – турбоустановка (турбина);
УКТС – унифицированный комплекс технических средств.

2. Подразделения и должности на АЭС

ЗНС – заместитель начальника смены;
ИУР – инженер управления реактором;
НС – начальник смены;
НСБ – начальник смены блока;
НСС – начальник смены станции;
РЦ – реакторный цех;
СИУБ – старший инженер управления блоком;
СИУР – старший инженер управления реактором;
ТЦ – турбинный цех;
ЦТАИ – цех тепловой автоматики и измерений;
ЦПР – цех централизованного ремонта;
ЭЦ – электроцех.

I. ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ (Вместо введения)

Философы лишь различным
образом объясняли мир,
но дело заключается в том,
чтобы изменить его.

К.Маркс

Мы не можем идти милостей
от природы; взять их у нее —
наша задача.

И.В.Мичурин

Внесенные в эпиграф мысли в концентрированном виде отражают революционную устремленность в будущее, рассчитанную на неограниченные возможности людей в социально-политическом и технологическом переустройстве мира под растущие потребности человечества. Сейчас многим стало ясно, что в обеих сферах возможности воздействия на общество и природу действительно оказались неограниченными, а последствия — катастрофическими, реально угрожающими самому существованию человечества на планете. И хотя ниже речь пойдет о технических аспектах проблемы, наиболее грозная опасность создана людьми на основе бескомпромиссного противостояния взаимно исключающих идеологий, когда огромные массы людей могут быть сразу уничтожены и искалечены в ходе всеобщей ядерной войны, а остальные должны постепенно погибнуть от голода и болезней в условиях последующей ядерной зимы.

Такое отношение к судьбе человечества в глобальном масштабе нельзя назвать иначе как преступным, но во многих случаях преступным оказывается и крупномасштабное вмешательство в природу с "мирными" целями без грамотного учета приспособительных возможностей природы и долговременных экологических последствий вмешательства в сферу ее саморегулирования. Достаточно отметить непредвидимые последствия растущего глобального загрязнения атмосферы, рек, озер и мирового океана, в частности, от сотен изливающих нефть и горящих скважин в Кувейте, последствия "великого преобразования природы" в нашей стране, приведшего к гибели Аральского моря и к прогрессирующей потере плодородия почв, ожидаемые последствия поворота северных рек и т.д.

Так что же в этих условиях — долой технический прогресс, назад к первобытной сохе и лучине? Конечно, нет. Технический

прогресс необратим, но в интересах будущих поколений людей он должен стать предметом не соперничества за "впервые в мире" реализованные национальные крупномасштабные проекты, а сотрудничества в направлении безопасного локального и глобального влияния этих проектов на природу.

Важнейшим показателем технического уровня отдельных стран и цивилизации в целом является развитие энергетики. На современном этапе долговременное обеспечение энергоресурсами является для всех стран основой технической политики и политики вообще и, в ряде случаев, основой международных конфликтов, а рачительное использование имеющихся и освоение новых энергоресурсов – основой устойчивого роста благосостояния и могущества государств.

Эта книга – об атомной энергетике (АЭ), которая прогнозировалась и в ряде стран реализована как надежный долговременный энергоисточник при отсутствии или ограниченных запасах традиционных энергоресурсов. И даже при наличии традиционных энергоисточников специалисты считают, что альтернативы АЭ нет, но в общественном сознании среди неспециалистов это мнение чаще всего рассматривается как пропагандистский маневр технократов, "кормящихся" вокруг АЭ.

Фактически же мимо сознания неспециалистов проходит тот факт, что продолжение сжигания органического топлива в растущих масштабах, связанное с выделением в атмосферу больших количеств CO_2 , оксидов азота и других продуктов, уже в недалеком будущем должно привести к глобальным климатическим изменениям из-за парникового эффекта, опасным для выживания человечества.

Дело в том, что на сжигание 1 т угля тратится 2 т кислорода с образованием соответствующего количества CO_2 , и уже в 1989 г. выброс CO_2 в атмосферу достиг 20–22 млрд. тонн, половина которого приходится на развитые страны, имеющие 15% населения и потребляющие 60% мирового производства электроэнергии [1].

Объемы техногенных выбросов CO_2 в атмосферу во много раз превышают поступление его из естественных источников, в результате чего, по сравнению с серединой прошлого столетия, средняя температура атмосферы выросла из-за парникового эффекта на 0.7°C [2], а при сохранении сегодняшнего темпа роста потребления угля, нефти и газа может вырасти к 2075 году на 10°C в полярных областях и на 30°C в экваториальной части Земли [3].

Учитывая, что кроме CO_2 АЭС обеспечивают уменьшение в 20–30 раз выбросов SO_x и NO_x по сравнению с тепловыми станциями (ТЭС) [4],

важнейшим назначением АЭС является уменьшение загрязнения атмосферы и последствий парникового эффекта при наращивании энергопотребления. И уже в 1989 г. АЭС обеспечивали уменьшение выброса CO_2 в атмосферу на 2 млрд. т/год [5].

Говоря о загрязнении атмосферы, отметим для иллюстрации чудовищный "эксперимент" Ирака, который на заключительной стадии войны в Кувейте взорвал все 1250 нефтяных скважин Кувейта, из которых 550 скважин загорелись. Это привело к ежесуточному сгоранию около 1 млн. т нефти, что составляет ~10% ее мирового потребления, с ежесуточным поступлением в атмосферу 50000 т SO_2 , 80000 т CO_2 и 100000 т углерода в виде сажи.

Шлейф дыма распространился от Кувейта на 1000 км, т.е. до границ СССР на севере и до Пакистана – на востоке. При этом дневная температура под облаками, закрывающими Солнце, понизилась на 10°C , мировые выбросы CO_2 возросли на 5%, а в расчете на год в атмосферу должно поступить более 30 млн. т дыма, что в 2 раза превышает количество, на которое мировые выбросы могли бы уменьшиться при переводе тепловой энергетики на атомную [6].

К счастью, этот крупнейший в истории человечества пожар был потушен через несколько месяцев, но на большой территории остались искусственные озера нефти и пропитанная на полметра нефтью почва. Поэтому опасность такого рода "экспериментов" в будущем нельзя недооценивать.

К концу 1989 г. ежегодное производство электроэнергии на АЭС достигло в мире 17% [7,8], а суммарная выработка электроэнергии в мире составила к этому времени 14538 тВтч, что эквивалентно сжиганию 5.7 млрд. т угля или 3.35 млрд. т нефти [8].

Ниже в таблице приведены данные о количестве работающих и строящихся энергоблоков АЭС, их суммарной установленной электрической мощности (СУЭМ), а также о доле произведенной в 1991 г. на АЭС электроэнергии с привязкой к конкретным странам мира [9]. Отсутствующие в сводке [9] данные для некоторых стран дополнены данными за 1989 год [10].

Если во всех 26 странах заменить АЭС на угольные ТЭС (замена угля на нефть заметно не меняет ситуацию), то в 1987 г. потребовалось бы добыть и перевезти 630 млн. т угля, а в окружающую среду поступило бы в течение года более 2 млрд. т CO_2 , 30 млн. т оксидов азота, 50 млн. т оксидов серы, около 4 млн. т летучей золы, 122 тыс. т оксидов углерода, более 70 тыс. т альдегидов и углеводородов, 4700 кг радиоактивных веществ (ц, Тн,

География и мощности АЭС в мире на начало 1992 г.

| Страны | Действующие АЭС | | Строящиеся АЭС | | Доля выработки на АЭС эл.эн. в 1991 г., % |
|------------------------|-----------------|---------------|----------------|---------------|---|
| | Кол-во блоков | СУЭМ, МВт(эл) | Кол-во блоков | СУЭМ, МВт(эл) | |
| Аргентина | 2 | 935 | 1 | 692 | 9.1 |
| Бельгия | 7 | 5500 | | | 59.3 |
| Болгария | 6 | 3538 | | | 34.0 |
| Бразилия | 1 | 626 | 1 | 1245 | 0.6 |
| Великобритания | 37 | 14110 | 1 | 1188 | 21.0 |
| Венгрия | 4 | 1810 | | | 46.3 |
| Германия | 20 | 21116 | 6 | 3760 | 29.6 |
| Индия | 7 | 1280 | 9 | 2540 | 2 |
| Иран [*] | | | 2 | 2392 | |
| Испания | 9 | 6986 | | | 35.4 |
| Италия [*] | 2 | 1120 | | | |
| Канада | 19 | 13588 | 3 | 2805 | 15 |
| Китай [*] | | | 3 | 2148 | |
| Корея (Южная) | 9 | 7220 | 5 | 4600 | 47.5 |
| Мексика | 1 | 654 | 1 | 654 | 3.6 |
| Нидерланды | 2 | 508 | | | 6.1 |
| Пакистан | 1 | 125 | | | 0.8 |
| Румыния [*] | | | 5 | 3300 | |
| СССР | 45 | 37060 | 25 | 22500 | 12.6 |
| США | 110 | 100611 | 8 | 9709 | 21.7 |
| Тайвань | 6 | 4884 | | | 37.8 |
| Финляндия | 4 | 2310 | | | 33.3 |
| Франция | 56 | 56800 | 5 | 7005 | 72.7 |
| Чехословакия | 8 | 3220 | 6 | 3760 | 29.2 |
| Швейцария | 5 | 2930 | | | 39.0 |
| Швеция | 12 | 9999 | | | 51.6 |
| Югославия [*] | 1 | 632 | | | 5.6 |
| Южная Африка (ЮАР) | 2 | 1840 | | | 6.1 |
| Япония | 41 | 33239 | 10 | 10488 | 26.8 |
| Всего | 416 | 333641 | 91 | 87786 | |

Примечания:

1). Данные, помеченные ^{*}, относятся к концу 1989 г.

2). В этой книге данные по странам СНГ будут анализироваться в исторически сложившихся рамках СССР.

К, рн), а добыча и хранение угля потребовали бы отчуждения около 100 тыс. гектаров земельных угодий [3].

Следует отметить, что даже на сегодняшнем этапе использования АЭС количество выбрасываемых в биосферу золы, азотной и серной кислот, других химических веществ снижается ежегодно, в расчете на одного жителя, на 250 кг во Франции, на 110 кг в США, на 85 кг в ФРГ, на 61 кг в Японии, на 51 кг в Великобритании, на 33 кг в СССР и т.д. При этом "плотность" размещения АЭС на территории разных стран, характеризуемая средней удельной мощностью АЭС ($\text{кВт}/\text{км}^2$), в СССР оказывается пока в 120 раз меньше, чем в Бельгии, в 60 раз меньше, чем во Франции и в 50 раз меньше, чем в ФРГ и Японии [3].

До 1986 г. все большее количество стран мира планировали наращивание энергетического потенциала за счет АЭС, причем максимум строительства АЭС приходится на 1970–79 гг., когда в США было введено 80 энергоблоков, в Западной Европе – 74 и в Японии – 20 [11].

По прогнозам МАГАТЭ [12] в период с 2005 по 2030 г. производство электроэнергии в мире должно увеличиться в 1.7 раза, а доля АЭС в этом производстве возрасти до 23%, в том числе до 21% в Северной Америке, до 43% в Западной Европе и до 30% в Восточной Европе. При этом СУЭМ АЭС должна быть удвоена по сравнению с 2005 г и составить 1100 гВт. Но тяжелая авария в 1979 г. на АЭС США "Три-Майл-Айленд", последствия которой ликвидируются до сих пор с затратами, превысившими 1 млрд. долларов, стала первым серьезным признаком неблагополучия в этой области энергетики. А авария с тяжелейшими последствиями на Чернобыльской АЭС в 1986 г. вызвала такую дискуссию о приемлемости АЭ вообще и такой негативный резонанс, который привел к пересмотру энергетической политики в ряде стран и к формированию активного общественного мнения против АЭ практически во всем мире.

В частности, это сразу привело в СССР к приостановке работ по проектированию и строительству АЭС СУЭМ более 100 гВт [13] и отказу от намеченного строительства многих АЭС в других странах. Кроме радиофобии в этом проявился и тот факт, что доля АЭ в общем энергопотреблении в мире составляет пока всего 6% [11] (со значительными отклонениями в обе стороны в конкретных странах), и достаточно легко возникает вопрос: а не лучше ли сэкономить эти 6%, чем рисковать, используя АЭС?

В результате на современном этапе АЭ оказалась в состоянии глубокого кризиса, который в ряде стран обостряет энергетический,

а в бывшем СССР — и общий экономический кризис. Ибо сразу выяснилось, что во всех развитых странах оптимальный энергетический баланс без АЭ не получается уже сейчас и будет ухудшаться в ближайшие годы, и трудности в энергообеспечении целых экономических регионов нельзя устранить только политикой энергосбережения, за исключением, разве что, СССР с учетом технической отсталости и чрезмерной энергоемкости его производств, а также массовой бесхозяйственности.

В этой связи очень показательна ситуация в Японии, где использование АЭС привело к уменьшению доли импортируемой нефти с 78% в 1973 г. до 57% в 1987 г. [14] и где оценки [15] показывают, что при сокращении производства электроэнергии на АЭС наполовину в 1990 г. и полностью в 1991 г. или при уменьшении его по линейному закону с 1990 г. до нуля к 2000 г. цены на нефть должны возрасти к 2005 г. в 3.2 раза по сравнению с 1989 г., а при полном прекращении работы АЭС в 1989 г. — возрасти в 2 раза уже в этом году.

Понятно, что в странах, зависящих от импорта органического топлива, развитие АЭ является способом повышения их экономической самостоятельности и гарантией от таких случайностей, какой явилась война в Кувейте, выключившая на длительный срок крупнейшего производителя и поставщика нефти.

Вероятно именно поэтому в США с 1973 по 1989 г. доля нефти в энергобалансе уменьшилась с 25 до 10% главным образом за счет АЭС. При этом экономия на импорте 2.5 млрд. м^3 нефти составила 125 млрд. долларов в ценах 1989 г., и только в 1989 г. АЭС обеспечили экономию 100 млн. м^3 нефти, что эквивалентно 100 млрд. м^3 газа или 200 млн. т. угля [16, 17].

Именно поэтому на Тайване, который на 93% зависит от импорта энергоносителей, первый энергоблок АЭС был введен в эксплуатацию в 1978 г., а в 1985 г. 6 энергоблоков вырабатывали 52% электроэнергии страны [18].

Именно поэтому Япония, помня о Хиросиме и Нагасаки, продолжает наращивать мощности АЭС (в сейсмоактивной зоне с большой плотностью населения!), не вступая в конфликт с общественным мнением. В основе такого консенсуса лежит высокоответственное отношение к качеству и надежности оборудования АЭС, а также широкая разъяснительная работа с различными слоями населения и возможность для населения убедиться в достоверности информации о работе АЭС, посетив информационные центры, созданные

при каждой АЭС. В частности, во Франции ежегодно посещают АЭС до 300 тыс. человек [19].

И уже сейчас 60.6% населения Японии согласны с тем, что в будущем АЭ должна стать все более важным источником энергообеспечения страны [20]. Аналогично решается вопрос о приемлемости АЭС в ряде других стран, в частности, в США (77%) и Великобритании (70%) [21]. А в нашей стране, увы, обостряющийся энергетический голод не вызывает пока ни реальных действий по энергосбережению, ни уменьшения высоты барьера, разделяющего сторонников и противников АЭ.

Следует отметить, что в нормальных условиях в общую дозу естественного облучения человека 14% дает вклад воздушный бассейн, 19% — почва, 37% — интерьер жилых и производственных помещений и только 0.1% приходится на техногенные источники, включая АЭС [22]. При этом в промышленно развитых странах средняя концентрация радона внутри помещений достигает 50 Бк/м^3 , а создаваемая им годовая эффективная эквивалентная доза составляет 3 мЗв и превышает дозу от всех других источников [23].

Поэтому негативное отношение общественного мнения к АЭ основывается, главным образом, на отсутствии достаточной общеобразовательной и текущей информации о работе АЭС, а также, что справедливо, на неприемлемости аварий с крупными радиационными последствиями.

При этом общественное мнение фактически примирилось с многочисленными авариями в других сферах. А реальный опыт показывает [24], что с 1970 по 1986 г. из 44 крупных аварий в мире только две приходится на атомную энергетику (на АЭС "Три-Майл-Айленд" и ЧАЭС), и если на ЧАЭС во время и сразу после аварии погибли 29 человек и 300 получили серьезное облучение, то в неядерных авариях погибли 4654 чел. и получили ранения 8334 чел.

Примером потери людей в неатомной сфере может служить, например, то, что в ФРГ в период с 1949 по 1978 г. только в угольной промышленности погибли 15500 чел. [25] и, в целом, по оценкам [26], профтравматизм на АЭС с электрической мощностью 1000 мВт оказывается в 6-12 раз меньше, чем на угольной и в 3-6 раз меньше, чем на электростанции такой же мощности на нефти.

И если учесть, что за 35 лет все АЭС мира создали в 9 раз меньше твердых отходов, чем одна ТЭС мощностью 1300 мВт в течение года [27], что 16 блоков АЭС СУЭМ 17 гВт эквивалентны 40 ТЭС такой же СУЭМ [25] и что объем высокоактивных отходов АЭС в

западно-европейских странах в период 1986-2000 гг. составит не более 1/1000 объема неядерных токсичных отходов промышленности, накапливаемых за один год, то получают значительные преимущества АЭС как по травматизму персонала, так и по воздействию на окружающую среду.

Что касается аварий с радиационными последствиями, то с 1944 по 1988 г. в мире было 296 таких аварий, в которых пострадало 136615 человек, из которых 24853 получили значительное облучение (больше 6 *гР* на кожу или больше 0.25 *гР* на все тело) и 69 человек погибли [28-29]. При этом только 13 аварий приходится на ядерные реакторы и критсборки, а остальные – на радиационные установки и радиофармацевтику [28].

С профессиональной точки зрения атомные установки вообще и особенно ядерные реакторы (ЯР) многократно защищены автоматикой на случай самых разнообразных отклонений от нормальных режимов работы, ориентированных на то, что ни при каких обстоятельствах активная зона ЯР не должна остаться без охлаждения. В этой связи периодические неплановые остановки ЯР путем срабатывания автоматики или вмешательства операторов являются частью нормального рабочего процесса, хотя и приводящего к экономическим последствиям из-за временного перерыва в выработке электроэнергии.

Для иллюстрации отметим, что во Франции, где, как указывалось выше, на АЭС вырабатывается до 80% электроэнергии, за все время не было происшествий, связанных с облучением персонала или населения, но только в 1987 г. было 600 случаев технических повреждений и неплановых остановов ЯР [30]. В Японии за период с 1966 по 1988 г. было 665 таких случаев, а в США – 2800 случаев только в 1988 году [30]. Вместе с тем является фактом, что в массовых средствах информации такие события часто подаются непосвященным читателям, особенно в нашей стране, с сенсационным оттенком как проявление неотвратимой опасности.

Следует, правда, отметить, что уже появились признаки осмысленного отношения общественного мнения к озабоченности экологической опасностью АЭ на фоне других экологических проблем. Изменяется, в частности, позиция общественного движения *Greenpeace*, считавшегося в западном мире наиболее организованным противником АЭ. Опрос сторонников этого движения в Великобритании показал, что озабоченность АЭ и ее отходами находится сейчас в конце перечня других экологических проблем, связанных с загрязнением рек и морей, разрушением озонового слоя, с кислотными

дождями, с парниковым эффектом и китобойным промыслом [31].

Точно так же во Франции, наиболее плотно "заселенной" АЭС, авария на ЧАЭС только на время снизила доверие общественного мнения, опрос которого недавно поставил АЭС на одно из последних мест среди других источников экологического риска [29].

Обобщенным выражением положительных тенденций по отношению к АЭ в постчернобыльское время может служить недавнее беспрецедентное официальное заявление Великобритании, Франции, Германии и Бельгии [32] о признании экологической чистоты АЭ и ее важной роли в обеспечении энергоснабжения Европы и стабилизации выбросов CO_2 .

Применительно к бывшему СССР в этом отношении симптоматично пока только то, что Литва, занимавшая в рамках СССР негативную позицию по отношению к Игналинской АЭС на ее территории, сейчас изменила свое отношение к ней, став владельцем АЭС и экспортером электроэнергии в соседние страны. Учитывая, что обеспеченность электроэнергией прямо связана с жизненным уровнем населения, изменяется отношение органов управления некоторых других регионов к возобновлению работ по строительству и пуску ряда АЭС, прекращенных после аварии на ЧАЭС.

Однако на всей территории бывшего СССР не утихает интенсивная антиядерная кампания, активно поддерживаемая средствами массовой информации и опирающаяся как на реальные, но преодолимые, трудности, так и на явно неквалифицированные и демагогические аргументы. При этом одним из главных аргументов выдвигается неизбежность своеобразного радиационного геноцида населения в зоне аварии на ЧАЭС независимо от уровня его фактического облучения.

В этой связи необходимо отметить (см. [29]), что на основе выводов международного научного комитета ООН по действию атомной радиации и международной комиссии по радиационной защите, сделанных задолго до этой аварии в результате наблюдения за большими группами людей, переживших атомную бомбардировку в Японии, облучившихся в зоне ядерных испытаний и на ядерных производствах, а также облучаемых в лечебных целях, фактические уровни облучения населения не могут привести к непосредственным вредным последствиям для здоровья людей, проживающих за пределами 30-километровой зоны.

Мы далеки от мысли оправдывать этим аргументом саму аварию тем более, что из-за отсутствия предыдущего опыта нельзя надежно спрогнозировать будущее здоровье детей, получивших в первые дни и

недели после аварии значительные дозы радиоактивного йода, а также результаты длительного контакта населения с "горячими" частицами. И нам представляется, что квалифицированное и открытое изучение проблем такого типа было бы более гуманным по отношению к людям на пострадавших от аварии территориях, чем культивирование у них, в том числе путем выплаты денежных компенсаций и борьбы за бесперспективную концепцию "7 бэр за жизнь", постоянного страха и связанного с ним длительного стресса, провоцирующего действие обычных болезнетворных факторов, "вина" которых автоматически списывается на радиацию.

Изложенные выше конспективные соображения позволяют нам утверждать, что, несмотря на действие синдрома Чернобыля, при определенных условиях, исключающих аварии Чернобыльского типа, АЭ не только может, но и должна играть отведенную ей важную роль в энергообеспечении многих стран мира. Укрупненно это утверждение основывается на

- 1) ограниченности запасов органического топлива и экологической неприемлемости энергоисточников на этом топливе;
- 2) невозможности создания и освоения в предвидимом будущем альтернативных источников энергии (на энергии солнца, ветра и т.п.), сравнимых по общей мощности с источниками на органическом топливе и АЭС;
- 3) невозможности полностью компенсировать мощности АЭС рациональным ресурсосбережением;
- 4) разработке и освоении нового поколения энергетических ЯР с пассивными системами защиты, в которых при появлении тенденции к опасному изменению режимов охлаждения активной зоны цепная реакция останавливается не техническими средствами с помощью автоматики или вмешательства оператора, а самими законами природы, на которых она основана.

В заключение следует отметить, что фактически только аварии на АЭС "Три-Майл-Айленд" и на ЧАЭС по настоящему заставили оценить необходимый уровень требований к безопасности АЭС, на который ориентируется разработка нового поколения энергетических ЯР. При этом современная техническая политика в области АЭС основывается на том, что дополнительные затраты на предотвращение крупных аварий более эффективны, чем экономические потери при прекращении работы АЭС и ликвидации последствий таких аварий [33]. И принципиальная цель этой политики сводится к тому, чтобы АЭ развивалась в условиях приемлемого риска, не превышающего по

возможным последствиям риска, связанного с любыми другими неядерными технологиями.

Учитывая, однако, что освоение нового поколения безопасных ЯР потребует 10-20 лет, в течение этого времени будут работать АЭС "старого поколения", на которых нужный уровень безопасности обеспечивается сейчас дополнительными техническими средствами и более высокими требованиями к организации работ и квалификации эксплуатационного персонала.

С этой точки зрения как для безопасной эксплуатации действующих, так и для разработки АЭС нового поколения важное значение должно иметь обобщение опыта, связанного с авариями и аварийными ситуациями на АЭС, являющееся предметом данной книги.

В соответствии с "Положением о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций" (ПН АЭГ-12-005-91), введенным в действие с 1 октября 1991 г., к нарушениям относятся события на атомных станциях (АЭС, АСТ, АТЭЦ), приведшие к значительным отклонениям от нормальной эксплуатации, отклонениям от пределов и (или) условий безопасной эксплуатации. При этом, в зависимости от последствий, обстоятельств и признаков, нарушения подразделяются на аварии и происшествия по 7-уровневой международной шкале.

В рамках "Положения" нарушения по 4-м уровням (4-7) считаются авариями и охватывают различные стадии повреждения активной зоны, облучения персонала станций, выброса радиоактивных продуктов в окружающую среду, а также введения плана мероприятий по защите персонала и населения. Точно так же 10 категорий происшествий охватывают нарушения по 4-м уровням (0-3) и учитывают различные стадии неработоспособности и повреждения технических средств с отклонением от условий безопасной эксплуатации, а также облучения персонала, загрязнений помещений и оборудования, выброса радиоактивных продуктов в окружающую среду выше допустимого уровня без нарушения пределов безопасной эксплуатации.

Как видно, "Положение" всю совокупность возможных аварийных событий подчеркнуто оценивает с позиций только радиационных последствий. Хорошо, что таким образом подчеркивается специфический фактор опасности, свойственный атомным станциям. Но очевидны и перекосы такого подхода, т.к. он крупные технические аварии без радиационных последствий относит к незначительным событиям.

Поэтому в данной книге мы, используя понятие "авария", включаем в него и события без существенных радиационных

последствий, но связанные с отказом или повреждением основного оборудования, в том числе вследствие пожаров. При этом, не рассматривая в целом "рядовые" малозначимые нарушения, мы при отборе доступной информации часть событий, которые формально должны были бы считаться происшествиями, намеренно отнесли к инцидентам, исходя из экономического ущерба и (или) полезности опыта для эксплуатации других АЭС.

Книга предназначена, главным образом, для разработчиков и персонала АЭС, для системы переподготовки и повышения квалификации специалистов соответствующего профиля, а также для студентов старших курсов, обучающихся по специальностям IO.IO и IO.II. Вместе с тем, с точностью до технических подробностей, она может быть полезна и для неспециалистов, интересующихся перспективами, надежностью и безопасностью атомной энергетики.

2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС [34-37]

2.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Как отмечалось в предыдущем разделе, обеспечение безопасности АЭС в настоящее время является одной из важнейших проблем, определяющих возможность дальнейшего развития АЭ.

Следует отметить, что безопасность любой сложной технической системы не может быть абсолютной: такова "техническая" природа безопасности. А для ядерных энергетических установок (ЯЭУ) специфика проблемы безопасности определяется не только тем, что ЯЭУ является сложным техническим комплексом, но и тем, что потенциальная опасность этого комплекса всегда ассоциируется с радиационным воздействием и радиоактивным загрязнением.

Такой риск действительно существует из-за значительной концентрации радиоактивных материалов в активных зонах ядерных реакторов. Поэтому главной задачей обеспечения безопасности АЭС является защита эксплуатационного персонала, населения и окружающей среды от неприемлемого уровня радиационного воздействия при возможных авариях и даже преднамеренных диверсионных действиях. Такая защита, достигаемая техническими средствами и организационными мероприятиями, реализуется на основе последовательных уровней безопасности - "защиты в глубину".

В рамках этого принципа задача первого уровня - предотвращение аварий и инцидентов, поддержание условий

эксплуатации АЭС в пределах, исключающих возникновение аварий – обеспечивается гарантиями качества работ, отработанностью конструкции ЯЭУ, надежностью систем и квалификацией персонала.

Задачей второго уровня безопасности является защита от проектных аварий, т.е. перевод реакторной установки (РУ) в безопасное состояние и предотвращение развития аварии, которая должна подавляться на ранней стадии. Этот уровень обеспечивается системами безопасности (СБ).

Задача третьего уровня безопасности – защита от маловероятных и гипотетических аварий, ограничение их последствий. Меры этого уровня обычно направлены на смягчение последствий многократных отказов. Здесь предполагается принципиально возможным наложение двух и более отказов в СБ и учитываются возможные ошибки персонала. При создании систем третьего уровня безопасности используются основные принципы, обоснованность которых подтверждена практикой: резервирование, физическое разделение, разнообразие, независимость каналов и систем безопасности. Меры третьего уровня должны перекрывать область запроектных аварий.

Важнейшим требованием принципа "защиты в глубину" является организация физических барьеров безопасности. В частности, на пути распространения осколков деления при их возможном выходе из топливной композиции в окружающую среду в современных реакторах имеется, как правило, три барьера. Первый из них образуют топливная композиция и герметичные оболочки твэлов. В случае повреждения первого барьера и попадания радиоактивных продуктов деления в теплоноситель (ТН) их дальнейшему распространению препятствуют трубопроводы, корпусные конструкции и другие системы I-го контура, образующие второй барьер безопасности. Наконец, при протечках I-го контура радиоактивные продукты деления задерживаются либо системой герметичных боксов, либо защитной оболочкой (гермооболочкой), представляющих собой третий барьер.

Как уже отмечалось, для предупреждения аварий и ограничения их последствий предназначены СБ. Они подразделяются на защитные, локализующие, управляющие и обеспечивающие.

Защитные СБ предотвращают или ограничивают повреждение топлива, оболочек твэлов и I-го контура. Основными защитными СБ являются системы аварийного останова реактора и аварийного отвода тепла от него.

Локализующие СБ предназначены для предотвращения или ограничения распространения выделяющихся при авариях радиоактивных

веществ внутри АЭС и выхода их в окружающую среду.

Управляющие системы осуществляют приведение в действие СБ, контроль и управление ими в процессе выполнения заданных функций.

Обеспечивающие системы снабжают СБ энергией, рабочей средой и создают условия для их функционирования.

Для всех систем и элементов безопасности можно выделить некоторые общие признаки, которые оказывают существенное влияние на их надежность. Это, прежде всего, принцип действия - активный или пассивный. В случае активных систем для выполнения заданной функции необходимо обеспечить некоторые условия: подать команду на включение, обеспечить энергией, средой и т.д. Как правило, такие системы сложны по конструкции и имеют многочисленные связи с другими устройствами, от которых зависит их работоспособность.

В случае пассивного принципа действия для выполнения заданной функции не требуется работа других систем и устройств. Пассивные системы функционируют под влиянием воздействий, непосредственно возникающих вследствие исходного события. Как правило, такие системы более просты и характеризуются более высокой надежностью по сравнению с активными. Повышение надежности при этом достигается не только благодаря упрощению конструкций, а, главным образом, потому, что отпадает необходимость в разветвленных управляющих и обеспечивающих системах, которые сопутствуют активным устройствам. Наряду с разветвленностью, сложностью управляющих систем они подвержены различным видам возмущений, таких как пожар, затопление, ошибочные действия персонала при проверках, ремонте систем, а также в процессе управления. Из сказанного следует, что целесообразно использование пассивных устройств и естественных процессов в системах безопасности для повышения их надежности.

Важнейшими мерами повышения надежности СБ являются резервирование, разделение, разнообразие.

Резервирование предполагает применение дополнительных средств и возможностей в целях сохранения работоспособного состояния системы при отказе одного или нескольких ее элементов. Введение избыточности повышает надежность выполнения функции безопасности, т.е. защиту от функциональных отказов. Одновременно увеличивается и опасность ложных срабатываний, характерных, главным образом, для управляющих систем. Для защиты от ложных срабатываний используются схемы резервирования типа "2 из 3" или "2 из 4", т.е. аварийный сигнал выдается системой в том случае, если он сформируется, по

крайней мере, в двух из трех или четырех каналов. Наконец, само резервирование системы эффективно только в том случае, если обеспечена независимость резервируемых элементов и каналов.

Защита системы от отказов по общей причине обеспечивается структурно-функциональным и физическим разделением каналов. Структурно-функциональное разделение исключает общие элементы и связи в схемах, общие управляющие и обеспечивающие системы и защищает, главным образом, от внутренних отказов в системах.

Для исключения отказов каналов по общей причине вследствие пожара, затопления, взрыва газа и т. д. предусматривается физическое разделение. Оно достигается разнесением структурно-независимых каналов системы в пространстве, организацией между ними физических барьеров, размещением каналов системы в независимых помещениях. Примером является размещение пультов управления и защиты на БШУ и РШУ.

Для исключения зависимых отказов, обусловленных общностью конструкции, в том числе ошибками при проектировании, предусматривается разнообразие каналов системы. Разнообразие достигается, например, использованием управляющих систем, формирующих аварийный сигнал об одном и том же нарушении по параметрам разной физической природы, с использованием разной элементной базы, использованием защитных систем разного принципа действия.

Надежная система контроля за работой ядерного реактора и его отдельных элементов — один из важнейших факторов, не только обеспечивающих предупреждение об отклонениях от нормального режима, но и позволяющих вести процесс с наиболее оптимальными показателями. Для реализации требований по предотвращению аварийных ситуаций устанавливается набор пределов безопасной эксплуатации.

В случае достижения одним или несколькими параметрами пределов безопасной эксплуатации и превышения их, должны быть приняты меры по ограничению дальнейшего развития аварийного процесса. ЯЭУ при этом должна быть переведена в одно из состояний нормальной эксплуатации, включая при необходимости и остановку реактора. Однако не всякое отклонение параметров от пределов нормальной эксплуатации приводит к срабатыванию АЗ и останову реактора.

Для исключения больших термокачек оборудования, неоправданных экономических потерь там, где это допустимо по условиям

безопасности, используется предупредительная защита, при которой обеспечивается снижение параметров до заданного уровня и с заданной скоростью. При этом предварительная сигнализация позволяет персоналу и системам управления предотвратить развитие того или иного неблагоприятного процесса. Если процесс идет со сравнительно небольшой скоростью, а причина его может быть устранена, то аварийного выключения реактора не будет.

Сигналы аварийного выключения реактора выбирают исходя из анализа развития и последствий возможных аварийных ситуаций, а также в зависимости от типа реактора и конкретных условий эксплуатации.

2.2. ОСНОВНЫЕ АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

На энергоблоке ЯЭУ кроме реактора предусматривается защита и другого основного оборудования: парогенераторов, турбоустановок и др. Но поскольку наиболее опасной для ЯЭУ является авария с выходом радиоактивности, то целесообразно рассмотреть прежде всего системы безопасности для РУ. При этом основное внимание уделяется таким аварийным процессам, как неуправляемый рост мощности активной зоны (изменение реактивности), уменьшение расхода ТН через активную зону, потеря ТН I-го контура, рост давления в системе I-го контура.

2.2.1. Изменение реактивности

Возникновение и протекание аварийного процесса зависит от механизма ввода реактивности. Возможные механизмы включают неконтролируемое извлечение регулирующих стержней из активной зоны, расплавление или разрушение органа воздействия на реактивность: расплавление ТВС; всплытие ТВС в потоке ТН; попадание в активную зону водородосодержащих веществ, радиальное смещение ТВС, образование пустот в натриевом ТН, изменение температуры ТН и замедлителя и др.

Наибольшую опасность представляют те факторы, которые приводят к положительному изменению реактивности, т.к. в этом случае мощность реактора может возрасти чрезвычайно быстро с возникновением перекосов распределения нейтронного потока, образованием областей локального перегрева топлива или же повреждением всей активной зоны.

Для предотвращения опасных последствий таких процессов используется система аварийной защиты реактора, которая служит для компенсации положительных всплесков реактивности и для аварийного останова реактора. Это достигается за счет введения в активную зону эффективных поглотителей нейтронов: стержней-поглотителей, а для реакторов типа ВВЭР еще и раствора бора. Эффективность рабочих органов аварийной защиты выбирается достаточной для того, чтобы обеспечить надежный останов реактора при несрабатывании одного, наиболее эффективного из них. При этом скорость ввода отрицательной реактивности в активную зону должна быть достаточной для того, чтобы подавить возможные эффекты ввода положительной реактивности при переходных и аварийных режимах. Электрические и логические цепи схемы аварийной защиты имеют, как минимум, двухканальную структуру с полной физической и функциональной независимостью каналов друг от друга.

2.2.2. Нарушение теплоотвода

В авариях с нарушением теплоотвода определяющим фактором может быть, в зависимости от особенностей переходного процесса, рост давления и, как следствие, опасность разрушения системы I-го контура, т.е. второго барьера безопасности. Может иметь место рост температуры ТН, и тогда реальным является разрушение первого барьера безопасности – твэлов. Однако в ряде случаев имеет место комбинация возмущений: опасный рост температуры твэлов и рост давления в I-м контуре. Это приводит к возможности разрушения сразу двух барьеров безопасности и плавления активной зоны.

Несоответствие между вырабатываемым и отводимым теплом возникает в случаях потери внешней нагрузки, прекращения подачи питательной воды в ПГ, разрыва паропровода, останова ГЦН из-за их поломки или при полном обесточивании, блокировки проходного сечения одной или нескольких ТВС. Если не предусмотреть специальных мер, то в этих случаях развитие аварийных процессов может привести к катастрофическим последствиям. Поэтому во всех перечисленных выше случаях срабатывает аварийная защита. Кроме этого предусматриваются и такие дополнительные меры, как, например, увеличение выбега ГЦН; дублирование признаков нарушения циркуляции ТН, по которым формируется сигнал на срабатывание АЗ; обеспечение теплоотвода от активной зоны реактора за счет естественной циркуляции.

2.2.3. Потеря теплоносителя

Особое место среди возможных нарушений в работе АЭС занимают аварийные ситуации, связанные с потерей ТН I-го контура. В эту же категорию включается и максимальная проектная авария (МПА), в качестве которой, в соответствии с правилами, принимается разрыв по полному сечению трубопровода I-го контура с максимальным диаметром. По опасности радиационного воздействия на окружающую среду нарушения в работе АЭС, связанные с потерей ТН, отличаются от всех остальных аварийных ситуаций. Уже исходное событие состоит в повреждении одного из барьеров безопасности, и, кроме этого, создается угроза разрушения всех остальных барьеров.

В качестве аварий с потерей ТН можно рассматривать разрыв трубопровода системы охлаждения реактора или образование настолько большой течи, что система подпитки не способна восполнить утечку.

На АЭС с разными типами реакторов предусматриваются свои СБ, предназначенные для ослабления последствий таких событий. Это, прежде всего, системы аварийного охлаждения активной зоны реактора, причем эти системы постоянно совершенствуются. Например, на АЭС с серийными реакторами типа ВВЭР эта система состоит из трех подсистем: подсистемы пассивного впрыска, подсистемы активного впрыска высокого давления и подсистемы активного впрыска низкого давления, выполняющих защитную функцию при различных масштабах аварии и на разных этапах ее развития (на АЭС с реакторами ВВЭР-440 первого поколения подсистема пассивного впрыска отсутствовала)

Подсистема активного впрыска высокого давления предназначена для подачи охлаждающей среды в I-й контур при достаточно высоких давлениях в нем, когда остальные подсистемы еще не работают. В гидроаккумуляторах подсистемы пассивного впрыска находится холодный ТН под давлением азотной подушки. Если при аварии с потерей ТН давление в реакторе упадет ниже давления азотной подушки, начнется подача ТН из гидроаккумуляторов в I-й контур.

Подсистема активного впрыска низкого давления обеспечивает подачу охлаждающей среды в I-й контур на последующих этапах аварии, а именно после того, как давление в I-м контуре снизится до величины, соответствующей напору насосов этой подсистемы.

Система аварийного охлаждения служит для отвода остаточного тепловыделения и в случаях, связанных с потерей нормального энергоснабжения собственных нужд. При этом отвод тепла

осуществляется либо через 2-й контур (ВВЭР-440), либо сначала через 2-й контур, а потом через теплообменник аварийного расхолаживания (ВВЭР-1000).

Система аварийного охлаждения для блоков с реакторами типа РБМК второго поколения также включает пассивную подсистему с гидроаккумуляторами и активную подсистему с насосами аварийного охлаждения. В качестве третьей подсистемы используются питательные насосы. Пассивная подсистема обеспечивает подачу необходимого количества воды в аварийную половину реактора в первый момент после аварии. Для длительного расхолаживания реактора используется активная подсистема.

На АЭС с реакторами типа БН интегральной компоновки потеря ТН из I-го контура практически исключена, т.к. весь I-й контур размещен в корпусе реактора, который, в свою очередь, находится внутри страховочного кожуха. Конструкция страховочного кожуха выбрана такой, чтобы в случае разрыва основного корпуса активная зона реактора осталась затопленной теплоносителем. Отвод тепла от активной зоны происходит через промежуточный контур, совмещающий функции нормальной эксплуатации и безопасности. Надежность отвода тепла от реактора обеспечивается наличием трех петель промежуточного контура. Если отвод тепла через 3-й контур невозможен, то аварийное расхолаживание осуществляется с помощью воздушного теплообменника, включенного в схему промконтура.

2.2.4. Превышение давления

Для защиты оборудования АЭС от превышения давления при авариях применяются специальные устройства - предохранительные клапаны (ПК) и быстродействующие редуцирующие установки (БРУ). Например, в I-м контуре АЭС с реакторами типа ВВЭР ПК устанавливаются на компенсаторе давления (КД) и на каждом ПГ. Кроме того, во 2-м контуре устанавливаются БРУ для сброса пара в конденсатор (БРУ-К) или в атмосферу (БРУ-А). При этом БРУ-К являются защитным устройством нормальной эксплуатации, а БРУ-А выполняет двойную функцию.

Установка ПК на контуре с радиоактивным ТН увеличивает вероятность аварии с потерей ТН из-за возможности ложных срабатываний этих клапанов и их неплотности после срабатывания. Поэтому там, где это возможно, вместо ПК для защиты контура от превышения давления используют методы теплоотвода.

Сбрасываемую радиоактивную среду после ПК направляют в барботажный бак. Если же аккумулирующей способности барботажного бака недостаточно для приема сбрасываемой среды, то происходит разрыв предохранительной мембраны, и теплоноситель будет истекать в помещение РУ.

Ряд описанных ниже аварий и инцидентов показывают важность повышения надежности работы ПК в системе защиты I-го контура от избыточного давления. В этой связи представляют интерес разработки французских специалистов по использованию автоматически управляемых клапанов в групповом – "тандемном" варианте соединения предохранительного и отсечного клапанов.

Первый клапан "тандема" со стороны КД является предохранительным (ПК) и при нормальных режимах закрыт. Открытие его должно происходить в переходных режимах при превышении уставки по давлению. Второй клапан в "тандеме" – отсечной (ОК). При нормальных режимах он открыт, и его закрытие может происходить лишь в случаях, когда открытый избыточным давлением ПК заводится и не возвращается в исходное положение, а также если давление упадет ниже уставки, назначенной для ОК. Три линии защиты с разными уставками и последовательное срабатывание ПК этих линий в зависимости от давления обеспечивают плавность и надежность работы системы.

Испытания показали четкую работу клапанов. В 1989 г. на стендах и на АЭС испытания были закончены, и ожидается оснащение такой системой 56-ти энергоблоков разных стран с РУ типа PWR.

2.2.5. Локализация последствий аварий

Как уже было отмечено, для предотвращения или ограничения выброса радиоактивных продуктов в окружающую среду при авариях с потерей ТН служат локализирующие СБ. Основной причиной возможного выброса является высокое давление в помещениях РУ, возникающее вследствие образования пара при истечении горячего ТН. В связи с этим системы локализации аварий обычно включают как средства удержания радиоактивной среды, так и средства снижения давления.

Средства удержания среды высокого давления представляют собой герметичные защитные оболочки (ГО) и боксы РУ, являющиеся последним барьером для распространения радиоактивных продуктов в окружающую среду.

Средства снижения давления состоят только из активных, либо

из активных и пассивных конденсирующих устройств. К активным конденсирующим устройствам относятся спринклерные системы, которые, кроме снижения давления и концентрации радиоактивных продуктов в воздухе на начальной стадии аварии, выполняют обычно функцию отвода тепла из герметичного объема в течение длительного времени после аварии. Поэтому они применяются во всех системах локализации аварий. Пассивные конденсирующие устройства обычно предназначаются для ограничения роста давления в объеме ГО или герметичных боксов путем конденсации пара на первом этапе аварии. К ним относятся, например, конденсаторы барботажного типа, используемые на АЭС с реакторами РБМК.

Ряд рассмотренных ниже аварий показывает, что защиту персонала и населения от радиоактивного поражения необходимо обеспечивать даже в случае маловероятных аварий. При таких авариях возможно разрушение топлива, плавление активной зоны, разрушение ГО, что должно приводить к значительным выбросам радиоактивности.

Сложность проблемы ослабления последствий тяжелых аварий стимулирует разработку новых реакторных концепций, использующих свойства внутренней самозащищенности реактора. Реализация этих концепций предполагает, что при авариях должно обеспечиваться самоглушение реактора за счет обратных связей по реактивности, а в случае потери ТН, если ее нельзя исключить в принципе, отвод тепла от активной зоны должен обеспечиваться за счет теплопроводности конструкций и естественной конвекции окружающего воздуха.

3. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С КОРПУСНЫМИ РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР, PWR И BWR, ОХЛАЖДАЕМЫМИ ВОДОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

В данной главе рассматриваются аварийные события на АЭС с водо-водяными реакторами, в которых активная зона размещается внутри корпуса, рассчитанного на давление теплоносителя (ТН), выполняющего и роль замедлителя, и в которых значительная потеря ТН недопустима из-за опасности обнажения и плавления активной зоны.

3.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ С ВВЭР (PWR)

Назначение энергоблока - выработка электроэнергии для внешних потребителей. При этом электроэнергией должны быть обеспечены и собственные нужды блока. Работающий блок снабжает также теплом

себя и стационарный поселок (отопление, горячее водоснабжение, вентиляция).

3.1.1. Основное оборудование и системы

Тепловая схема блока содержит два контура циркуляции: главный циркуляционный контур (ГЦК или I-й контур), состоящий из четырех (ВВЭР-1000), шести (ВВЭР-440) петель или, возможно, из двух петель (рвк), и контур рабочего тела (2-й контур). В состав ГЦК входят реактор, главные циркуляционные трубопроводы (ГЦТ: "холодная" и "горячая" нитки), парогенераторы (ПГ) по числу петель и главные циркуляционные насосы (ГЦН) по числу "холодных" ниток, а также система компенсации давления.

Контур рабочего тела составляют паропроводы острого пара, турбогенераторы (ТГ: в моноблоке - один) с конденсационными установками, деаэрационные установки, а также тракты основного конденсата (ОК) и питательной воды (ПВ), содержащие, в свою очередь, конденсатные (КН) и питательные электронасосы (ПЭН: ВВЭР-440) или турбонасосы (ТПН: ВВЭР-1000) и систему регенерации тепла с подогревателями низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давлений.

Сброс низкопотенциального тепла от энергоблока в окружающую среду осуществляется через охлаждающие устройства системы технического водоснабжения. В качестве охлаждающих устройств могут выступать море, река, озеро, пруд-охладитель, брызгальный бассейн, градирни.

Выработка относительно небольшого (в сравнении с выработкой электроэнергии) количества тепла для собственных потребителей производится в теплофикационной установке за счет тепла отборов пара с турбины.

3.1.2. Обеспечение нормальной эксплуатации

Контроль физических и теплофизических параметров реакторной установки (РУ) осуществляется с помощью аппаратуры контроля нейтронного потока реактора (АКНП) и системы внутриреакторного контроля (СВРК). Управление реактором производится системой группового и индивидуального управления органами регулирования (ОР) - кластерами или специальными кассетами (АРК), содержащими эффективно поглощающий нейтроны материал.

Обеспечение необходимой чистоты воды, циркулирующей по

замкнутому I-му контуру, производится посредством отвода ее части на очистку на высокотемпературных механических фильтрах спецводоочистки (СВО-I: ВВЭР-I000), а также на низкотемпературных ионообменных фильтрах (СВО-2: ВВЭР-I000) и деаэраторах системы подпитки-продувки (СППр) I-го контура. С помощью СППр обеспечивается также необходимый водно-химический режим (ВХР) контура: ввод химических реагентов (аммиака и щелочи) для уменьшения интенсивности коррозионных процессов в контуре. Через СППр производится также подпитка контура водой при малых (компенсируемых) течах, обеспечивается компенсация медленных изменений реактивности (например, вследствие выгорания топлива) и, кроме того, регулирование темпа разогрева (при пуске блока) или расхолаживания (при останове блока) контуров.

Система компенсации давления, включающая компенсатор давления (КД) и бак-барботер (ББ), обеспечивает создание давления в I-м контуре, а также сглаживание колебаний давления в переходных и аварийных режимах. При этом пусковое давление обеспечивается азотом, подаваемым в КД, а в эксплуатационных режимах роль физического компенсатора выполняет паровая "подушка" КД.

Слабые колебания давления в контуре самокомпенсируются переходом системы "вода-пар" в термодинамически равновесное состояние. Значительные колебания давления сглаживаются путем срабатывания регуляторов давления в реакторе и уровня в КД. Регуляторы воздействуют на нагревательные элементы КД (ТЭНы) и/или на клапаны впрыска воды в КД из "холодной" нитки.

Контроль параметров и управление технологическим оборудованием турбины осуществляется с помощью аппаратуры автоматизированной системы управления турбиной (АСУТ). Управление турбиной производится воздействием на ее регулирующие клапаны.

Необходимая чистота пара, вырабатываемого во 2-м контуре, обеспечивается очисткой ОК на ионообменных фильтрах блочной обессоливающей установки (БОУ), продувкой в ПГ и его очисткой. Удаление основных газообразных примесей производится в деаэраторах, а также в конденсационных установках и во всех регенеративных подогревателях - ПНД и ПВД. Корректировка ВХР для уменьшения интенсивности коррозионных процессов выполняется добавкой химических реагентов в контур.

Поддержание необходимых начальных параметров рабочего цикла осуществляется совместной работой регулятора давления пара перед турбиной, регулятора уровня воды в ПГ и блока питания,

обеспечивающего необходимый расход ПВ в ПГ.

Отвод тепла от основных конденсаторов конденсационных установок контура рабочего тела и обеспечение необходимого вакуума в них (конечных параметров рабочего цикла) производится системой циркуляционного водоснабжения (ЦВ), входящей в систему технического водоснабжения блока. Поддержание вакуума в основных конденсаторах и конденсаторах ТПН осуществляется работой воздухоотсасывающих устройств – основных эжекторов (ОЭ).

Восполнение потерь воды 2-го контура производится подачей химически обессоленной воды в основные конденсаторы.

3.1.3. Регулирование мощности

В систему регулирования мощности энергоблока входят: регулятор автоматического регулирования (поддержания) мощности реактора (АРМ) путем воздействия на ОР реактора в соответствии с мощностью ТГ, электрогидравлическая система регулирования (ЭГСР) работы турбины путем управления ее паровпускными органами (РК), устройство разгрузки и ограничения мощности реактора (РОМ) для поддержания допустимой тепловой мощности реактора в зависимости от числа работающих ГЦН и ТПН (ПЭН), а также быстродействующие редуцирующие устройства БРУ-К и БРУ-А.

3.1.4. Защита оборудования и трубопроводов

Все основное оборудование энергоблока имеет защиту с целью предотвращения полного разрушения или повреждения его элементов. Например, реактор имеет защиту по уровню мощности, по периоду разгона, по параметрам охлаждающей воды, по работоспособности органов регулирования. Турбина имеет защиту по частоте вращения и осевому смещению ротора, по уровню вибрации подшипников, параметрам масла систем регулирования и смазки, параметрам на выхлопе и по уровням конденсата греющего пара (КГП) в регенеративных подогревателях. Парогенератор имеет защиту по давлению и уровню воды в нем. Насосы имеют защиту по параметрам сред вспомогательных (обеспечивающих) систем смазки, охлаждения и уплотнения, а также по подпору на всасе, частоте вращения и т.п. Трубопроводы имеют защиту по превышению давления.

Поскольку несанкционированное повышение давления является опасной предпосылкой разрушения оборудования или трубопроводов, на

I-м и 2-м контурах предусмотрены специальные предохранительные клапаны (ПК), обеспечивающие защиту оборудования. На I-м контуре такие клапаны, выполненные в виде импульсных предохранительных клапанов (ИПК), установлены между КД и ББ. При их срабатывании пар (или пароводяная смесь) из КД поступает в ББ, где пар конденсируется. Если повышение давления в I-м контуре вызвано серьезной "долговременной" причиной и ББ не справляется с приемом среды из I-го контура, происходит разрушение разрывной мембраны на ББ, и паро-газо-водяная смесь сбрасывается в объем гермооболочки (ГО). При этом обеспечивается целостность оборудования и трубопроводов I-го контура.

При повышении давления пара во 2-м контуре выше определенного уровня срабатывают ПК ПГ. В случае дальнейшего повышения давления роль ПК будут выполнять клапаны БРУ-А.

3.1.5. Защита энергоблока в целом (на примере ВВЭР-1000)

Защита энергоблока при различных исходных событиях в конечном итоге производится воздействием на мощность реактора с ее снижением или полным прекращением цепной реакции с помощью ОР системы управления и защиты (СУЗ) реактора. При этом, как правило, первичным сигналом является сигнал защиты какого-либо оборудования.

Полное заглушение реактора реализуется вследствие формирования сигнала аварийной защиты (АЗ) и его прохождения с воздействием на ОР. Снижение мощности реактора производится по сигналам предварительной защиты (ПЗ). АЗ вызывает одновременное падение всех ОР до крайнего нижнего положения за время 3-4 с под действием собственного веса.

В перечень сигналов АЗ входят:

- период разгона (менее заданного предела);
- величина нейтронного потока (здесь и далее выше заданного предела);
- увеличение нейтронной мощности реактора;
- повышение давления над активной зоной;
- повышение давления пара в главном паровом коллекторе (ГПК);
- возрастание давления под ГО;
- сейсмическое воздействие более 6 баллов на уровне земли;
- обесточивание двух ГЦН (или одного из 2-х работающих);
- уменьшение уровня в любом ПГ ниже заданного предела (при

работающем ГЦН данной петли):

- потеря силового питания на двух вводах СУЗ;
- потеря надежного питания СУЗ на двух из трех вводах 380/220 В и др.

Действие АЗ не прекращается независимо от того, снялся сигнал первопричины или нет.

ПЗ делится на ПЗ-1, вызывающую поочередное движение групп ОР вниз с рабочей скоростью, и ПЗ-2, формирующую запрет на движение ОР вверх.

В перечень сигналов ПЗ входят:

- превышение температуры "горячей" нитки любой петли (выше заданного предела);
- отключение ТПН;
- обесточивание одного ГЦН,

а также сигналы, аналогичные сигналам АЗ, но с меньшим заданным пределом (уставкой) контролируемого параметра.

Исчезновение сигнала первопричины приводит к снятию команды ПЗ.

3.1.6. Системы безопасности

Специфика АЭС - наличие радиационно опасного объекта, каковым является реактор, привела к созданию специальных систем безопасности (СБ), срабатывающих при определенных аварийных ситуациях, когда системы нормальной эксплуатации не обеспечивают сохранность активной зоны реактора, а, следовательно, возможен выход радиоактивных веществ в контур и даже в окружающую среду. Эти СБ, входящие в САОЗ, срабатывают при наличии сигналов о разгерметизации I-го или 2-го контуров с некомпенсируемыми системами подпитки течами, а также при полном обесточивании собственных нужд блока.

При этом СБ обеспечивают подачу в пространство под и над активной зоной охлаждающей тепловыделяющие сборки (ТВС) воды, ввод в I-й контур концентрированного раствора борной кислоты для гарантированного подавления цепной реакции деления, распыление специального раствора в ГО с целью конденсации пара, образованного в процессе вскипания вытекающей из разрыва воды и уменьшения давления и температуры среды в ГО. При этом производится связывание радиоактивного йода в ГО для сокращения времени выдержки аварийного блока до проведения ремонтно-восстановительных работ.

3.1.7. Специальные системы нормальной эксплуатации

Радиоактивные продукты образуются в контурах энергоблока и в процессе нормальной его эксплуатации. В I-м контуре они образуются за счет процессов радиолиза воды, активации продуктов коррозии контура, а также вследствие прямого выхода в ТН из топливной композиции через микротрещины в оболочках твэлов. Один из продуктов радиолиза воды - водород и сам по себе опасен из-за возможного образования в смеси с воздухом "гремучей смеси", являющейся взрывоопасной. Поэтому из баков (объемов) систем I-го контура, имеющих уровень раздела жидкой и газообразной сред, производятся газовые сдувки с направлением газа на контактные аппараты (КА) для рекомбинации водорода и кислорода с образованием воды и далее на спецгазоочистку (СГО) для очистки от радиоактивных примесей.

Во 2-м контуре активность появляется из-за протечек воды I-го контура во 2-й в ПГ. Уровень активности зависит от величины протечек и активности воды I-го контура и не должен превышать разрешенного предела.

Очистка воды I-го контура на фильтрах СВО-I и СВО-2 производится и от радиоактивных примесей. На СВО-2 очищаются также воды организованных протечек I-го контура. Кроме этих СВО существуют СВО для очистки вод бассейнов выдержки (БВ) и перегрузки (БП) топлива, очистки трапных вод, отмывочных вод и вод дезактивации контура и оборудования.

Отвод низкопотенциального тепла от оборудования и систем I-го контура в окружающую среду осуществляется с помощью системы технического водоснабжения, но через промежуточный водяной контур, который является барьером на пути возможного попадания радионуклидов в природные водоемы и атмосферу.

Специальным образом построены и системы вентиляции блока. При этом выполняются два основных принципа: создание в "грязных" помещениях (т.е. в помещениях, где есть радиоактивная пыль, аэрозоли) разрежения, обеспечение движения вентилируемого воздуха от "чистого" помещения к "грязному".

Осуществление названных принципов позволяет, во-первых, не допустить выход активности в окружающую среду и, во-вторых, обеспечить необходимые условия работы оперативного персонала и других специалистов на АЭС.

3.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ С ВВР

Кипящие реакторы (ВВР) отличаются от ВВЭР (РВР) тем, что генерируют пар непосредственно в активной зоне. При этом АЭС может быть двухконтурной. Однако большинство действующих блоков являются одноконтурными; они и рассматриваются ниже.

3.2.1. Особенности реакторов

Совершенствование ВВР привело к следующим существенным отличиям их от РВР:

- 1) внутри корпуса реактора размещаются механические сепараторы пара, а иногда и циркуляционные насосы;
- 2) органы регулирования вводятся в активную зону снизу, что позволяет выровнять распределение потока нейтронов по высоте, повышает эффективность органов СУЗ и удобнее конструктивно.

Крупные энергетические ВВР имеют интегральную компоновку, когда оборудование I-го контура расположено в корпусе реактора. Такой корпус имеет значительные габариты. Например, блок мощностью 1200 мвт (эл.) комплектуется реактором со стальным корпусом диаметром 6.5 м и высотой 21.7 м, внутри которого полностью заключен КМПЦ.

Распространены два варианта ВВР. Они отличаются организацией циркуляции кипящего теплоносителя в активной зоне.

В первом варианте используется система со струйными насосами, расположенными в корпусе вокруг активной зоны. В качестве рабочей среды струйных насосов используется около трети расхода ТН, подаваемого через две внешние циркуляционные петли.

Во втором варианте внешних петель нет, и центробежные циркуляционные насосы (кроме их электроприводов) располагаются в корпусе.

Кратность циркуляции ТН для разных вариантов ВВР находится в пределах 5-10.

В ВВР число ТВЭлов в ТВС всегда меньше, чем в ВВЭР. Это позволяет точнее контролировать энерговыработку каждой ТВС, что важно для ВВР, где опасность кризиса теплообмена серьезней, чем у РВР. Поэтому стремление уменьшить вероятность кризиса теплообмена привело к более детальному гидравлическому профилированию активной зоны ВВР и обязательному наличию чехлов у ТВС.

3.2.2. Особенности рабочего контура

В одноконтурных АЭС с ВВР насыщенный пар с давлением около 7 мПа поступает непосредственно на турбину. Известны различные технологические схемы рабочего контура, но основная тенденция их развития – упрощение схемы АЭС. Применение встроенных в корпус центробежных насосов позволило исключить внешние петли циркуляции в реакторе. Стремление повысить надежность функционирования блока заставило рассмотреть забытую с 60-х годов схему с естественной циркуляцией ТН при прямом паровом цикле. Однако действующих современных блоков с таким вариантом схемы пока нет.

Турбина и схема регенерации существующих блоков на базе ВВР мало отличаются от реализованных в рабочем контуре АЭС с РВР. Осушенный в верхней части реактора пар по главным паропроводам направляется в турбину, имеющую цилиндр высокого и цилиндр низкого давления. Питательная вода после регенеративных подогревателей по трубопроводам возвращается в реактор.

3.2.3. Обеспечение безопасности

Изначально ВВР обладал, по сравнению с РВР, следующими преимуществами:

- большим запасом воды в корпусе;
- высокой степенью естественной циркуляции ТН;
- меньшей энергонапряженностью топлива и активной зоны в целом;
- меньшим флюенсом нейтронов на корпус реактора;
- отсутствием бора в ТН и возможностью расхолаживания реактора без введения бора в ТН.

При массовом разрушении твэлов или плавлении активной зоны большая безопасность ВВР по сравнению с РВР обусловлена надежной локализацией радиоактивности внутри защитного корпуса закрытием задвижек на главных паропроводах и сбросом радиоактивного пара в баки-барботеры с большим запасом воды, расположенные внутри защитной оболочки.

При авариях с потерей ТН быструю конденсацию пара в реакторе обеспечивают системы впрыска большого количества воды высокого и низкого давления непосредственно в корпус. При этом утечку радиоактивности предотвращают три локалирующие системы: бетонная шахта вокруг корпуса реактора (сухой бокс), баки-барботеры (или бассейн) снижения давления, соединенные с шахтой горизонтальными

каналами с гидрозатвором, и защитное здание реактора из напряженного бетона с внутренней стальной оболочкой.

Реактор типа ВВР оборудован несколькими системами аварийного охлаждения активной зоны. При аварии отвод остаточного тепловыделения в течение 4-5 часов может быть обеспечен через бассейн снижения давления, т.к. большой запас воды в нем гарантирует необходимую теплоемкость. Фактически этот процесс одновременно дублируется несколькими системами, обеспечивающими длительный отвод тепла.

3.3. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР, РWR И ВWR, связанные с радиационными последствиями

3.3.1. Авария на опытной АЭС "SL-I" (США), связанная с разрушением активной зоны [38]

3 января 1961 г. на Национальной станции испытания реакторов произошла тяжелая авария на экспериментальной АЭС, введенной в эксплуатацию в 1958 г. и использовавшейся для обеспечения военных баз теплом и электроэнергией.

Реактор типа ВВР "SL-I" (стационарный реактор малой мощности) работал на тепловой мощности 3 мвт. В его цилиндрической активной зоне диаметром 0,8 м и высотой 0,65 м размещались 40 пластинчатых ТВЭЛов с оболочками из сплава Al-Ni и содержащих в качестве топлива 15 кг сплава U-Al с обогащением 91% по U-235. Активная зона размещалась в стальном корпусе с внутренней наплавкой, который в рабочем состоянии заполнялся наполовину водой при давлении 2,0 мпа и температуре 216°C.

Управление реактором осуществлялось одним центральным и четырьмя периферийными поглощающими стержнями, причем реактор мог достичь критичности при удалении только центрального стержня.

До аварии реактор находился в заглушенном состоянии для технического обслуживания и установки дополнительной контрольно-измерительной аппаратуры, в связи с чем все стержни регулирования были полностью введены в реактор и отсоединены от привода, но могли быть подняты вручную.

После завершения намеченной работы во время вечерней смены между 16.00 и 24.00 03 января 1961 г. три работника занимались присоединением стержней регулирования к механизму привода, и в 24.01 произошло аварийное событие, связанное со случайным или

намеренным извлечением стержней из реактора, в результате чего в реакторном зале уровень излучения достиг $\sim 1000 \text{ Р/ч}$, $\sim 3 \cdot 10^3 \text{ Гбк}$ J-131 вышло в окружающую среду, два оператора погибли, а третий умер позднее.

В результате расследования было сделано заключение, что по неизвестной причине стержни регулирования оказались поднятыми на $\sim 50 \text{ см}$, что достаточно для большого роста реактивности и разгона реактора, мощность которого за 0.01 с достигла $\sim 20000 \text{ мвт}$. Это привело к расплавлению твэлов, дополнительному энерговыделению за счет взаимодействия металла с водой и взрывному парообразованию в активной зоне.

Парообразование вызвало резкое повышение давления в корпусе, по оценкам достигшее 70 мпа , в результате чего центральный стержень был выбит из корпуса, а взрывной выброс воды со скоростью $\sim 9 \text{ м/с}$ в верхнюю крышку корпуса подбросил его на 3 м вверх, после чего корпус упал примерно на исходное место.

Исследование после аварии показало, что температура топлива была выше 2000 К , имело место расплавление $\sim 20\%$ топлива и частичное испарение материалов в центральной части активной зоны. При этом около 2 кг урана было вынесено из активной зоны.

Авария показала недопустимость отсутствия технических средств, блокирующих возможность несанкционированного извлечения регулирующих стержней, и на современных реакторах такое событие было бы невозможно. Кроме того оказалось, что возможна опять же недопустимая ситуация, при которой быстрый рост реактивности может привести к плавлению топлива раньше, чем прекратится цепная реакция вследствие уменьшения плотности воды и образования паровых пустот.

3.3.2. Авария на блоке №2 АЭС "THREE MILE ISLAND" (США), связанная с плавлением активной зоны [34,38,39-55]

29 марта 1979 г. на блоке №2 АЭС "Три-Майл-Айленд" (ТМА-2) произошла тяжелая авария с плавлением активной зоны и выходом большого количества продуктов деления в различные элементы оборудования, технологические помещения и под гермооболочку (ГО).

3.3.2.1. Характеристика энергоблока ТМА-2

Основой энергоблока ТМА-2, введенного в эксплуатацию в

1978 г., был реактор типа PWR, в котором работу I-го контура обеспечивали 4 ГЧН, а работу 2-го контура - 2 прямоточных ПГ. Из реактора вода поступает в трубные пучки каждого ПГ по одной горячей нитке, а возвращается в реактор по двум холодным ниткам.

В штатном режиме тепловая мощность реактора составляла 2772 МВт, электрическая мощность блока - 956 МВт, давление воды в I-м контуре - 15.2 МПа, температура воды на входе в реактор - 292 °С, на выходе - 320 °С; поток воды через активную зону - $1.74 \cdot 10^4$ кг/с.

Активная зона диаметром - 3.3 м и высотой - 3.7 м собрана из 311 ТВС, каждая из которых содержала 208 твэлов. В свою очередь, твэлы содержали в качестве топлива таблетки UO_2 диаметром 9.4 мм и толщиной 17.7 мм, помещенные внутри трубок из циркония-4 (Zr с добавками - 1.3 вес% Sn, - 0.22 вес% Fe, 0.1 вес% Cr) с внутренним и внешним диаметром соответственно 9.6 и 10.9 мм и длиной 3.9 м. Различные ТВС имели обогащение топлива по $U-235$: 1.98; 2.64 и 2.96 вес% (среднее обогащение 2.54 вес%). Активная зона в целом содержала 94 т UO_2 и 35.5 т конструкционных материалов.

Общая компоновка одной из двух петель блока (петля "А") показана на рис.3.1.

3.3.2.2. Развитие и общая характеристика аварии

К моменту начала аварии в 04 ч.00 мин. (04.00) 29 марта 1979 г. энергоблок работал почти на полной мощности (98%). Последующие события в течение 100 мин. оказались возможным воспроизвести на основе документированных показаний и записей приборов контроля и управления.

Согласно этим данным, авария началась с выключения конденсатного насоса (КН), находящегося на линии с ПН 2-го контура, которые в связи с этим должны были отключиться и отключились. Эта ситуация, связанная с прекращением подачи ПВ в ПГ и, значит, с прекращением отбора тепла от I-го контура, привела, согласно проекту, к немедленному отключению турбины и запуску всех трех вспомогательных питательных насосов (ВПН) 2-го контура для предотвращения роста температуры и давления в I-м контуре.

Через 30 с ВПН вышли на рабочий режим, однако, как выяснилось позднее, запорные клапаны на линии подпитки 2-го контура от этих насосов, которые при эксплуатационных условиях должны быть открыты и которые по программе ранее проведенных испытаний закрывались, почему-то оказались закрытыми, в результате чего вода в ПГ так и

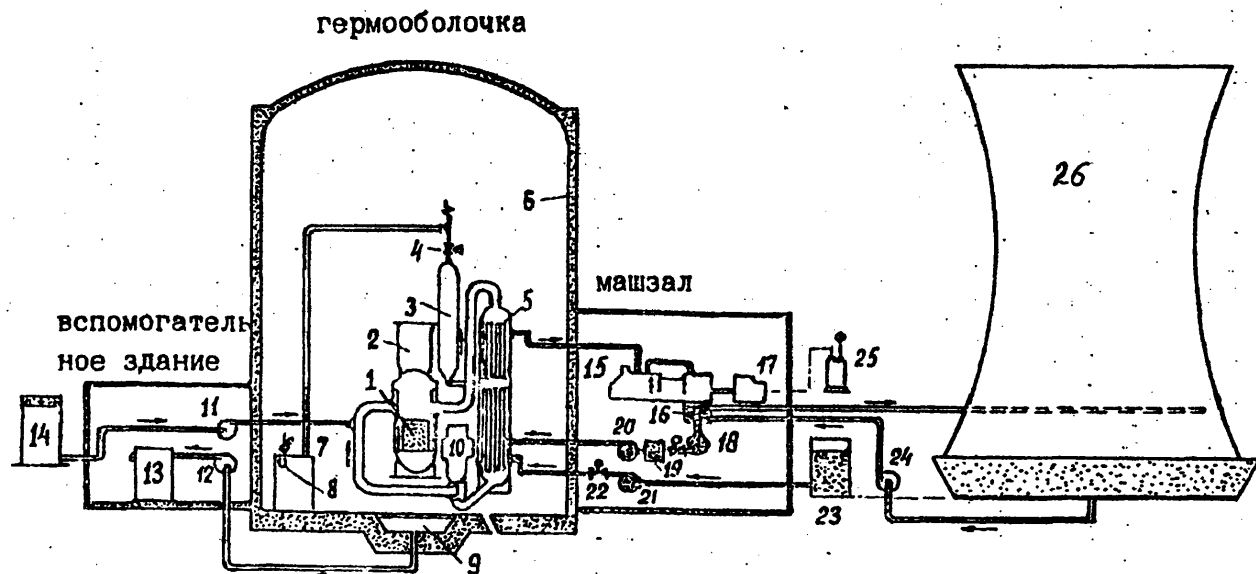


Рис.3.1. Схема энергоблока ТМА-2 (петля "А")

1 - активная зона реактора; 2 - стержни СУЗ; 3 - компенсатор давления; 4 - импульсный предохранительный клапан; 5 - парогенератор; 6 - защитный клапан гермооболочки; 7 - бак-барботер; 8 - разрывная мембрана; 9 - дренажный приемок; 10 - главный циркуляционный насос; 11 - насос аварийного ввода борированной воды; 12 - дренажный насос; 13 - бак-накопитель жидких отходов; 14 - бак запаса борированной воды; 15 - турбина; 16 - конденсатор; 17 - генератор; 18 - конденсатный насос; 19 - блочная очистная установка; 20 - питательный насос; 21 - вспомогательный питательный насос; 22 - запорный клапан; 23 - бак запаса конденсата; 24 - циркуляционный насос; 25 - трансформатор; 26 - градирня

не поступала.

Полное прекращение подачи ПВ в ПГ является как на ТЭС, так и на АЭС одной из предусмотренных проектом ситуаций, локализуемых системами безопасности (СБ), которые пока действовали в проектном порядке.

Ниже развитие аварийных событий будет привязано на временной шкале к началу аварии.

Так как в АЭС на основе $p_{\text{мк}}$ объем ТН и давление в I-м контуре регулируются соотношением объемов паровой и жидкой фаз в КД и в нормальных условиях жидкая фаза занимает примерно половину объема КД, то после прекращения подачи ПВ в ПГ начавшийся рост температуры в I-м контуре привел к повышению уровня ТН в КД и, как следствие, к быстрому росту давления в контуре.

Через 3-6 с давление превысило уставку 15.65 мпа и привело к открытию импульсного предохранительного клапана (ИПК) на КД. Но т.к. давление продолжало некоторое время расти дальше, то через 9-12 с автоматика аварийно остановила реактор по превышению уставки 16.34 мпа. Эти события являются нормальной реакцией СБ на повышение давления в I-м контуре выше допустимых по проекту значений. Через 12-15 с благодаря сбросу пароводяной смеси через ИПК давление понизилось до 15.3 мпа, когда ИПК должен закрыться, после чего должно начаться контролируемое расхолаживание реактора. Однако клапан не закрылся по неизвестной причине.

Непосадка ИПК стала главной причиной тяжелого развития дальнейших событий, т.к. операторы действовали, не осознавая отказ ИПК. Здесь следует отметить, что исполнительный механизм закрытия ИПК не сработал несмотря на наличие напряжения на датчике закрытия клапана. Наличие соответствующего сигнала на щите управления, по существу, ввело в заблуждение операторов. Поэтому после аварии на всех аналогичных блоках АЭС были немедленно сделаны независимые указатели фактического положения ИПК.

Как видно из предыдущего, развитие аварии сначала было обусловлено тремя техническими причинами: отказом КН, закрытием запорных клапанов на линии ВПН и непосадкой ИПК, а дальше стало определяться длительным действием ошибки операторов.

Наложение технических неполадок уже привело к выходу ситуации за рамки концепции единичного отказа, согласно которой система должна выполнять заданные функции при любом исходном событии и независимом от него отказе еще одного из активных или пассивных элементов.

Если учесть, что, кроме отмеченных отказов, через 7 мин. 30 с самопроизвольно включился дренажный насос, перекачивающий загрязненную воду в бак для загрязненных жидких отходов, то возникло даже подозрение на возможность преднамеренных действий злоумышленников. Мы считаем, что достаточных оснований для этого нет, т.к. в этом случае чрезвычайно "умные" злоумышленники должны были "предусмотреть" и последующие действия операторов, либо они и должны быть названы единственными или одними из злоумышленников.

Так как из-за непрерывной утечки ТН через открытый ИПК количество и давление ТН в I-м контуре продолжали уменьшаться, то через 2 мин при давлении ~ 11.4 МПа СБ включила насосы аварийной подпитки высокого давления, которые стали подавать воду по холодной нитке I-го контура сверху непосредственно в кольцевую опускную зону между корпусом и шахтой реактора.

В этот период проявился важный фактор, неправильно оцененный операторами. Из-за уменьшения давления ТН в воде I-го контура (преимущественно в активной зоне) стали образовываться паровые пузыри, которые в период между 4-й и 11-й мин. привели к повышению уровня воды в КД за пределы видимой шкалы указателя уровня.

Так как полное вытеснение парового объема из КД превращает I-й контур в гидравлически жесткую систему, не позволяющую регулировать ее параметры, то по условиям обеспечения безопасности, предусмотренным инструкцией по эксплуатации, такое состояние является совершенно недопустимым. Поэтому операторы, не зная о все еще открытом состоянии ИПК и об образовании паровых пузырей в ТН, считали, что в I-м контуре нарастает избыток ТН и по инструкции через 4 мин. 30 с отключил один, а через 10 мин. 30 с - второй насосы аварийной подпитки высокого давления. Затем через 11-12 мин. они снова включили эти насосы, но задресселировали их расход, и в таком режиме насосы работали до 200 мин. с начала аварии.

Послеаварийный анализ показал, что для предотвращения обнажения активной зоны было бы достаточно подавать в реактор от системы аварийной подпитки всего ~ 13 кг/с воды, что составляет $\sim 25\%$ производительности системы. Однако фактическая подача составляла $1/3-2/3$ этой величины и временами практически падала до нуля из-за забросов в I-м контуре, что сделало неизбежным обнажение и плавление части активной зоны примерно через 2.6 ч., когда уровень остаточного тепловыделения в зоне составлял еще $\sim 1\%$ от полной тепловой мощности, т.е. ~ 31 МВт.

В результате длительного сброса пара через ИПК в бак-барботер после повышения давления до уставки сначала открылся предохранительный клапан, а через 15 мин. при давлении 1.48 мПа лопнула разрывная предохранительная мембрана бака. После этого открылся прямой доступ в помещения под ГО сначала "чистого" пара I-го контура, а позднее - и содержащего продукты деления.

В период 20-60 мин. параметры I-го контура стабилизируются в состоянии насыщения при давлении 7.1 мПа и температуре 288°C, когда охлаждение зоны осуществляется двухфазным потоком. В результате развивается сильная вибрация ГЦН, и операторы вынужденно отключают через 1ч. 15 мин. сначала два ГЦН петли "В", а еще через 25 мин. - два оставшихся в работе ГЦН петли "А".

Прекращение принудительной циркуляции в I-м контуре сразу привело к разделению воды и пара в контуре, причем корпус реактора оказался заполненным водой до уровня немного выше верха активной зоны, а т.к. поступление воды от подпитки высокого давления, как отмечалось выше, было недостаточным для компенсации утечки через ИПК, то еще через 10 мин. началось осушение зоны.

В течение последующих 30 мин. это привело к понижению уровня ТН примерно до середины активной зоны (возможно даже, до 1/3-1/5 высоты зоны), к быстрому разогреву обнажившейся части зоны, где, по результатам послеаварийного изучения образцов материалов, температура твэлов достигла - 1100 К, а примерно через 150 мин. от начала аварии началось быстрое окисление оболочек твэлов из циркалоя-4, температура твэлов превысила температуру плавления оболочек (2100 К), и в расплавленном материале оболочек началось растворение части топлива (UO_2). Температура в осушенной части зоны превысила также температуру плавления стержней СУЗ из сплава Аз, Zn и Cd, а также оболочек этих стержней из нержавеющей стали.

Расплавленная смесь стала протекать в пространство между поврежденными твэлами и затвердевать в области верхней границы ТН. В результате к 174 мин. образовалась большая область частично расплавленных материалов зоны, содержащая UO_2 , сталь, цирконий, Аз и немного Zn и Cd.

В процессе аварии образовалось около 450 кг водорода вследствие взаимодействия разогретого материала оболочек твэлов с паром по реакции $Zr + 2H_2O = ZrO_2 + 2H_2$. Выделение водорода происходило со скоростью - 25 кг/мин, и его количество позволяет оценить количество окисленного и охрупченного циркалоя-4, которое составляет - 50%. Важно также, что экзотермическая парокронеиновая

реакция окисления циркалия-4 должна дополнительно повышать локальную температуру твэлов, которая по результатам последующего изучения материалов поврежденной зоны превышала точку плавления твердого раствора $u-Zr-O$ (~ 3100 K).

Примерно через 10 ч после начала аварии был зарегистрирован скачок давления 193 кПа под ГО, обусловленный, по-видимому, воспламенением водородно-воздушной смеси. Так как этот скачок был меньше 413 кПа, на которые рассчитана ГО, то дополнительных осложнений в протекании аварии не возникло, но этот факт послужил причиной последующих исследований с целью предотвращения (путем контролируемого сжигания водорода) или безопасной локализации водородных пожаров.

Оказалось, что способность водородно-воздушной смеси к воспламенению резко возрастает при концентрации H_2 более 8 об.%, но эта смесь легко воспламеняется от электрической искры и при меньших концентрациях. Вместе с тем в среде с концентрацией пара более 50 об.% водородная смесь становится инертной.

При аварии на ТМА-2 воспламенение хорошо перемешанной водородно-воздушной смеси под ГО могло быть легко спровоцировано искрой в электрооборудовании, заливаемом водой или подвергаемом воздействию пара.

На этапе разрушения оболочек твэлов большое количество продуктов деления перешло непосредственно в воду и пар, а с ними — в различные системы и помещения блока через разгерметизированный бак-барботер. Об этом свидетельствовало резкое возрастание активности в здании ГО по показаниям дозиметрических приборов. При этом газообразные продукты деления вместе с паром и водородом накапливались под ГО, где через 5 ч. давление достигло 0.13 МПа, а через 10 ч — 0.29 МПа, что привело к включению sprinkлерной системы, подавшей в течение 2-х мин. под ГО 18.9 м^3 маон.

Только через 140 мин. после начала аварии операторы осознали незакрытие ИПК и закрыли его. После этого ИПК работал нормально и позднее еще несколько раз открывался и закрывался как автоматически, так и операторами в соответствии со сложной динамикой давления в I-м контуре. Однако во время первого закрытия ИПК операторы еще не осознавали, что активная зона частично осушена и неизбежно ее сильное повреждение, которое развивалось в период между 140 и 225 мин.

На 174 мин операторы включили один ГЦН, который проработал меньше 10 с и снова отключился, но за это время подал в почти

пустой корпус реактора - 30 м³ воды, достаточных для покрытия зоны. При этом термомеханическое взаимодействие ТН с окисленными и охрупченными твэлами в сильно перегретой верхней части (~ 2/3 высоты) зоны привело к их фрагментации на обломки с размерами от <1 см до крупных и образованию завала, форма которого коррелирует с ожидаемой геометрией потоков воды и газа с учетом положения патрубков.

По-видимому, в этот период произошло окончательное затвердевание наружных слоев завала, тогда как внутри него продолжалось плавление вследствие остаточного тепловыделения и отсутствия там охлаждения. Последующие расчеты, согласующиеся с наблюдаемым распределением затвердевших материалов зоны, указывают на то, что к 224 мин расплавленный объем внутри завала содержал 20-45% от первоначального количества материалов зоны.

Примерно на 200-й мин. операторы включили работу системы аварийной подпитки высокого давления, которая через 10-15 мин обеспечила почти полное заполнение корпуса реактора и улучшила условия охлаждения зоны.

В период между 224 и 226 мин, судя по показаниям датчиков давления I-го контура, детекторов нейтронов и дозиметрических приборов, произошло обрушение подушки завала, приведшее к перетеканию ~20 м расплавленного материала в нижнюю часть корпуса через открытые ТВС. После этого дальнейшего перераспределения расплавленных материалов, по-видимому, не было.

Следует отметить, что благоприятным фактором для стабилизации материалов в зоне явилось отсутствие проходов в нижней крышке корпуса реактора ТМА-2, тогда как в ряде других реакторов АЭС аналогичного назначения такие проходки имеются, и на таких АЭС можно было бы ожидать более сложного развития событий при аналогичном характере плавления активной зоны.

В период между 7.6 и 14 ч I-й контур намеренно разгружался с целью запуска вспомогательной системы питания 2-го контура (2.86 мпа), затем к 16 ч. давление в I-м контуре было доведено до 15.96 мпа, в конце этого периода был запущен один ГЦН петли "А", и появилась циркуляция в ПГ, пар из которого сбрасывался в конденсатор. Это время можно считать за окончание аварии, т.к. было восстановлено устойчивое охлаждение активной зоны, которое продолжалось много дней.

На рис 3.2 показана динамика изменения давления в I-м контуре на всех стадиях развития аварии с указанием ее основных этапов.

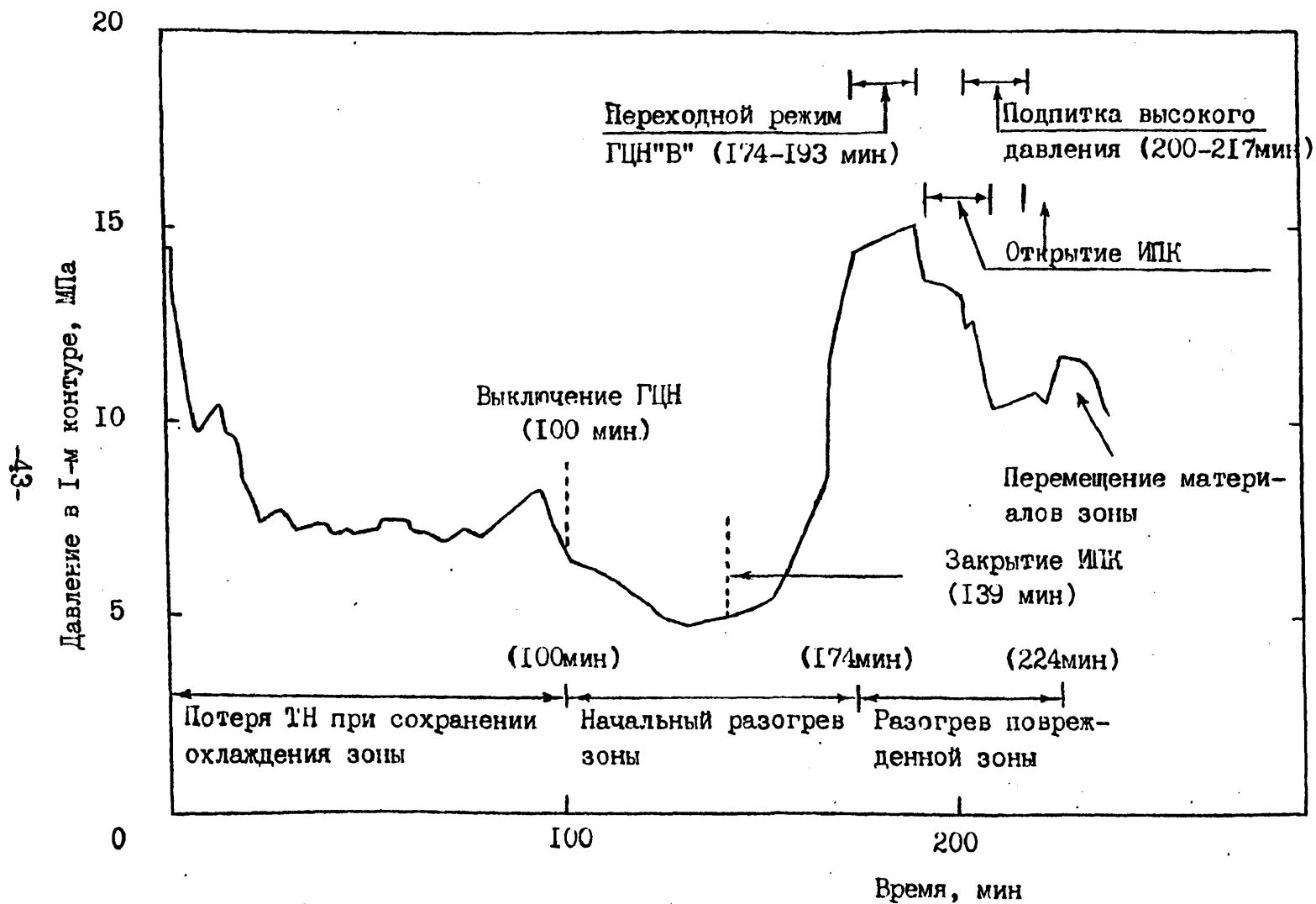


Рис.3.2. Основные этапы и события при аварии на ТМА-2

3.3.2.3. Состояние блока после аварии и ликвидация ее последствий

Расхолаживание реактора было обеспечено штатными средствами, хотя были сделаны альтернативные системы, применение которых не потребовалось. При обеспечении принудительной циркуляции с помощью ГЦН петли "А" давление в контуре поддерживалось выше насыщения с помощью подпиточных насосов высокого давления.

В течение первой недели после аварии производилось удаление водорода из корпуса реактора путем выноса его из корпуса в растворенном виде водой I-го контура и выделения под ГО при периодическом открывании ИПК. За это время остаточное тепловыделение уменьшилось со 160000 кВт до 5400 кВт.

27 апреля был остановлен ГЦН, и охлаждение зоны стало осуществляться за счет естественной циркуляции. В январе 1980 г. было закрыто БРУ-К, и начался пассивный отвод тепловыделения, которое к 1983 г. стало меньше 30 кВт.

По состоянию на 4 апреля 1979 г. под ГО создалось разрежение и наблюдался высокий уровень излучения. При этом все уцелевшие термопары показывали температуру активной зоны ниже 238⁰С, и шло медленное охлаждение.

Хотя сразу после аварии фактическое состояние реактора не было известно, недопустимо высокий уровень радиоактивности внутри ГО и сильное радиоактивное загрязнение большого количества воды в различных системах и помещениях указывали на предельную степень повреждения твэлов и ТВС реактора ТМА-2.

Первые несколько недель после аварии длилось состояние хаоса, шока и дезорганизации на всех уровнях, а затем несколько групп специалистов пытались оценить состояние блока и воспроизвести в 1979-80 г. последовательность термогидравлических событий в активной зоне и I-м контуре. В октябре 1979 г. первую оценку состояния ТМА-2 сделала комиссия, назначенная Президентом США, и на этой основе была намечена программа ликвидации последствий аварии.

Эта программа, в осуществлении которой были задействованы тысячи людей, предусматривала 3 перекрывающиеся по времени стадии работ.

Целью первой стадии было выявление характера и масштабов повреждений, обеспечение и поддержание стабильного состояния блока в течение длительного времени. На второй (главной) стадии предусматривалось удаление из реактора и за пределы блока

поврежденного топлива. После этого на третьей стадии планировалось удаление оставшейся радиоактивности, связанной с частицами топлива, попавшими в трубопроводы и различные вспомогательные системы блока. И только после завершения всей программы должно быть принято решение о дальнейшей судьбе поврежденного блока.

Обследование состояния активной зоны в сложных радиационных условиях потребовало разработки специальных методов и средств, включающих телевизионные камеры малого диаметра (3.18 см) для дистанционного осмотра корпуса и зоны внутри корпуса, средства ультразвукового зондирования расположения материалов в зоне, приборов для измерения профиля потока нейтронов в зоне, инструментов на длинных штангах для взятия проб образцов из разных участков зоны, защитной одежды, методов и средств дезактивации высокорadioактивной воды и т.д. Это было нужно не только по соображениям безопасности, но и с точки зрения работоспособности такой специальной техники в уникальных по сложности условиях. Работоспособность разработанных технических средств была проверена на блоке ТМА-1.

Реальная степень повреждения корпуса и активной зоны ТМА-2 не была известна до 1982 г., когда результаты визуального обследования показали, что материал корпуса реактора (толщина 125 мм) не поврежден и находится в хорошем состоянии, что 43% ТВС сохранили стандартное положение в активной зоне и что верхняя крышка корпуса и верхние внутриреакторные устройства сильно загрязнены радиоактивными продуктами, но сравнительно мало повреждены.

Однако на нижней крышке корпуса были обнаружены еще в 1982 г. и подтверждены в 1989 г. трещины в нержавеющей наплавке толщиной 7.5 мм, заполненные затвердевшим расплавленным металлом. При этом часть трещин имели длину до 15 см и ширину более 2.5 мм и, если судить по следам ржавчины, возможно, распространялись на всю толщину наплавки. Окончательное суждение о характере и причине трещин можно будет сделать после анализа около 20 образцов, направленных для изучения в Японию и ряд европейских стран, а пока можно предполагать, что при контакте расплавленных материалов зоны с наплавкой ее растрескивание и, возможно, отрыв от материала корпуса из углеродистой стали могли быть обусловлены различием коэффициентов термического расширения материалов наплавки и корпуса.

Только к 1985 г. стало ясно, что повреждение активной зоны

является более обширным и более серьезным, чем предполагалось сразу после аварии. Фактически более 1.5 м верха зоны представляли собой пустую полость объемом 9.3 м³, ниже которой находился свободный завал обломков толщиной около 1 м и общей массой 26.4 т из общего количества - 132.2 т с учетом окисления исходных материалов во время аварии.

Ниже свободного завала образовалась большая сплавленная масса материалов (~ 32.7 т) диаметром ~ 3 м и толщиной от ~ 1.5 м в центре до ~ 0.25 м на периферии. Изучение образцов, взятых из этой массы, показало, что во время аварии материалы в этой области зоны находились при температурах 2500-3100 К и были расплавлены.

Материалы из нижней части зоны непосредственно не изучались, но, как и ожидалось, там обнаружены в разных местах неповрежденные твэлы, пустоты и сплавленные материалы общей массой ~ 5.8 т, а на нижней крышке корпуса ~ 10-20 т материалов, которые ранее были, по-видимому, тоже расплавленными.

В целом при аварии расплавилось не менее 40% материалов активной зоны.

К концу аварии в теплоноситель перешло около 10% общего производства радиоактивного йода ($64 \cdot 10^6$ кКи) и цезия ($8.18 \cdot 10^5$ кКи) и не менее 1% других продуктов деления. В результате утечки через открытый ИПК в бак-барботер, а через него - в различные помещения блока было перенесено 5-7% общего количества γ и св и примерно такая же доля радиоактивных благородных газов (РБГ).

Важно отметить, что около 20% образовавшихся γ и св остались внутри поврежденной зоны, а еще 40% - в других конструкциях блока, по-видимому, в виде нелетучих соединений, что позволяет в дальнейшем ослабить (хотя это психологически сложно) действующие требования по безопасности, основанные на мигрировании всего радиоактивного йода в окружающую среду.

Фактически в окружающую среду вышло всего около 1% РБГ ($9-50 \cdot 10^{13}$ Бк, в том числе $44 \cdot 10^3$ кКи Kr-85 , и $3 \cdot 10^{-55}$ γ -131 ($7.4 \cdot 10^{11}$ Бк или ~ 20 кКи), что в связи с малым периодом полураспада γ -131 (8.04 сут) имело кратковременные радиологические последствия для населения, связанные, в частности, с повышенной концентрацией йода в молоке [$(0.4-4) \cdot 10^5$ Бк/л] по сравнению с нормативной (3700 Бк/л). По оценкам, коллективная доза облучения в 30-мильной зоне (80.5 кКи) составила 3300 челбэр при средней индивидуальной дозе 1.5 мбэр на все тело и максимальной дозе <100 мбэр.

В результате аварии образовалось около 2800 м^3 сильно загрязненной воды, из которых 340 м^3 находились в замкнутом объеме системы охлаждения реактора, а около 2440 м^3 - на полу здания ГО слоем толщиной 2.4 м . Пробы воды из контура охлаждения были взяты через несколько дней после аварии, а с пола это удалось сделать только через 5 месяцев из-за большой радиоактивности.

Для доведения воды до нормального качества нужно было обеспечить уменьшение общей концентрации примесей в $8 \cdot 10^7$ раз. При этом концентрация радиоактивных примесей оказалась в 100 раз больше, чем в нормальных трапных водах АЭС.

В общем количестве загрязненной воды в качестве основных примесей находилось около 3400 кг натрия, 35 г борной кислоты, 2.5 кг цезия, 0.3 кг стронция и некоторые другие примеси, а суммарная радиоактивность около $6 \cdot 10^5 \text{ Ки}$ была обусловлена, в основном, изотопами Cs-134 , Cs-137 ($\sim 4.8 \cdot 10^5 \text{ Ки}$) и Sr-89 , Sr-90 ($\sim 1.4 \cdot 10^4 \text{ Ки}$).

Естественно, что все оборудование и помещения, находившиеся в контакте с продуктами деления в воде, имели сильное загрязнение поверхности. В частности, винтовые поверхности приводов СУЗ имели загрязнение по Cs-137 от 290 до 1100 мкКи/см^2 , а на внутренней поверхности корпуса и внутрикорпусных устройств осело около 1% из $8.18 \cdot 10^5 \text{ Ки}$ Cs-137 , выделившегося при аварии. Кроме того, большое количество твердых частиц топлива осело в различных элементах циркуляционного контура: $\sim 10 \text{ кг}$ в КД, $\sim 50 \text{ кг}$ в верхних частях трубных пучков ПГ, $\sim 50 \text{ кг}$ в трубопроводах CAO3 и т. д..

После аварии радиоактивность на БЩУ составляла 240-320 Р/ч , а в различных местах под ГО находилась в пределах от нескольких Р/ч до более чем 1000 Р/ч , что вместе с необходимостью удаления частиц топлива из малодоступных участков контуров и помещений превратило дезактивацию блока в очень сложную проблему.

Приведенные количественные данные о характере повреждения блока ТМА-2 свидетельствуют о беспрецедентном по масштабам и сложности объеме работ, который надо было выполнить для ликвидации последствий аварии. Эти работы продолжаются до настоящего времени, причем впечатляет не только сложность и объем работ, но и связанный с ними экономический ущерб.

Стоимость только очистки и дезактивации блока ТМА-2 оценивается в 965 млн. долларов без учета потерь из-за прекращения выработки электроэнергии. Если учесть, что в результате аварии на ТМА-2 был остановлен до октября 1985 г. и блок ТМА-1, простой

которого в течение 6.5 лет приносит убытки 12-15 млн. долларов в расчете на месяц, то к июню 1987 г. общие экономические потери составили 2.6 млрд. долларов.

В процессе дезактивации блока радиоактивная вода была очищена под слоем воды в бассейне хранения отработавшего топлива путем многократной циркуляции через систему специально созданных фильтров и после очистки использовалась для дезактивации ГО. Для хранения переработанной воды использовался один из баков запаса конденсата (2950 м^3) и, кроме того, вне блока были построены два бака емкостью по 1900 м^3 каждый.

Переработка радиоактивной воды была начата в сентябре 1981 г. и закончена в мае 1982 г. При этом была достигнута степень очистки $1 \cdot 10^5$ по св-137 и 200 - по sr-90 .

Для утилизации твердых отходов, образовавшихся после очистки воды, в 1980 г. в основании градирки было сделано промежуточное хранилище. В 1979 г. была начата отправка твердых отходов в Хэнфордский могильник, а в 1982 г. - отправка деталей активных фильтров в Айдахскую национальную лабораторию. Твердые отходы, отправленные на захоронение, были упакованы в 72 контейнера, причем в 50 контейнерах активность по св и sr была около 2 ки/л , поэтому срок службы контейнеров рассчитан на 300 лет.

При очистке воды из нее удалялись только минеральные компоненты, а радиоактивный тритий с периодом полураспада 12 лет 4 мес. оставался. Через 10 лет после аварии активность трития составляла 145.5 мкки/л , что по нормам ядерной безопасности позволяло сбросить эту воду путем принудительного выпаривания в течение 18-24 мес. и захоронения небольшого твердого осадка, т.к. при этом в воздух должно выбрасываться 0.315 л/с и достигается большая степень разбавления, чем в случае сброса воды в реку.

Несмотря на то, что экологи настаивали на выдержке воды с тритием еще несколько лет, в феврале 1989 г. был утвержден план выпаривания.

Что касается демонтажа поврежденной зоны, то в июле 1984 г. была снята верхняя крышка реактора, а в конце этого года приподнят примерно на 2 м блок защитных труб массой более 50 т, чтобы убедиться в возможности его удаления целиком, т.к. во время аварии он подвергался прямому воздействию очень горячего пара, водорода и осколков деления. При этом висящие на блоке обломки ТВС упали в полость зоны. В декабре 1984 г. после удаления блока был открыт доступ к верху активной зоны.

Сразу после аварии концентрация бора в воде была доведена до 3500 ppm, т.к. по расчетам этого достаточно для обеспечения подкритичности при любой геометрии топлива, и держалась на этом уровне до 1983 г., когда перед снятием верхней крышки была повторно изучена возможность локальной критичности и перед выгрузкой топлива концентрация бора была доведена до 5000 ppm.

В феврале 1989 г. было завершено удаление из реактора IO4 топлива и обломков конструкционных материалов, которые в специально созданных прямоугольных канистрах сечением 21.6x21.6 см были отправлены на корабле в Айдахскую национальную лабораторию.

Предварительно канистры с помощью специально созданной поворотной платформы из нержавеющей стали толщиной 15.2 см, расположенной над реактором и обеспечивающей уменьшение дозовых нагрузок до 5-15 рад/ч, опускались в нужное место полости реактора, там загружались и закрывались, а затем перемещались в бассейн выдержки отработавшего топлива. При этом крупные обломки длиной от 60 до 150 см отделялись и загружались в отдельные канистры с помощью специальных инструментов, а мелкие частицы загружались в другие канистры с помощью вакуумного устройства.

30 января 1990 г. была завершена вся программа удаления обломков и топлива общей массой 135 т, причем эта программа, как главная часть всей работы по ликвидации последствий стоимостью 1 млрд. долларов, была выполнена со значительно меньшими коллективными (2600 челбэр) и индивидуальными дозовыми (около 400 челбэр в год) затратами, чем предусматривалось в начале работы. За все время ликвидации последствий аварии ни один человек не получил дозу более 4 бэр.

В 1990 г. должна быть завершена дезактивация других помещений и начаться консервация блока примерно на 30 лет с целью последующего демонтажа его вместе с блоком TMA-I, т.к. это выгоднее с технико-экономической точки зрения и, кроме того, за это время вдвое снизится активность св-137 и на 60% снизится ожидаемая коллективная доза облучения персонала.

3.3.2.4. Чему учим опыт аварии на TMA-2?

Опыт аварии, хотя и полученный дорогой ценой, позволяет сделать важные для будущего АЭ выводы:

1) на современном уровне надежности возможно проявление маловероятного сочетания отказов оборудования, результаты которого

решающим образом зависят от квалификации персонала:

2) несмотря на плавление материалов активной зоны целостность корпуса, не имеющего проходов в днище, при аварии таких масштабов не нарушилась:

3) развитие аварии эффективно замедлилось при подаче в корпус относительно небольшого количества воды и, следовательно, даже при плавлении зоны авария может протекать в контролируемых условиях:

4) большая часть выделившихся при аварии радионуклидов не выходит за пределы блока, а значительная их часть – и за пределы корпуса:

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

6) в связи с аварией выявлены и устранены около 200 "слабых мест", связанных с безопасностью АЭС, в результате чего в США количество внеплановых остановов и нарушений нормальной эксплуатации реакторов АЭС сократилось на 40-50%:

7) разработанные технические средства и организационные меры для демонтажа разрушенной активной зоны и крупномасштабной дезактивации оборудования и помещений позволяют уверенно и более легко осуществлять плановое снятие блоков АЭС с эксплуатации по мере выработки допустимого ресурса оборудования:

8) в результате аварии в США создан институт по эксплуатации АЭС, аналогичный по назначению ВНИИАЭС в СССР и являющийся арбитром в вопросах работы атомных станций, а также основанный гражданским населением фонд здравоохранения с целью наблюдения за влиянием последствий аварии на здоровье людей:

9) комиссия по ядерному регулированию США включила в положение, регламентирующее деятельность АЭС, дополнительное требование, предусматривающее до вывода новых блоков АЭС на мощность разработку и проверку работоспособности плана аварийных мероприятий, включая эвакуацию гражданского населения из определенной зоны вокруг АЭС, в результате чего возникла неопределенность ввода нескольких новых блоков из-за несогласия местных властей вследствие большой плотности населения, трудностей обеспечения эвакуации транспортом и других факторов:

10) в целом аварию на ТМА-2 можно считать умеренной жертвой в деле усовершенствования, надежности и безопасности АЭС.

3.3.3. Авария на блоке №1 Ровенской АЭС (СССР), связанная с разгерметизацией I-го контура

3.3.3.1. Историческая справка

Энергоблок №1 РАЭС проектной электрической мощностью 440 мвт с реакторной установкой ВВЭР-440 введен в действие 22.12.80 г. и в период до 22.01.82 г. работал на различных уровнях мощности, вплоть до максимально разрешенной - 90% от номинальной. За этот период блок выработал 2.08 млрд. кВтч электроэнергии, имел 3 остановки на ППР и 25 неплановых остановок по сигналу АЗ-1. Энерговыворотка активной зоны составила 225 эфф.суток.

Блок является первым отечественным блоком из серии унифицированных АЭС с реактором ВВЭР-440 (проект В-213). На блоке имеется 3 СА03, увеличено по сравнению с проектом В-230 количество технологических систем, автоматики и блокировок, установлен информационно-вычислительный комплекс "Уран-11".

3.3.3.2. Некоторые предварительные важные события

Первые признаки радиоактивности в продувочной воде ПГ были отмечены в конце октября, и до 14.12.81 г. активность держалась на уровне 10^{-9} кКи/л. 14.12.81 г. активность повысилась до 10^{-8} кКи/л, что объяснялось недостаточной продувкой во время 2-го планового снижения мощности. После увеличения продувки ПГ активность стабилизировалась на уровне 10^{-8} кКи/л, было отмечено повышение давления по уплотнениям "горячих" коллекторов I-го контура: в ПГ №1-46 атм, в ПГ №2-0, в ПГ №3-46, в ПГ №4-8, в ПГ №5-45, в ПГ №6-45 атм. с 21.12.81 по 22.01.82 г. эти величины не изменялись.

С целью определения места утечек и их величины была смонтирована специальная линия с холодильником, по которой сбрасывалось давление в межпрокладочной полости (МПП) до "0". По понижению активности во 2-м контуре было установлено повреждение обеих прокладок "горячих" коллекторов I-го контура ПГ №1,3,4,5.

После остановки 7 января и последующего выхода на мощность в продувочной воде 2-го контура в ПГ №1,3,5 активность повысилась до 10^{-7} кКи/л. Понимая увеличение активности как признак появления течи во 2-й контур, главный инженер подал аварийную заявку на останов блока в эти же сутки. С другой стороны, при включении продувки активность воды 2-го контура снизилась до 10^{-8} кКи/л.

Расчет утечек по активности показал их незначительность (несколько л/ч). Проверка давления в МПП крышек коллекторов (наиболее вероятное место протечек) показала наличие давления в крышках горячих коллекторов ПГ: №1-47, №3-47, №4-8, №5-45 атм. Давление снималось при открытии дренажного вентиля, что говорило о незначительности течи.

7.01.82 г. была низкая температура наружного воздуха с ветром. При остановке блока температура циркулирующей воды упала до 4.0°C, началось

Хронология состояния уплотнения люков 1-го контура ПГ (горячие коллекторы)

| | 1981 г. | | | | | | 1982 г. | |
|------|---------|-------|-------------|-------|-------|-------|---------|--|
| | март | апр | июль | авг | нояб | дек | январь | |
| ПГ-1 | 125 | / | 125 | 125** | 46 | | | |
| ПГ-2 | 0 | / | 20* | 0 | 0 | 0 | | |
| ПГ-3 | 45 | / | 0 | 0 | 0 | 46 | | |
| ПГ-4 | 40 | / | 0 | 0 | 0 | 8 | | |
| ПГ-5 | 125 | / | 0 | 0 | 0 | 45 | | |
| ПГ-6 | 0 | ПГР | 0 | 0 | 19-45 | 14.12 | | |
| | 11.03 | 20.03 | 30.03-23.04 | | 3 | 7.01 | 22.01 | |
| | I | 2 | | | 4 | 5 | | |

Давление
в МПП (кгс/см²)

Примечания:

- 1 - Течей нет ни в одном ПГ (по давлению в МПП).
- 2 - Принятая дата начала течей - 20 марта 1981 г.
- *) - 16.04.81 в 15.40; при повторном опробовании 16.04.81 в 18.40 давление в МПП ПГ №2 равно нулю;
- **) - выписан наряд, но переуплотнение не производилось (!); подъем давления в МПП в течение 1-2 ч. после сброса из МПП.
- 3 - 14.12.81 г.: начало повышения активности продувочной воды ПГ и появление давления в МПП.
- 4 - Остановка блока и последующий выход на мощность со значительным повышением активности продувочной воды ПГ.
- 5 - Начало аварии 22.01.82 г.

обмерзание градирен и брызгальных бассейнов с ростом многотонных образований льда как снаружи, так и внутри градирен. Отключение градирни №1 улучшений не дало, и было ясно, что в этих условиях

надо останавливать оба блока, т.к. блок №2, работавший на 35% тепловой мощности, не может поддерживать допустимую температуру (10-12°С) циркуляции даже на половине градирни. Но остановка 2-х блоков грозила возможностью заморозить АЭС, т.к. имеющихся источников тепла на пуско-резервной котельной недостаточно для полного теплоснабжения поселка, поскольку промплощадка снабжается теплом от работающего блока.

Стабилизация уровня протечек и активности позволила отсрочить остановку блока №1. Остановка на ремонт была произведена с 00 ч 26.01.82 г. после выполнения этапных испытаний на блоке №2 и выхода этого блока на мощность 50% номинальной.

3.3.3.3. Анализ работы и состояния ПГ до аварии

ПГ № I-6 были изготовлены заводом им. С.Орджоникидзе по технической документации ОКБ "Гидропресс" и включены в работу 22.12.80 г. Узел уплотнения коллекторов отработан экспериментально и проверен на аналогичных ПГ в эксплуатации с 1970 г. Предусмотрены измерения усилий затяжки шпилек при уплотнениях и переуплотнениях и непрерывный контроль за плотностью прокладок по давлению в МПП. В инструкции рассмотрены режимы течи через первую и вторую прокладки. Режим одновременной течи через обе прокладки предусмотрен и ограничен уровнем радиоактивности в котловой воде.

Справка о материалах узлов уплотнения коллекторов ПВГ-У213:

- фланец коллектора - ст. 08X18N10T;
- наплавка уплотнительной поверхности фланца в местах разнесения прокладок - электроды ЦТ-24;
- крышка коллектора - ст. 08X18N10T;
- наплавка уплотнительной поверхности на крышке - электроды ЦТ-24;
- прокладки - никелевая проволока НП2;
- шпильки М48 - ст.ЗН-612 (ХНЗ5ВТ-ВД);
- контрольные стержни шпилек - ст. ЗН-612;
- гайки - ст. 08X18N10T;
- шайбы сферические - ст. ЗН-612.

Хронология работ на коллекторах и данные о выявленных протечках приведены ниже. Из этих данных следует, что уплотнение ряда коллекторов ПГ блока №1 РАЭС перед аварией 22.01.82 г. было явно неудовлетворительным. Более того, уже после аварии было

Хронология работ на коллекторах ПГ

| # ПГ | 24.11.80 | 25.11.80 | 26.11.80 | 27.11.80 | 28.11.80 | 29.11.80 |
|------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| ПГ-1 | | | +(Р)*,х | +(У),х | +(У) | +(О)х,г |
| ПГ-2 | +(О)х,г | | | | +(У) | +(Р),г |
| ПГ-3 | | +(О)х,г | | +(У),х | +(У) | +(Р),х |
| ПГ-4 | +(О)х,г | | | +(У),х | +(У) | |
| ПГ-5 | | +(О)х,г | | +(У),х | +(У) | |
| ПГ-6 | | | | +(О)х,г | +(У) | |

| # ПГ | 13-16.04.81 | 17.04.81 |
|------|-------------|-------------------|
| ПГ-1 | | +(Р)* х,г (ППР-3) |
| ПГ-2 | | |
| ПГ-3 | ППР-3 { | +(У),г |
| ПГ-4 | | +(У),г,х |
| ПГ-5 | | +(У),г |
| ПГ-6 | | |

После уплотнения при гидроиспытаниях обнаружены течи в МПП

- Примечания:** 1). *-ремонт сварного шва т/о трубки (трубок);
 2). +-выполнение следующих работ: о - осмотр внутренних поверхностей коллекторов; у - проведение уплотнений фланцевых разъемов; п - замена прокладок; р - ремонт уплотнительных поверхностей;
 3). х - коллектор "холодный", "г"-коллектор "горячий";
 4). Масштабы повреждения (в убывающем порядке): ПГ-5, ПГ-1, ПГ-3, ПГ-4.

Величины и длительность имевших место протечек через соединение крышек люков с коллекторами (суммарное время эксплуатации ПГ 7380-8207 ч):

| № ПГ | Суммарное время течей, ч. | Величина течи *, л/ч |
|------|---------------------------|----------------------|
| № 1 | II50 | 0.7 - 5.5 |
| № 2 | 0 | 0.1 - 1.2**) |
| № 3 | II50 | 0.5 - 7.5 |
| № 4 | II50 | 0.8 - 1.5 |
| № 5 | II50 | 0.6 - 13.8 |
| № 6 | 910 | 0.1 - 0.8 |

*) - Данные получены пересчетом активности воды 2-го контура (вочность 30%);

**- Давление в МПП. Пересчет не производился.

выявлено, что уплотнение всех фланцевых соединений выполнялось одним и тем же персоналом. Работники бригады должны были строго руководствоваться методикой проведения уплотнения, изложенной в инструкциях У213-И-551 и У213-И-553, однако допускали нарушения:

- вытяжка шпилек выполнялась в 3-4 прохода вместо 5 проходов;
- в процессе затяжки имели место случаи перетяжки отдельных шпилек примерно на 0.10-0.15 мм выше номинального значения (0.27 ± 0.02 мм): в этом случае гайка отпускалась, и вытяжка шпильки доводилась до проектного значения, а максимальная величина вытяжки шпильки не фиксировалась в протоколе по результатам уплотнения фланцевых соединений;
- на этапе пуско-наладочных работ не проводился контроль вытяжки шпилек и их дозатяжка после гидравлических испытаний ПГ.

И совсем тревожно выглядит одно из заключений комиссии по результатам вскрытия ПГ после аварии, а именно то, что "по характеру разрушения и наличию зон свежего и старого излома можно сделать вывод о выходе из строя шпилек на протяжении более или менее длительного периода эксплуатации до момента аварии".

3.3.3.4. Состояние АЭС перед аварией

Перед аварией в работе находился блок №1 с электрической нагрузкой 365 мвт, в том числе 180 мвт на ТГ-1 и 185 мвт - на ТГ-2. Тепловая мощность реактора была 1100 мвт (82%), оборудование блока было задействовано по нормальной схеме, в том числе 6 петель ГЦК и 6 ГЦН. Оборудование систем нормального и аварийного расхолаживания находилось в состоянии готовности, давление в I-м контуре составляло 125 кгс/см^2 , расход ТН $40.5 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$, подогрев на активной зоне 26.5°C , перепад давления 2.9 кгс/см^2 . Энергоблок №2 находился в плановом ремонте.

3.3.3.5. Развитие аварии

Предварительно отметим, что масштаб времени, зафиксированный на лентах многих самописцев (2 см/ч), позволяет только ориентировочно отразить изменение параметров во времени. Программа "Роса" комплекса "Уран-2", предназначенная для фиксации параметров I-го контура и в процессе аварийной ситуации, в режиме автоматической регистрации не работала. Персонал смены в сложной ситуации не фиксировал точное время включений и выключений ряда

агрегатов.

В 01 ч.24 мин. (01.24) упала в активную зону кассета АРК в ячейке 09-28 из-за отключения привода. Мощность при этом снизилась с 90% до 75%. В 01.27 кассета была взведена оператором. При этом за 5 мин. мощность реактора возросла до 82% $n_{ном}$. В 01.32 по падению давления в I-м контуре (115 кгс/см^2) сработала аварийная защита АЗ-2.

Падение давления в I-м контуре произошло при достижении мощности 82% $n_{ном}$ и $p_{1к} = 125 \text{ кгс/см}^2$ из-за обрыва шпилек горячего коллектора №5. Обрыв шпилек привел к вскрытию крышки горячего коллектора и интенсивному поступлению воды I-го контура с активностью $4.9 \cdot 10^{-4} \text{ Ки/л}$ в полость 2-го контура ПГ №5 и далее в паропровод и другие системы 2-го контура блока. По расчетам, исходя из размеров и особенностей конструкции ПГ, вскрытие крышки горячего коллектора эквивалентно течи из I-го контура сечением $D_{\text{экв}} = 120 \text{ мм}$.

Примечание: Далее за "0" отсчета времени принято 01.32.*

Через 12 с по дальнейшему снижению давления действием АЗ-1 по сигналу "Малая течь I-го контура" реактор был заглушен. Давление в I-м контуре при этом в течение первой минуты продолжало снижаться со скоростью $1 \text{ кгс/(см}^2 \cdot \text{с)}$.

Через 30 с в соответствии с проектной схемой по сигналу "Большая течь I-го контура" включились в работу дизель-генераторы и аварийные СБ-3 системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ-1,2,3) с резервом борированной воды 900 м^3 при температуре $25-30^\circ\text{C}$ и четыре гидроемкости с резервом борированной воды 200 м^3 при температуре 40°C . Аварийная система расхолаживания реактора сработала нормально. Автоматически закрылись БЗОК на линиях: а) непрерывной и периодической продувки ПГ; б) вывода ТН из I-го контура; была отключена и переведена на работу по байпасу СВ0-I; оператор БШУ отключил ТГ-2 стопорными клапанами.

Через 50 с при давлении в главном паровом коллекторе (ГПК) $p_{2к} = 42-43 \text{ кгс/см}^2$ стопорными клапанами был отключен ТГ №1. Через 60 с при $p_{1к} < 60 \text{ кгс/см}^2$ от трех гидроемкостей IГЕ-I+3 начала поступать борированная вода в опускной участок и верхнюю камеру смешения реактора. Включились насосы аварийной подпитки и начали подавать в холодные нитки 2-й, 3-й и 6-й петель борированную воду с суммарным расходом $240 \text{ м}^3/\text{ч}$ при $p_{1к} = 40 \text{ кгс/см}^2$.

Через 180 с давление $p_{1к}$ стабилизировалось на уровне 40 кгс/см^2 . Вода из ГЕ в I-й контур поступать перестала. Всего до

180-й с в I-й контур поступило 30 м^3 борированной воды, и за это время температура контура снизилась - на 50°C .

Через 5 мин после завершения ступенчатого пуска дизель-генераторов по команде НС АЭС была снята блокировка запрета ручного управления для возможности включения насоса подпитки (НБП). Насос НБП-3 (производительность $50 \text{ м}^3/\text{ч}$), включенный на 6-ю петлю, начал подавать борированную воду из деаэратора подпитки. В период 5-13 мин $P_{1к} \approx \text{const.} \approx 40 \text{ кгс/см}^2$; $\partial t_{1к} / \partial t \approx -1^\circ\text{C}/\text{мин}$.

Через 13 мин из-за повышения уровня в ПГ №5 персоналом были приняты меры к отключению петли №5 по I-му контуру - остановлен ГЦН-5 и закрыты главные запорные задвижки (ГЗЗ) по пятой петле. Однако в связи с неплотностью задвижек поступление воды I-го контура во 2-й продолжалось. Через 15 мин была подключена гидроемкость ИГЕ-4, и в I-й контур было введено 10 м^3 борированной воды при $t=40^\circ\text{C}$.

В период 30-39 мин была обтянута задвижка на 5-й петле, в связи с повышением уровня в ПГ №3 персоналом была отключена петля №3 по I-му контуру (остановлен ГЦН-3 и закрыты ГЗЗ), однако в холодной нитке петли задвижка закрылась - на 50%; вследствие отключения (хотя и неполного) петель №5 и 3 и локализации течи начался рост давления в I-м контуре.

Через 39 мин при $P_{1к} = 105 \text{ кгс/см}^2$ произошло вторичное разуплотнение I-го контура. При этом $P_{1к}$ за минуту упало до 40 кгс/см^2 (гидравлика!!) при росте уровня в ПГ №1. Разуплотнение I-го контура в этот момент сопровождалось сильным ударом в районе отметки +15 м над БШУ. Таким образом, на 39-й мин. произошла разгерметизация петли №1. Как выяснено впоследствии, произошел обрыв шпилек горячего коллектора ПГ №1.

Аварийное поступление воды в I-й контур и из I-го во 2-й продолжалось. Персоналом была отключена петля №1 (остановлен ГЦН-1 и закрыты ГЗЗ). Однако и после обжатия задвижки продолжали пропускать ТН. Давление в I-м контуре и в ПГ №1,3,5 далее изменялось практически одинаково, что свидетельствовало о значительной неплотности арматуры.

На 45-й мин. сработали ПК ПГ №1, и после отключения ПГ №5,3 и I циркуляция ТН по I-му контуру осуществлялась I ГЦН-4,2,6.

В течение 50-51 мин персоналом были приняты меры к переводу охлаждения активной зоны через петли 2 и 6, в связи с чем была отключена петля №4 (отключен ГЦН-4 и закрыты ГЗЗ). Реактор в этот

период охлаждался по 2-м петлям с работающими ГЦН-2,6. Продолжали работать насосы аварийной подпитки I-го контура, и через неплотные ГЗЗ отсеченных ПГ петель I,3,5 продолжалось поступление воды во 2-й контур.

На 65 мин. отключились ГЦН-2 и 6, и в течение 27 минут имело место прекращение принудительной циркуляции через активную зону. Охлаждение активной зоны происходило за счет естественной циркуляции при подаче в контур воды насосами аварийной подпитки. По неустановленной причине выпал сигнал "не разрешен пуск I ГЦН-2,6".

Примечание: В период 59-70 мин происходило срабатывание ПК на ПГ № 1,3,5 и 2.

Персоналом были приняты меры к восстановлению принудительной циркуляции через активную зону. На 93-й мин. был включен I ГЦН-6, а на 126-й мин. - I ГЦН-2. В дальнейшем циркуляция осуществлялась насосами I ГЦН-2 и периодически - I ГЦН-6.

На 100-й мин. возникли гидроудары в главном паропроводе.

На 260-й мин. был осуществлен перевод энергоблока на режим расхолаживания по штатной схеме через ПГ №2 и №4.

На 330-й мин. был отключен по пару и воде ПГ №4 и подключен ПГ №6.

3.3.3.6. Результаты аварии

Всего в процессе аварии из I-го контура во 2-й поступило 1100 м воды, которая через системы 2-го контура поступила в дренажный бак, конденсаторы турбин и частично, за счет протечек, в помещения нижних отметок машзала (отм.-6.0) и, кроме того, 10-20 м в виде воды и пара через ПК ПГ попало на территорию станции.

Общая радиоактивность в воде I-го контура перед началом аварии составляла около 100 кБк. Из них около 17 кБк было выброшено через ПК в атмосферу. Основная масса активности сосредоточилась в дренажном баке и конденсаторах турбин. Персоналом были приняты меры по локализации выброса активности через ПК, в результате чего распространения радиоактивности за пределы территории АЭС и опасных концентраций в окружающей среде и на почве не наблюдалось.

Уровень активности у трубопроводов машзала находился в пределах 3-15 мкБк/с; повышения допустимых доз на рабочих местах не было. Находившаяся в системах 2-го контура вода была направлена в спецкорпус на переработку. Трубопроводы и оборудование 2-го контура

потребовали частичной дезактивации и отмывки от борной кислоты.

3.3.3.7. Анализ причин и протекания аварии

а). Причины

Вскрытие ПГ №1-6 показало, что разрушение шпилек на горячих коллекторах имело массовый характер: на ПГ №1,5 оборваны все 20 шпилек; на ПГ №3 - 11 шпилек; на ПГ №4 - 3 шпильки.

Материаловедческие исследования шпилек коллектора ПГ №1 показали, что

по химсоставу и механическим свойствам как в исходном состоянии, так и после работы в условиях горячего коллектора металл разрушившихся шпилек отвечает техническим условиям и сертификатным данным:

металл неоднороден по пределу текучести ($56-67 \text{ кгс/мм}^2$) и твердости ($19-27 \text{ Rc}$):

40% исследованных шпилек имеют резко выраженную полосчатую структуру металлургического происхождения и разнотекучесть, достигавшую в отдельных шпильках 3-9 баллов шкалы зернистости:

в металле всех шпилек имеет место карбидная строчечность:

характер разрушения всех шпилек - хрупкий, причем на поверхности разлома обнаружены множественные трещины преимущественно межкристаллитного и, в меньшей степени, транскристаллитного характера в районе первых витков резьбы и зоны перехода от резьбы к гладкой части шпильки.

Характер трещин не позволяет однозначно установить одну причину, определившую развитие аварийного процесса, но можно утверждать, что причиной аварии явилось коррозионно-усталостное разрушение шпилек горячих коллекторов, которое могло быть вызвано следующими факторами:

1) Коррозионным воздействием среды 2-го контура, протечками 1-го контура и остатками смазки. Протечки из 1-го контура во 2-й до аварии подтверждаются давлением в МПП и активностью продувочной воды ПГ 10^{-8} км/л , а в последние сутки перед аварией - 10^{-7} км/л . Исходя из уровня активности в 1-м контуре $4.9 \cdot 10^{-4} \text{ км/л}$, протечки из 1-го контура во 2-й составляли в последние дни 16-20 л/ч.

2) Термоциклическим воздействием на узел уплотнения горячего коллектора во время срабатывания АЗ и при возможных забросах уровня в зону уплотнения горячего коллектора. Анализ режимов эксплуатации, состояния работоспособности уровнемеров и регуляторов подачи ПВ показывает возможность забросов котловой

воды в переходных режимах на узел уплотнения коллекторов ПГ, что действительно может явиться одной из причин их разуплотнения.

3) Высоким уровнем напряжений в шпильках в условиях, характерных для работы горячего коллектора.

4) Нарушениями при проведении работ по уплотнению фланцевых соединений. В связи с давлением в МПП, в период ППР в апреле 1981 г. производилось уплотнение коллекторов ПГ №1,3,4,5, что свидетельствует о неблагоприятной работе узла уплотнения горячего коллектора.

Если обратить внимание на то, что уплотнение коллекторов ПГ №2,6 в апреле 1981 года не производилось:
наличие зон свежего и старого излома шпилек говорит о разрушении некоторых шпилек до момента аварии;
разрушение шпилек на ПГ №2,6 отсутствовало,
то следует признать в качестве важнейших причин аварии действие факторов 3) и 4).

Подтверждением этому является контрольная (после аварии) проверка на трех коллекторах ПГ №1,4,5, которая показала, что имеется перетяг примерно половины шпилек до 12% и отдельных шпилек до 29%, а обмер прокладок указывал на некоторую неравномерность их обжатия.

б) Протекание аварии

Аварийную ситуацию можно разбить на 3 периода.

I-й период: 0-39 мин. – течь из I-го контура во 2-й в результате разуплотнения крышки горячего коллектора ПГ №5 (эквивалентный диаметр течи – 120 мм). Период характеризуется резким изменением параметров I-го контура.

| $\tau, \text{мин}$ | 0 | 1 | 2 | 6 | 30 |
|---|-----|----|----|-----------|----|
| $P_{1к}, \text{кгс/см}^2$ | 125 | 60 | 44 | 40 | 40 |
| $P_{ПГ}, \text{кгс/см}^2$ | | | | ← 38-40 → | |
| $\frac{\partial t_{1к}}{\partial \tau}, ^\circ\text{C/мин}$ | | | | ← -10 → | |

Анализ показывает, что при таком изменении параметров в первую минуту, возможно, имело место вскипание ТН в отдельных

участках контура и безусловно – под крышкой реактора, в КД и в трубопроводах, соединяющих КД с I-м контуром. Имелась также возможность вскипания ТН в наиболее напряженных кассетах в течение нескольких десятков секунд.

Заметим, однако, что

падение кассеты АРК и ее подъем не превысил проектных возмущений параметров I-го контура, т.е. падение кассеты можно назвать стимулирующим фактором, но не причиной аварии;

стабилизация давления на уровне 40 кгс/см^2 указывает на пропуск ТН во 2-й контур через задвижки петли №5 и, видимо, через уплотнение горячего парового коллектора ПГ №3 и I. В период, предшествующий аварии, также отмечалось неплотное закрытие арматуры I-го и 2-го контуров! Разуплотнение с неполным раскрытием крышки горячего коллектора ПГ №3 произошло в тот же период.

2-й период: 39-42 мин. – течь из I-го контура во 2-й в результате разуплотнения крышки горячего коллектора ПГ №1 (эквивалентный диаметр течи ~ 120 мм). Период характеризуется резким изменением давления в I-м контуре.

| | | |
|---------------|----|----|
| τ , мин. | 39 | 40 |
|---------------|----|----|

| | | |
|------------------------------|-----|----|
| $P_{1к}$, кгс/см^2 | 105 | 40 |
|------------------------------|-----|----|

Возможно, что одновременно с разуплотнением ПГ №1 произошел обрыв трех шпилек на коллекторах ПГ №4. Более ранний (в I-й период) обрыв привел бы, по всей видимости, к разуплотнению ПГ №4 на 39-й минуте.

3-й период: 42-300 мин. – режим расхолаживания I-го контура. В I-м контуре в течение 27 мин. отсутствовала циркуляция ТН от ГЦН при одновременной подаче холодной борированной воды в петли 2,3 и 6. Имело место захлаживание отдельных ниток петель I-го контура, отдельных участков корпуса реактора и коллекторов ПГ. Такая же

| | | | | |
|------------------------------|--|-----|----|-----|
| τ , мин. | 30 | 39 | 42 | 300 |
| $t_{1к}$, °C | <div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; width: 100%; height: 10px; position: relative;"> 200-45 </div> (на разных участках) </div> | | | |
| $P_{1к}$, кгс/см^2 | 40 | 105 | 58 | 17 |

ситуация, возможно, имела место и при работе 2,4 и 6 ГЦН с одновременной подачей борированной воды в петлю №3. Изменения уровня и температуры воды в КД в I-й и 3-й периоды приводили к термокачкам КД.

При сложившейся схеме охлаждения, мощности остаточного тепловыделения реактора около 1.5%, подаче холодной воды под зону через петли 2,3,6 и зафиксированной величине активности воды I-го контура можно утверждать, что перегрев активной зоны в период отсутствия вынужденной циркуляции не имел места.

3.3.3.В. Некоторые выводы

- 1) Аварию предопределило неблагоприятное состояние узлов уплотнений коллекторов ПГ.
- 2) Руководство АЭС неоправданно задержало остановку блока по факту повышения активности во 2-м контуре.
- 3) Непредставительная работа уровнемеров ПГ в переходных режимах, и отсутствие в работе программы "Роса" информационно-вычислительного комплекса "Уран-2" осложнило работу персонала по локализации аварии и не позволило получить подробную регистрацию термических и динамических воздействий на оборудование и другие системы в процессе впрыска холодной воды в I-й контур.
- 4) В случае более плотного дистанционного запираания арматуры объем радиоактивной воды, поступавшей из I-го во 2-й контур, мог быть значительно меньше: при этом подрыва ПК и выброса активности за пределы здания энергоблока можно было бы избежать.

Примечание: При плотных ГЗЗ-1,3,5 объем воды 1-го контура, попавшей во 2-й, по оценкам, мог составить ~250 м³ вместо ~1100 м.³

- 5) При многократном срабатывании ПК ПГ в атмосферу выброшено до 20 м воды и пара. Около 15 м составили протечки 2-го контура через перелив дренажного бака на пол машзала, через неплотную арматуру, в частности, через прокладку под крышкой регулирующего клапана питательной магистрали ПГ №2.
- 6) По радиационным последствиям авария классифицируется как местная, так как она не привела к выходу активности за пределы территории АЭС.
- 7) Персонал в условиях нештатной аварии действовал правильно, что позволило предотвратить ее опасное развитие.

3.3.4. Авария на АЭС "натсн" (США), связанная с утечкой воды из бассейна выдержки отработавшего топлива [38]

3 декабря 1986 г. на АЭС "Хэтч" (2 блока ВВР, 777 и 795 мВт) из-за непреднамеренного закрытия клапана, регулирующего подачу воздуха в 3 уплотнения на гибком соединении транспортного канала с бассейном выдержки, произошла значительная утечка радиоактивной воды из бассейна.

До аварии автоматический регулятор клапана не работал, и клапан находился в приоткрытом положении для поддержания наддува уплотнений. Рабочий, проводивший обслуживание и не знавший назначение клапана, ошибочно закрыл его, что привело к разгерметизации уплотнений. Ошибка рабочего усугубилась отказом сигнализации бассейна, что по данным последующего изучения явилось следствием неправильного положения клапана после предыдущих испытаний.

Всего из бассейна вытекло около 53 м воды, из которых около 37,5 м попали в промливневую систему АЭС, а из нее около половины воды – на заболоченный участок территории АЭС.

Хотя активность воды была ниже допустимого уровня, потребовалось проведение дезактивации путем удаления верхнего слоя почвы, откачки воды с заболоченного участка и переработки ее как радиоактивных отходов.

Кроме того, было принято решение о создании резервной системы подачи воздуха на уплотнения и сигнальных датчиков низкого давления в системе уплотнения.

3.3.5. Авария на блоке №1 АЭС "атусна" (Аргентина), связанная с повреждением активной зоны [56]

3.3.5.1. *Краткая характеристика энергоблока*

Энергоблок на базе реактора ВВВР тепловой мощностью 1179 мВт и электрической мощностью 367 мВт был введен в эксплуатацию в 1974 г. Особенностью конструкции блока является использование тяжелой воды (D_2O) в качестве замедлителя и ТН I-го контура. При этом внутри корпуса высокого давления предусмотрен бак для замедлителя, который циркулирует по автономному контуру охлаждения.

Через бак с замедлителем насквозь проходят каналы для 253 ТВС, а также трубы для датчиков контроля параметров активной зоны. Каналы ТВС выходят также вверх через корпус реактора, откуда

может производиться непрерывная перегрузка ТВС. Тяжелая вода I-го контура поступает в верхнюю часть корпуса, оттуда в опускную кольцевую зону между корпусом и баком замедлителя, а затем - снизу вверх через каналы с ТВС.

Через отверстия в верхней крышке бака замедлителя предусмотрена связь I-го контура с контуром замедлителя для выравнивания давления, в результате чего каналы ТВС и бак для замедлителя не рассчитаны на большой перепад давления в обоих контурах.

На блоке предусмотрены 2 петли I-го контура с расходом 3080 кг/с на петлю и 2 петли замедлителя с расходом 222 кг/с на петлю. При номинальном давлении 113 бар температура на входе и выходе петель ТН составляет 262 и 296°C, а в петлях замедлителя - 140 и 210°C соответственно.

Тепло от системы охлаждения замедлителя используется для подогрева ПВ 2-го контура с целью повышения КПД блока и, кроме того, эта система может использоваться для снятия остаточного тепловыделения, поэтому блок может длительное время находиться в режиме горячего останова.

В качестве топлива используется необогащенный UO_2 в виде спеченных таблеток. Каждая ТВС содержит 37 твэлов и имеет длину рабочего участка 5.3 м. Оболочки твэлов сделаны из zircaloy-4, а теплообменные трубки ПГ и теплообменников для замедлителя - из сплава Incoloy-800.

3.3.5,2. Содержание и причины аварии

11 августа 1988 г., когда блок работал на полной мощности, произошло уменьшение тепловой мощности реактора и, в связи с падением давления пара, автоматическое отключение турбины и блока от сети. Одновременно частично сместились стержни СУЗ, еще больше уменьшив мощность реактора; по инструкции оператор ввел их полностью в активную зону, и реактор был переведен в состояние горячего останова.

Проведенное в этом состоянии обследование не обнаружило появления каких-либо дополнительных поглотителей нейтронов и изменения эффективности СУЗ, поэтому 13 августа было решено снова вывести реактор на уровень мощности 70% от номинального.

Однако как только реактор достиг критичности, было зарегистрировано падение давления, а также возрастание температуры

и активности воды I-го контура. Одновременно появились колебания нейтронного потока в области одного из топливных каналов, что в совокупности указывало на повреждение этого канала. Поэтому к 15 августа блок был расколот для определения характера и масштабов повреждения.

Так как доступ к возможному месту повреждения можно было обеспечить только через отверстия канальных труб диаметром 120 мм в верхней части корпуса высокого давления, находящиеся на II и выше повреждения, то потребовалась разработка специальных средств для дистанционного осмотра и последующего ремонта. С помощью этих средств через 5 месяцев удалось осмотреть 95% нижней поверхности бака для замедлителя и всю его боковую поверхность.

Оказалось, что произошел разрыв одного топливного канала с повреждением топлива, пробой (перфорация) соседнего канала, а также разрыв и частичная потеря фольги из "Циркалоя-4", используемой в качестве теплоизоляции каналов. А первопричиной этих повреждений был разрыв направляющей трубы датчика измерения уровня. Кроме того концами и обломками разорванных труб, а также истекающей из них D_2O были повреждены нижний тороидальный распределительный трубопровод замедлителя, около 10% теплоизоляции бака замедлителя, крепления трубопровода системы инъекции бора и деформированы соседние направляющие трубы других датчиков.

В результате аварии на дне бака замедлителя в зоне повреждения образовался завал, состоящий из обломков каналов и оболочек твэлов, топливных таблеток и деталей их крепления, обломков теплозащитных экранов и деталей их крепления, а также кусков теплозащитной фольги. При этом часть обломков теплозащитных экранов и фольги оказались вдали от места повреждения и даже на нижней крышке корпуса.

Ликвидация последствий аварии и восстановление реактора потребовали длительных усилий, связанных с разработкой специальных технических средств, с удалением обломков и поврежденных труб, с очисткой, дезактивацией и ремонтом циркуляционных контуров, с обеспечением радиационной безопасности персонала и т.д.

Хотя и в меньших масштабах, но весь комплекс этих работ напоминает ситуацию с ликвидацией последствий аварии на АЭС "Три-Майл-Айленд" в 1979 г. К началу 1990 г., т.е. через 16 месяцев была выполнена только первая часть намеченной программы восстановительных работ, предусматривающих и модернизацию ряда систем реактора.

3.3.6. Инцидент на блоке №1 Калининской (СССР), связанный с проливом низкоактивной котловой воды

6 января 1990 г. энергоблок №1 (ВВЭР-1000) работал по штатной технологической схеме с электрической нагрузкой 1035 МВт. Все основные регуляторы действовали в автоматическом режиме.

В 11 ч. 15 мин. (11.15) на БШУ сработала сигнализация: "Вызов на секцию ISXOI" (секция собственных нужд 0.4 кВ). При ее осмотре оперативный персонал обнаружил возгорание, которое было ликвидировано в 11.25. Спустя четыре минуты по согласованной с диспетчером заявке блок №1 ключом АЗ-3 был разгружен до МКУ, а механизмы собственных нужд переведены на резервное питание.

В 14.00 по заданию и.о. главного инженера станции оперативный персонал приступил к вводу борной кислоты в I-й контур и переводу РУ в "горячее" состояние. В 14.50 с помощью АПН было начато заполнение ПГ из деаэрационных баков до уровня 3500 мм. В 16.25 по распоряжению НСБ были закрыты БЗОК I-4, что положило начало нерегламентному режиму, т.к. перед этим были выведены запреты на отключение ГЦН по закрытию БЗОК.

В 17.14 по показаниям системы радиационного контроля в паропроводе (ПП) ПГ-4 активность среды резко возросла с $25 \cdot 10^4 \text{ Бк/м}^3$ до $150 \cdot 10^4 \text{ Бк/м}^3$ при незначительном росте активности в остальных ПП. Уровни в ПГ I-4 были примерно одинаковыми, поэтому подпитка ПГ продолжалась. Однако спустя 4 мин. начался заметный рост активности и по другим ПП, после чего заполнение ПГ прекратилось.

С 17.28 до 17.31 давление в ПГ-4 неоднократно возрастало до значений выше 7 мПа и снижалось оператором при помощи БРУ-А. Одновременно возросла (до 10^6 Бк/м^3) активность в промливневой канализации. После резкого возрастания давления в ПГ-4 до 7.6 мПа в 17.31 оперативный персонал определил, что четвертый ПГ полностью заполнен, включая ПП. В 21.00 было принято решение о расхолаживании блока, а в 0.30 были открыты БЗОК I-3, что означало конец нерегламентного режима.

В результате данного инцидента через БРУ-А №4 на крышу деаэрационной этажерки и частично на крышу машзала и спецкорпуса вылилось около 20 м^3 котловой воды с суммарной активностью 0.086 Ки.

Анализируя причину радиоактивного загрязнения, можно сказать, что она явилась результатом наложения следующих причин:

- закрытие БЗОК-I-4;

- отказ уровнемера ПГ-4;
- несвоевременные действия персонала по прекращению заполнения ПГ.

Комиссия, расследовавшая это событие, квалифицировала его не как радиационную аварию, а как локальное радиационное нарушение. Виновником события следует считать персонал АЭС, допустивший работу в нерегламентном режиме.

3.4. ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С ВВЭР, РWR И BWR, СВЯЗАННЫЕ С ОТКАЗАМИ ОБОРУДОВАНИЯ И ДЕЙСТВИЯМИ ПЕРСОНАЛА

3.4.1. Инциденты на АЭС "САЛЕМ" (США), связанные с отказом системы аварийного останова реактора [57-58]

3.4 1.1. Инцидент 22 февраля 1983 г

Блок №1 АЭС "Салем" (РWR, 1132 МВт), работавший с 1977 г., 22 февраля 1983 г. выводился после недавнего аварийного останова на мощность и находился в устойчивом состоянии на уровне 20% от номинальной мощности.

При переводе питания силовых линий 4 кВ с основного трансформатора на резервный эти линии обесточились из-за ложного срабатывания выключателя резервного трансформатора. В результате на БЩУ появились многочисленные аварийные сигналы, связанные с оборудованием, которое запитано от этих линий.

Это сразу привело к обесточиванию ГЦН №13, распределительного щита на постоянном токе ПБ в, потере нормального освещения БЩУ и включению аварийного освещения, потере контроля мощности работающего ТПН №12 и конденсатного насоса №12. Кроме того обесточились ряд приборов, не связанных с системами безопасности, включая контроль расхода воды и пара в ПГ, хотя указатель уровня воды в ПГ работал.

Из-за неработоспособности контрольных приборов ПН №12 отключился, что привело к быстрому понижению уровня в ПГ №13, но операторы не осознавали этого из-за неработающих приборов контроля и не знали причины падения уровня в ПГ. Тем не менее пока не было необходимости останавливать реактор, т.к. мощность (20%) была ниже разрешенных 36% для работы в условиях отключения одной петли.

Через 20 мин уровень в ПГ №13 упал до уставки 18% по двум из трех каналов, что привело к формированию сигнала останова реактора. Хотя сначала должен был, вероятно, появиться звуковой

сигнал, ни операторы, ни НС его не распознали на фоне всех других сигналов. В это же время включились ВПН №11 и 13, о запуске которых операторы также не знали в течение 5 мин.

Тогда же НС дал указание оператору на ручной останов реактора из-за общего сложного состояния блока без учета выданной команды на автоматический останов реактора по снижению уровня в ПГ.

Позднее по зарегистрированной информации компьютера было установлено, что ручной останов реактора был сделан на 3.6 с позднее сигнала автоматики, на который система останова не среагировала.

Одновременно с остановом реактора и выключением турбины по неизвестной причине произошло переключение питания силовых линий 4 кВ с резервного на основной трансформатор, в результате чего не сработал автоматический запуск ГЦН №13.

Через 9 мин. с начала события автоматически включилась система аварийной подпитки I-го контура по перепаду давления 690 кПа между главным паропроводом №13 и другими паропроводами, а еще через 2 мин. остановился по неясной причине ГЦН №11, в результате чего начался рост давления в КД выше уставки открытия ИПК, открылись 2 ИПК, утечка через которые привела к росту давления в бассейне-барботере до 140 кПа.

Подпитка высокого давления длилась 7 мин, после чего прекратилась, давление в контуре стабилизировалось, ИПК закрылись, и блок перешел в устойчивое состояние горячего останова.

3.4.1.2. Инцидент 25 февраля 1983 г

С 24 февраля 1983 г. на блоке велись пусковые работы после описанного выше останова 22 февраля, причем турбина была отключена для испытаний по разгону. В 12 ч. 12 мин. (12:12) 25 февраля генератор был синхронизирован по частоте с сетью, и мощность реактора поднималась с 10 до 14% от номинальной. При этом система ПВ контролировалась вручную, и операторы испытывали трудности с поддержанием уровня воды в ПГ из-за малых расходов воды и пара.

В 12.21.43 на табло БШУ появился сигнал останова реактора по понижению уровня в ПГ №12, а через секунду включились ВПН №11 и 12. Оператор, считая, что произошел автоматический останов реактора, объявил об этом по внутренней связи блока.

Сразу после первого сигнала об останове реактора на мнемосхеме появился звуковой сигнал о необходимости останова

реактора по низкому уровню воды в ПГ, а на мнемосхеме блока - световой сигнал о низком уровне. Другой оператор, находившийся на БШУ в порядке стажировки и переквалификации, судя по световым индикаторам положения стержней регулирования, сообщил, что реактор не остановлен, а НС заметил, что турбина не отключилась, как следовало ожидать при останове реактора. Поэтому, оценив совокупность показаний приборов и индикаторов, он пришел к выводу, что реактор должен был остановиться, но не остановился.

Видя, что уровень воды в ПГ находится вблизи или ниже предельного положения 18%, он приказал оператору остановить реактор ручными средствами управления. Это было сделано без осложнений в 12.22.08, т.е. через 25 с после сигнала об автоматическом останове. Сразу после останова реактора автоматически отключилась турбина и нормально действовали другие системы автоматического контроля.

Между 12.48 и 13.15 была проведена проверка электрических цепей и выключателей и, в частности, прохождение сигнала к выключателю системы останова реактора. Оказалось, что один выключатель не сработал 2 раза из трех, а другой - все 5 раз. Поэтому в качестве причины события было признано не ложное срабатывание сигнализации, а отказ системы, обеспечивающей останов реактора.

3.4.1.3. Причины и следствия инцидентов

Комиссия по ядерному регулированию (НРС), расследовавшая инциденты, пришла к выводу, что их причиной было неправильное действие низковольтного электромеханического датчика в обоих выключателях системы аварийного останова. Комиссия констатировала, что персонал АЭС не осознавал важности этих датчиков в системе безопасности и не беспокоился об их смазке и содержании в чистоте.

Персонал, в свою очередь, предъявил претензии к разработчикам фирмы Westinghouse за то, что те не информировали о необходимости регулярной смазки и, более того, за месяц до инцидента по рекомендации представителя фирмы была применена неправильная смазка.

НРС квалифицировала этот инцидент как наиболее потенциально опасный после аварии на ТМА-2 и оштрафовала владельцев АЭС на 850 тыс. долларов.

Последующее обследование показало, что на ряде других АЭС

имели место не менее 16 единичных отказов выключателей, разработанных как фирмой Westinghouse, так и фирмой General Electric. Поэтому, несмотря на уверенность этих фирм в том, что выключатели должны работать нормально при правильном обслуживании, НРС потребовала установить дополнительные технические средства, которые должны обойтись промышленности в 500 млн. долларов.

К концу 1985 г. кроме намеченной и незаконченной замены выключателей на ряде АЭС в период планового останова выявилась необходимость замены еще на 9 PWR.

3.4.2. Инцидент на блоке №5 АЭС "GREIFSWALD" (ГДР), связанный с отказом системы аварийного останова реактора [59]

24 ноября 1989 г. работа блока №5 АЭС "Грайфсвальд" (ВВЭР-440), находящегося в состоянии обследования, обеспечивалась тремя из 6 ГЦН, когда по ложному сигналу указателя уровня в ПГ один из работающих ГЦН отключился. По логике конструкции и правилам эксплуатации это должно было привести к автоматическому останову реактора. Однако из-за несрабатывания реле этого не произошло, и останов был осуществлен оператором.

Само по себе это событие не вызвало нежелательных последствий, но оно показало слабость системы защиты реактора в том смысле, что отказ одного элемента логики заблокировал останов реактора в противоречии с базовым принципом концепции единичного отказа.

3.4.3. Инцидент на блоке №1 Калининской АЭС (СССР), связанный с ложным срабатыванием и непосадкой ИПК КД

Аварии, связанные со срабатыванием и непосадкой ИПК КД, относятся к числу весьма серьезных, которые могут привести к тяжелым последствиям, как это случилось на АЭС ТМА - 2 (см.3.3.2). Похожее событие на Калининской АЭС, к счастью, закончилось благополучно.

11 мая 1984 года на блоке №1 с реактором типа ВВЭР-1000 проводились пусконаладочные работы. В работе находились: реактор (тепловая мощность 40÷45% номинальной), турбогенератор (электрическая нагрузка 290÷300 мвт), ГЦН №1+4. Не были включены в автоматический режим регуляторы уровня и давления в КД, АРМ, регулятор ограничения мощности, а регуляторы уровня в ПГ не были

полностью налажены. Система внутривреакторного контроля (СВРК) и информационно-вычислительная система (ИВС) были введены в работу с поправочными коэффициентами. В связи с тем, что регулирование основных параметров осуществлялось оперативным персоналом вручную, отдельные параметры поддерживались с отклонением от заданных пределов, не достигая аварийных значений.

Инцидент развивался следующим образом.

В 16 ч. 02 мин. (16.02) прошел сигнал АЗ-І по снижению давления в І-м контуре до 14.7 мПа при $t_{1к} > 260^{\circ}\text{C}$. При этом все органы СУЗ упали до срабатывания нижних концевых выключателей. Было зафиксировано быстрое снижение давления в І-м контуре до 4.7 мПа. Примерно через минуту на мнемосхеме БЩУ было замечено исчезновение сигнала закрытия ИПК №1 КД, но при этом сигнал открытия не появился.

По команде старшего начальника смены (СНС) АЭС персонал дважды пытался закрыть клапан ключом управления. Однако эти попытки были безуспешными, т.к. по сигнализации и параметрам І-го контура никаких изменений не произошло. Бригада ЦТАИ приступила к работе в схеме клапана. Одновременно были включены два подпиточных насоса и нагреватели КД.

Через 3 мин. ключом ручного останова были отключены турбина и генератор от сети, начат перевод питания собственных нужд от пуско-резервной котельной (ПРК). На всас подпиточных насосов из двух баков был подан раствор бора с концентрацией 12 г/кг и 40 г/кг, отключены нагреватели КД.

Давление в І-м контуре составляло 4.4-4.7 мПа: при работе трех подпиточных насосов температура воды в КД выравнивалась с температурой петель; уровень в КД достиг верхнего предела. На основе этих фактов СНС АЭС пришел к важному выводу, что имеется компенсируемая течь из КД.

Через 15 мин. включились гидроемкости СА03, и одновременно по команде НС АЭС были отключены все ГЦН по снижению перепада до 0.3-0.4 мПа и снижению давления ТН до значения, близкого к давлению насыщения. Давление выше насыщения поддерживалось за счет подпиточных насосов. Еще через 15 мин. было зафиксировано возрастание до 16°C температуры воды в барботере: температура в сбросном коллекторе предохранительных клапанов возросла до 146°C . Одновременно был обнаружен рост давления в ГО до 0.027 мПа, дополнительно включены вентустановки и увеличен расход технической воды на их охладители.

Через 3.5 ч после начала события бригада ЦТАИ, работавшая в схеме сигнализации ИПК №1 КД, сообщила, что идет импульс на открытие клапана с РШУ от ключа.

Немедленно был открыт РШУ, и импульс на открытие клапана был снят. При давлении в I-м контуре 0.9 мпа клапан закрылся, о чем свидетельствовали показания сигнализации и начавшийся рост давления в I-м контуре.

После сброса давления в ГО до атмосферного был проведен осмотр оборудования. Видимых повреждений не было обнаружено, кроме разрыва мембраны барботера и залива водой отметки I2 м аппаратного отделения. Спектр-метрический анализ ТН I-го контура показал, что оболочки ТВС герметичны, а анализ продувки ПГ дал фоновый уровень.

Протечки воды под гермооболочку составили 200 м³. Благодаря тому, что блок находился в стадии пуска-наладки, суммарная активность составила всего около 2 кБ.

В схеме управления ИПК №1 КД была обнаружена неисправность, вызвавшая его ложное срабатывание. Монтажная схема отличалась от принципиальной проектной: по невыясненной причине была отсоединена "земля" на клеммнике управления ИПК с РШУ. Проверка схемы подтвердила возможность ложного срабатывания реле и ИПК №1 при отключении "земли" нулевого провода, идущего в пульт РШУ. Последняя проверка схемы управления и сигнализации ИПК КД проводилась тремя месяцами ранее и показала работоспособность системы. Однако за этот период на РШУ проводились строительные, монтажные и наладочные работы, в результате которых, вероятно, и произошло отсоединение "земли" на клеммнике управления ИПК с РШУ, что и привело к данному событию.

Благодаря правильным действиям оперативного персонала станции удалось избежать повреждения основного технологического оборудования и предотвратить выход радиоактивности за пределы АЭС.

3.4.4. Инцидент на АЭС "DAVIS-BESSE" (США), связанный с отказом систем питательной воды [60-61]

3.4 4.1 .Содержание и развитие инцидента

Инцидент на АЭС "Дэвис-Бесс" (РWR, 960 МВт) начался в 01 ч 35 мин (01.35) 9 июня 1985 г. с отключения по разгону одного из двух питательных насосов при работе блока на мощности 90% от номинальной. Инцидент развивался следующим образом.

При передаче смены в ночь на 9 июня 1985 г. все основное оборудование управлялось автоматически за исключением ПН-2. Так как уже с апреля 1985 г. возникли трудности в управлении обоими ПН, то ПН-2 был переведен в режим ручного управления во избежание его отключения для обеспечения подачи ПВ в случае аварийного останова реактора.

ЗНС заметил уменьшение расхода ПВ и аварийное отключение ПН-1. Поскольку ПН-2 был в режиме ручного управления, то он не получил команды от СЦК на автоматическое увеличение расхода ПВ.

Оператор 2-го контура немедленно увеличил обороты ПН-2, чтобы компенсировать уменьшение напора из-за отключения ПН-1, а оператор реакторного отделения открыл клапан впрыска воды на КД, чтобы уменьшить рост давления из-за разогрева системы охлаждения реактора, вызванного снижением расхода ПВ.

СЦК сработала на автоматическое снижение мощности реактора и турбины в соответствии с уменьшившимся расходом ПВ. Регулирующие стержни пошли в зону, мощность снизилась с 90% до 80%. В это время оператор реакторного отделения держал открытым клапан впрыска воды на КД, чтобы не допустить роста давления выше предельной уставки 15.9 мпа (нормальное давление 14.8 мпа). Несмотря на то, что персонал сделал все возможное, чтобы не глушить реактор, системы безопасности автоматически сработали на останов реактора по превышению давления ТН.

Согласно инструкции, оператор реакторного отделения нажал кнопку аварийного останова реактора и запустил второй подпиточный насос для восполнения уменьшившегося запаса воды в КД после останова реактора.

Снижающийся уровень воды в ПГ должен был достигнуть предельной нижней отметки 89 см и затем держаться стабильно. Система контроля ПВ закрыла пусковые клапаны ПВ, но когда уровень в ПГ приблизился к нижнему пределу, эти клапаны открылись для поддержания стабильного уровня. При этом ГПК, как и следовало ожидать, закрылись.

Реакция системы казалась нормальной, но затем ГПК открылись вновь, а ГПЗ закрылись. Это - первое и второе неожиданные срабатывания оборудования, приведшие к развитию инцидента.

Лишенная пара турбина привода ПН-2 медленно снижала обороты. Так как ГПЗ были закрыты, а запасы пара в сепараторе - пароперегревателе были ограничены, то напора оказалось недостаточно для подачи ПВ в ПГ.

Оператор 2-го контура знал, что без подачи ПВ неизбежно сработает система контроля уровня в ПГ по "снижению уровня", включит вспомогательную систему питания, которая и обеспечит аварийную подачу ПВ в ПГ. Поэтому он получил разрешение на включение вспомогательной системы ПВ для поддержания минимального допустимого уровня в ПГ. Работая ручными ключами, оператор непреднамеренно, но ошибочно нажал "не ту" пару кнопок, в результате чего система контроля уровня в ПГ сработала по "снижению давления" вместо "снижения уровня", а оба ПГ оказались изолированными от источника аварийного питания.

Так как "снижение давления" указывает либо на разрыв, либо на течь в паропроводах, то система, как ей и положено, сработала на отключение обоих ПГ по пару и воде. Эти действия оператора расстроили функцию вспомогательной системы питания ПГ, что является третьей ненормальной ситуацией через 6 мин. после аварийного останова реактора.

Далее оператор обнаружил, что ВПН-1 и ВПН-2 отключились "по разгону" (это - четвертая и пятая ненормальные функции системы), а начальник смены быстро установил, что клапаны в системе вспомогательной ПВ неправильно включены. Он переключил систему контроля уровня в ПГ на срабатывание по "снижению уровня", что исправило ошибку оператора примерно через минуту после ее совершения. Функции системы контроля уровня в ПГ были восстановлены, в результате чего каждый ВПН мог подавать ПВ в соответствующий ПГ.

При проверке причин отказа вспомогательной системы ПВ ЗНС обнаружил закрытие запорных клапанов в каждой линии, а они должны были автоматически открыться после восстановления функции системы контроля уровня в ПГ. Он безуспешно пытался открыть их с пульта кнопками, после чего заключил, что, по-видимому, поворотные выключатели в схемах клапанов отключены. Это увеличило до 7 количество неполадок оборудования на седьмой минуте после аварийного останова реактора.

Вспомогательная система подачи ПВ должна автоматически включаться при падении уровня воды в ПГ ниже 68 см. Но при снижении уровня растут температура и давление в реакторе. В 01.43 оператор полностью открыл клапан впрыска воды на КД для уменьшения объема пара в нем и временно приостановил рост давления. Затем уровень в КД начал быстро расти, и когда он превысил отметку 508 см, регулирующий клапан подпитки закрылся.

На этом этапе блок потерял все источники ПВ. Температура и давление в реакторе продолжали расти, и возник ряд непредвиденных проблем с оборудованием. В частности нарушился контроль давления пара (8-я неполадка) и стало неясно, достаточно ли пара в выкипающих ПГ для питания приводов ВПН при их повторном запуске.

Серьезность создавшейся ситуации полностью осознавалась оперативным персоналом. Отказ вспомогательной системы ПВ был таким, что устранить его можно было не с БШУ, а из необслуживаемых помещений на блоке. Посланные туда два механика установили, что ДРК закрыт. Один из них стал удалять проволочный замок на ручном колесе одного ВПН, а другой - то же самое на другом ВПН. Одновременно НС послал других механиков открыть запорные клапаны вспомогательной системы ПВ.

После безуспешной попытки открыть эти клапаны ЗНС принял важное решение - использовать пусковой ПН для подачи воды в ПГ №7. Этот насос с электроприводом находился там же, где и ВПН-2, но с 1985 г. он не работал, в нем 4 управляемых вручную клапана были закрыты, и из его электрической схемы были удалены плавкие предохранители. ЗНС открыл 4 клапана и вставил предохранители. Затем он дал команду оператору 2-го контура включить насос и подсоединить его к ПГ-1.

Два механика вместе с ЗНС и еще одним оператором пытались привести в рабочее положение ДРК. После того как был полностью открыт ДРК ВПН-2, операторы приступили к ДРК ВПН-1. Так как механизм отключения не был настроен должным образом, то клапан дважды закрывался, прежде чем, наконец, открылся и запустил насос.

При подготовке к запуску пускового ПН оператор ушел с БШУ примерно на 2 минуты в помещение системы контроля уровня воды в ПГ. В это время ИПК КД дважды открывался и закрывался из-за продолжающегося разогрева ТН при выкипании обоих ПГ, а оператору об этом не было известно.

Когда температура горячей нитки петли достигла 310°C (нормальная температура после останова 288°C), следовало бы включить подпиточный насос системы высокого давления. Однако НС ждал, пока механики восстановят вспомогательную систему подачи ПВ. По опыту своей работы на тренажере он оценил экономические последствия включения системы подпитки высокого давления, когда ИПК и отверстия в верхней точке системы охлаждения (воздушники) будут открытыми, и ТН должен выйти под ГО, в результате чего блок необходимо будет остановить на много дней.

Оператор реакторного отделения вернулся на свое место для регулирования давления в КД, которое было вблизи уставки срабатывания ИПК (16.7 мпа). ИПК открылся, и оператор наблюдал за падением давления, но не следил за акустическим датчиком положения ИПК, установленным после аварии на ТМА-2, и считал, что ИПК закрыт, но закрытие было неполным, в результате чего давление быстро падало в течение 30 с. Не зная этого, оператор считал, что снижение давления обусловлено или полным открытием клапанов впрыска воды в КД или расходом питательной воды в ПГ. Из предосторожности он закрыл клапан впрыска воды и клапан блокировки ИПК. Через 2 мин. оператор открыл клапан блокировки ИПК для того, чтобы убедиться в работоспособности ИПК. К счастью, он был закрыт при закрытом клапане блокировки. Нарушение работы ИПК является девятой неполадкой на 15-й минуте после аварийного останова реактора.

Так как пусковые клапаны были открыты неполностью, то в ПГ-I поступало приблизительно 750 л/мин, хотя производительность пусковых насосов была больше. Примерно в 01.53 давление в ПГ-I резко возросло, уровень воды стал медленно расти. В это же время был открыт ДРК ВПН-2. После того, как система контроля уровня в ПГ была перенастроена на срабатывание по "снижению уровня", вспомогательная система подачи ПВ включилась так, что каждый ВПН заполнял соответствующий ПГ.

Разогрев системы охлаждения прекратился к 01.53, средняя температура ТН достигла максимального значения - 311°C, а затем в течение 6 мин. резко снизилась до 282°C.

Таким образом, система охлаждения реактора испытала значительное переохлаждение из-за избыточной подачи ПВ из баков запаса конденсата. Переполнение ПГ вызвало снижение давления ТН до 11.4 мпа - предельного значения для включения системы аварийного расхолаживания. Но т.к. совместное воздействие электронагревателей КД, расхода подпитки и снижение расхода во вспомогательной системе ПВ привело к росту давления ТН, то всего лишь 190 л борированной воды поступило в I-й контур из системы аварийного расхолаживания.

В 01.58 произошла десятая неполадка - ложное переключение всаса ВПН-I с баков запаса конденсата на рабочую систему ПВ. Одновременно произошла и II-я неполадка: - вышел из строя канал контроля энерговыделения, и операторы по инструкции включили аварийную подачу бора (один канал не работал до события). Кроме того, система вентиляции БЩУ переключилась на режим аварийной

циркуляции, что является I2-й неполадкой.

Вскоре уровень в ПГ достиг нормальной отметки, и операторы выключили вспомогательную систему ПВ. Запас до закипания оставался достаточным в течение всего события, которое закончилось через 30 мин, после начала.

В ходе инцидента операторы блока попали в высокострессовую ситуацию, но НС и его заместитель имели опыт работы на блоке с начала его эксплуатации в апреле 1977 г. и сумели нейтрализовать как отказы средств автоматики, так и ошибки операторов. В результате инцидент был локализован без выхода радиоактивности и с минимальным экономическим ущербом.

3.4.4.2. Причины и следствия инцидента

Полная потеря ПВ и незамеченная во время неполадка с ИПК с точностью до деталей повторила начало аварийных событий на ТМА-2, поэтому комиссия по ядерному регулированию (НРС) классифицировала этот инцидент как серьезный, наложила на компанию владельца АЭС самый большой штраф в размере 900 тыс. долларов за 10 конкретных нарушений и предписала остановить блок до выяснения и устранения причин всех нарушений в работе оборудования, хотя позднее уменьшила штраф вдвое за оперативные и исчерпывающие действия по устранению недостатков.

Следует отметить, что только на этом энергоблоке все 4 питательных насоса имели привод от единого источника – пара из ПГ, что содержит угрозу отключения всех насосов при прекращении подачи пара из ПГ. И еще в 1979 г. после аварии на ТМА-2 НРС обязала фирму-владельца АЭС установить в дополнение к двум аварийным питательным насосам с турбоприводом третий насос с электроприводом. Однако вместо создания дополнительной линии стоимостью 7 млн. долларов фирма ограничилась более дешевым вариантом некоторой модернизации и регулирования имеющегося оборудования. Эти действия по принципу "авось" вышли боком, и после данного инцидента фирма согласилась с необходимостью установки насоса с электроприводом.

Другой принципиальный недостаток проекта связан с системой аварийного расхолаживания активной зоны путем периодической подпитки I-го контура насосами высокого давления и стравливания пара из КД в бак-барботер. Именно эту систему во время инцидента операторы намеренно не вводили в действие во избежание выхода ТН

под ГО и в осознанной и реализованной ими надежде на возобновление подачи ПВ в ПГ.

Еще в 1982 г. нрс установила, что в системе аварийного расхолаживания насосы не способны подавать воду в I-й контур при аварийных уровнях давлений, а ИПК слишком мал для снижения этих давлений до уровня инъекции насосами. Поэтому после инцидента нрс потребовала установить на блоке второй ИПК для обеспечения возможности расхолаживания I-го контура без использования подпитки 2-го контура.

Повторный ввод АЭС в эксплуатацию намечался на апрель 1986 г., но был перенесен на осень 1986 г. из-за необходимости замены валов у всех 4-х ГЦН вследствие выявленных при ультразвуковом обследовании трещин, аналогичных обнаруженным ранее на ГЦН блока АЭС "Кристал-Ривер-3", сделанных той же фирмой-изготовителем.

3.4.5. Инцидент на блоке nI АЭС "SAN ONOFRE" (США), связанный с отказом обратных клапанов на линии ПВ [62]

21 ноября 1985 г. на блоке nI АЭС "Сан Онофр" (PWR, 450 МВт), введенном в эксплуатацию в 1967 г., при работе на 60% мощности произошло аварийное отключение вспомогательного трансформатора, что привело к потере питания на шине собственных нужд и на шине питания одного из ПН (восточного). Другой ПН остался под нагрузкой от главного генератора. После отключения восточного ПН его обратный клапан не сел до конца на место. В результате другой ПН (западный) дал обратный поток воды через этот клапан и поднял давление в восточном конденсатно-питательном тракте. Из-за этого, по-видимому, разрушилось несколько трубок в пятом ПНД, а также кожух этого подогревателя. Кроме того вышли из строя несколько разрывных мембран главной турбины.

Согласно инструкции, операторы вручную остановили реактор и турбину из-за потери собственных нужд. Это привело к отключению и второго ПН. Оба обратных клапана (30.5 см) ПН позднее были обнаружены частично открытыми из-за того, что противоповоротные зажимы провернулись на шарнирах клапана и препятствовали посадке диска.

После отказа регулирующего клапана западного ПН обратные клапаны основных линий блоков питания всех трех ПГ не сели на место. Тарелки двух из них (24.5 см) позднее были найдены лежащими свободно на дне корпуса клапана без гаек. Третий клапан отказал

так же, как и клапаны диаметром 30.5 см.

Эти нарушения привели к появлению расхода из ПГ через регулирующие клапаны питательного тракта и через восточный ПН к поврежденному ПНД. В результате все три ПГ начали подавать пар и горячую воду назад через восточный питательный тракт.

Аварийный останов реактора привел к падению уровня воды в ПГ ниже предельной отметки, что требовало включения вспомогательной системы ПВ. Был подан сигнал на запуск электропривода ВПН, но он не включился, т.к. не было питания. ВПН с турбоприводом после трехминутного прогрева автоматически начал подавать относительно холодную воду между блоком питания и ПГ. Эта вода поступала назад через не полностью закрытый обратный клапан и вперед через длинные горизонтальные участки питательных трубопроводов.

Хотя операторы и не знали об отказе обратных клапанов, они, согласно инструкции, закрыли все регулирующие и соответствующие запорные клапаны. Контакт пара с "холодной" ПВ в горизонтальных трубах вызвал гидравлический удар, а последний повредил опоры питательных трубопроводов, привел к растяжению болтов на крышке обратного клапана байпасной линии блока питания ПГ "В" и к повреждению сальника этого клапана.

Повреждение сальника привело к значительной течи пара и воды от ПГ "В" в помещение питательных трубопроводов. Течь некоторое время нельзя было локализовать из-за близости к ней запорного клапана. В результате ПГ "В" выкипел досуха, т.к. весь поток от вспомогательной системы ПВ выходил через течь. Спустя некоторое время персонал, наконец, закрыл клапаны для изолирования течи и продолжал расхолаживание реактора в течение 6 ч после начала события.

3.4.6. Инцидент на АЭС "ранчо секо" (США), связанный с обесточиванием системы централизованного контроля [63-66]

26 декабря 1985 г. АЭС "Ранчо Секо" (PWR, 918 МВт), введенная в эксплуатацию в 1975 г., работала на уровне мощности 76% от номинальной, когда в 04 ч 14 мин (04.14) обесточилась система централизованного контроля (СЦК). В соответствии с этим прошли предписанные проектом сигналы на закрытие до 50% главных клапанов ПВ и на открытие до 50% предохранительных клапанов ПГ, БРУ-К и одной группы ВПН.

Скорость основного питательного насоса (ПН) уменьшилась до

минимума, и по его малому напору автоматически включился ВПН. Однако из-за общего уменьшения потока ПВ стало расти давление в I-м контуре, что привело к автоматическому останову реактора.

Так как указанными выше полуоткрытыми клапанами нельзя было управлять с БШУ, то после останова реактора началось ускоренное охлаждение I-го контура, усложненное запуском ВПН.

На восстановление питания СЦК потребовалось 26 мин, и в этот период операторы действовали в направлении смягчения переходных процессов, но испытывали при этом трудности с регулированием клапанов, режимами насосов, контролем уровней и температур. В 04.21 давление в I-м контуре достигло минимума 7.3 мПа, а температура достигла минимума 197°C в 04.40, когда давление было 9.7 мПа.

В это время старший оператор обнаружил, что выключатели, контролирующие мощность в СЦК и цепях постоянного тока СЦК, находились в положении "выключено" и включил их. И хотя с этого времени появилась возможность ручного управления с БШУ, при включении питания клапаны получили исходную команду на полное открытие, и операторы быстро их закрыли.

К 05.00 давление и температура в I-м контуре стабилизировались на уровне 4.9 мПа и 223°C и держались на этом уровне еще 3ч.

Во время инцидента возник ряд отклонений от нормальных режимов работы, а именно:

- I-й контур охладился на 82°C за 24 мин;
- были превышены допустимые для термического удара значения давления и температуры, хотя температура корпуса оставалась выше критической температуры хрупкости;
- уровень в КД был за пределами нижнего положения шкалы;
- была потеряна возможность ручного управления клапанами с БШУ;
- не удалось закрыть запорный клапан одного ВПН;
- ручным колесом оператор перекрутил контрольный клапан ВПН, чем лишил возможности дальнейшего ручного управления;
- операторы не знали истинного положения контрольных клапанов ВПН;
- один ПГ оказался переполненным;
- в середине события на БШУ отказал самописец потока ПВ;
- один подпиточный насос работал без воды из-за закрытого клапана на всасе, в результате чего разрушились уплотнения и 1.7 м³ воды вылилось во вспомогательное здание;
- оказался поврежденным детектор излучения в гермооболочке.

Во время инцидента работали 4 старших оператора, попавших в высокострессовую ситуацию. В результате один из них полностью обессилел за пультом, откуда он был доставлен в местный госпиталь и затем вернулся в удовлетворительном состоянии.

За указанный инцидент нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 375 тыс. долларов, а на основе совокупного опыта эксплуатации и инцидентов эта АЭС станет, по-видимому, первой в западном мире, которая должна быть закрыта по результатам местного референдума населения. Во исполнение этого решения в ноябре 1989 г. на АЭС начата выгрузка топлива из реактора.

3.4.7. Инцидент на Калининской АЭС (СССР), связанный с полной разгрузкой станции

Непосредственно перед событием, которое началось 2 июня 1987 г., в работе находилось все основное и вспомогательное оборудование. Блок №1 (ВВЭР-1000) работал с нагрузкой 1000 мвт (эл), а блок №2 - с нагрузкой 800 мвт (эл).

На энергоблоке №1 в 20 ч 50 мин (20.50) оперативный персонал приступил к работам по устранению течи "плюсовой" импульсной линии датчика уровнемера ПВД-7Б. По распоряжению НС и с согласия главного инженера АЭС один канал защиты ПВД-7Б по повышению уровня был выведен из работы. Регулятор уровня конденсата в этом подогревателе был переведен из режима "автомат" в режим дистанционного управления.

В 21.30, после окончания работ, предусмотренных типовой программой, дежурный электрослесарь ЦТАИ проверил на дожатие продувочные вентили датчиков. В это время машинист-обходчик турбинного цеха по просьбе дежурного электрослесаря ЦТАИ выполнял операции по перезакрытию вентиля подачи воды в продувочный коллектор от напора ТПН. В результате этих операций произошло импульсное повышение давления в "минусовой" линии до уставки второго предела приборов защиты. Сработали защиты по повышению уровня в ПВД-7Б, что привело к отключению ТПН №1 и №2 и посадке СРК ТГ-1. После посадки СРК начало расти давление в 1-м и 2-м контурах. При $P_{1к} = 16.3 \text{ мпа}$ сработали две нитки впрыска на КД, а при $P_{1к} = 17.3 \text{ мпа}$ сформировался сигнал АЗ-3. Через 10 с после посадки СРК ТГ-1 оператор ключом АЗ-1 заглушил реактор.

При срабатывании АЗ-1 от ключа не дошли до концевиков низа два органа регулирования СУЗ (это первое нарушение в работе

оборудования). Однако после повторной подачи напряжения и его снятия эти органы регулирования работали до конца.

При повышении давления во 2-м контуре до 6.22 мпа открылись БРУ-А № I+4. После отключения ТПН уровни в ПГ снизились до уставки, что привело к отключению всех ГЦН. При дальнейшем снижении уровня включились АПН.

СИУР контролировал режим естественной циркуляции при средней температуре 260°C и Δt -15°C. Давление в I-м и 2-м контурах достигло 17.3 и 7.55 мпа соответственно, а затем в результате открытия впрыска на КД и работы БРУ-К и БРУ-А стало снижаться. При снижении $P_{2к}$ до 6.5 мпа, как и следовало ожидать, закрылись БРУ-А, но не все. БРУ-А № I не закрылось на 40% - это второе нарушение в работе оборудования. Послеаварийная проверка выявила обесточивание силовой схемы БРУ-А № I из-за отключения автомата питания вследствие механического повреждения жил кабеля в клеммнике электродвигателя. Давление во 2-м контуре продолжало снижаться, но при $P_{2к}$ - 5.9 мпа не закрылись БРУ-К № I+4, хотя должны были закрыться. Это - третья неполадка (как выяснилось позже, вышел из строя блок блокировок: причина - сгоревшее реле блока).

При давлении $P_{2к}$ - 4.9 мпа операторы закрыли БЗБК-I+4, что привело к стабилизации на данном уровне давления в ПГ-2+4. Однако давление в ПГ-I продолжало снижаться, а перепад температур в петле достиг 35°C. Персонал принял решение закрыть отсечную задвижку перед БРУ-А № I, после чего давление в ПГ-I установилось равным 3.53 мпа. В 21.50 параметры в I-м и 2-м контурах стабилизировались при значениях $P_{1к}$ - 15.7, $P_{2к}$ - 5.9 мпа.

При остановленном энергоблоке № I в 03.19 3 июля на панелях энергоблока № 2 появился сигнал "повышение температуры горячей петли до 323°C". Действием защиты АЗ-3 блок был разгружен до 88% номинальной мощности, а через 20 с, вследствие того, что первопричина не исчезла, сработала АЗ-I. Спустя 18 с после АЗ-I оператором был посажен СРК ТГ-2, отключены АПНы и закрыты задвижки БРУ-РТД, и параметры стабилизировались при $P_{1к}$ - 15.7 мпа и $P_{2к}$ - 5.8 мпа.

Как выяснилось в дальнейшем, персонал ЦТАИ допустил занижение уставки, что привело к срабатыванию АЗ-3 при температуре в петле ниже максимального разрешенного значения. Справедливости ради надо отметить, что в схеме АЗ-3 изначально были запроектированы приборы, не обеспечивающие возврат защиты при штатном снижении температуры в результате ее действия в течение 20 с, что в

дальнейшем привело к срабатыванию АЗ-1.

Таким образом, в результате того, что оперативный персонал смены допустил расширение предписанного программой объема работ, произошла полная разгрузка станции. Суммарная недовыработка электроэнергии в результате этого инцидента составила около 100 млн. кВт.ч..

3.4.8. Инцидент на блоке №2 Запорожской (СССР), связанный с потерей промконтура и подрывом ИПК КД

3.4.8.1. Развитие инцидента

До инцидента блок (ВВЭР-1000) находился под нагрузкой 1000 мВт, в работе находилось все основное и вспомогательное оборудование, в автоматическом режиме находились все основные регуляторы.

14 ноября 1987 года в 14 ч 50 мин (14.50) закрылась находящаяся в гермозоне пневмоарматура на подаче воды промконтура (ПК) к потребителям в гермозоне с появлением на БШУ сигнала "Пневмоарматура не открыта". По блокировке снижения расхода <130 м³ отключился насос промконтура. Попытки персонала открыть пневмоарматуру и включить в работу один из насосов ПК на рециркуляцию оказались безуспешными. Начался рост температуры воды автономных контуров ГЦНов и температуры продувочной воды I-го контура. Персонал сразу открыл арматуру на подаче воды от системы подпитки в автономный контур ГЦН -I÷4 и увеличил перепад давления запирающей воды на ГЦН-6 до 8 кгс/см².

В 14.53 ввиду роста температуры продувочной воды I-го контура автоматически отключилась работавшая нитка установки спецводоочистки СВ0-2 вследствие автоматического закрытия на продувке локализующей пневмоарматуры по факту повышения температуры в линии продувки (температура >100°С) с последующим автоматическим закрытием регулирующего клапана на подпитке I-го контура по факту роста уровня в КД (поскольку подпиточный насос оставался в работе).

В 14.58 было начато снижение нагрузки блока вручную путем дистанционного задания уровня мощности турбины на электрогидравлической системе регулирования (ЭГСР). В 15.01 ГЦН-4 автоматически отключился защитой по повышению температуры автономного контура до 150°С, а разгрузка блока продолжалась от

РОМ. В 15.03 ввиду неуспешных попыток устранения дефекта на пневмораспределителе пневмоарматуры ПК и роста температуры автономного контура до 150°C персонал отключил ГЦН-3 с БШУ.

В 15.05 по окончании работы РОМ (при $N = 40\% N_{ном}$) персоналом от ключа АЗ были сброшены ОР СУЗ и по линии подачи уплотняющей воды на ГЦН начат ввод концентрированного раствора борной кислоты в I-й контур с суммарным расходом $\sim 10 \text{ м}^3/\text{ч}$. В это же время были закрыты СК ТГ и отключены ТПН-I,2.

В 15.06 был отключен ГЦН-2 из-за возрастания температуры автономного контура, а в 15.08 по аналогичной причине был отключен ГЦН-I. В 15.07 генератор отключился от сети.

После отключения всех ГЦН охлаждение активной зоны осуществлялось за счет естественной циркуляции. Отвод тепла осуществлялся через БРУ-К, а питание ПГов - от ВПЭН-I,2. Поступление уплотняющей воды в I-й контур, при отсутствии продувки, привело к росту давления в контуре, и для предотвращения этого было начато снижение температуры I-го контура путем отбора пара на БРУ-К.

В 16.09 при достижении давления 2-го контура 50 кгс/см^2 сформировался сигнал разрыва 2-го контура "разница температур насыщения I-го и 2-го контуров $\geq 75^{\circ}\text{C}$ и давление 2-го контура $< 50 \text{ кгс/см}^2$ " и включились механизмы I+3 СБ, а также закрылись БЗОК-I+4. Давление в I-м контуре при этом составляло 172 кгс/см^2 .

В 16.10 ввиду роста давления в I-м контуре из гермозоны был выведен персонал, занимавшийся заменой пневмораспределителя. В 16.20 после закрытия БЗОК-I+4 отвод остаточного тепловыделения был организован за счет сброса пара через БРУ-А-I+4 с сохранением естественной циркуляции в I-м контуре. В 16.23 при давлении в I-м контуре 18 кгс/см^2 открылся ИПК КД со снижением давления до 170 кгс/см^2 .

В 16.45 после снятия запретов ступенчатого пуска были отключены механизмы I-3 СБ и открыты БЗОК № I+4, а БРУ-А-I+4 были закрыты. В 17.00 был включен в работу на рециркуляцию один из насосов ПК с прекращением подачи техводы на теплообменники ПК для разогрева воды ПК. В 17.20 был заменен пневмораспределитель на пневмоарматуре ПК, а в 17.30 восстановлена подпитка-продувка I-го контура.

В 18.45 были нормализованы параметры по автономным контурам ГЦН-I+4. 15 ноября в 06.00 реактор был выведен на МКУ, а в 08.03 блок был включен в сеть.

3.4.8.2. Причины и следствия инцидента

Причиной возникновения инцидента явилось закрытие пневмоарматуры на подаче воды ПК к потребителям в гермозоне, что привело к росту температуры воды автономных контуров ГЦН-I+4 и продувки I-го контура. Закрытие пневмоарматуры произошло вследствие травления воздуха в пневмораспределитель из-за попадания посторонних частиц в воздух, подаваемый от компрессорной пневмоприводов.

Необеспечение чистоты воздуха от компрессорной пневмоприводов явилось результатом нарушения требований завода-изготовителя по обслуживанию блока очистки воздуха и пневмокомпрессорной в части регенерации адсорбера, осмотра и очистки фильтров и т.д. Ответственным за данное нарушение является руководящий персонал ТЦ и ЦСР.

Причиной инцидента явилось прекращение продувки I-го контура из-за отсутствия расхода воды ПК на доохладителе продувки. Это привело к тому, что поступление дебалансной воды в I-й контур для охлаждения автономных контуров ГЦНов и с целью ввода бора способствовало росту давления I-го контура $>180 \text{ кгс/см}^2$ и подрыву ИПК КД, а также невозможности доведения концентрации борной кислоты до стояночной без снижения температуры I-го контура ниже 260°C .

Указанная причина проявила себя из-за недостатка проекта АЭС, не обеспечивающего возможность ввода борной кислоты в I-й контур до стояночной концентрации, т.к. объем вводимого борного концентрата ограничен объемом паровой подушки в КД с учетом сохранения минимально допустимого парового объема и объемом, высвобождаемым за счет расхолаживания I-го контура до температуры не ниже 260°C , а также из-за недостаточной надежности системы ПК при нормальной эксплуатации в случае единичного отказа.

Во время инцидента имело место нарушение пределов безопасной эксплуатации в части увеличения давления I-го контура $>180 \text{ кгс/см}^2$, и в результате автоматического отключения продувки I-го контура возникло состояние, препятствующее воздействию борной системы на реактивность, предусмотренному п.п.2.2.3, 2.3.4 ОПБ-82 и п.3.3.5 ПБЯ-04-74.

Ретроспективный анализ действий операторов показывает, что, вероятно, им не следовало дожидаться роста температур автономных контуров ГЦН до 150°C , затем ждать, пока РОМ разгрузит реактор и

после этого ввести АЗ, а сделать это сразу после потери ПК, убедившись, что нет возможности восстановить его работу в ближайшие минуты. Тогда можно было бы ввести в I-й контур дополнительное количество борной кислоты и тем самым создать более безопасные условия.

Хотя в результате инцидента не было повреждения твэлов, облучения персонала и выхода радиоактивных продуктов, неплановый простой блока привел к значительным потерям из-за недовыработки электроэнергии.

3.4.9. Инцидент на блоке №2 Ровенской АЭС (СССР), связанный с самопроизвольным открытием ИПК КД

3.4.9.1. Возникновение, развитие и ликвидация инцидента

До инцидента 08.12.1988 г. энергоблок №2 (ВВЭР-440) работал по проектной схеме на полной тепловой мощности $N_{ТЭЛ} = 415 \text{ МВт}$. В 14 ч. 29 мин. 40 с (14.29.40) сработал ИПК КД на открытие при номинальном давлении в КД и I-м контуре, что привело к открытию главного предохранительного клапана (ПК) КД и началу снижения давления в I-м контуре. Через 13 с давление в I-м контуре снизилось до уставки срабатывания АЗ-2 ($P_{1к} = 115 \text{ кгс/см}^2$). Сработала АЗ-2, и реактор начал разгружаться.

В 14.50.16 сработала АЗ-I по фактору "давление в I-м контуре 95 кгс/см^2 ". Кассеты АРК опустились на нижние жесткие упоры. Через 6 с по блокировке закрылись СК турбин №3,4. После закрытия СК турбины №4 не произошло автоматического отключения выключателя ТГ-4, и выключатель был отключен вручную. Все это время импульс на открытие ИПК КД не снимался, ПК КД №1 оставался открытым, и давление в I-м контуре продолжало снижаться.

В 14.50.30 по сигналу "снижение давления в I-м контуре до 85 кгс/см^2 " сработала защита СА03-I, а через 7 и 8 с сработали СА03-3 и СА03-2 соответственно. По фактору срабатывания СА03 запустились дизель-генераторы (ДГ), включились насосы аварийной подачи (НАП) в I-й контур концентрата борной кислоты из баков СА03. Запуск СБ I-3 прошел по проектной схеме.

В период 14.51.06 - 14.52.20 по фактору срабатывания СА03 закрылась также пневмоотсечная арматура, и в связи с этим, ГЦН, вследствие повышения температуры автономного контура, отключились.

В 14.51.51 при давлении в I-м контуре 58 кгс/см^2 сработали

гидроемкости (ГЕ) на I-й контур. В этот момент 3 ГЦН работали.

В 14.53.00 НС ЦТАИ по указанию НСБ была разобрана электросхема питания ИПК. Основной клапан закрылся, и слив из ГЕ в I-й контур прекратился при давлении воды в I-м контуре 48 кгс/см^2 . Объем воды, поданной из ГЕ в реактор, составил 14.3 м^3 при температуре 60°C .

В период 14.55.- 14.59 после повышения давления в I-м контуре до 100 кгс/см^2 была разобрана электросхема управления ступенчатым пуском и отключено оборудование СБ (НАП), а также открыта отсечная пневмоарматура.

К 15.00 параметры I-го контура были застabilизированы на уровне $p_{1к} - 115 \text{ кгс/см}^2$, $t_{ср} - 257^\circ\text{C}$, уровень в КД $n_{кд} - 6000 \pm 7000 \text{ мм}$, концентрация борной кислоты в I-м контуре была доведена до стояночной ($12 \text{ г/кг H}_2\text{O}$) после включения ГЦН при $t_{ср} - 251^\circ\text{C}$.

В переходном режиме параметры I-го контура достигали минимальных значений $p_{1к} - 48 \text{ кгс/см}^2$ при $t_{ср} - 236^\circ\text{C}$, $n_{кд} - 2950 \text{ мм}$, и давлении в главном паровом коллекторе 40 кгс/см^2 .

Следует отметить, что параллельно с основным событием произошли отказы, связанные с ТГ-4. В 14.50.36 по снижению давления в I-м контуре обесточились секции надежного питания и отключился работающий на ТГ-4 маслonaсос (МНС). Находящийся в резерве (на АВР) МНС был снят с резерва действием схемы ступенчатого нагружения. Еще через 27 с на ТГ-4 из-за отсутствия обоих маслonaсосов смазки давление масла на всасе главного МНС снизилось до уставки срабатывания защиты (0.3 кгс/см^2), по которой тоже должны были закрыться СК (они были уже закрыты действием АЗ-I), отключиться генератор и открыться вентиль срыва вакуума в конденсаторе. Однако отключение генератора от сети и открытие вентилля не произошло из-за отказа концевого выключателя одного из СК в цепи защиты на отключение генератора.

В период 14.50.55 - 14.51.05 на секции надежного питания включились дизель-генераторы, но автоматического включения МНС не произошло. Так как генератор от сети не отключился, то ТГ-4 остался на оборотах $n - 3000 \text{ об/мин}$. без МНС смазки. Обеспечение подшипников ТГ при этом происходило от напорного маслобака ($v - 10.5 \text{ м}^3$). При этом персонал не мог включить ручную МНС из-за 30-ти минутного проектного запрета на операции с механизмами при работе схемы ступенчатого нагружения.

Давление масла в системе смазки постоянно снижалось и через 1.5 мин. после обесточения МНС установилось на уровне 0.067 кгс/см^2

(изб.), после чего держалось таким в течение 2 мин.

В 14.54.55 была разобрана схема автоматики ступенчатого нагружения ДГ и оперативным персоналом включен один МНС. В течение 2 мин. давление на смазку было восстановлено до номинального. ТГ-4 при этом был на выбеге, т.к. в 14.55.20 генератор Г-4 был отключен от сети вручную.

- При $n = 1700$ об/мин, что соответствует области критических чисел оборотов ТГ, выросла вибрация на подшипниках № 5, 6, 7, 8 до уровня 100 мкм. Вибрация держалась на таком уровне 4 мин, затем снизилась до 20-30 мкм. После перехода валопровода ТГ-4 на вращение от валоповоротного устройства (ВПУ) через 20 мин его работы появился дым из муфты соединения электродвигателя и редуктора ВПУ. В дальнейшем при открытии ВПУ было обнаружено повреждение подшипников главной шестерни ВПУ.

14 декабря 1988 г. после завершения ремонта ВПУ был произведен пуск ТГ-4. При выходе на $n = 2000$ об/мин. на подшипнике № 8 резко повысилась вибрация до 100 мкм. Персонал закрыл СК и сорвал вакуум. При вскрытии всех подшипников ТГ-4 обнаружено разрушение баббитовой заливки подшипника № 8 и частичное повреждение подшипников № 6 и 7, что потребовало дополнительного ремонта.

3.4.9.2. Причины инцидента

Причиной возникновения инцидента - остановка блока действием АЗ по снижению давления в I-м контуре явилось ложное открытие ИПК КД. Расследование показало, что произошло наложение двух факторов:

- 1) повреждения диода в схеме логики 2 из 3-х "на открытие";
- 2) появления ложных сигналов на входе микросхемы блока логики "на открытие";

Появление этих ложных сигналов могло произойти вследствие замены проектной микросхемы на другую:

значительного снижения сопротивления изоляции жил кабеля (типа КПоСГ) в гермозоне при наличии в одном кабеле напряжений 185 и 24 в. Фактически снижение сопротивления изоляции жил кабеля могло произойти из-за увлажнения вследствие недостаточной герметизации концов кабеля и возможного старения изоляции.

Виновником инцидента явился руководящий персонал ЦТАИ, допустивший эксплуатацию оборудования в отступление от нормативных требований в части герметизации кабелей, а также генпроектировщик - УралАТЭП, согласовавший без достаточного обоснования замену

элементной базы блока логики управления ИПК КД.

Причиной инцидента – прекращения маслоснабжения подшипников ТГ-4 на время около 3 мин. явилось попадание постороннего предмета (болт М16 х 40) между тарелкой СК и корпусом концевого выключателя (КВ), в результате чего при закрытии СК КВ не сработал.

Оперативный персонал при отказе цепей защит на отключение генератора и открытия вентиля срыва вакуума не продублировал вручную действие этой защиты! Заметим, что вышесказанное является прямым недостатком работы персонала.

3.4.9.3. Последствия инцидента

При инциденте произошло нарушение пределов и условий безопасной эксплуатации. В процессе работы ПК КД была превышена допустимая скорость снижения давления в I-м контуре (48 кгс/(см² мин.) вместо 30). Оценка динамики изменения давления в I-м контуре и средней температуры ТН показывает, что в переходном процессе после открытия ПК КД минимальный запас до кипения составил 20°С на 3-й минуте процесса.

Радиоактивного облучения персонала и выхода радиоактивных веществ, а также повреждений твэлов не было.

Время простоя энергоблока составило 84 ч с недовыработкой электроэнергии 34.196 млн. кВт.ч.

3.4.10. Инцидент на блоке №4 АЭС "turkey point" (США), связанный с кристаллизацией борной кислоты в корпусе реактора [67]

11 марта 1987 г. во время планового останова блока №4 АЭС "Теки Пойнт" (РWR, 725 МВт) на верхней крышке реактора было обнаружено около 200 кг закристаллизовавшейся борной кислоты.

Причиной этого необычного события послужила течь в системе охлаждения, но т.к. эта течь была малой, она не была обнаружена в процессе работы блока.

Для ликвидации последствий инцидента потребовалось вывести блок из работы по крайней мере на месяц.

3.4.11. Инцидент на АЭС "olkiluoto" (Финляндия), связанный с попаданием металлических частиц в приводы СУЗ [68-69]

7 сентября 1989 г. на одном из двух блоков (на блоке №1) АЭС

"Олкилото" (BWR, 710 МВт), введенном в эксплуатацию в 1978 г., в процессе перевода блока в режим горячего останова после аварийного останова реактора было обнаружено, что 15 из 121 контрольных стержней с трудом выводятся из полностью погруженного в реактор положения. После повторных попыток все стержни, кроме одного, вышли из зоны. Было установлено, что при этом как энергопотребление приводов, так и скорость введения стержней в активную зону были в нормальных пределах.

Конструкция системы СУЗ такова, что выдвижение стержней из зоны осуществляется вниз за счет собственного веса (150 кг), введение в зону вверх - винтовым механизмом с усилием 1000 кг, а в аварийном режиме - гидравлической системой с усилием 1200 кг.

Было проведено обследование механизмов привода нескольких стержней, и во всех из них были обнаружены гранулированные металлические частицы с размерами от 0.1 до 0.5 мм, расположенные бесформенной массой вокруг места соединения нижних концов стержней с верхними концами направляющих труб механизмов привода, а более мелкие частицы с размерами меньше 0.1 мм находились и внутри механизмов привода. Можно было предположить, что эти частицы набились между направляющими трубами и их графитовыми подшипниками и тем самым затрудняли выдвижение стержней из активной зоны.

Для очистки реактора и вспомогательных систем потребовалось 34 суток с затратами 2.8 млн. долларов при общем простое блока 44 суток с общим ущербом 5.6 млн. долларов, прежде чем блок был снова запущен в работу 22 октября. При этом потребовалось выгрузить из реактора топливо, "отсосать" около 5 л порошка из всех приводов СУЗ, промыть под струей детали и заменить истертые графитовые подшипники. Около 0.2 л порошка оказалось в системе охлаждения остановленного реактора и связанных с ней трубопроводах.

Происхождение металлического порошка было неизвестно, и полиция проработала даже вариант возможной диверсии, но не нашла подтверждения преднамеренных действий. Поэтому в основу расследования были положены "естественные" причины.

Изучение толщины окисленного слоя частиц порошка и их радиоактивности показало, что он представляет собой продукт давнего окисления нержавеющей стали, а активность изотопов ^{60}Co и ^{137}Mn указывала на его облучение в течение многих лет. Поэтому было решено, что порошок находился сначала в виде затвердевшей корки в застойных участках трубопроводов со времени ввода блока в эксплуатацию или со времени последнего останова блока на

перегрузку топлива. В мае 1989 г. во время гидроиспытаний трубопроводов сцепление скоплений порошка было, вероятно, нарушено, а затем насосами системы охлаждения остановленного реактора он был перенесен в реактор и в приводы СУЗ.

3.4.12. Инцидент на Балаковской АЭС (СССР), связанный с переключениями затвора циркуды конденсаторов ТПН

3.4.12.1. *Возникновение инцидента и действия персонала*

26 ноября 1990 г. энергоблок №3 (ВВЭР-1000) находился в работе на полной мощности. ПВ подавалась двумя ТПН, а циркуда на охлаждение конденсаторов ТПН-1,2 прокачивалась тремя циркунасосами (ЦН). При этом было установлено пониженное давление подачи циркуды на охлаждение конденсаторов ТПН-1,2.

После обсуждения возможных причин низкого давления НСБ-3, НС ТЦ-2 и зам. начальника ТЦ-2 (ЗН ТЦ) по эксплуатации без составления программы, без получения разрешения от НС АЭС в 16 ч 30 мин (16.30) приступили к переключениям.

НСБ-3 отдал распоряжение НС ТЦ-2 на закрытие затвора $vc10s04$ на трубопроводе циркуды от ЦН-1 вручную, т.к. на затворе отсутствовал электродвигатель. В свою очередь, в 16.35 НС ТЦ-2 отдал распоряжение мастеру-обходчику вспомогательного оборудования (МОВО) закрыть затвор $vc10s04$ в колодце переключений. Этим распоряжением НС ТЦ-2 нарушил п.5.2 должностной инструкции.

В результате в 16.38 давление циркуды перед конденсаторами ТПН-1 и ТПН-2 снизилось на 0.025 кгс/см^2 от текущего значения 0.45 кгс/см^2 .

НС ТЦ и инженер управления турбиной предложили НСБ и ЗН ТЦ вернуть затвор $vc10s04$ в исходное состояние, однако по указанию НСБ и ЗН ТЦ работа по закрытию затвора продолжалась в нарушение п.7.1.5 должностных инструкций НСБ и НС ТЦ.

В 16.40 давление циркуды перед конденсаторами ТПН-1,2 снизилось до 0.17 кгс/см^2 , началось ухудшение вакуума в конденсаторах ТПН и рост температуры выхлопов ТПН. Это привело к уменьшению производительности ТПН и снижению уровня воды в ПГ. Только в этой обстановке НСБ и ЗН ТЦ было принято решение на возврат затвора $vc10s04$ в исходное положение. НС ТЦ поручил МОВО пойти в колодец переключений и передать указание на открытие затвора, после чего НС ТЦ сам отправился на затвор $vc10s04$.

В 16.41 давление циркуляции перед конденсаторами ТПН-1 и ТПН-2 снизилось до 0.025 кгс/см^2 , а вакуум в конденсаторе ТПН-2 приблизился к уставке срабатывания защиты. Затвор вс10s04 начал открываться, но из-за уменьшения производительности ТПН-1,2 уровень воды в ПГ-1+4 продолжал снижаться несмотря на то, что регуляторы питания ПГ автоматически открылись на 100%.

Через 31 с защитой по давлению в конденсаторе ТПН-2 насос был отключен, а на РУ действием РОМ сработала ускоренная разгрузка блока до 50% номинальной мощности. Затем последовательно в 16.42.25 и в 16.42.52 защитой по снижению уровня в ПГ-4 и ПГ-1 отключились ГЦН-4 и ГЦН-1, а в 16.43.03, как реакция на отключение двух ГЦН, по распоряжению НСБ-3 ИУР нажал ключ ПЗ-1 на разгрузку блока до 40% номинальной мощности.

Далее в 16.43.19 защитой по снижению уровня в ПГ-3 отключился ГЦН-3, а по сформировавшемуся сигналу отключения одного из двух работающих ГЦН на РУ сработала АЗ. И, наконец, в 16.43.25 защитой по снижению уровня в ПГ-3 отключился ГЦН-2, а еще через 4 с по указанию НСБ инженер управления турбиной (ИУТ) ключом с БШУ закрыл СК на турбине и ТПН-1.

В результате этих действий оперативного персонала в 16.50 параметры 1-го и 2-го контуров оказались застabilизированными, и НСБ дал задание ИУР подготовить к включению ГЦН-1,2,3,4. В период с 16.57 до 17.20 были вновь включены последовательно ГЦН-1,4,2,3.

В 20.30, в соответствии с рабочим регламентом блока, по разрешению главного инженера станции (ГИС) был начат вывод РУ на МКУ, который был закончен 27 ноября 1990 г. в 09.10.

3.4.12.2. Причины инцидента

Причиной возникновения инцидента явилось грубое нарушение должностных инструкций НСБ, ЗН ТЦ-2 и НС ТЦ-2, т.к. начатые ими переключения проводились

без понимания и анализа реакции технологической схемы на переключение:

без организации связи с местом производства переключений:

без согласования готовящихся переключений с НС АЭС и ГИС и без получения от них соответствующего разрешения:

без необходимого инструктажа и соответствующей расстановки персонала для безопасного проведения переключений:

без обеспечения проектного быстродействия переключений, т.к.

"сгоревший" электродвигатель на затворе всасов своевременно не был заменен и открытие-закрытие затвора велось вручную.

Описанные переключения за 5.5 мин привели к снижению давления циркуды на конденсаторах ТПН-1,2 и к повышению давления в конденсаторе ТПН-2 в течение 1.5 мин до уставки отключения насоса. Снижение производительности ТПН-1,2, тем более после отключения ТПН-2, привело к снижению уровней в ПГ-1,2,3,4, отключению ГЦН-4,1,3,2 и срабатыванию АЗ на РУ.

Из описанного следует, что виновниками возникновения нарушения были НСБ-3, НС ТЦ-2 и ЗН ТЦ-2. Останов энергоблока АЭС происходил по сигналам, вызванным ошибочными действиями персонала.

Благодаря действию технологических защит не было опасного развития инцидента, однако простой энергоблока составил 19ч 12 мин с недовыработкой электроэнергии 22.81 млн. кВтч..

При расследовании были выявлены и общие организационные недостатки. В частности, НС очереди блока №4, находящегося в стадии монтажа, был привлечен к работам на действующем блоке №3 без оформления соответствующего приказа о переводе в новые условия работы. Отсутствовали режимные карты (указания) по работе ЦН.

Применительно к этому инциденту приказ директора Балаковской АЭС оценил ошибки персонала как техническую безграмотность и удручающую безответственность единичных работников, после действия которых в восстановлении работоспособности блока принимают участие и несут экономический ущерб тысячи других работников.

3.4.13. Инциденты на АЭС США, связанные с захолаживанием корпуса реакторов типа PWR [70-71]

Нарушения штатного режима работы корпусных реакторов типа PWR, приводящие к подаче в корпус реактора относительно холодной воды из системы аварийного охлаждения, создают условия для достаточно быстрого понижения температуры корпуса с возникновением термических напряжений в материале корпуса. В зависимости от длительности переходного процесса, изменения давления в корпусе и скорости изменения (снижения) его температуры термические напряжения потенциально могут оказаться опасными для целостности корпуса, разрушение которого означало бы тяжелейшую аварию.

Проектные решения гарантируют недопустимость разрушения корпуса тем, что температура корпуса, находящегося под давлением ТН, всегда должна быть выше критической температуры хрупкости (T_k)

материала корпуса. В этом случае материал корпуса сохраняет достаточный запас вязкости, препятствующей хрупкому развитию трещин. И, наоборот, если температура корпуса опустится ниже T_k , то материал корпуса характеризуется малой ударной вязкостью, появляется возможность его хрупкого разрушения под действием внешнего давления и термических напряжений.

Учитывая, что в процессе работы T_k материала корпуса неизбежно смещается в область более высоких температур, главным образом, в результате облучения корпуса быстрыми нейтронами, опасность хрупкого разрушения корпуса возрастает. Поэтому можно говорить о предельно допустимом флюенсе нейтронов, при котором T_k увеличится до минимально допустимой температуры корпуса в переходных режимах работы реактора.

В 1983 г. в США был проведен анализ событий, связанных с захлаживанием корпуса. Было установлено 99 таких событий на 47 реакторах с суммарным сроком работы 329 реакторолет. Из них 34 события были классифицированы как достаточно серьезные.

В частности, на АЭС "ранчо seco" (PWR, 918 МВт) 20.03.1978 г. во время инцидента, длившегося 70 мин, температура корпуса упала на 172°C в течение часа, а давление в I-м контуре системой аварийной подпитки было доведено до 140 кгс/см^2 . Следует отметить, что и описанный выше инцидент на этой АЭС 25.12.1985 г. (см.3.3.6) сопровождался охлаждением I-го контура на 82°C за 24 мин при допустимой по проекту скорости охлаждения не более 38°C/ч .

На АЭС "CRYSTAL RIVER" (PWR, 825 МВт), введенной в действие в 1979 г., 26.02.1980 г. во время инцидента, длившегося 87 мин, давление в I-м контуре достигало 170 кгс/см^2 , а температура корпуса понижалась на 71°C за 13 мин и достигала 139°C , а в отдельных участках корпуса могла быть еще ниже. На этом же блоке в 1977 г. были аналогичные инциденты, в ходе которых температура корпуса понижалась на 91°C за 15 мин и на 56°C за 20 мин.

События с захлаживанием корпуса имели место 10.11.79 г. на блоке №3 АЭС "ОСОНЕЕ" (PWR, 887 МВт, введен в эксплуатацию в 1974 г.), когда захлаживание составило 83°C за 15 мин, а также на блоке №2 АЭС "INDIAN POINT" (PWR, 873 МВт, тоже введен в 1974 г.), где в процессе инцидента часть корпуса высотой около 3м длительное время находилась в контакте с речной водой.

9 ноября 1982 г. на новом блоке №2 АЭС "SAN ONOFRE" (PWR, 1070 МВт), находящемся в стадии последовательного вывода на энергетический режим, при работе на уровне мощности 20% от

номинальной персонал непреднамеренно обесточил систему контроля ПВ и контроля байпасной линии пара. Попытка вручную открыть регулирующие клапаны основной и байпасной систем ПВ не удалась, в результате чего реактор был остановлен из-за падения уровня в ПГ. После восстановления электропитания систем быстрое поступление ПВ привело к охлаждению ТН, снижению давления в I-м контуре и включению системы аварийного расхолаживания, которая в течение 49 мин. подала в I-й контур 19 м^3 холодной воды. При этом давление в контуре опускалось до 6.3 мПа.

В связи с проблемой захолаживания корпуса было проведено моделирование событий на основе механики разрушения в предположении, что в корпусе уже имеется продольная трещина глубиной до 0.15 толщины сварного шва, что в материале шва имеется 0.35% Cu, которая сильно влияет на охрупчивание материала, и что температура в системе охлаждения скачком уменьшается на 166°C . В результате расчета были определены значения критического флюенса нейтронов, который приводит к такому охрупчиванию материала, что исходная трещина распространяется на всю толщину стенки корпуса.

Для этих условий критический флюенс нейтронов оказался равным $0.4 \cdot 10^{19} \text{ н/см}^2$. И хотя в реакторах указанных выше АЭС фактический флюенс был меньше этого значения, а содержание Cu в материале сварных швов было 0.31%, т.е. не было опасности разрушения корпуса даже при наличии трещин, за исключением условий, аналогичных условиям аварии на ТМА-2 (см.3.2.2.) применительно к некоторым корпусам, нрс в 1982 г. приняла решение о необходимости тщательной оценки состояния корпусов PWR за 3 года до достижения критических флюенсов.

В 1991 г., после того, как дополнительные расчеты показали более высокий риск хрупкого разрушения, чем предполагалось ранее, по требованию нрс была остановлена АЭС "YANKEE ROWE" (PWR, 175 мВт), проработавшая 32 года. Компания-владелец АЭС решила, что лучше совсем закрыть АЭС сейчас, чем затратить 23 млн долларов на обследование корпуса с сомнительными шансами получить право продолжить эксплуатацию на оставшиеся 8 лет.

Исходя из приведенных выше представлений, сохранение работоспособности корпусов и продление ресурса их безопасной работы может быть достигнуто отжигом материала корпуса при температурах $400-450^\circ\text{C}$ в течение нескольких суток, в результате чего T_k материала понижается почти до исходного значения.

Возможность продления таким путем ресурса облученного корпуса

подтверждается успешным отжигом корпусов ВВЭР-440 на Кольской и Нововоронежской АЭС в СССР, а также на АЭС "GRAIFSWALD" в ГДР.

3.5. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ,

связанные с разрушением или повреждением оборудования

3.5.1. А в а р и и и и н ц и д е н т ы,

связанные с разрушением или повреждением трубопроводов вследствие гидроударов или избыточного давления

3.5.1.1. Инцидент на блоке №1 АЭС "BROWNS FERRY" (США), связанный с попаданием ТН I-го контура в систему орошения активной зоны [72]

4 августа 1984 г. блок №1 АЭС "Браунз Ферри" (вмк, 1065 мвт) работал на полной мощности. В это время персонал АЭС проводил проверку клапанов в системе орошения активной зоны.

Как оказалось, один из клапанов был неправильно налажен во время ППР несколько месяцев назад, а другой клапан персонал ошибочно открыл в процессе проверки. В результате ТН I-го контура с давлением - 8.3 мпа дал обратный ток в трубопровод системы орошения зоны, рассчитанный на давление - 2.1 мпа.

Хотя трубопровод низкого давления, к счастью, не разрушился (для сравнения см. 3.4.1.2), он нагрелся до - 205°С и привел в действие пожарную сигнализацию. Кроме того, от избыточного давления разрушилось уплотнение насоса системы орошения, а вследствие истечения испаряющейся воды I-го контура через уплотнение 13 работников подверглись небольшому радиоактивному загрязнению кожи.

За этот инцидент нрс оштрафовала компанию-владельца АЭС на 100 тыс. долларов.

3.5.1.2. Авария на блоке №1 Балаковской АЭС (СССР), связанная с нарушением условий отсечки I-го контура от трубопроводов системы локализации аварий

22 июня 1985 г. на строящемся энергоблоке №1 Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 был начат этап "горячей" обкатки систем и оборудования, заключающийся в проверке функционирования всех систем при разогреве до рабочих параметров и наладке оборудования, КИП и автоматики при этих параметрах, но с имитаторами ядерного

топлива вместо штатного топлива.

27 июня 1985 г. в смену с 08 ч 00 мин (08.00) до 16.00 параллельно с обкаткой велись работы по устранению дефектов и недоделок в помещениях гермозоны РЦ. В этих работах принимали участие 6 бригад (49 чел.) треста "Волгоэнергомонтаж", бригада (4 чел.) Волжского участка треста "Гидромонтаж", а также несколько работников АЭС.

Предварительно отметим, что по сложившейся практике в целях ускорения пуска агрегатов готовые помещения со смонтированным оборудованием сдавались эксплуатационному персоналу в оперативное обслуживание. При этом оформлялся специальный документ, подписываемый представителями генподрядчика, субподрядных организаций и заказчика. Акты рабочих комиссий до окончания поузловой приемки, индивидуального опробования, наладочных и пусковых работ на оборудовании не оформлялись, и взаимоотношения между заказчиком и подрядчиком, в том числе по вопросам техники безопасности, регламентировались "Положением о проведении пуско-наладочных работ на Балаковской АЭС", утвержденным начальником УС "СаратовГЭСстрой" и директором Балаковской АЭС 16 января 1984 г.

К 09.00 27 июня 1985 г. в процессе горячей обкатки работали 4 ГЦН и проходил дальнейший разогрев I-го и 2-го контуров за счет тепла, выделяемого работающими ГЦН.

К 15.00 температура воды в I-м контуре достигла 270°C при давлении 160 кгс/см^2 , а во 2-м контуре давление поддерживалось в пределах $40\text{--}50 \text{ кгс/см}^2$. В это время проводилась подготовка тепломеханического оборудования, систем контроля и управления к проверке работы механизмов собственных нужд и систем безопасности в режиме ступенчатого пуска, а также проверка защит и блокировок реактора.

В 15.24 было зафиксировано быстрое падение давления в I-м контуре: за 2 мин. оно уменьшилось со 160 до 70 кгс/см^2 . Одновременно снизился с 8 до 4 м уровень воды в КД. Оперативный персонал РЦ с БШУ отключил работавшие ГЦН.

В 15.30 на БШУ поступило сообщение от дежурного спецхраны о появлении сильного парения в гермозоне реакторного отделения. Была включена спринклерная система, которая подала распыленную холодную воду, что позволило через 8-10 мин. сконденсировать пар, снизить температуру воздуха и обеспечить доступ в помещения гермозоны.

Истечение перегретой воды в гермозону происходило около

2-х мин, за которые, по оценке, вылилось около 50 м, и из них примерно 20 м превратилось в пар. В следующие 45-50 мин дополнительного пара в гермозону не поступало, что позволило эвакуировать за пределы ГО всех находившихся там людей, включая пострадавших, за исключением троих, находившихся непосредственно в зоне истечения перегретой воды, доступ куда стал возможным лишь после полного расхолаживания I-го контура.

Немедленное проведение спасательных работ было невозможно из-за резкого повышения температуры среды в помещениях и отсутствия видимости. Лишь после срабатывания спринклерной системы стало возможным начать поиск пострадавших.

В результате поисков, продолжавшихся около 2 ч, были обнаружены 10 человек, скончавшихся от ожогов, а позднее еще три погибших. Всего в результате аварии от термических ожогов погибли 14 человек. Кроме того, 3 человека получили ожоги, в том числе 2 - при проведении спасательных работ.

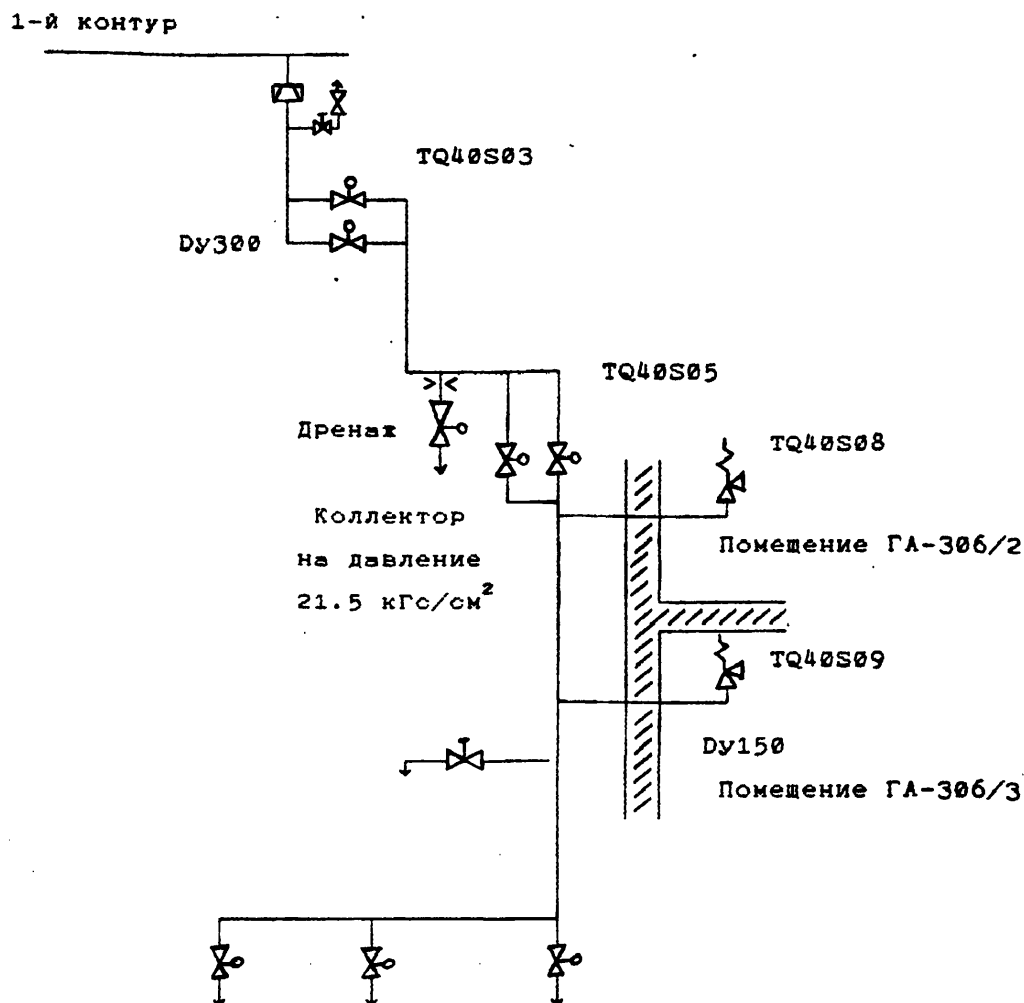
Примерно через 50 мин. после начала аварии персоналом, с целью расхолаживания I-го контура с помощью системы планового и аварийного расхолаживания, была кратковременно открыта задвижка т440503, в результате чего произошло дальнейшее падение давления в I-м контуре с 30 до 10 кгс/см², после чего блок был переведен в стабильное состояние без каких-либо дополнительных последствий.

В результате осмотра сразу после аварии и последующего изучения было установлено, что истечение перегретой воды произошло в результате открытия предохранительных клапанов (ПК) т440508 и т440509 на системе планового и аварийного расхолаживания и отрыва одного из них реактивной силой истекающего пара. Выхлопные патрубки этих клапанов, в соответствии с проектом, направлены в помещения ГА-306/2 и ГА-306/3 гермозоны (см. схему на рис.3.3), в которых работали люди.

Истечение перегретой воды происходило также в бак аварийного запаса бора через трубопровод рециркуляции насоса аварийного расхолаживания.

Открытие ПК т440508, т440509 и последующий обрыв клапана т440509 произошли в результате попадания воды I-го контура с давлением 156 кгс/см² и температурой 297°С в коллектор, рассчитанный на рабочее давление 21.5 кгс/см². Это стало возможным в результате открытия задвижки т440503 при ранее открытой задвижке т440505.

В результате выброса в помещения гермозоны большого



К теплообменникам и насосам аварийного и
планового расхолаживания

Рис.3.3. Схема трубопроводов системы планового и аварийного расхолаживания в месте аварии.

количества высокотемпературной смеси за короткий промежуток времени (главным образом, за счет увеличения отверстия истечения, обусловленного отрывом патрубка с клапаном TQ40S09) произошло запаривание помещений гермозоны и травмирование персонала.

Это произошло несмотря на то, что для надежного отключения высокого давления от низкого в системе планового и аварийного расхолаживания (тq) проектом предусмотрены две последовательно установленные группы задвижек с дренажом между ними и электрические блокировки, не позволяющие открыть указанную арматуру, если давление в I-м контуре выше 22 кгс/см^2 .

Следует отметить, что еще до обкатки в двух актах по РЦ и в журнале дефектов по ЦТАИ были отмечены недоработки по задвижке т440s05, которые не были устранены.

Послеаварийной проверкой установлено, что задвижка т440s05 находилась в открытом состоянии в течение всего периода горячей обкатки, а также во время и после аварии; не были поставлены рамки замков на сборках РТЗО задвижек т450; трубопроводы системы планового и аварийного расхолаживания были подготовлены для сдачи представителю Госатомэнергонадзора (ГАЭН), но не зарегистрированы, т.к. на устное обращение АЭС местная инспекция ГАЭН сказала в их регистрации из-за необходимости уточнения места регистрации и в связи с использованием в схеме арматуры пониженных параметров по решению проектной организации, утвержденному руководством Минэнерго СССР;

предохранительные клапаны на этой системе были заневолены; резервный щит управления в день аварии был открыт, и не был обеспечен контроль за работами в этом помещении;

несмотря на то, что, согласно нормативным документам, монтажные работы, к которым предъявляются повышенные требования по технике безопасности, должны проводиться по допускам соответствующих монтажных организаций, в данном случае допуск персонала монтажных организаций на действующее оборудование осуществлял персонал РЦ по выдаваемым им нарядам в соответствии с местным "Положением о проведении пусконаладочных работ на Балаковской АЭС", которое имело недостатки:

истечение перегретой воды в боксы помещений ГА-306/2 и ГА-306/3 и заполнение горячим паром этих и прилегающих помещений произошло через ПК т440s08 и т440s09 системы планового и аварийного расхолаживания и через оборванный в результате нерасчетных усилий трубопровод Ду-150 подвода среды к одному из этих клапанов.

Это стало возможным вследствие неподготовленности системы планового и аварийного расхолаживания к горячей обкатке;

одновременного нескоординированного производства работ на БШУ, РШУ, шкафах УКТС, а также по наладке блокировок на арматуре вспомогательных систем I-го контура при номинальных параметрах ТН, что привело к несанкционированному открытию задвижки т440s03 при открытой ранее задвижке т440s05;

нарушения оперативным персоналом п.23.5 ПТЭ, недостаточного контроля со стороны эксплуатации за действиями работников

пусконаладочных организаций, а также со стороны руководящего персонала РЦ за строгим выполнением требований производственных инструкций и заданий:

недостаточности указаний в пусконаладочной, эксплуатационной и проектной документации о дополнительных мерах безопасности по конкретным участкам схемы, где имеется опасность соединения участков трубопроводов высокого и низкого давления.

Расследование аварии было затруднено из-за отсутствия автоматической регистрации с помощью ЭВМ отдельных параметров и состояния оборудования в промежутке времени между 15.16 и 15.26 вследствие сбоев, возникших при проведении предусмотренных программой наладочных работ на АСУ ТП.

Комиссия не смогла установить конкретных лиц: открывшего задвижку 444545; отдавшего команду на сборку электросхемы этой задвижки в период с 08.00 23 июня до 08.00 27 июня, а также собравшего указанную электросхему.

Кроме этих неустановленных лиц ответственность должны нести: НС АЭС, не обеспечившие с началом подъема параметров I-го контура и в течение горячей обкатки надежное отключение трубопроводов высокого давления от низкого и ежесменный контроль за состоянием отсекающей арматуры:

НСБ, допустивший бесконтрольное проведение работ на БШУ и РШУ; начальник РЦ, не проконтролировавший проверку граничной арматуры и ее закрытие, но давший разрешение на начало горячей обкатки несмотря на противоречивые записи в актах готовности и оперативных журналах;

зам. главного инженера, допустивший выполнение пусконаладочных работ без оформления заявок;

главный инженер, утвердивший инструкции и программу пусконаладочных работ, имеющие недостатки в части указаний о надежном отсечении трубопроводов низкого давления от высокого, а также за ошибки подчиненного персонала.

3.5.1.3. Инцидент на блоке №5 Нововоронежской АЭС (СССР), связанный с разрушением шва приварки задвижки

24 декабря 1990 г. блок №5 Нововоронежской АЭС (ВВЭР-1000) работал на мощности 506 мвт (эл.). В 14 ч. 20 мин. (14.20) было обнаружено парение из-под металлопокрытия на трубопроводе продувки ПГ в районе задвижки ПГ-02.

В 16.10, после снятия теплоизоляции с трубопровода, в районе парения было обнаружено несколько игольчатых свищей по шву приварки задвижки ПГ-02 к трубопроводу продувки со стороны неотключаемой части ПГ-2.

В 17.00 персонал приступил к разгрузке и останову блока, а в 18.16 было начато расхолаживание РУ.

26 декабря дефектный сварной шов был отремонтирован, а 27 декабря при проведении гамма-просвечивания 31 аналогичных сварных швов на трубопроводах продувки ПГ дефекты были обнаружены на 21 шве. К 30 декабря 1990 г. был произведен ремонт семи дефектных сварных швов, а дополнительное исследование и ремонт остальных швов был перенесен на период ППР блока в 1991 г. до получения НВ АЭС переходов из легированной стали для замены вырезаемых.

31 декабря 1990 г. в 09.00 реактор был выведен на МКУ, а в 12.10 был включен в сеть турбоагрегат.

В результате инцидента простой блока в течение 164 ч. привел к недовыработке 81.7 млн. кВт.ч электроэнергии.

Для выяснения причины инцидента следует иметь в виду, что трубопровод продувки ПГ был изготовлен из стальных труб (Ст.20) Ду 89х6, рассчитанных на давление 80 кгс/см² и температуру 294°С. На трубопроводе установлен нормально открытый клапан с пневмоприводом Ду 100 из легированной стали. Для сопряжения арматуры с трубопроводом использованы переходы Ду 125х100 из стали 12Х18Н10Т и Ду 100х80 из Ст. 20.

Течь образовалась в месте приварки перехода Ду 125х100 к переходу Ду 100х80 по композитному сварному шву (см.рис.3.4),

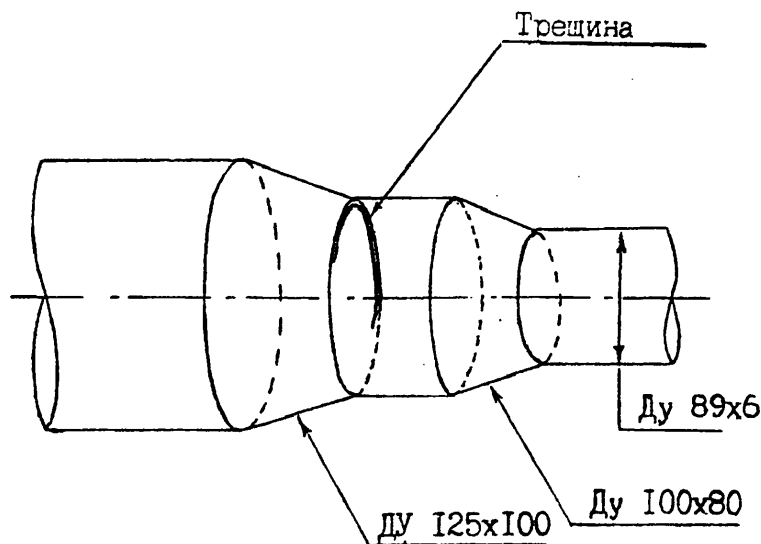


Рис.3.4. Расположение дефекта в месте соединения трубопроводов

причем непосредственной причиной явилось, вероятно, коррозионно-механическое развитие сварочных дефектов (непровар корня шва) под воздействием эксплуатационных факторов. При этом одним из важнейших факторов, опасных для сварного шва, можно, по-видимому, считать наличие осевой компоненты силы, действующей в сторону трубопровода Ду 89х6 и отрывающей переход Ду 100х80 от перехода Ду 125х100, где и произошло разрушение.

Оценки показывают, что даже в условиях чисто статического нагружения при рабочем давлении 80 кгс/см^2 эта сила составляет

2,3 т. При вводе системы продувки в работу, часто сопровождаемом гидроударами, эта сила может увеличиваться более чем на порядок, а на переходных режимах – и уменьшаться. Колебания этой силы должны провоцировать усталостное разрушение, которое быстрее реализуется в швах со сварочными дефектами.

3.5.1.4. инцидент на блоке №1 Балаковской АЭС (СССР), связанный с отрывом байпасной линии регулятора слива конденсата

До возникновения инцидента энергоблок №1 (ВВЭР-1000) работал на номинальной электрической мощности при нормальных тепловой и электрической схемах.

В 9ч. 58 мин. (09.58) 19 декабря 1990 г. в машзале блока возник сильный шум и началось сильное парение в районе регулятора слива конденсата греющего пара (КГП) из ПВД-6Б в деаэратор. Через 13 мин. было установлено, что произошел обрыв байпаса линии регулятора слива КГП из ПВД-6Б в деаэратор по сварным швам на неотключенной части.

Началась разгрузка блока, и в 10.36 энергоблок был разгружен до 100 мвт, а генератор отключен от сети. В 10.42 реактор был разгружен до МКУ и одновременно был начат ввод бора в I-й контур.

Главной причиной обрыва байпаса явилась вибрация основного трубопровода из-за наличия двухфазной среды. Поскольку вибрации характерны для режима работы основного трубопровода линии регулятора слива, другой причиной явилось несоблюдение проекта: сварное соединение байпасного трубопровода Ду 108х6 было выполнено без тройника. Трассировка байпаса, по заключению комиссии, была выполнена не в одной плоскости с вибрационным воздействием основного трубопровода.

Кроме того, не была смонтирована дополнительная пружинная опора, предусмотренная проектом, и был обнаружен дефект сварного

соединения в месте приварки байпаса Ду 108х6 к основному трубопроводу Ду 429х9.

Следует отметить, что байпасный трубопровод был введен в эксплуатацию в ноябре 1990 г. (в период КНР-90 была произведена переврезка байпаса), КГП при давлении 17.6 кгс/см^2 находился при температуре 233°C , тогда как температура насыщения конденсата при этом давлении составляет 306°C .

Поскольку причина инцидента была установлена относительно быстро, более сложного развития события не было, а его последствия связаны с остановом энергоблока и недовыработкой электроэнергии.

Для конкретизации условий инцидента отметим, что, согласно сделанной нами оценке, на колено байпаса в статических условиях при давлении 17.6 кгс/см^2 действует сила 1.27 т , отрывающая байпас от основного трубопровода. Так как последний работает в режиме регулятора слива и клапан регулятора слива то открывается, то закрывается, возможны значительные колебания давления, связанные с возникающими гидроударами.

Оценки показывают, что при прямом гидроударе колебания отрывающей байпас силы, за короткое время могут составить $0.65\text{--}1.8 \text{ т}$ при скорости потока 1 м/с и $0.03\text{--}2.5 \text{ т}$ при скорости 2 м/с .

По нашему мнению, наиболее вероятной причиной возникновения колебаний данного трубопровода может быть гидроудар с разрывом сплошности потока, который может возникнуть справа от клапана регулятора слива. Дело в том, что при закрытии клапана жидкость по инерции стремится оторваться от клапана вправо, что приводит к возникновению волны пониженного давления и вскипанию конденсата. То же самое происходит, когда роль клапана будет выполнять резко остановленный насос. Кроме того, при гидроударах с нарушением сплошности среды повышение (понижение) давления превосходит значения, полученные для стационарного потока. Последнее объясняется суммарным эффектом схлопывания кавитационных полостей (полостей пара) во время прохождения волны повышенного давления.

Описанные нежелательные эффекты могут быть частично (или значительно) погашены за счет подбора времени закрытия клапана, если это технологически допустимо.

3.5.1.5. Авария на блоке № 3 АЭС "MILLSTONE POINT" (США),
связанная с разрушением трубопровода слива сепарата [73].

31 декабря 1990 г. блок №3 (PWR, 1150 МВт) работал на уровне

мощности 87% номинального, когда в процессе отключения насоса для устранения небольшой течи произошло разрушение трубопровода (диам. 127 мм) слива сепарата из сепаратора пароперегревателя.

Затем, по-видимому, вследствие гидроудара произошел разрыв соседнего трубопровода. Эти события привели к автоматическому останову реактора и отключению блока от сети.

Вскипание выходящего из разрывов конденсата вызвало срабатывание системы пожаротушения и привело к заливу водой нижних отметок машзала (870 м^3). При этом вышли из строя 2 распределительных устройства, к которым подключены системы вентиляции и ЭВМ АЭС, а обломками и потоком воды и пара были повреждены несколько опор других трубопроводов.

Хотя авария была локализована без ущерба для окружающей среды и персонала, блок находился в ремонте 2-3 недели.

3.5 2. А в а р и и и и н ц и д е н т ы,
связанные с повреждением или разрушением трубопроводов вследствие растрескивания или эрозионно-коррозионного износа

В 1984 г. на блоке №2 АЭС США "ОСОНЕЕ" (PWR, 887 МВт), введенном в эксплуатацию в 1974 г., разрушилась пароотводящая труба, работавшая в условиях двухфазного потока. Позднее стало ясно, что это было не исключительное, а одно из ряда событий, обусловленных общими причинами, а именно эрозионно-коррозионным износом трубопроводов.

3.5.2.1. Инцидент на АЭС "NINE MILE POINT" (США),
связанный с растрескиванием трубопровода КМПЦ [58].

В 1982 г. на энергоблоке АЭС (PWR, 630 МВт), введенном в эксплуатацию в 1969 г., проявился крупный недостаток конструкции реакторов с кипящим теплоносителем, связанный с растрескиванием циркуляционных трубопроводов. При выводе на мощность после планового останова вблизи корпуса реактора возникла течь из циркуляционного трубопровода. Операторы безопасно остановили блок и установили, что трубопровод растрескался по всей длине 72 м, а последующее обследование обнаружило сетку трещин на всех трубопроводах большого диаметра в системе КМПЦ.

Только замена 120 м трубопроводов стоила 65 млн. долларов без учета потерь от простоя, и было ясно, что причина аварии

генетически связана с материалом трубопроводов. Поэтому нрс обязала всех владельцев ввр проверить трубопроводы.

Так как за 9 месяцев до обнаружения первой течи на этой АЭС был проведен ультразвуковой контроль трубопроводов, не выявивший дефектов как и на ряде других АЭС с ввр после этого события, то нрс усомнилась не только в качестве контроля, но и в квалификации лицензированных дефектоскопистов.

Кроме того она усомнилась в обоснованности концепции "течь перед разрушением", которой руководствовались эксплуатационники, используя в качестве защитных мер приварку стальных манжет вокруг сварных швов, установку датчиков влажности в потенциально опасных местах или индукционный нагрев треснувших или подозреваемых швов для снятия напряжений.

Большинство владельцев ввр согласились с такой позицией и приняли решение заменить растрескавшиеся трубопроводы на новые из сталей с малым содержанием углерода, т.к. использовавшиеся ранее высокоуглеродистые стали оказались более склонными к растрескиванию.

В связи с этим инцидентом нрс заставила также соответствующие АЭС принять к обязательному использованию стандартизированную и компьютеризированную систему ультразвукового контроля для ранней и надежной диагностики целостности трубопроводов.

3.5.2.2. Авария на АЭС "Троян" (США),

связанная с разрушением напорной трубы насоса [74]

9 марта 1985 г. на АЭС "Троян" (РВР, 1178 МВт), введенной в эксплуатацию в 1976 г., при работе на полной мощности произошло выключение турбины и останов реактора из-за ложного срабатывания датчиков вибрации главных опор турбины.

После выключения турбины выросло до 6138 кПа давление в ПГ, в системе ПВ и в трубопроводе слива дренажа из подогревателя в систему ПВ.

Это привело к разрушению напорной трубы диаметром 355 мм дренажного насоса с выбросом пароводяной смеси с температурой 178°C на высоту около 14 м. Тепловые датчики привели в действие систему пожаротушения, работа которой вывела из строя часть оборудования.

АЭС до 10 марта находилась в режиме горячего останова, после чего было начато расхолаживание.

При обследовании разрушенного участка трубы, сделанного из углеродистой стали А106В и рассчитанной на рабочее давление 3.1 мПа, было установлено, что в результате эрозивно-коррозионного износа толщина стенки трубы уменьшилась с 9.5 мм до 2.5 мм.

Работа АЭС возобновилась 15 марта после замены поврежденного участка трубы. При этом испытания в процессе пуска турбины не дали ответа о причине срабатывания датчиков вибрации опор.

3.5.2.3. Авария на блоке №2 АЭС "Surry" (США), связанная с разрушением трубопровода ПВ [75-77]

9 декабря 1986 г. в 14 ч. 20 мин. (14.20) на блоке №2 АЭС "Сери" (PWR, 788 МВт), введенном в эксплуатацию в 1973 г. и работавшем на полной мощности, произошел катастрофический разрыв трубопровода ПВ со стороны всаса основного ПН "А".

Восемь работников, заменявших теплоизоляцию на соседних трубопроводах, попали под вскипающий поток воды, которая при проектном режиме находится в однофазном состоянии под давлением 3.10 мПа при температуре 188°C с расходом 600 кг/с через каждый насос. Все 8 пострадавших были доставлены в госпиталь. Из них 4 впоследствии умерли.

Авария началась с внезапного закрытия главной паровой задвижки от ПГ "С", в результате чего начался рост давления в этом ПГ, приведший к конденсации пара, снижению уровня воды и автоматическому останову реактора по низкому уровню воды в ПГ.

Рост давления во 2-м контуре до 3.6 мПа находился еще в проектных пределах, но оказался достаточным для разрыва трубопровода \varnothing 457 мм в месте Т-образного соединения с главным коллектором ПВ \varnothing 600 мм между подогревателем ПВ и всасом ПН "А". При этом сначала был вырван кусок трубопровода с размерами 0.6х1.2 м, который застрял в верхних кабельных каналах, а затем реактивная сила истекающей воды полностью оторвала линию всаса насоса "А" на расстоянии около 30 см от трубы коллектора \varnothing 600 мм (см. рис. 3.5).

Конец оторванного трубопровода отскочил и застрял возле напорного трубопровода 2-го насоса. Пар, вытекающий из разрыва и конденсирующийся в помещениях и на трубопроводах, привел в действие систему пожаротушения с попаданием газа "галон" и CO₂ в различные рабочие помещения, включая БШУ, через кабельные

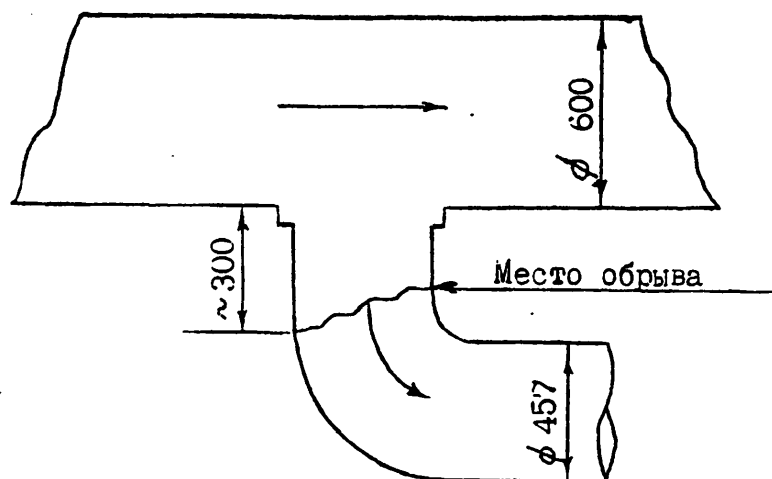


Рис.3.5. Схема соединения трубопроводов ПВ на АЭС "surry-2"

проходки. Поэтому до включения аварийной вентиляции часть персонала испытывала головокружение и удушье.

Операторы изолировали главные линии ПВ, ведущие в заполненные паром помещения. При этом уровни воды в ПГ поддерживались с помощью вспомогательной системы ПВ, а охлаждение 2-го контура – путем периодического стравливания пара в атмосферу.

Системы I-го контура в переходном режиме с частичной потерей ПВ действовали нормально. Давление в контуре упало с 15.41 до 13.89 мПа, температура стабилизировалась на уровне 261°C, а уровень воды в КД – на уровне нижней уставки. К 02.00 следующего дня температура I-го контура понизилась до уровня запуска системы отвода остаточного тепла, и к утру блок был переведен в состояние холодного останова.

Характер аварии, так или иначе связанной с прочностью материалов трубопроводов, заставил компанию-владельца АЭС 10 декабря остановить для обследования и блок №1.

Трубопровод $\varnothing 457$ мм с толщиной стенок 12.7 мм был сделан из углеродистой стали А-106В, а его колено – из высокопрочной углеродистой стали А-234. Разрушение произошло по основному металлу, а не по одному из сварных швов.

Изучение образцов разрушенной трубы показало наличие ярко выраженного эрозивно-коррозионного износа с уменьшением толщины стенки трубы в среднем до 6.3 мм, а в отдельных местах – даже до 1.6 мм. При этом характер излома не указывал на наличие сильной деформации, как это следовало бы ожидать при воздействии пика давления в системе.

Все это позволяло сделать вывод о том, что непосредственная

причина аварии связана с эрозионно-коррозионным уменьшением несущего сечения трубы и что этот процесс рано или поздно мог привести к аварии такого типа даже при нормальных по давлению и температуре параметрах работы.

Фактически аналогичная деградация трубопроводов, хотя и в меньшей степени, была обнаружена на блоке №1.

После изучения состояния и замены части трубопроводов на АЭС "Сери" в начале 1989 г. снова был введен в эксплуатацию блок №2, а в середине года - блок №1.

3.5.2.4. Авария на АЭС "LOVIISA" (Финляндия) [78]

В 1990 г. авария, аналогичная по природе аварии на АЭС "Сери", произошла на блоке №1 АЭС "Ловиса" в Финляндии (PWR, 465 МВт), где разрушился основной трубопровод ПВ \varnothing 325 мм, а эрозионно-коррозионный износ трубопроводов был обнаружен также в местах подсоединения расходомеров.

3.5.2.5. Инциденты на АЭС Франции, связанные с растрескиванием штуцеров импульсных трубок КД [79]

В 1989 г. на ряде энергоблоков АЭС Франции на базе PWR электрической мощностью 1300 МВт, разработанных компанией "Electricite de France", были обнаружены трещины в штуцерах импульсных трубок \varnothing 25 мм на КД.

Сначала трещины были обнаружены на блоке №1 АЭС "САТТЕНОМ" (PWR, 1300 МВт) и на блоке №1 АЭС "НОГЕНТ" (PWR, 1310 МВт) при испытаниях КД на давление 207 бар, когда появилось просачивание воды, не возникающее при нормальном давлении 155 бар. Предполагая, что трещины являются типовым дефектом конструкции, компания решила проверить все аналогичные блоки других АЭС во время их останова на перегрузку топлива.

Оказалось, что аналогичные дефекты, степень серьезности которых оценивается по уровню 2 шестиступенчатой шкалы, имеются на всех проверенных блоках. В частности, трещины обнаружены в 7 из 11 штуцеров на АЭС "FLAMMANVILLE" (PWR, 1300 МВт), в 5 из 11 штуцеров на блоке №2 АЭС "St ALBAN" (PWR, 1335 МВт), а на блоке №1 АЭС "BELLEVILLE" (PWR, 1310 МВт) обнаружена круговая трещина, которая могла привести к течи из I-го контура.

Учитывая, что на АЭС с PWR мощностью 900 МВт, где импульсные

трубки были сделаны из нержавеющей стали, таких дефектов не было, причиной дефектов в данном случае было признано межкристаллитное коррозионное растрескивание под напряжением трубок, сделанных из сплава "Инконель-600" (см. 3.5.4.5.). Компания оперативно отремонтировала выявленные дефекты, а в ближайшие 2 года запланировала замену всех импульсных трубок на более надежные, сделанные из нержавеющей стали или сплава "Инконель-690".

3.5.2.6. Причины аварий с разрушением трубопроводов и меры по их предотвращению [80-82]

Эрозионно-коррозионный износ трубопроводов оказался одним из важнейших факторов старения оборудования на всех АЭС мира. В 1986 г. проявление этого процесса было зафиксировано на 34 блоках АЭС США и стало требовать целевых действий по его выявлению и предупреждению.

Анализ ситуации на АЭС "Сери" показал, что первичной причиной разрушения трубопроводов явилось эрозионное повреждение защитного оксидного слоя из продуктов коррозии, которое в дальнейшем спровоцировало прямое коррозионное воздействие воды на внутреннюю поверхность трубопроводов.

Аварии способствовала также неоптимальная конструкция Т-образного соединения трубопроводов, приводящая к прямому давлению потока воды, движущейся со скоростью около 5 м/с, на внутреннюю поверхность колена и к появлению еще более высоких (в 2-3 раза) локальных скоростей турбулентного потока. С этой точки зрения более выгодным было бы боковое соединение трубопроводов под углом 45° .

Прямыми измерениями было установлено, что наибольший износ наблюдается в местах наибольших локальных скоростей потока, в частности, в коленах и Т-образных переходах трубопроводов. Что касается кавитации, то ее влияние на развитие аварии маловероятно, хотя и не исключается полностью при некоторых режимах эксплуатации.

Оказалось, что эрозионно-коррозионный износ является слабым местом углеродистых (мягких) сталей, использовавшихся в качестве конструкционных материалов для трубопроводов, износ которых становится наиболее существенным как раз в области рабочих температур трубопроводов 2-го контура - $100-250^\circ\text{C}$.

Изучение альтернативных материалов показало, что стойкость

сталей к износу значительно (в несколько раз) повышается при наличии 1-2% Cr и Mo в качестве легирующих элементов стали (см. рис. 3.6), тогда как разрушенная труба на АЭС "Сери" отличалась необычно малым содержанием этих элементов ($< 0.02\%$). Поэтому, в частности, в Великобритании взят курс на изготовление трубопроводов из стали, содержащей 2.25% Cr и 1% Mo .

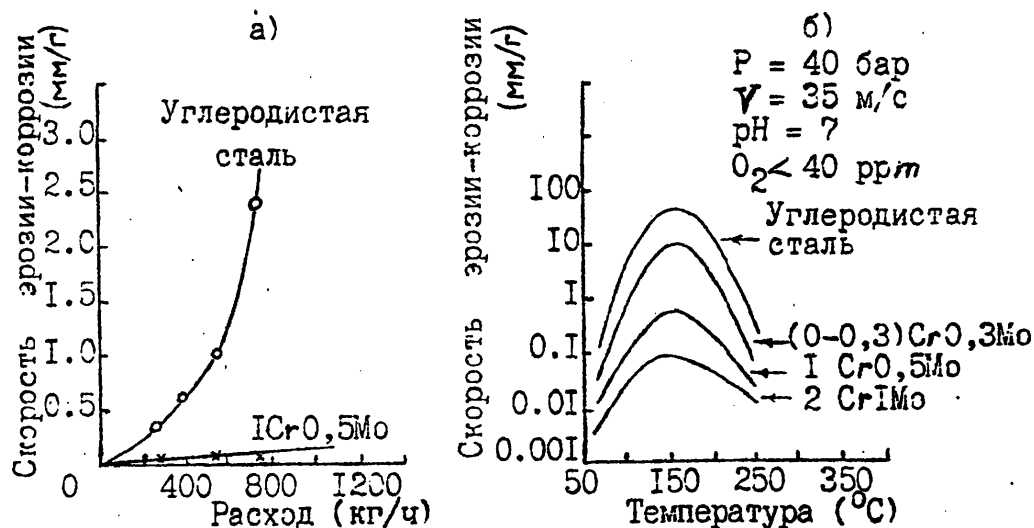


Рис. 3.6. Зависимость эрозионно - коррозионного износа углеродистой и легированных сталей от потока воды (а) и температуры (б)

Несомненно также влияние кислорода в воде и водно-химического режима на износ трубопроводов, который для мягких сталей велик при pH ниже 5 или между 7-9. И хотя на АЭС "Сери" pH поддерживался между 8.8 и 9.2, локальные колебания pH были, несомненно, много больше. Поэтому для ограничения вредного влияния среды необходимо гарантированное поддержание pH в пределах 9.0-9.5.

Наиболее разумный компромисс обеспечивается использованием покрытия толщиной ~ 0.5 мм из нержавеющей стали для трубопроводов достаточно большого диаметра (более 100 мм) из углеродистой стали или применением трубопроводов малого диаметра из нержавеющей стали. Такая идеология успешно реализована на ряде АЭС, в частности, в Швеции, в результате чего оказалось достаточным проводить инспекцию трубопроводов через 4 года. Кроме того, при этом значительно уменьшается перенос продуктов коррозии.

Следует, однако, отметить, что через 2 года после аварии на АЭС "Сери" выяснилось, что замененные трубопроводы продолжают изнашиваться быстрее, чем ожидалось. В результате на обоих блоках

потребовалось дополнительно заменить более 100 участков трубопроводов, и появились сомнения в правильном понимании механизма этого явления.

3.5.3. А в а р и и, связанные с разрушением или повреждением ГЦН

На нескольких АЭС мира в 80-е годы произошли разной степени повреждения ГЦН, которые мы рассматриваем как крупные технические аварии. При возникновении таких событий проектными решениями предусмотрен аварийный останов реактора. Во всех случаях, кроме одного, аварии не сопровождались влиянием на работоспособность других элементов АЭС, но необходимость ремонта или полной замены ГЦН связана обычно с крупными материальными затратами и с длительным простоем энергоблоков. На АЭС "Фукусима" в Японии авария привела к более тяжелым последствиям в связи с попаданием обломков поврежденного насоса в корпус реактора, и этот случай рассмотрен ниже отдельно, а здесь рассматриваются типичные технические аварии, связанные с выходом из строя ГЦН.

3.5.3.1. Авария на блоке №1 Южно-Украинской АЭС (СССР)

До аварии 20 апреля 1983 г. блок №1 (ВВЭР-1000) работал на электрической мощности 300 мвт, когда возникли вибрации на главном упорном подшипнике ГЦН №4, имевшем за время работы 61 пуск и общую наработку 2696 часов. В связи с возникновением вибрации по указанию главного инженера АЭС блок был сначала разгружен до N_3 - 200 мвт для остановки ГЦН №4, а затем остановлен.

При расследовании причин аварии было установлено, что болт крепления обтекателя ГЦН №4 ослаблен, контровка болта выполнена некачественно, штифт срезан, на обтекателе имеются следы кругового наклепа при вращении.

Процесс повреждения подшипника ГЦН №4, очевидно, протекал следующим образом. Вследствие наличия зазора между нижним установочным поясом корпуса подшипника и корпусом вращаемой части, а также подвижности корпуса подшипника в вертикальном направлении и возможности вращения его в пределах угла сегментной выточки под штифт, корпус подшипника имел возможность совершать относительно корпуса вращаемой части

пространственные маятниковые колебания с центром качания, расположенным в точке касания штифта и сегментной выточки, под

воздействием радиальной силы:

вращение в сторону вращения вала под действием сил трения между валом и вкладышем подшипника;

сложное пространственное движение.

Указанные движения корпуса подшипника и перемещение штифта относительно корпуса насоса приводили

к износу штифта до величины, при которой корпус подшипника получил возможность кругового вращения;

к износу установочных поясов корпуса подшипника и корпуса насоса;

к износу опорного бурта корпуса подшипника, к проседанию корпуса, к задеванию корпуса за импеллер и износу последнего;

к износу нижней торцевой поверхности корпуса уплотнений;

к одностороннему износу вала в районе холодильника блока уплотнений и рабочего колеса.

При выборочном анализе эксплуатационной документации были выявлены два нарушения режимов эксплуатации в период до аварии.

Во-первых, 05.10.82 г. при температуре ТН в I-м контуре 194°C и давлении 21 кгс/см^2 из-за ухудшения изоляции кабеля аварийно отключился вспомогательный циркуляционный насос ВЦЭН №4, обеспечивавший циркуляцию охлаждающей воды в автономном контуре. При этом реактор находился в стадии расхолаживания, и все ГЦН были отключены. До включения ВЦЭН №4 запирающая вода не подавалась на ГЦН №4 около двух часов, в том числе 15 мин. при открытой арматуре на подаче и сливе в уплотнение. В последующем, при пуске блока, ГЦН №4 был включен в работу без замечаний.

Во-вторых, 18.12.82 г. при работе ГЦН №1,3, нахождении ГЦН №2,4 в горячем резерве и температуре I-го контура 284°C произошло полное обесточивание потребителей второй категории из-за отключения пускорезервного трансформатора. В результате этого отключились ГЦН №1,3, ВЦЭН №2,4 и прекратилась подача воды промконтура, запирающей воды и циркуляция воды в автономных контурах всех ГЦН. Через 10 мин. после пуска дизель-генератора были включены ВЦЭН №3,4, насосы подпитки и промконтура и был восстановлен нормальный стояночный режим всех ГЦН. В последующем ГЦН №4 был включен в работу (при пуске блока) без замечаний.

Таким образом, причиной выхода из строя ГЦН №4 можно считать повреждение нижнего радиального подшипника вследствие его недопустимого перегрева в результате нарушения условий эксплуатации. Непосредственной причиной повреждения подшипника

явилось набухание вкладышей подшипника из графитофторопластового материала марки 7В-2А.

Набухание привело к обжатию шейки вала во вкладышах подшипника, в результате чего произошло разрушение штифта, удерживающего подшипник от проворота. В дальнейшем проворот корпуса подшипника и его вращение привели к повреждению его посадочных поверхностей, задеванию в лабиринтовых уплотнениях и их разрушению.

3.5.3.2. Авария на блоке №3 АЭС "CRYSTAL RIVER" (США)

01 января 1986 г. при работе блока (PWR, 825 МВт) на уровне мощности 92% от номинальной по сигналу о повышенной вибрации электродвигателя ГЦН и понижении расхода ТН через реактор произошел автоматический останов реактора. При этом сформировался ложный сигнал о снижении уровня в ПГ и произошло включение аварийной системы ПВ в ПГ.

Причиной этих событий явилось заклинивание и поломка вала ГЦН вследствие действия остаточных и термических напряжений из-за пониженной температуры запирающей воды на уплотнениях ГЦН.

3.5.3.3. Аварии на АЭС "GRAFENRHEINFELD" и "GÖSSEN" (ФРГ)

6 мая 1985 г. на АЭС "Гёссен" (PWR, 920 МВт) произошел разрыв вала ГЦН, а 2 декабря 1986 г. аналогичная авария произошла на АЭС "Графенрейнфельд" (PWR, 1300 МВт).

Следует отметить, что после аварии на АЭС "Гёссен" за 6 месяцев до аварии на АЭС "Графенрейнфельд" проводился контроль валов ГЦН. Были выявлены и устранены вышлифовкой трещины в зоне шпоночной канавки вала. Эти трещины характеризовались как усталостные с признаками развития.

2 декабря 1986 г. при работе на полной мощности произошел разрыв вала ГЦН не в зоне ранее выявленных трещин, а на переходе к горячей посадке на 70 мм выше паза вала.

Характерно, что разрыв вала был выявлен не сразу, т.к. после его разрушения электродвигатель ГЦН продолжал работать, а датчик выхода насоса из строя связан с уменьшением скорости двигателя. Фактически указанием на аварию ГЦН явилось уменьшение общего расхода ТН через реактор, приведшее к возрастанию на 6°С температуры на выходе из реактора, появлению команды на разгрузку

блока до 75%, а через 6 с – к автоматическому останову реактора.

Изучение зоны разлома показало проявление усталостных трещин, которые появились за 10^9 – 10^{10} циклов нагружения, хотя нагрузки на вал были в проектных пределах. При этом в качестве провоцирующих факторов были признаны хромирование поверхности вала, приведшее к росту внутренних напряжений, а также термические напряжения, возникшие при нагреве для разъема горячей посадки уплотнений в процессе контроля за 6 месяцев до аварии, когда, кроме того, натяг между валом и вкладышами подшипника увеличился с 0.3 до 0.4 мм.

3.5.3.4. Авария на блоке №3 АЭС "Фукусима-II" (Япония) [83]

1 января 1989 г. за 6 дней до планового останова на 3-м блоке АЭС "Фукусима-II" (ВВР, 784 МВт), построенном по проекту американской фирмы "General Electric" за рекордно короткий срок 55 мес. и введенном в эксплуатацию в 1976 г., возникла вибрация ГЦН. Согласно инструкции по эксплуатации операторы уменьшили скорость вращения ГЦН, и вибрации исчезли. Однако 6 января снова появились очень сильные вибрации, в связи с чем реактор был остановлен.

Оказалось, что импеллер и шарикоподшипник насоса диаметром 46 и 66 см, а также 5 болтов с уплотнителями разрушились. При этом мелкие обломки общей массой около 30 кг были обнаружены в корпусе и в активной зоне реактора, а более крупные обломки находились в трубопроводах, т.к. в корпус реактора они не могли пройти через сравнительно малое сопло струйного насоса.

После аварии для изучения состояния активной зоны все топливные сборки были выгружены в бассейн отработавшего топлива, промыты потоком воздуха и воды для удаления металлических частиц и осмотрены с помощью волоконной оптики для обнаружения возможного повреждения поверхности ТВС. Внутренняя поверхность корпуса была обследована с помощью подводных телекамер, и затем оттуда с помощью вакуумных насосов были удалены металлические частицы.

Комиссия, расследовавшая аварию, признала в качестве ее первичной причины разрушение сварного соединения, крепящего внутреннее кольцо подшипника и выполненное нахлесточным швом (рис.3.7), т.к. в июле 1989 г. были обнаружены в этом же месте трещины в насосе блока №1.

В качестве дополнительных мер по повышению надежности блока комиссия рекомендовала включить в эксплуатационные инструкции требование остановки ГЦН сразу при появлении сигналов о вибрации,

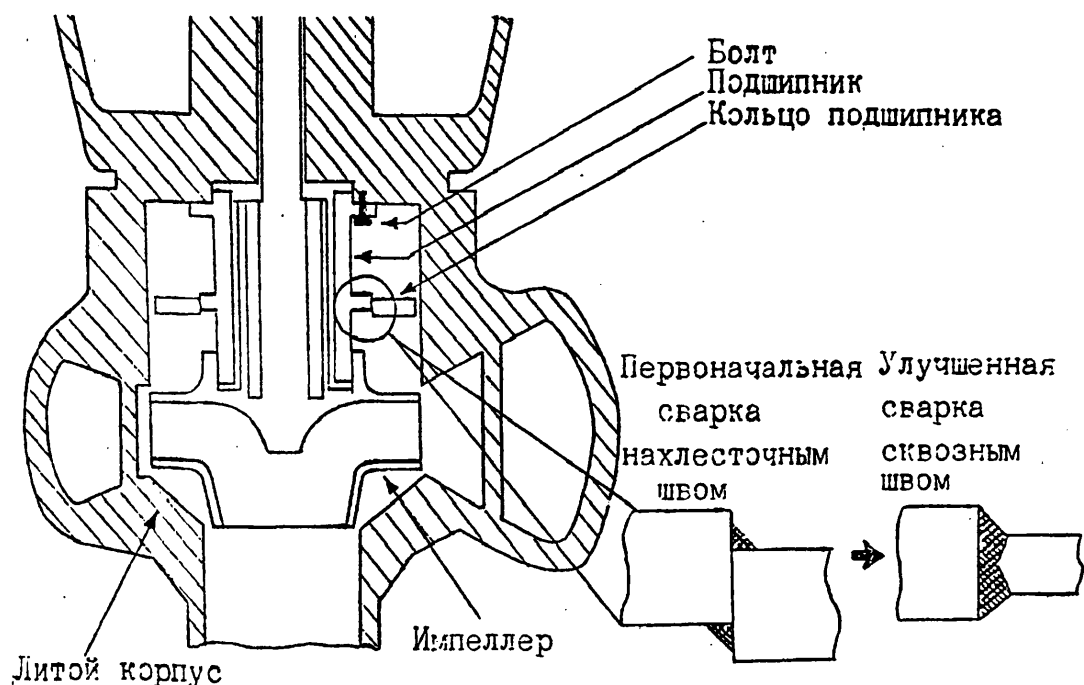


Рис. 3.7. Схема ГЦН и крепления подшипника

заменить сварные нахлесточные швы в ГЦН на всех аналогичных блоках на сквозные (рис.3.7) или перейти на литые соединения без сварки, а также улучшить квалификацию операторов в вопросах безопасности оборудования и режимов его работы.

Хотя конкретная причина данной аварии может быть связана не с видом, а с качеством сварки, было принято решение выполнить сварку сквозным швом на всех блоках АЭС.

Что касается блока №3, то выполнение всех работ по ликвидации последствий аварии потребовало длительного останова, и только через 21 месяц в октябре 1990 г. было получено разрешение на возобновление работы. При этом, несмотря на промывку всех ТВС, около 2 кг металлических частиц оказались не удаленными, и поэтому повторный пуск блока был произведен после замены всех ТВС на свежие. Разрешение на пуск учитывало, что ~ 100 г металла все еще находится где-то в трубопроводах, по-видимому, в виде очень мелких частиц с размерами меньше 0.2 мкм, которые, вроде бы, не должны повлиять на работу реактора.

3.5.4. А в а р и и и н ц и д е н т ы , связанные с повреждением парогенераторов и конденсаторов

В последние 5-10 лет на многих АЭС мира серьезную проблему стала представлять работоспособность ПГ, т.к. стали массовым

явлением технические аварии и отказы, обусловленные растрескиванием коллекторов или разгерметизацией теплообменных трубок и приводящие к протечкам воды I-го контура во 2-й, а также к необходимости срочного ремонта либо путем заделки поврежденных трубок, либо путем полной замены ПГ, что связано с большими материальными затратами и длительными простоями энергоблоков с соответствующей потерей выработки электроэнергии.

Непосредственными причинами повреждений ПГ чаще всего становится растрескивание коллекторов и трубок ПГ из-за неоптимального сочетания материалов и эксплуатационного водно-химического режима (ВХР), а также механическое повреждение трубок под действием гидроударов или посторонних предметов, "забытых" по халатности персонала внутри ПГ на стадии монтажа или при ремонтных работах.

Характерным признаком таких аварий с ПГ является повышение уровня радиоактивности в главном паропроводе и в выбросах основных эжекторов турбоустановки. Дополнительными факторами, указывающими на появление течей в ПГ, являются постоянно снижающийся уровень в КД и уменьшающийся расход ПВ в соответствующий ПГ. Как правило, по этим признакам производится останов реактора автоматически или вручную.

В целом долговечность ПГ в настоящее время оказывается ниже, чем проектный ресурс других элементов оборудования АЭС, и поэтому на многих АЭС намечена и реализуется программа досрочной замены ПГ. В ряде случаев это диктуется осознанием того, что полная замена выгоднее, чем неоднократные остановки блоков для ремонта отдельных элементов ПГ.

3.5.4.1. Аварии, связанные с повреждением холодных коллекторов ПГ

Описанные ниже технические аварии на ПГ Южно-Украинской и Запорожской АЭС являются типичными для всех АЭС с энергоблоками ВВЭР-1000. Учитывая также, что в настоящее время не имеется технологии ремонта поврежденных ПГ без их демонтажа, а замена ПГ на новые может быть осуществлена за 4-5 месяцев, этот вид аварий существенно влияет на устойчивую выработку электроэнергии.

3.5.4.1.1. Аварии на блоках № 1 и 2 Южноукраинской АЭС (СССР)

1). В ноябре 1989 г. на блоке №1 в эксплуатацию был введен

новый ПГ-4, изготовленный ПО "Атоммаш" по первоначальной (штатной) технологии с односторонней вальцовкой методом взрыва "мокрыми" зарядами (горизонтальными рядами по 400 зарядов).

В сентябре-октябре 1990 г. блок работал в штатном режиме на полной мощности. В работе находились ГЦН I-4: ТПН-А,Б: ЦН I-4: ПВД-группа А.

20 сентября 1990 г. при выполнении регламентного анализа продувочной воды ПГ-4 персоналом отдела ядерной безопасности было выявлено наличие протечек ТН I-го контура во 2-й в размере 0.07 л/ч. При этом изотопов $J-131$ и $J-133$ в продувочной воде не было зафиксировано. До 01 октября протечки находились в пределах 0.07-0.12 л/ч, в период с 02.10.90 до 18.10.90 постепенно увеличились до 1.9 л/ч, а 22 октября протечка в ПГ-4 составляла уже 5.3 л/ч. Изотопов иода в продувочной воде также не было.

23 октября генератор блока был отключен от сети, и начат ввод борной кислоты в I-й контур. После расхолаживания I-го контура и вскрытия люков коллекторов ПГ-4 был проведен контроль целостности перемычек.

При контроле целостности перемычек в "холодном" коллекторе были выявлены дефекты типа трещин в перемычках коллекторов в зоне "клина" (рис.3.8). В дальнейшем, при снятии наплавки основного металла со стороны I-го контура был обнаружен ряд трещин шириной до 5 мм и глубиной 15 мм.

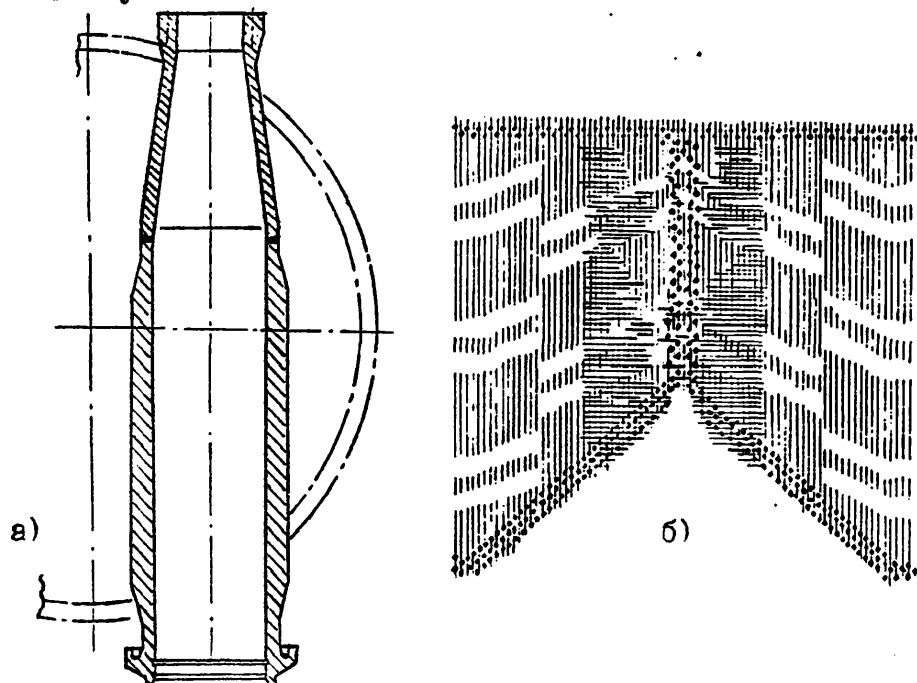


Рис.3.8. Схема расположения (а) и картограмма перфорации (б) коллектора ПГВ - 1000

В соответствии с "Мероприятиями по повышению надежности и обеспечению эксплуатационного ресурса ПГВ-1000", разработанными ОКБ "Гидропресс", на ПО "Атоммаш" в марте 1989 г. было выполнено разневоливание коллекторов и контроль перемычек коллекторов, что, по расчетным оценкам ОКБ "Гидропресс", должно было довести ресурс работы ПГВ-1000 до 25 лет.

С ноября 1989 г. (с момента ввода в эксплуатацию ПГ-4) по октябрь 1990 г. было зарегистрировано 10 остановов энергоблока; в том числе 3 раза блок был остановлен действием АЗ. За указанный период имели место 23 случая снижения мощности РУ со скоростью, предусмотренной регламентом, 7 раз отключали ПВД, 2 раза отключался ГЦН-3, 1 раз - ГЦН-1, 2 раза - ГЦН-4.

Следует отметить, что за рассматриваемый период эксплуатации блока №1 не было случаев незакрытия БРУ-А или БРУ-К, обеспаривания ПГ, прекращения подачи ПВ, подачи "холодной" ПВ из баков аварийного запаса, непосадки предохранительных клапанов ПГ, случаев упуска уровня в ПГ ниже уставок срабатывания АЗ, отклонений температуры подпитки 1-го контура, падения давления со стороны 2-го контура ниже уставок защит, отказов в работе автоматики защит и блокировок, а также других подобных режимов, предусмотренных технологическим регламентом и инструкцией по эксплуатации РУ. В рассматриваемый период эксплуатации ПГ-4 поддерживался штатный ВХР 2-го контура.

2). Ранее, в 1983 г., были обнаружены аналогичные трещины в "холодных" коллекторах ПГ и на блоке №2. Так, в ПГ-4, имевшем течь в холодном коллекторе, были обнаружены две протяженные трещины в основном металле перемычек, одна из которых длиной около 400 мм, была параллельна стороне неперфорированного клина и проходила через 18 отверстий в 4-м ряду, а вторая находилась на 450 мм выше вершины клина и проходила по перемычкам между двумя горизонтальными рядами. Длина последней была около 320 мм.

В ПГ-2, не имевшем течи в коллекторах, были обнаружены трещины в основном металле перемычек холодного коллектора. Одна, длиной 770 мм, проходила через 36 отверстий в 4-м ряду параллельно стороне неперфорированного клина, вторая, длиной 170 мм, проходила над вершиной клина на расстоянии 470 мм по перемычкам между двумя горизонтальными рядами отверстий, как и в ПГ-4. Третья трещина длиной около 80 мм располагалась на расстоянии 100 мм от верхнего края перфорации коллектора и проходила слева от его оси через 4 отверстия. Все вышеуказанные трещины имели различную глубину

вплоть до полной толщины стенки коллектора, распространялись со стороны 2-го контура и достигали внутреннего слоя наплавки. На поверхность наплавки трещины не выходили.

Трещины в ПГ-2 и 4, выявленные с помощью дефектоскопов, были подтверждены визуально и травлением. В целом картина повреждений холодных коллекторов ПГ-2 и ПГ-4 была весьма похожа на повреждения холодных коллекторов демонтированных ранее двух ПГ этого блока.

Межведомственная комиссия (МВК), работавшая в марте-апреле 1988 г. на ДУ АЭС, не пришла к единому мнению о причинах, приводящих к возникновению трещин в одних и тех же местах в холодных коллекторах ПГ на блоках с ВВЭР-1000.

В частности, член МВК - представитель ГАЗН СССР отметил, что "холодные" коллекторы ПГВ-1000 в районе "клина" являются конструктивно "слабым" местом, поскольку повреждения коллекторов всех ПГ 2-го блока ДУ АЭС имеют одинаковый характер. Возникновению и развитию трещин способствовали, по его мнению, "наклеп" металла коллекторов вследствие вальцовки трубчатки, наличие конструктивного щелевого зазора в местах вальцовки трубок и длительное нарушение ВХР 2-го контура.

С последним выразил несогласие представитель МВК от ДУ АЭС. По его данным, основанным на исследованиях ЦНИИ "Прометей", коррозионные явления проявились только в отверстиях, по которым прошла трещина, а соседние ряды не пострадали. Общее коррозионное состояние коллекторов других элементов ПГ 1+4 блока №2 было удовлетворительным. Это свидетельствует о том, что факт коррозионной активности не является определяющим, и имевшие место за период эксплуатации блока №2 отклонения от норм ВХР не могли внести заметный вклад в повреждение ПГ.

В приложении к заключению МВК представитель ОКБ "Гидропресс" отметил, что основной причиной, приводящей к возникновению трещин в "холодных" коллекторах ПГ, является недоработанность технологии изготовления (вальцовка взрывом), в результате которой в состоянии поставки коллекторы ПГ имеют недопустимо высокий уровень остаточных и технологических напряжений.

3.5.4.1.2. Аварии на блоках № 1 и 2 Запорожской АЭС (СССР)

1). 15 октября 1988 г. в 14.30 на блоке №1 было зафиксировано отклонение по активности продувочной воды в ПГ-2 ($3.3 \cdot 10^{-10}$ Ки/л). Дальнейший рост активности был отмечен 05 ноября ($1.1 \cdot 10^{-9}$ Ки/л) и

29 ноября ($1.8 \cdot 10^{-8}$ кг/л). Был произведен радиоизотопный анализ продувочной воды в ПГ-2. Расчетная величина протечек воды I-го контура во 2-й составила 1.1 л/ч. С 30 ноября постоянно проводился расчет протечек, которые 04 декабря в 06.50 составили 4.1 л/ч при активности продувочной воды $2.3 \cdot 10^{-8}$ кг/л, в результате чего в 13.12 блок был отключен от сети.

После расхолаживания ПГ вихретоковым дефектоскопом был проведен контроль сплошности металла перемычек коллектора (Ст.2), и были обнаружены сигналы, характерные для трещин. При этом характер повреждения "холодного" коллектора оказался аналогичным повреждениям ПГ на ДУ АЭС (блоки №1,2), НВ АЭС (блок №5) и на блоке №3 АЭС "Богунце" в ЧСФР (28.01.87 г. в ПГ-2 и 10.10.87 г. в ПГ-1).

По результатам исследований комиссия сделала вывод, что повреждения "холодных" коллекторов ПГВ-1000 "представляют собой новое явление, заключающееся в зарождении и постепенном (не взрывоопасном) подрастании и объединении между собой множества коррозионно-механических трещин, что, по-видимому, имеет общий характер для ПГ данного типа".

На остановленном блоке №1 ЗАЭС 30 января 1989 г. после разневоливания "холодного" коллектора ПГ-4 и проведения вихретоковой дефектоскопии был обнаружен дефект типа трещины общей длиной более 500 мм. 03 февраля результаты контроля целостности перемычек "холодного" коллектора ПГ-4 подтвердили данные предыдущего контроля, а трещина увеличилась по длине до 800 мм.

2). 13 июня 1989 г. на ЗАЭС в работе находились блоки №3,4, блок №1 находился в капитальном ремонте по замене ПГ, блок №2 - в ППР согласно графику, а блок №5 - в стадии пуско-наладочных работ после монтажа.

В период ППР блока №2 вихретоковым дефектоскопом был проведен контроль перемычек "холодных" коллекторов ПГ-1÷4. При этом на ПГ-1 был обнаружен дефект типа трещины протяженностью 700 мм, на ПГ-2 - дефект общей протяженностью 100 мм, а на ПГ-4 - дефект общей протяженностью 450 мм. Дополнительный контроль показал, что минимальная глубина залегания дефектов со стороны 2-го контура составляет от 0 до 30 мм, а максимальная - от 0 до 150 мм. В "горячих" коллекторах дефектов не было обнаружено.

В процессе выяснения причин повреждения ПГ участвующими организациями был выполнен большой объем исследований по уточнению напряженного состояния конструкции и по воздействию на него

технологического процесса изготовления и режимов эксплуатации.

Основываясь на выводах комиссий, можно привести основные причины, приводящие к возникновению и развитию трещин в "холодных" коллекторах ПГ:

- значительные статические (включая остаточные) и накладывающиеся на них циклические напряжения механического и термического происхождения в связи с неправильным выбором технологии изготовления и недостатками конструкции:
- локализованная в вершине клина пластическая деформация, когда напряжение в данном месте превышает предел текучести стали ЮГН2МФА в связи с несовершенством конструкции:
- теплогидравлическая и физико-химическая неравномерность по объему и нестабильность поля скоростей, поля паросодержания во времени, создающие циклически повторяющиеся нагружения корпуса коллектора.

Очевидно, что росту коррозионно-механических трещин в "холодных" коллекторах способствует

водная среда 2-го контура, особенно активная в вершинах зазоров в местах недовальцовки труб ПГ в стенке коллектора:

наличие непроектных режимов эксплуатации ПГ.

3.5.4.2. Аварии на других АЭС мира,

связанные с повреждением трубных поверхностей ПГ

3.5.4.2.1. Авария на блоке №1 АЭС "Mc GUIRE" (США) [84]

07 марта 1989 г. блок №1 (PWR, 1180 МВт) работал на номинальном уровне мощности. В 23 ч. 40 мин. (23.40) на БШУ блока поступил сигнал о повышении уровня радиоактивности в главном паропроводе линии "В". Одновременно было зафиксировано заметное и постоянное снижение уровня в КД, а также расхода ПВ в ПГ "В".

Оценив ситуацию, операторы пришли к выводу, что в данном ПГ имеется течь и немедленно приступили к снижению мощности блока. В 23.46 реактор был остановлен вручную, и начато его расхолаживание для выравнивания давления в ПГ со стороны 1-го и 2-го контуров с целью уменьшения протечки ТН. В 06.15 на следующий день течь была устранена.

Максимальная скорость протечки ТН достигала $0.034 \pm 0.038 \text{ м}^3/\text{с}$, что существенно превышало производительность системы подпитки 1-го контура в нормальном режиме. Поэтому насосы были подключены таким

образом, что они засасывали воду из бассейна выдержки и подавали ее в холодные нитки всех четырех петель.

Последующее исследование показало, что течь была обусловлена трещиной длиной 0.095 м в одной из трубок ПГ "В". Причиной повреждения трубки явилась межкристаллитная коррозия (МЖК) со стороны 2-го контура.

Перед повторным пуском реактора была проведена полная проверка трубок всех четырех ПГ, а блок был выведен на номинальную мощность только 13 мая 1989 г.

3.5.4.2.2. Аварии на блоке №1 АЭС "NORTH ANNA" (США) [84-87]

На блоке №1 АЭС "NORTH ANNA" (PWR, 907 МВт) первое зафиксированное событие с разгерметизацией трубок ПГ относится к 1985 г., после чего поврежденные и ненадежные трубки были заглушены.

Позднее, а именно 15 июля 1987 г. в том же ПГ произошел полный круговой разрыв трубки со смещением концов разрыва на 13 мм и с возникновением течи из 1-го во 2-й контур в пределах 0.035-0.040 м³/с. Предполагалось, что разрыв трубки произошел из-за усталостного разрушения материала.

25 февраля 1989 г., когда блок №1 работал на уровне мощности 76% от номинального, закрылся регулирующий клапан ПВ из-за усталостного разрушения трубки пневмопривода клапана. Возникший дисбаланс ПВ и пара вызвал останов реактора, а начавшийся рост давления и температуры в 1-м контуре привел к автоматическому стравливанию пара и к запуску ВПН по низкому уровню в ПГ.

Через 19 мин. детекторы показали появление радиоактивности в выбросах воздушных эжекторов конденсатора, а радиоактивность в продувке ПГ указывала на большую течь в ПГ "С", требующую немедленного расхолаживания реактора.

Была задействована система аварийной подачи бора в активную зону, вручную был закрыт клапан подачи пара из поврежденного ПГ на турбоприводы соответствующего ВПН, т.к. работа ВПН от другого ПГ обеспечивала расхолаживание 1-го контура без потери уровня в КД.

Через 2 ч. после останова реактора давление в 1-м контуре упало ниже давления 2-го контура, но при запуске системы отвода остаточного тепла (COOT) входной клапан этой системы, открывшись, сразу начал закрываться, и потребовалось воздействие на реле отсечки системы высокого давления, сигнал которого обеспечил

открытие клапана СООТ. В это же время проявился ряд других отказов в приборах контроля и управления, но в целом реактор был расхоложен безопасно.

В результате аварии выброс радиоактивности в окружающую среду был незначительным, как и при всех других авариях этого типа.

Непосредственной причиной аварии явился отрыв верхней части заглушки с размерами 6х2 см на одной из 370 ранее заглушенных трубок (данная трубка была заглушена в 1985 г.) со стороны I-го контура. Под давлением I-го контура оторвавшаяся часть вылетела со скоростью не менее 100 м/с, ударилась в здоровую трубку с внешней стороны вблизи u-образного сгиба, повредила эту трубку и, отскочив, помяла соседнюю трубку. В поврежденной трубке возникла трещина длиной 5.7 см и шириной 1.9 см, что привело к протечке из I-го во 2-й контур с расходом около 20 м³/ч (~ 5 л/с).

Заглушка разрушилась, по-видимому, вследствие коррозионного растрескивания под напряжением, но в данном случае важно то, что механическое повреждение трубки по причине оказалось аналогичным действию посторонних предметов, "забытых" в ПГ по халатности (см.3.5.4.3). Поэтому даже если бы образовавшаяся течь была компенсируемой, реактор все равно пришлось бы остановить из-за опасности повреждения других трубок.

3.5.4.2.3. Авария на блоке №2 АЭС "Минама" (Япония) (88-91)

В июле 1990 г. на блоке №2 АЭС "Минама" (PWR, 470 МВт), введенном в эксплуатацию в 1972 г., вихрековым методом были обследованы трубки ПГ, сделанные из сплава "Инконель-600", и никаких дефектов не было обнаружено. Однако 9 февраля 1991 г. при работе на полной мощности произошел круговой разрыв трубки ПГ, аналогичный событию на АЭС "North Anna" (см.3.5.4.2.2).

По результатам последующего исследования разрыв трубки ПГ произошел из-за многоциклового усталости материала в условиях упругих вибраций в потоке пароводяной смеси 2-го контура. А возникновение вибраций оказалось обусловленным неправильной установкой виброгасителей, в результате чего часть трубок, включая аварийную, оказались не поддерживаемыми виброгасителями с обеих сторон. Несоблюдение требований проекта при установке виброгасителей оказалось распространенным дефектом монтажа ПГ и, в частности, на АЭС "Такамама" было выявлено 9 неправильно установленных виброгасителей.

Это событие, не отличающееся по значимости от многих других, протекало с многозначительными осложнениями, которые привели в Японии к классификации этой аварии как самой крупной в истории страны и к значительному беспокойству общественного мнения.

Разрыв трубы привел к появлению протечки из I-го во 2-й контур через отверстие диаметром 20 мм. Протечка началась в 12.40 и первоначально проявилась в небольшом возрастании показаний детектора радиационного контроля газовых выбросов через эжекторы конденсатора турбины. Этот факт не вызвал беспокойства операторов, но в 13.45 сигнализация радиационного контроля продувочной воды ПГ заставила их начать снижение мощности реактора.

Падение давления в I-м контуре вследствие протечки привело в 13.50 к автоматическому срабатыванию АЗ реактора и включению САОЗ по сигналу "низкое давление в КД", а также к отключению подачи ПВ и отсечке вытяжной вентиляции ГО.

В 13.56 был отсечен по воде и пару ПГ "А", однако, сигнал о закрытии главной паровой задвижки (ГПЗ), отсекающей ПГ "А", не поступил. Оказалось, что ГПЗ закрылась не полностью, и в 14.02 оператор уплотнил ГПЗ вручную.

Начавшийся после отсечения ПГ "А" разогрев и рост давления в I-м контуре проходил с неожиданным осложнением процесса перевода реактора в безопасное состояние, т.к. в период 14.02-14.17 сработал ПК ПГ "В", а в период 14.10-14.25 выяснилось, что ИПК на КД обеих петель, которые должны были автоматически открыться для снижения давления в I-м контуре, не открылись, и их не удалось открыть вручную.

Операторы справились с возникшей трудностью путем сброса давления с использованием вспомогательной спринклерной системы КД, и к 14.48 давление в I-м контуре было доведено до уровня давления во 2-м контуре.

С этого времени прекратилась протечка воды I-го контура во 2-й, штатные средства отключили САОЗ, включили системы впрыска борированной воды, газоудаления из КД и системы охлаждения, а также систему расхолаживания реактора, который в 02.30 10 февраля был переведен в состояние холодного останова.

В ходе аварии суммарная протечка воды I-го контура во 2-й составила 55 м, через ПК ПГ в атмосферу было сброшено 1.3 м пара, а вместе с ним 0.6 кг радиоактивных веществ, 6.8 м пара вышло через ГПЗ, система безопасности подала в I-й контур 50 м воды.

Хотя в результате этой аварии выброс радиоактивности в

окружающую среду всего в 2 раза превысил среднесуточную норму для этой АЭС, неполадка с открытием ИПК КД заставила вспомнить аналогичную причину тяжелой аварии на АЭС "ТМА-2в США и стала предметом беспокойства специалистов и общественного мнения, что может повлиять на реализацию планов развития АЭ в Японии.

Изучение обстоятельств неполного закрытия ГПЗ показало, что его причиной стало просачивание смазки из асбестового покрытия в зазор между графитовым уплотнением и поверхностью подвижного стержня задвижки. Деградация смазки в зазоре под действием высокой температуры сделала ее липкой и привела к прикреплению графита к поверхности стержня. В результате сопротивление уплотнения скольжению стержня в положении, близком к полному закрытию, превысило движущую силу задвижки.

А причиной несрабатывания ИПК КД оказалась непреднамеренная ошибка оператора, который ранее в пневморазводке принял клапан пневмопривода ИПК за клапан вспомогательной пневмосистемы и закрыл его, полагая, что в нормальных условиях эта система не должна быть в работе. Эта ошибка не была обнаружена при последующих проверках и инспекциях, но она с тех пор лишила ИПК КД пневмопривода.

Что касается первичных симптомов аварии, то после нее в Японии в правила эксплуатации АЭС введено ранее отсутствовавшее требование обязательно останавливать энергоблоки при превышении выбросов радиоактивности на 20% сверх нормального уровня.

3.5.4.2.4. Другие аналогичные аварии (92-94)

Кроме отмеченных выше, аварийные ситуации, связанные с разгерметизацией трубок ПГ, имели место на многих других АЭС мира. В частности, такие события произошли в октябре 1981 г. на блоке №3 АЭС "RINGHALS" (PWR, 915 МВт) в Швеции, где ПГ вышел из строя в 1-й год эксплуатации; в марте 1983 г. на блоке №1 АЭС "SUMMER" (PWR, 900 МВт) в США; 14 мая 1988 г. на блоке №2 АЭС "KOZLODUB" (ВВЭР-440) в Болгарии; 25 мая 1987 г. на блоке №1 АЭС "TINANGE" (PWR, 920 МВт) в Бельгии; 13 июля 1988 г. на блоке №1 АЭС "ALMARAZ" (PWR, 900 МВт) в Испании; 17 августа 1988 г. на блоке №2 АЭС "ТАКАНАМА" (PWR, 780 МВт) и 27 октября 1988 г. на блоке №1 АЭС "ОНИ" (PWR, 1120 МВт) в Японии; 06 марта 1990 г. на блоке №1 АЭС "THREE MILE ISLAND" (PWR, 808 МВт).

В 1989 г. на блоке №1 АЭС "NOGENT" (PWR, 1310 МВт) во Франции было обнаружено 100 поврежденных трубок, в результате чего блок

был остановлен на 8 месяцев.

Аналогичные аварии имели место и на ряде АЭС СССР, в частности, 25.06.87 г. на блоке №2 Запорожской АЭС (ВВЭР-1000).

3.5.4.2.5. Инцидент на блоке № I АЭС "MILLSTONE" (США), связанный с повреждением трубок конденсатора [38]

Разрушение трубок трубной поверхности может быть опасным не только при авариях на ПГ АЭС. Характерным примером является нижеописываемый инцидент.

1 сентября 1972 г. на блоке №I АЭС "Милстоун" (ВВЭР, 654 МВт), работавшем с момента пуска всего 1.5 года, осуществлялся плановый вывод реактора на мощность. Когда мощность достигла примерно 0.1% номинальной, оператор заметил, что система конденсатоочистки вышла из строя. Он переключился на вторую систему очистки и продолжил вывод на мощность. Однако примерно через полчаса вышла из строя и вторая система очистки, после чего оператор начал останавливать реактор. Когда стало ясно, что в ТН I-го контура попала морская вода, реактор был быстро заглушен.

При расследовании выяснилось, что в результате коррозионного повреждения трубок конденсатора, который охлаждался морской водой, в I-й контур попало много высокоминерализованной воды. Одним из серьезных последствий этого инцидента явился выход из строя контрольно-измерительной аппаратуры для измерения мощности реактора. Это произошло в результате коррозионного растрескивания защитных кожухов датчиков, чувствительных к воздействию хлора. Хотя в этом инциденте никто не пострадал и не произошло утечки радиоактивности, он является поучительным в смысле относительной уязвимости одноконтурных систем, какой является ВВЭР. В особенности это относится к случаям, когда конденсаторы охлаждаются морской водой, поскольку существует возможность попадания ее в ТН.

3.5.4.3. Аварии, связанные с повреждением парогенераторов посторонними предметами

3.5.4.3.1. Авария на АЭС "GINNA" (США) [38, 58]

Энергоблок АЭС "Джинна" с двухпетлевым реактором ВВЭР электрической мощностью 515 МВт, введенный в эксплуатацию в 1969 г., 25 января 1982 г. работал на полной мощности, когда на

шите управления неожиданно появились сигналы о быстром падении давления в I-м контуре, а затем по предписанному алгоритму последовали автоматический останов реактора, отключение турбины и включение насосов аварийной подпитки высокого давления.

Учитывая, что уровень воды в КД упал почти до нуля, а в эжекторе конденсатора появилась радиоактивность, начавшееся развитие событий было характерным для разрушения трубки ПГ с протечкой воды I-го контура во 2-й. Поэтому для уменьшения течи операторы по предписанной процедуре сначала остановили ГЦН, в результате чего расхолаживание реактора было переведено в режим естественной циркуляции, а также перекрыли запорные вентили на паропроводе подозреваемого ПГ.

Затем с целью выравнивания давления в I-м и 2-м контурах был открыт ИПК КД, через который $16-38 \text{ м}^3$ ТН было сброшено в дренажный бак-барботер. В конце этой операции по сигналу оператора на закрытие ИПК, как и в случае ТМА-2, не закрылся, что потребовало непосредственного действия оператора по закрытию запорного вентиля на ИПК.

При открытии ИПК в результате падения давления произошло вскипание ТН I-го контура с выбросом воды в КД и образованием парового пузыря объемом $\sim 9 \text{ м}^3$ в верхней части корпуса реактора. В отличие от аварии на ТМА-2 в этом случае причина возрастания объема ТН была понята правильно, поэтому через 2 ч. с начала события был запущен ГЦН, и никаких осложнений при дальнейшем расхолаживании реактора с использованием неповрежденного ПГ не возникло.

Так как, однако, аварийный ПГ был отключен по пару, то рост давления в ПГ выше уставки привел к открытию предохранительного клапана с выбросом в атмосферу небольшого количества радиоактивных веществ, в основном криптона и ксенона.

Послеаварийное обследование ПГ привело к обнаружению внутри него металлической пластины длиной 10.3 см и массой около 1 кг , которая, по-видимому, была оставлена по небрежности несколько лет назад во время технического обслуживания.

Из-за вибрации этого предмета в потоке воды несколько трубок ПГ получили серьезные повреждения, а в одной образовался продольный разрыв длиной $\sim 100 \text{ мм}$ и шириной до 20 мм , через который вода I-го контура протекала во 2-й с первоначальным расходом $48-56 \text{ л/с}$, а всего вытекло 53 м^3 воды.

Последствия аварии были ликвидированы путем заглушки

поврежденных трубок пробками.

3.5.4.3.2. Инциденты на других АЭС США [58,94]

По информации об аварии на АЭС "Джинна" (см.3.5.4.3.1) возникло беспокойство на всех других АЭС США, и в течение года еще на 7 АЭС были обнаружены "забытые" предметы в ПГ. В частности в ПГ одного из блоков АЭС "роинт велси" были обнаружены металлический брусок длиной 1.5 м и зажим длиной 15 см.

С целью устранения зависимости от случайностей вышеприведенного типа на некоторых АЭС внутри ПГ были установлены акселерометры для обнаружения возможных вибраций, связанных с "забытыми" предметами, но оптимального решения проблемы разрушительного воздействия посторонних предметов на элементы ПГ не найдено до настоящего времени.

Напоминанием об этом послужило событие на 2-м блоке АЭС США "сатамва"(PWR,1153 мвт), введенном в эксплуатацию в августе 1985 г. Здесь 2 февраля 1988 г. в двух из 4-х ПГ на трубных досках были обнаружены два металлических предмета с размерами 38х50х75 мм и 6х9х200 мм, а также три бобышки диаметром 57 мм и длиной 50-75 мм, гвоздь, тонкая проволока, кусок электрода длиной 75 мм и шлак.

При осмотре были обнаружены видимые повреждения наружной поверхности части трубок вблизи трубной доски, а вихретоковый контроль показал утонение на 50% стенки в одной из трубок каждого ПГ и необходимость заглушить 7 трубок.

Интересно то, что все ПГ проверялись перед пуском блока, и ничего "лишнего" не было обнаружено. Поэтому "забытые" предметы, по-видимому, первоначально находились в верхней части ПГ, а затем в процессе работы были смыты потоком воды к трубным доскам.

3.5.4.4. Инциденты на АЭС США, связанные с гидравлическими ударами в парогенераторах [95]

Проблемы, связанные с гидравлическими ударами, возникающими в ПГ АЭС со стороны 2-го контура, постоянно привлекают внимание нрс США. Дело в том, что последствия таких гидроударов могут быть весьма серьезными, вплоть до разрушения питательных трубопроводов и останова АЭС на длительный срок. Прежде всего это относится к ПГ с кольцевыми коллекторами раздачи ПВ.

Причиной возникновения гидроударов является обычно то, что в

некоторых переходных режимах АЭС уровень воды в ПГ может опуститься ниже раздающих трубок кольцевого коллектора ПВ, и если раздающие трубки приварены к низу кольцевого коллектора, то в случае прекращения подачи ПВ он опорожняется в течение $1\div 2$ мин. В таких переходных процессах после возобновления подачи ПВ (а это обычно сильно недогретая аварийная ПВ) она поступает через горизонтальные трубопроводы в коллектор и контактирует с поступившим туда паром. Быстрая конденсация пара приводит к возникновению возмущений и взаимных токов пара и воды друг относительно друга.

Это, в свою очередь, вызывает появление замкнутых паровых полостей в объеме воды. В результате продолжающейся быстрой конденсации пара потоки воды ускоряются, и при схлопывании паровых полостей возникает суммарный импульс давления. Величина этого импульса и его распространение в ПВ зависят от многих факторов, в частности, от скорости конденсации пара, первоначальных объемов паровых полостей и воды, давления пара в ПГ, скорости звука в ПВ, геометрии питательных трубопроводов и элементов, с ними связанных.

По мере распространения волны давления вверх по потоку возникают динамические усилия в трубопроводах, что может вызвать повреждение подвесок и ограничителей, а также самих трубопроводов. Так, в 1973 г. на АЭС США "INDIAN POINT-2" (PWR, 873 МВт) гидравлический удар в ПГ привел к деформации и вздутию некоторых трубопроводов и появлению трещины на главном питательном трубопроводе с выходом через нее пара в здание АЭС.

Наиболее эффективным методом предотвращения гидроударов в ПГ является поддержание такого уровня котловой воды, при котором не происходит опорожнения и последующего запаривания коллектора ПВ. При нормальной эксплуатации это требование выполняется, а в некоторых переходных режимах – нет.

Чтобы уменьшить скорость дренирования (опорожнения) питательных трубопроводов, раздающие трубки ПВ, приваренные по низу кольцевого коллектора, заглушаются, а вместо них к верху коллектора подсоединяются U-образные трубки. Это уменьшает скорость опорожнения в $10\div 15$ раз. Однако установка U-образных трубок является эффективным средством лишь в том случае, если восстановление подачи ПВ происходит достаточно быстро, так что в коллектор не успевает попасть значительное количество пара.

Последствия гидроударов в ПГ существенно облегчаются с уменьшением длины горизонтального участка питательного

трубопровода, непосредственно прилегающего к ПГ, а также при ограничении скорости подачи аварийной ПВ. По оценке фирмы "Вестингауз", длина таких горизонтальных участков не должна превышать 2.4 м, а скорость подачи аварийной ПВ должна быть меньше $0.57 \text{ м}^3/\text{мин}$. Однако ограничение скорости подачи ПВ в аварийных ситуациях не всегда приемлемо, поэтому это мероприятие планируется далеко не на всех АЭС.

В качестве других мероприятий, позволяющих свести к минимуму последствия гидроударов в ПГ, можно использовать аварийную ПВ с температурой, близкой к температуре насыщения (для уменьшения скорости конденсации пара), отдельные коллекторы подачи основной и аварийной ПВ, подачу аварийной ПВ непосредственно на трубки ПГ, а не в коллектор. Последние два усовершенствования использованы в прямоточных ПГ фирмы "Babcock and wilcox". Однако и они не позволяют полностью исключить гидравлические удары, т.к. в 1982 г. были обнаружены повреждения коллектора аварийной ПВ и его опор в ПГ этой фирмы. Так что проблема надежного предотвращения гидроударов остается не решенной до конца.

3.5.4.5. Причины повреждения ПГ и конденсаторов и тенденции их усовершенствования (92,94,96-103)

Как показала практика западных стран, главной причиной появления течей в ПГ является разгерметизация трубок из-за коррозионного растрескивания под напряжением (КР) со стороны I-го контура, а также межкристаллитная (МКК) и язвенная коррозия со стороны 2-го контура. В целом по этой причине возникает до 80% дефектов. Приведенные выше данные указывают на действие этих же факторов и на АЭС СССР.

Впервые эта проблема возникла на блоке №1 АЭС "Везнау" (РWR, 350 МВт) в Швейцарии, работающем с 1969 г., а затем стала проявляться практически на всех АЭС мира. В качестве выхода из положения стал в массовом порядке применяться принцип либо полного выключения поврежденных трубок путем их заглушивания с обеих концов, либо установки рукавов на поврежденные места трубок.

В частности, в период 1971-84 гг. в США ежегодно заглушались от 0.11 до 0.89% (1973 г.) всех трубок. В 1983 г. были заглушены 3291 трубка на 47 (35.6%) блоках АЭС, а в 1984 г. - 3335 трубок на 63 (42.6%) блоках.

Аналогично в 1985 г. на 73 блоках АЭС было заглушено 6837

трубок (0.28%), выполненных из различных материалов (см.таблицу).

| Материал трубок | Количество реакторов | Количество трубок | Количество заглушенных трубок | Причины повреждения |
|--------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------------------|------------------------|
| Инконель-600 | 136 | 1866326 | 6573 | КР+МКК, износ |
| Инколой-800 | 17 | 227286 | 156 | износ |
| Нерж.сталь | 5 | 86208 | 108 | КР+МКК, износ |
| Монель-400 | 10 | 256758 | - | |

Наиболее чувствительным к КР и МКК оказался сплав "Инконель-600". И, наоборот, "Монель-400" проявил себя очень хорошо со стороны как I-го, так и 2-го контура. Трубки из сплава "Инколой-800" разрушаются, в основном, по причине износа. Что касается нержавеющей стали, то все разрушения трубок произошли в месте из заделки в трубную доску.

В качестве альтернативы "Инконелю-600" широко используется также термообработанный сплав "Инконель-690", но его применение тоже не решает оптимально проблему долговечности трубок, которая в значительной мере определяется стабильностью фазово-структурного состояния материалов в процессе эксплуатации и особенно процессами выделения карбидов и интерметаллидов по границам зерен в зависимости от исходного состава (см.ниже) и термообработки.

Базовый состав некоторых сплавов

| Сплав | Содержание элементов, вес. % | | | | | | |
|--------------|------------------------------|------|------|------|-----|------|-----|
| | Ni | Cr | Fe | C | Ti | Mn | Si |
| Инконель-600 | 60.5 | 23.0 | 14.1 | 0.08 | 1.4 | 0.5 | 0.2 |
| Инконель-690 | 60.0 | 30.0 | 9.5 | 0,03 | - | - | - |
| Инколлой-800 | 34.0 | 21.0 | 43.0 | 0.02 | - | 0.64 | 0.3 |

На блоке №1 АЭС "ко-ri" (PWR, 556 мВт) в Южной Корее для продления ресурса ПГ были удалены 1483 ранее установленные заглушки, повторно обработаны 932 конца трубок, установлены 556 рукавов и 160 приваренных заглушек.

Совокупный опыт показывает, что средний срок службы ПГ составляет всего 14 лет при планируемом сроке работы АЭС в течение 30-40 лет. Поэтому в настоящее время радикальным решением проблемы все более считается полная замена ПГ, т.к. во многих случаях это

оказывается целесообразнее неоднократных ремонтов, связанных с большими материальными и дозовыми затратами.

В частности, программа замены ПГ намечена, реализуется или уже реализована на АЭС США "INDIAN POINT-3" (PWR, 970 МВт), "PALISADES" (PWR, 780 МВт), "NORTH ANNA-1" (PWR, 911 МВт), "SURREY" (PWR, 781 МВт), "TURKEY POINT" (PWR, 666 МВт), "ROBINSON" (PWR, 665 МВт), "POINT BEACH" (PWR, 485 МВт), "COOK" (PWR, 665 МВт), "MILLSTONE-2" (PWR, 883 МВт). При этом в ПГ на АЭС "NORTH ANNA-1" уже было ранее заглушено в среднем 9% трубок, а на блоке №2 - пока всего 4%, и там замена ПГ пока не требуется. На АЭС "MILLSTONE-2" в двух ПГ были уже заглушены или закрыты рукавами 3000 из 17038 трубок. В 4-х замененных в 1989 г. ПГ на АЭС "INDIAN POINT-3" применены трубки из термообработанного сплава "Инконель-690", вместо "Инконель-600".

Намечена и реализуется программа замены ПГ на АЭС "BEZNAU-1" (PWR, 350 МВт) в Швейцарии, на АЭС "DOEL-3" (PWR, 900 МВт) в Бельгии, на АЭС "RINGHALS-3 и 4" (PWR, 915 МВт) в Швеции, на АЭС "DAMPPIERRE-1" (PWR, 890 МВт) во Франции, замена всех 12 ПГ на АЭС "ASCO-1,2" (PWR, 898 МВт) и "ALMARAZ-1,2" в Испании, а также на АЭС "OH-1", "ТАКАНАМА-2", "GENKAI-1" (PWR, 529 МВт) и "МИНАМА-2" в Японии.

При этом на АЭС "DOEL-3" (Бельгия) в качестве материала трубок новых ПГ будет применен сплав "Инколой-800" вместо "Инконель-690", а на АЭС "МИНАМА-2" (Япония) после описанной здесь аварии (см.3.5.4.2.3) замена ПГ должна быть сделана несмотря на его хорошее общее состояние.

Замена ПГ произведена также на Нововоронежской, Южно-Украинской и Запорожской АЭС в СССР.

Что касается повреждения холодных коллекторов на АЭС СССР, то на блоках с ВВЭР-440, в ПГ которых коллекторы изготовлены из нержавеющей стали, эта проблема не возникала, а при переходе на коллекторы из перлитной стали ЮТМЗМФА трещины в них стали появляться через 10-60 тыс. часов работы со стороны 2-го контура (290°C), а на горячей стороне (320°C), где имеется наплавка из нержавеющей стали, трещины не возникают. Нет специальных проблем и с теплообменными трубками, изготовленными из нержавеющей стали ОВХ18Н10Т.

Проблема долговечности теплообменных трубок существует и применительно к конденсаторам. В разных странах в период с 1976 по 1986 г. трубки конденсаторов заменялись на 31 АЭС, причем на

некоторых - дважды. Особенно часто подвергаются коррозионному повреждению трубки конденсаторов, охлаждаемых морской водой, в результате чего в США потребовалась замена трубок на 9 (47%) блоках АЭС такого типа.

При этом наблюдается тенденция перехода от традиционных материалов: Al -латуни ($\text{Cu}-22\% \text{Zn}-2\% \text{Al}$), адмиралтейской латуни ($\text{Cu}-28\% \text{Zn}-2\% \text{Al}$), сплавов $\text{Cu}-\text{Zn}$ ($70\% \text{Cu}-30\% \text{Zn}$) на аустенитный нержавеющий сплав $\text{Al}-6\text{X}$ ($25\% \text{Ni}-20\% \text{Cr}-6.25\% \text{Mo}$), а в последние годы - на Ti и нержавеющую сталь типа 304 ($18-20\% \text{Cr}$, $8-10.5\% \text{Ni}$, $2\% \text{Mo}$, $1\% \text{Si}$, $0.08\% \text{C}$). В частности на АЭС "MAINE YANKEE", на которой замена производилась дважды, Al -латунь сначала была заменена на сплав $\text{Al}-6\text{X}$, а последний затем был заменен на Ti . Аналогично в Японии на 8 новых блоках АЭС вместо ранее применявшейся Al -латуни сразу предусмотрены титановые трубки. А в европейских странах реализуется, в основном, тенденция перехода от латуни к нержавеющей стали.

Отмеченные тенденции отражают тот факт, что медьсодержащие элементы оборудования 2-го контура активно корродируют сами, особенно в воде с большим количеством солей, а продукты их коррозии переносятся водой по контуру и приводят при температурах $100-200^\circ\text{C}$ к питтинговой коррозии трубок ПГ из сплавов "Инконель-600" и "Инколой-800". Эффективность коррозии оказывается настолько значительной, что в США ежегодно из ПГ каждого блока АЭС в 1983-84 гг. приходилось удалять несколько сотен кг шлама из продуктов коррозии, содержащих 10-20% Cu и отлагающихся на трубных досках.

3.6. АВАРИИ, связанные с пожарами

3.6.1. Авария на АЭС "BROWNS FERRY" (США), связанная с повреждением кабелей собственных нужд [38]

АЭС "Браунз Ферри" имеет три энергоблока на основе ВВЭР электрической мощностью по 1098 мВт, введенные в эксплуатацию соответственно в 1973, 1974, и 1976 гг.

22 марта 1975 г. совершенно безобидная первичная причина вывела из строя оба работающих на полной мощности блока №1 и 2 (третий блок еще строился) на длительный срок, и при этом создались трудности с надежным охлаждением активной зоны.

Перед аварией один из рабочих АЭС искал по отклонению пламени

зажженной свечи место возможной протечки воздуха через проходку кабеля в бетонной стене. Действительно обнаружив место утечки, он заделал его кусочками полиуретана и повторно использовал пламя свечи как индикатор течи. Оказалось, что течь сохранилась, а от пламени свечи полиуретан загорелся, и пламя с потоком воздуха стало настолько быстро распространяться по кабельному каналу, что его не удалось ликвидировать с помощью огнетушителей.

Огонь, возникший в кабельной проходке между распределительным щитом, который расположен под общим для обоих блоков пультом управления, и зданием реактора блока №1, распространился в горизонтальном и вертикальном направлениях по всем 10 кабельным тоннелям. В результате пожара, который длился 7 ч, было повреждено около 2000 силовых, управляющих и контрольных кабелей, общая стоимость ремонта составила около 10 млн. долларов и, кроме того, оба блока были в нерабочем состоянии около года.

Особенностью аварийной ситуации являлось то, что из-за опасности короткого замыкания в кабельных системах реактора тушение пожара водой можно было начать только после надежного останова реактора. Затем пожар был быстро потушен.

Хотя реакторы были сразу остановлены, из-за повреждения кабелей как штатная, так и аварийная система охлаждения на блоке №1 оказались неработоспособными в течение нескольких часов, что потребовало нестандартных решений для организации охлаждения реактора. В частности, пришлось подключить насосы расхолаживания к системе питания приводов СУЗ, а также использовать конденсатные насосы, а для работоспособности этих средств потребовалось снизить давление в корпусе реактора. При этом слой воды над уровнем активной зоны уменьшился до 1.2 м.

В целом на блоке №1 указанными штатными средствами было обеспечено надежное охлаждение активной зоны, а блок №2 был успешно расхоложен штатными системами.

Хотя при аварии не произошло утечки радиоактивных продуктов, она выявила крупный недостаток проекта, связанный с принципами разводки и укладки кабелей. В частности, все кабели систем безопасности находились в одном канале и одинаково пострадали, выведя из строя все СБ.

После аварии на АЭС были приняты меры по повышению пожарозащищенности кабелей путем либо пространственного разделения кабелей, относящихся к разным системам, либо путем разделения их огнестойкими барьерами в одном кабельном канале.

3.6.2. Авария на блоке №1 АЭС "GRAIFSWALD" (ГДР), связанная с обесточиванием потребителей собственных нужд [59.104]

07 декабря 1975 г. на блоке №1 АЭС "Грайфсвальд" (ВВЭР-440) возник пожар, приведший к неработоспособности ГЦН.

В результате ошибки электрика и последующего отказа автоматического выключателя в распределительном устройстве линии 6 кВ произошло короткое замыкание (к.з.). Из-за протекания тока к.з. в течение нескольких минут в 11 ч. 08 мин. (11.08) 07.12.1975 г. возник пожар, который был потушен только в 13.40 и который повредил большое количество кабелей. Здесь, как и на АЭС "Браунз Ферри" (см.3.6.1), кабели основного и резервного энергоснабжения были проложены в одном кабельном канале, и фактически пожар привел к полному обесточиванию станции. Поэтому после аварийного останова реактора и выключения турбины создались трудности с расхолаживанием реактора, т.к. после обесточивания ГЦН и ПН и невозможности запуска ВПЭН снятие остаточного тепловыделения могло обеспечиваться только за счет естественной циркуляции ТН I-го контура и срабатывания пара через ПК ПГ.

К счастью, запас воды в ПГ был достаточным для надежного теплоотвода в течение нескольких часов, но через 5 ч. после начала пожара этот запас истощился, и начался рост температуры и давления в I-м контуре. В нормальных условиях начавшиеся изменения должны были привести к включению системы впрыска воды в КД, но она также была обесточена, поэтому рост давления в контуре привел к открытию ИПК КД.

После снижения давления в I-м контуре до уровня закрытия ИПК он закрылся не полностью, в результате чего утечка ТН из I-го контура стала очень похожей на событие, ставшее причиной аварии на АЭС "Три Майл Айленд" 4 года спустя (см.3.3.2). Но в данном случае, к счастью, продолжающееся падение давления в контуре привело к подаче воды от активной части САОЗ, которая включилась после потери собственных нужд. Положение на блоке было полностью стабилизировано после подключения ВПН 2-го контура по временной схеме к электросистемам 2-го блока АЭС.

Так как состояние ТН в ходе события было неопределенным, то к 18.50 наблюдался некоторый разогрев ТН, хотя к этому времени остаточное тепловыделение в реакторе составляло примерно 1% от номинальной тепловой мощности. Этот временный перегрев контура не вызвал каких-либо нежелательных повреждений топлива и

дополнительных повреждений оборудования блока. Однако вследствие срабатывания ИПК КД имел место повышенный выброс радиоактивных продуктов из бака-барботера в окружающую среду, хотя и в разрешенных проектом пределах.

В результате последующего расследования причин аварии были приняты дополнительные меры по повышению устойчивости блока к пожарам и, в частности, сделана постоянная связь ВПН 2-го контура с системой электропитания 2-го блока АЭС. Кроме того на КД были установлены новые ИПК западногерманского производства.

3.6.3. Авария на блоке №1 Армянской АЭС (СССР), связанная с несанкционированным подключением внешней сети.

3.6.3.1. Состояние АЭС перед аварией

Энергоблок №1 Армянской АЭС (ВВЭР-440, 410 мвт) был введен в эксплуатацию в декабре 1976 г. и до октября 1982 г. работал на разных уровнях мощности.

15 октября 1982 г. перед аварией блок №2 находился в ремонте, а блок №1 работал на полной мощности с нагрузкой ТГ-1 и ТГ-2 по 200 мвт (эл.). В работе были все шесть ГЦН, обеспечивающие расход ТН через активную зону $43000 \text{ м}^3/\text{ч}$, шесть ПГ и система автоматического обнаружения пожара с извещателями типа КИ-1.

3.6.3.2. Возникновение и развитие аварии на блоке №1

В 09 ч. 55 мин. (09.55) из-за короткого замыкания (к.з.) в клеммной коробке электродвигателя насоса технической воды (НТВ), которое по неизвестной причине не было заблокировано выключателем НТВ, максимально-токовой защитой отключился выключатель рабочего ввода секции 6 кВ, а до этого момента персонал мог судить по интенсивности освещения о глубоком и длительном снижении напряжения в системе электроснабжения собственных нужд (СН).

Отключение выключателя рабочего ввода привело к срабатыванию автоматического ввода резерва и подаче напряжения на секции 6 кВ, но опять сработала защита. Впоследствии выключатель резервного ввода включался вручную для питания механизмов, обеспечивающих безопасное расхолаживание блока №1, а вначале длительное протекание тока к.з. (более 10 кА) по кабелю привело к его перегреву и возгоранию в местах электрического пробоя изоляции,

что вызвало загорание соседних кабелей и возникновение пожара в кабельных помещениях, а также возгорание контрольных кабелей, идущих по металлическому коробу и кабельной шахте №2 на БШУ-I.

В 09.56 на центральном щите управления (ЦШУ) появился сигнал о пожаре в кабельном помещении № 59^а. Получив устное подтверждение о возникновения пожара, персонал ЦШУ в 10.00 вызвал пожарную часть (ВПЧ-12) и попытался дистанционно включить установку пенного пожаротушения, но задвижка на направлении № 59 не открылась. Посланный начальником смены станции (НС АЭС) дежурный электромонтер открыл задвижку вручную, проник в кабельный тоннель и, по его словам, убедился в наличии пены, однако, по приборам срабатывания установки пенного пожаротушения зафиксировано не было. По другим данным, задвижки на направлениях № 59,60 не открылись из-за того, что их тумблеры стояли в положении "Ручное управление". Когда ошибка была замечена, тумблеры были переведены на автоматический режим, задвижки открылись, но пена из пеногенераторов практически не поступала.

В 10.00 на БШУ-I была зафиксирована кратковременная (около 1 с) сильная посадка напряжения освещения. Одновременно появился сигнал потери электропитания ГЦН-5. Изменений параметров блока при этом не было обнаружено. В это же время в машинном зале был замечен дым в районе маслonaсосов ПЭН (отметка -3.6 м). Задымленность быстро увеличивалась.

В 10.02 (по другим данным в 10.05) по факту отключения ГЦН-3 сработала АЗ-3. Через 10-15 с при мощности реактора 80-85% номинальной сработала АЗ-I с сигнализацией нескольких первопричин, в частности, по потере питания СУЗ. Все кассеты АРК опустились на нижние концевые выключатели.

После срабатывания АЗ-I в течение 30 с хаотично отключились остальные пять ГЦН, через 10-15 с оперативным персоналом ТЦ были закрыты СК обеих турбин, произошло отключение ПЭН-2÷4, подпиточных насосов (ПН-I÷4) и насосов аварийного ввода бора (АПН-I÷5).

В 10.05 из-за отключения маслonaсосов системы смазки была дана команда на срыв вакуума в конденсаторах турбин открытием задвижек вручную. Одновременно со срывом вакуума персонал ТЦ закрывал вручную задвижки на подаче пара на эжекторы и уплотнения. С БШУ задвижки не управлялись.

В 10.06 отключился резервный трансформатор №1. Погасло освещение (рабочее и аварийное), прекратилась телефонная связь, отключилась часть приборов и сигнализации на БШУ и ЦШУ. С этого

момента на блоке было потеряно питание СН 6 кВ и 0.4 кВ кроме сборок надежного питания 0.4 кВ, запитанных от обратимых мотор-генераторов.

В 10.07 НС АЭС дистанционно отключил масляный выключатель генератора Г-1, отсоединив генератор от сети, а Г-2 отключился по блокировке. В 10.08 прошел разворот дизель-генераторов ДГ-2, ДГ-3 (ДГ-1 находился в ремонте), но к секциям 6 кВ ДГ не подключились. Впоследствии (10.13-10.17) было выяснено, что ДГ-2 отключился защитой и с местного щита управления, несмотря на неоднократные попытки, не запускался, а ДГ-3 был отключен из-за к.з. на выводах генератора. Персоналом в дальнейшем предпринимались попытки подачи напряжения на шины СН 6 кВ со второго резервного трансформатора, и на короткое время удалось запитать по одному АПН и насосу технической воды.

В 10.12 произошло отделение объединенной энергосистемы (ОЭС) Закавказья от единой энергосистемы из-за потери мощности АЭС.

В 10.15 персонал ВПЧ-12 приступил к тушению пожара в кабельных помещениях. Продолжались попытки включения в работу установки пенного пожаротушения. По информации персонала электроцеха насосы установки включались без подачи пены из-за наличия в них воздуха. После манипуляций по удалению воздуха насосы перестали запускаться из-за потери электропитания.

К моменту начала тушения пожара часть контрольных и силовых кабелей были повреждены, что привело к многочисленным нарушениям в работе систем энергоблока. Полностью исчезла телефонная связь между объектами станции и внешняя связь. Исчезло питание щита радиационного контроля.

После потери подпитки и аварийной подпитки I-го контура для поддержания параметров 2-го и I-го контуров были закрыты продувки из ПГ-I+6 и арматура на линиях возможной потери воды I-го контура.

В период 10.17-10.25 персонал ЭЦ выполнял срочные операции по вытеснению водорода из ТГ-1 и ТГ-2 азотом. По невыясненным причинам вентиль на линии подачи азота в машзал был закрыт, и персонал несколько минут не мог понять, почему нет давления в азотной линии. Персонал нервничал, два человека, передоверяя друг другу, некачественно провели операции по вытеснению, в результате чего в генераторах осталось около 20% водорода.

По команде НС ТЦ были отключены все потребители технической воды, кроме аппаратного отделения. Возрастала задымленность машзала. Давление во 2-м контуре и температура в I-м контуре

поддерживались путем сброса пара из ПГ в атмосферу ручным "подрывом" БРУ-А № 1,2.

В 10.30 самопроизвольно включился ПЭН-1 без включения маслонасоса смазки, с местного щита и кнопкой не отключался и был аварийно отключен персоналом ЭЦ приблизительно через 3 минуты. По другим данным этот насос до 12.00 включался самопроизвольно трижды.

В 11.05 из кабельного полуэтажа под БШУ-1 начал поступать дым на БШУ-1. Оперативному персоналу были выданы противогазы.

В 11.28 сработали ПК ПГ-3 и, по некоторым данным, только с этого момента поддержание давления осуществлялось изменением степени открытия БРУ-А.

В 11.30 пропало питание на приборах контроля параметров 1-го и 2-го контуров. Пропала связь через громкоговорящую сеть, т.е. связь БШУ с ЦШУ и машзалом полностью перестала функционировать, и информация в дальнейшем передавалась только с помощью посыльных. В 11.42 была установлена временная кабельная связь с ЦШУ.

В 11.45 пропало питание на системе контроля мощности реактора по нейтронному потоку. К этому времени ТГ-1 и ТГ-2 остановились. Выбег ТГ прошел нормально с обеспечением подшипников маслом, что было видно по смотровым стеклам сливных маслопроводов. После вытеснения водорода из генераторов аварийные маслонасосы уплотнений были отключены, и персонал смены ТЦ ждал возможности включить маслонасосы, валоповоротные устройства и конденсатные насосы (КЭН) для нормального расхолаживания роторов турбин. В это же время из-за продолжающегося пожара исчезло напряжение со сборки надежного питания 0.4 кВ и произошло к.з. на щите постоянного тока.

К 12.00 оказались обесточенными РЦ обоих энергоблоков, исчезла сигнализация на БШУ-1, отключилось освещение на блоке №2. Связь поддерживалась лишь по временному телефонному кабелю на БШУ-1 в условиях дыма и темноты. По 1-му контуру контролировалось только давление с помощью трех манометров в помещениях А-004/2. В 12.05 ТГ-1 вышел на обороты около 1000 об/мин. Вращение ротора сопровождалось сильной вибрацией, из подшипников №7,8 шел дым, а в 12.10 было зафиксировано непредвиденное включение генераторов ТГ-1 и ТГ-2 в сеть.

На ТГ-2 произошло к.з. на выводах генератора и закрытых токопроводах в районе заземляющих ножей. К.з. сопровождалось взрывом водорода и выбросом пламени, возник пожар в районе главного маслобака (ГМБ) ТГ-2. В это же время произошло к.з. и

пожар на выводах 15.75 кВ отпаечного трансформатора СН (22Т).

В период 12.11-12.13 обесточился второй резервный трансформатор, и станция полностью потеряла питание СН. В это же время произошли посадка напряжения в ОЭС Закавказья и отключение ряда высоковольтных линий из-за несанкционированного подключения генераторов АЭС к сети.

В 12.16 взорвался и начал гореть маслбак трансформатора 22 Т на пристанционном узле электротехнических устройств (ЭУ).

В 12.20 была дана команда на подачу азота с азотно-кислородной станции на горящий ТГ-2, персонал пытался тушить ГМБ, но давления пены не было. К тушению пожара на 22 Т, Г-2, ГМБ были подключены пожарные.

В 12.30 были начаты работы по прокладке временных кабелей для запитки важнейших потребителей СН от ДГ-2 и распределительных устройств СН блока №2.

В 12.45 создалось состояние полной потери контроля за реактором и полное задымление БШУ-I, где можно было находиться только в противогазах.

В 13.00 на расхолаживание I-го контура был включен АПН-I, запитанный напрямую от ДГ-4 по временному кабелю. Дренаживание контура производилось в бак Б-8/I, а давление поддерживалось по показаниям манометров. В период 13.00-17.00 персонал поднимался периодически в противогазах на отметку +14.00 для подрыва БРУ-А.

В 13.20 силами пожарных пожар был потушен на 22Т, Г-2, ГМБ и отметке 0.00 машзала, а в 16.30 были ликвидированы все очаги горения.

В 14.00 для доступа пожарных к месту горения кабелей в нескольких местах были пробиты стены кабельного полуэтажа на отметке +5.40 под БШУ-I. В 15.30 (по другим данным - в 15.13) был запитан по временной схеме АПН-4, и начата подпитка I-го контура борным раствором.

В 17.00 по временному кабелю с блока №2 было подано питание на панель БШУ-I с приборами контроля параметров I-го контура. При этом все показания приборов при их подключении были явно недостоверными. В это же время (по другим данным - в 17.30) был включен запитанный по временной схеме аварийный питательный насос.

В 17.10 был восстановлен контроль за уровнем воды в ПГ (по другим данным, уровнемеры были запитаны в 17.50), вручную открыты вентили, и из деаэратора подпитаны ПГ-3 и ПГ-6.

В 20.40 был восстановлен контроль за нейтронным потоком в

реакторе блока №1.

С начала пожара до 19.00 БШУ-I, машзал, щиты СУЗ, "Д" были сильно задымлены. На БШУ-I видимость временами была 1.5÷2.0 м. Противогазы не всегда помогали, т.к. не всем подходили по размеру. Оперативному персоналу РЦ, ТЦ, ЦТАИ приходилось выходить с БШУ-I и, подышав свежим воздухом, возвращаться.

3.6.3.3. События на блоке № 2

Блок находился в плановом ремонте в режиме водо-водяного расхолаживания. Остаточное энерговыделение снималось с помощью естественной циркуляции в петлях №3 и №6 при работе насоса расхолаживания (НР-2). Все парогенераторы были полными, кроме ПГ-4 ($n_{пг}-1.9$ м). Средняя температура в I-м контуре (t_1) была 49°C при разности температур в петлях $\Delta t_n - 15^\circ\text{C}$.

В 10.05 по команде НС РЦ с БШУ-2 на блок №1 перешли старший оператор реакторного отделения (СОРО-2) и СИУБ. На месте СОРО-2 остался старший инженер-механик (СИМ). Указанием НС ТЦ примерно в это же время с БШУ-2 был отозван машинист турбины (МБШУ-2), вместо которого остался мастер обходчик турбинного оборудования (МОТО-2).

В 10.11 начала падать Δt_n петель №3 и №6 и расти t_1 , отключился НР, давление технической воды на нитках входа в машзал упало до нуля. СИУР дал команду СИМУ проверить на закрытие и обжать все дренажи.

В 10.30, когда Δt_n упало до 10°C, СИУР подключил к естественной циркуляции (ЕЦ) петлю. Уровень в КД стал резко падать. СИУР закрыл обе главные запорные задвижки (ГЗЗ) пятой петли и вывел ее из ЕЦ, но t_1 продолжала расти. СИМ с ситуацией не справлялся, НС АЭС было сообщено о срыве ЕЦ на блоке №2. Туда вернулся СИУБ. Было выяснено, что пятая петля была неполной, и ее подключение привело к снижению уровня в КД и срыву циркуляции. Закрытие ГЗЗ пятой петли ситуацию не улучшило, и уровень в КД продолжал снижаться.

Около 11.00 при попытке обжать ГЗЗ горячей нитки пятой петли вручную выяснилось, что вылетела шпонка между маховиком и редуктором, из-за чего маховик крутился вхолостую. Ремонтники поставили шпонку и обжали ГЗЗ.

В 14.48 НС АЭС дал команду готовить систему аварийного расхолаживания через аварийный конденсатор (АК-I) для снятия остаточных тепловыделений с реактора блока №2.

Около 11.50 была ЕЦ по петлям № 3 и 6.

Около 12.00 на блоке отключилось освещение.

В 12.10 на щите ЭУ БШУ-2 пропало напряжение, но осталась сигнализация и работал "щелкун". Температура t_1 начала расти, Δt_n - -9°C . Был слышен взрыв в районе ТГ-2.

В 15.00 при $t_1 - 75^{\circ}\text{C}$ СИУР дал команду подготовить охлаждение I-го контура по схеме: главный паровой коллектор (ГПК) - аварийный конденсатор (АК) - аварийный конденсатный насос (АКН) - ПГ-3.

В 15.20 технологическая схема ГПК-АК-АКН-ПГ-3 была готова, но напряжения на секциях для работы АКН нет. Температура I-го контура продолжала расти.

В 16.00 $t_1 - 86^{\circ}\text{C}$. Было подано напряжение на АКН-I, и он включился в работу. По другим данным это произошло в 17.20.

В 16.50 (по другим данным - в 17.00) $t_1 - 84^{\circ}\text{C}$, $\Delta t_n - 2^{\circ}\text{C}$. Было подано напряжение на НР-2, он включился в работу, и началось нормальное расхолаживание блока.

3.6.3.4. Последствия аварии

Осмотр кабеля присоединения НТВ-4, к.з. в котором вызвало пожар, показал, что он имеет повреждения в 9 местах с разрывом алюминиевой оболочки и раздвижкой жил. На трассе протяженностью более 20 м под воздействием пожара пришли в негодность все силовые и контрольные кабели. Сгорело или частично повреждено основное и вспомогательное оборудование машзала: генераторы, турбины, насосы, трансформатор.

Возникли серьезные проблемы с поддержанием и контролем режима расхолаживания реактора блока №1, а также трудности и с сохранением нормального расхолаживания реактора блока №2.

Параметры I-го контура на блоке №1 (температура, концентрация борной кислоты, давление) и давление во 2-м контуре после останова реактора изменялись 15.10.82 г. как указано ниже в таблице.

Начиная с 20.00 15 октября, увеличением открытия БРУ-А было начато относительно контролируемое расхолаживание I-го контура. Давление в I-м контуре в этот день не опускалось ниже 100 кгс/см^2 . Процесс расхолаживания I-го контура приостанавливался несколько раз для снижения разности температур между КД и горячими нитками петель. Это производилось путем сброса пара из КД в барботажный бак (ББ) и подключения промконтура на ББ. Восстановление контроля параметров при расхолаживании производилось по мере подачи

Параметры 1-го и 2-го контуров 15 октября 1982 г.

| Время Парам. | 10 00 | 10 02 | 10 07 | 10 10 | 11 28 | 12 45 | 15 13 | 16 00 | 17 00 | 18 00 | 10-00 19 окт |
|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------------|
| Давление $P_{1, 2}$ кгс/см ² | 125 | 110 | 115 | | | 111 | 130 | | 130 | | 4 |
| Средняя t_1 , °C | 275 | | 265* | | | | | 275+ | 260+ | | 65 |
| Давление в ГПК, кгс/см ² | | | | 52 | 55** | | | | | | |
| Концен- трация борной кислоты, г/кг | 3.7 | | | | | | | | | 12.6 | |

11-45. Полная потеря контроля параметров с ВСУ-1. контроль P_1 по манометрам.

Примечания: *-по другим данным, $t_1=270^\circ\text{C}$; **-срабатывание ПК ПГ-3;
+ -оценка температур по косвенным данным.

напряжения на приборы. В частности, в 20.40 15 октября был восстановлен контроль нейтронного потока, а в 11.00 17 октября были введены в работу 6 каналов диапазона источника.

Анализ режима аварийного останова и расхолаживания РУ дает основание считать, что повреждения ТВЭЛОВ в активной зоне не произошло. С 16 октября был организован ежесуточный контроль ТН I-го контура блока №1 на содержание радионуклидов йода. С целью определения состояния активной зоны 19 октября был выполнен радиохимический анализ по долгоживущим радионуклидам (Ba-140, Cs-134, La-140, Cs-137, Ce-141, Ce-144), причем отбор проб производился из корпуса реактора. Эти радиохимические анализы активности ТН также показали отсутствие повреждений ТВЭЛОВ.

Как уже отмечалось, в 10.15 15 октября исчезло питание пита радиационного контроля. С этого момента (по другим данным - с 12.03) контроль радиационной обстановки в зоне строгого режима производился с помощью переносных приборов (РУП-I, КРБГ, РВ-4). В связи с отключением технологического оборудования организованный

выброс в венттрубу отсутствовал. Отсос воздуха из помещений строгого режима осуществлялся за счет ЕЦ. Удельная активность воздуха в помещениях была $(5+6) \cdot 10^{-10}$ Ки/л. В процессе развития аварии были отмечены отклонения радиационной обстановки в ряде помещений и кабельных тоннелей на минусовых отметках блока МІ. Отклонения были связаны с переполнением бака трапных вод и бака организованных протечек.

После ликвидации пожара в период расхолаживания с помощью переносных приборов силами лаборатории внешней дозиметрии и лаборатории промсанитарии медсанчасти была проведена проверка радиационной обстановки. Было установлено, что в помещениях зоны строгого режима и на территории АЭС гамма-фон практически не изменился по сравнению с доаварийным уровнем.

3.6.3.5. Причины возникновения и развития аварии

Причиной возникновения аварии явилось к.з. в клеммной коробке электродвигателя НТВ-4. Виновником возникновения аварии признан персонал ЭЦ, который не обеспечил должное крепление кабеля 6 кВ и уплотнение клеммной коробки.

Комиссия по расследованию аварии установила шесть причин ее неблагоприятного развития:

- отказ в отключении к.з. выключателем ячейки 27 КРУ собственных нужд;
- длительное протекание тока к.з. по кабелю 6 кВ, что привело к недопустимому его нагреву, повреждению и загоранию;
- задержка включения штатной системы пенного пожаротушения кабельных помещений;
- распространение пожара от очага загорания на другие кабельные помещения и вертикальную шахту;
- включение остановленных ТГ-1,2 в сеть и длительное протекание сверхтоков, приведшее к повреждению генераторов;
- наличие водорода в генераторе ТГ-2, вызвавшее взрыв, который привел к повреждению выводов блочного трансформатора СН.

Виновников "первой причины" установить не удалось из-за полного выгорания соответствующей ячейки СН. "Вторая причина" явилась следствием выбора персоналом ЭЦ необоснованно завышенной уставки по времени срабатывания устройств релейной защиты СН 6 кВ. Руководящий персонал АЭС явился виновником "третьей причины", поскольку допустил недостаточно квалифицированное обслуживание

системы пенного пожаротушения. "Четвертая причина" оказалась следствием применения на АЭС горючих кабелей, что для того времени (1982 г.) было общепринятым. В таких ситуациях говорят, что "прямых виновников нет". Виновники "пятой причины" не установлены. И, наконец, "шестую причину" обусловили действия персонала по вытеснению водорода и последующему контролю состава газа в корпусе генератора с нарушением последовательности операций.

Этот краткий перечень виновников дает основание отметить, что главной причиной возникновения и развития аварии явилась преступная халатность и низкая квалификация части работников АЭС.

3.6.4. Авария на блоке №1 Запорожской АЭС (СССР), связанная с загоранием кабелей в реакторном отделении

3.6.4.1. Состояние блока до пожара

27 января 1984 г. энергоблок №1 (ВВЭР-1000) находился в стадии окончания строительных, отделочных и монтажно-наладочных работ после горячей обкатки оборудования и технологических систем. Сооружение части уплотнительных перегородок на кабельных трассах в проходках через стены и перекрытия не было завершено, а часть уже сделанных уплотнений были разобраны на этапе ревизии оборудования после горячей обкатки.

Система автоматического пожаротушения в проектом объеме и система противопожарной сигнализации в кабельных полуэтажах и шахтах не были введены в эксплуатацию, а в помещениях электротехнических устройств реакторного отделения пожарная сигнализация вообще не предусмотрена проектом. Разводка сухотрубов с дренчерами в кабельных полуэтажах и шахтах была подключена к противопожарному водопроводу по временной схеме с ручным управлением.

Персоналом трестов "Электромонтаж" и "Джтехэнерго" велись наладочные работы на УКТС 1-й, 2-й, 3-й СБ.

3.6.4.2. Возникновение, развитие и ликвидация пожара

В 17 ч. 15 мин. (17.15) было обнаружено загорание в помещении 3-й СБ, расположенном на отметке 13.2 м. Загорание возникло на панели №14 УКТС 3-й СБ, и до 19.25 зона пожара не вышла за пределы отметки 16.3 м, т.к. держали огнестойкие перегородки

кабельной шахты, на отметку 13.2 м были поданы стволы для тушения, а на отметке 16 м была задействована дренчерная система пожаротушения.

Горение на отметке 16 м было ликвидировано в 21.00, однако, уже в 19.30 после разрушения перегородки огонь по кабельным шахтам и коробам проник в помещения на отметках 20 м (остановлен работой оросителя), примерно в 21.00 - в помещения на отметках 24 и 19 м (на отметке 19 м остановлен работой оросителя), в 21.40 - в помещения на отметках 28.3 и 41 м, а оттуда - в ряд других помещений на этих же и более низких уровнях.

Такова "биография" огня в этом событии, а теперь рассмотрим действия людей, боровшихся с ним.

После получения информации о загорании СИУР сообщил о нем НС ЭЦ и получил от последнего указание отключить 3-ю СБ с БШУ, что и было сделано в 17.30. При этом было отключено питание УКТС по постоянному и переменному току. В 17.35 на отметку 13.2 м прибыл оперативный персонал РЦ, заместитель начальника РЦ ползком проник к очагу пожара и пытался тушить его огнетушителем, но это не удалось из-за сильного задымления и загазованности помещения.

В 17.38 на АЭС прибыла ВПЧ-22, а в 17.40 - ВПЧ-10 с комплектами изолирующих аппаратов. К 18.00 по стояку лестничной клетки была подана пожарная вода на орошение кабельных шахт и кабельного полуэтажа 3-й СБ, а также половины кабельного этажа 2-й СБ. Однако из-за ненадежного знания пожарными расположения помещений АЭС, сильной задымленности и плохой видимости пожар развивался практически бесконтрольно до 19.00.

В 19.25 НСС дал указание персоналу ЭЦ и ЦТАИ осмотреть помещения в доступных местах и сообщить о состоянии управляющей вычислительной системы (УВС), а персоналу РЦ - осмотреть маслосистему ГЦН. Оперативным и пожарным персоналом была организована откачка воды с нижних отметок.

В 19.40 главный инженер АЭС дал указание СИУРу отключить с БШУ секции 6 кВ ВА, ВВ, ВД и тем самым обесточить 1-ю и 2-ю СБ, а в 20.00 эта команда была продублирована НСС с БШУ начальнику смены ЭЦ. В это же время (20.00) были отключены агрегаты бесперебойного питания и аккумуляторные батареи, а также секции СР, СО, СД, СК, СТ на отметке 41 м.

В 24.00 было сделано заключение о ликвидации пожара и принято решение об отключении пожарного насоса №1.

Однако в 01.15 28 января НС ЭЦ обнаружил загорание в

кабельной шахте на отметке 20.4 м, и НСС дал указание включить пожарный насос, открыть задвижки на отметках 5.2 и 20 м, подать пожарную воду на кабельные шахты и полуэтажи I-й и 2-й СБ и отключить агрегаты бесперебойного питания УВС.

Все очаги загорания были ликвидированы только в II.10 28 января. В этой работе были задействованы IIБ работников пожарной охраны.

3.6.4.3. Причины и следствия пожара

В результате расследования было установлено, что наиболее вероятной причиной возгорания явилось неполное короткое замыкание (к.з.) в цепях постоянного тока на участке щит-панель II2-II4 УКТС 3-й СБ на отметке 13.2 м. Само к.з. возникло либо в кабеле, либо в клеммной колодке, в том числе из-за возможного попадания посторонних предметов.

Что касается распространения пожара, то оно оказалось возможным по совокупности следующих причин:

- незавершенности работ по противопожарным перегородкам на кабельных трассах по вине треста "Электромонтаж" и управления строительства АЭС;
- принятия по вине дирекции АЭС в оперативное обслуживание электротехнических помещений с незаконченными противопожарными мероприятиями;
- неудовлетворительных проектных решений "Атомтеплоэлектропроекта" и его Харьковского отделения, не обеспечивающих полное разделение на секции кабельных потоков нормальной эксплуатации на отметке 41м, наличие стационарной системы сигнализации и пожаротушения помещения УКТС, а также перекрытий вентиляции в помещениях, не охваченных пожарами, что привело к выходу из строя оборудования в этих помещениях;
- использования без согласования с Минэлектротехпромом кабельных изделий с горючей полиэтиленовой изоляцией, не разрешенных для применения на электростанциях;
- использования горючих пластмассовых изделий в шкафах УКТС;
- недостаточного количества первичных средств пожаротушения на местах возможного возникновения пожара;
- недостаточной оснащенности и неумелых действий персонала ВПЧ по локализации очагов горения.

В результате пожара потребовалась замена многих километров

кабелей, различных элементов электрооборудования и помещений с соответствующей длительной задержкой ввода блока в эксплуатацию.

Общая оценка этого события показывает, что аналогичный пожар на введенном в работу блоке мог быть локализован до выхода огня на отметку 4I н в связи с завершением всех работ по укладке кабелей и окончательной заделке кабельных перегородок. В этом случае обеспечивалось бы и расхолаживание реактора без повреждения основного оборудования и радиационных последствий.

3.6.5. Авария на блоке №2 Джнуукраинской АЭС (СССР), связанная с загоранием кабелей в реакторном отделении

Энергоблок №2 ЮУ АЭС (ВВЭР-1000) находился в стадии окончания строительно-монтажных работ, и на блоке проводились пуско-наладочные работы. На 15 декабря 1984 г. после холодной и горячей обкатки РУ была закончена ревизия оборудования систем I-го контура, загружено свежее топливо, реактор уплотнен и находился в подкритическом состоянии. I-й контур был заполнен борированной водой с концентрацией борной кислоты 14 г/кг, были проведены гидравлические испытания контура на 3.5 мпа.

С 07 ч. 55 мин. (07.55) 14 декабря был начат наддув ГО с целью испытания ее на плотность и прочность. 15 декабря с 04.30 в ГО было установлено избыточное давление 0.36 мпа. В 09.00 при проверке работоспособности СВРК был обнаружен обрыв цепей измерения температуры по петлям реактора. При проверке цепей со стороны чистой зоны никаких повреждений не было обнаружено. В 10.47 при проверке электронагревателей КД было выявлено падение сопротивления изоляции до нуля на 17 из 28 нагревателей, а в 11.40 оперативным персоналом при обходе панелей неоперативного контроля было обнаружено загорание катушек реле блокировок ГЦН №1 и №3.

В это же время СИУРом был замечен быстрый рост давления в ГО с 0.36 до 0.38 мпа, хотя причин повышения давления от внешних источников не было. Об этом было сообщено НСС и главному инженеру, который дал распоряжение на сброс давления в ГО и вызов пожарной команды. В 12.00 был начат сброс давления в ГО по штатному трубопроводу Ду 300, а в сбрасываемом воздухе обнаружен запах гари и дыма. Однако сигналов на пульте пожарной сигнализации (ППС) не было. Тем не менее оперативный персонал проложил рукава от пожарных кранов к основному и аварийному саншлюзам. Через 10 мин. прибыла пожарная команда.

Оперативному персоналу ЭЦ было дано распоряжение проверить схемы ППС. Было установлено, что на ППС 1-й и 2-й СБ отсутствует напряжение из-за короткого замыкания в их схемах, а на 3-й СБ не работал показывающий прибор КСМ из-за перегорания его предохранителя.

В 13.20 давление в ГО было снижено до атмосферного, вскрыты саншлюзы, и оперативным персоналом вместе с пожарными были обнаружены очаги возгорания в помещениях А-305/1,2. Совместными усилиями пожар был быстро потушен.

К 13.45 были устранены неисправности в схемах ППС, и после подачи на них напряжения было обнаружено повышение температуры до 150°С в помещениях А-503/1 и А-505/1. По распоряжению НСС в эти помещения была подана пожарная вода. Операция по подаче воды осуществлялась вручную, т.к. система автоматического пожаротушения в этот момент находилась в режиме ручного управления. Подача пожарной воды была прекращена в 17.00 после осмотра указанных помещений и сообщения о ликвидации пожара.

После осмотра на месте пожара было установлено, что повреждены кабели общей протяженностью около 16 км. Кроме того, в зоне горения кабельных трасс находились гидроемкость №4 СА03 и трубопровод ПВ ПГ-1. Последующая проверка показала, что это оборудование и строительные конструкции не были повреждены.

Комиссии, расследовавшей это событие, не удалось установить точное время и достоверные причины возникновения пожара. Однако с достаточной степенью достоверности можно утверждать, что причиной пожара явилось возгорание кабеля в помещении кабельных проходок второй СБ со стороны ГО. Возгорание кабеля могло произойти в месте подсоединения к гермопроходке в результате совместного действия следующих факторов:

- наличия напряжения на проходках;
- воздействия давления под ГО, приводящего к сжатию, сближению жил кабеля в проходке и увеличению количества кислорода в ГО;
- наличия сконденсированной влаги на проходках;
- сложности обеспечения герметизации в месте присоединения кабелей к проходке при присоединении двух и более кабелей к одному стопорному устройству и, кроме того, разгерметизация одиночных кабелей с уплотняющей трубкой могла произойти в результате подъема давления под ГО;
- конструкции соединительной гильзы, допускающей возможность образования оголенных проводников в месте соединения опрессовки

кабелей с проходкой за счет смещения изолирующей втулки относительно токопроводящей гильзы.

Предположительно, возникший в результате ухудшения изоляции между жилами кабеля искровой разряд постепенно перешел в дуговой, который и воспламенил кабели, подходящие к стопорному устройству проходки. В дальнейшем, по-видимому, из-за местного повышения температуры произошло возгорание рядом лежащих кабелей на трассе, что привело к пожару в кабельном помещении А-305/2. Наличие двух проемов между помещениями А-305/1 и А-305/2 привело к возникновению конвективных тепловых потоков и огня с последующим возгоранием кабелей в помещении А-305/1.

Длительное воздействие тепловых и огневых потоков привело к разрушению заделки прохода кабелей через перекрытие отметки 22.8 м и распространению пожара по кабельной трассе 2-й СБ вверх. Это, в свою очередь, вызвало возгорание кабельной трассы приводов СУЗ и СВРК, которая выгорела, включая 2+3 м трассы в кольцевом кабельном коридоре вокруг шахты реактора на отметке 32.00 м.

Указанное выше предположение о причине возникновения пожара косвенно подтверждается фактами последующих проверок состояния кабельных трасс на ДУ АЭС. В частности, при осмотре помещения А-305/3 1-й СБ было установлено, что на одной из проходок (к ней были подключены два кабеля) наблюдался искровой разряд в трех местах. На ряде контрольных проходок не была выполнена термообработка термоусаживающихся трубок, имело место подключение к одному стопорному устройству до 4-х кабелей, тепловые экраны на всех контрольных проходках отсутствовали.

При выборочном вскрытии двух участков подключения проводов к проходке было выявлено, в частности, что внутри термоусаживающихся трубок наблюдается обильное увлажнение, сами трубки неплотно прилегали к разделке, места соединения гильзы с проводами проходки оплавлены со следами горения соединительных гильз, изолирующей ленты и термоусаживающихся трубок. К тому же изолирующая лента (тип ЛЭТСАР) и трубки при возгорании легко воспламеняются и интенсивно поддерживают горение.

Важно отметить также, что пожар в кабельных помещениях не был своевременно обнаружен из-за неисправностей в цепях ППС. Датчики температуры системы пожаротушения в помещениях кабельных трасс были смонтированы, однако, работа по приемке их после наладки выполнялась параллельно с устранением замечаний по монтажу, но на момент пожара не была закончена, и система в эксплуатацию не была

принята. Далее, при отключении питания показывающего прибора КСМ его выключателем или при перегорании предохранителя в цепях питания сигнализация об обесточивании прибора отсутствует, и исключается возможность выдачи сигнала о пожаре, что и имело место в рассматриваемом случае.

При включении аварийного питания 24 в системы автоматического пожаротушения у персонала может создаться ложное представление о работоспособности системы, хотя при этом теряется возможность приема сигналов от ряда датчиков. Наконец, проектом не предусмотрены на оперативных панелях БЩУ световые и звуковые сигналы о неисправностях блоков ППС.

Все эти обстоятельства привели к тому, что пожар был обнаружен по косвенным признакам (повышение давления в ГО) и, по-видимому, спустя достаточно большой промежуток времени с момента его возникновения.

В рассматриваемом конкретном случае радиационная обстановка оказалась благоприятной, т.к. реактор еще не работал. На работающем реакторе при неблагоприятном стечении обстоятельств пожар мог бы привести к разрушению силовых и измерительных кабелей (см.3.6.1-3.6.3), а это, в свою очередь, может привести к потере контроля за состоянием РУ с непредсказуемыми последствиями.

3.6.6. Авария на блоке №1 Калининской АЭС (СССР), связанная с коротким замыканием в насосе технической воды

3.6.6.1. Состояние блока до аварии

18 декабря 1984 г. энергоблок №1 (ВВЭР-1000) находился в режиме набора электрической нагрузки после аварийного останова, происшедшего в 09 ч. 03 мин. 12 с (09.03.12). В работе было все основное оборудование и вспомогательные системы. При тепловой мощности 2040 мвт и электрической нагрузке 630 мвт параметры 1-го и 2-го контуров соответствовали этому уровню мощности.

3.6.6.2. Возникновение, развитие и ликвидация аварии

В 18.28.36 на панели сигнализации БЩУ появился сигнал АЗ-1 по "перепаду давления на ГЦН менее 2 кгс/см^2 и более 8 кгс/см^2 ". В это время сигнализация на мнемотабло указывала на включенное положение всех ГЦН, но по показанию амперметра ток ГЦН-2 был равен

нулю, а перепад давления на нем был меньше 2 кгс/см^2 .

При срабатывании АЗ-I оперативным персоналом с БЩУ вручную были посажены СК ТГ, после чего через 2 мин. генератор автоматически отключился от сети.

Персонал выполнил необходимые операции по останову блока и начал ввод борной кислоты в I-й контур при расхолаживании реактора. При концентрации борной кислоты 12 г/кг РУ была переведена в глубокое подкритическое состояние.

Как оказалось, во время, предшествующее срабатыванию АЗ, оперативный персонал ТЦ и ЭЦ проводил, согласно сменному заданию, пробное включение насоса технической воды НТН-3 на блочной насосной станции (БНС) после ремонта насоса. После включения насоса в районе верхней крышки электродвигателя появилось искрение, возникли посторонние шумы (гудение).

Машинист БНС и присутствовавший там старший дежурный электромеханик (СДЭМ) несколько раз безуспешно пытались отключить двигатель аварийной кнопкой, а затем сообщили на БЩУ о необходимости отключения двигателя с БЩУ, но дежурному персоналу смены это также не удалось сделать.

Вскоре после этого последовали несколько всплесков короткого замыкания (к.з.) в области двигателя, возникло загорание двигателя и кабелей в клеммной коробке и у стены помещения. Убедившись, что выключатель НТН-3 не отключается и аварийным рычагом, СДЭМ сообщил НСС и на центральный щит управления (ЦЩУ) о пожаре и необходимости срочного отключения секции IBCOI.

Позднее выяснилось, что эта секция обесточилась действием релейной защиты рабочего и резервного ввода 6 кВ. При осмотре секции оказалось, что выключатель НТН-3 был тоже отключенным и находился в испытательном положении, в соответствующей ячейке горело. Персонал выдвинул ячейку и углекислотным огнетушителем ликвидировал горение трансформатора тока и кабеля на вводе в ячейку.

В 18.28 было обнаружено горение кабелей в коробе на отметке -4.0 м по ряду "Б" машзала. Персонал начал тушение огня, а в 18.30 дежурный инженер ЦЩУ сообщил в ВПЧ о пожаре на БНС и в машзале. В 18.37 на АЭС прибыли пожарные машины, в 20.12 пожар был локализован, а в 21.20 - полностью ликвидирован.

Автоматическая установка пожаротушения сработала нормально, но тушение пожара производилось в условиях сильного задымления машзала, что потребовало применения противогазов и изолирующих

аппаратов типа АСВ-2 и КИП-8, а для удаления дыма из машзала пришлось открыть фонари в кровле и выбить часть стекол. Кроме того, по соображениям безопасности были отключены секции 6 кВ, а из генератора был вытеснен водород. Работа секций позднее была восстановлена, и они были включены под нагрузку 20 декабря 1984 г.

3.6.6.3. Причины и следствия аварии

В результате расследования было установлено, что при включении НТН-3 он почему-то начал вращаться в противоположном паспортному направлению, приведя к срыву контрреверсного устройства с последующим заклиниванием двигателя, а отключение двигателя оказалось невозможным из-за отказа выключателя присоединения этого двигателя. Последнее явилось причиной несрабатывания токовой отсечки и земляной защиты, длительного протекания пускового тока, приведшего к к.з. в обмотке статора, в клеммнике и в разделке подводящего кабеля электродвигателя.

И хотя в дальнейшем кабель отключился действием резервной защиты рабочего трансформатора собственных нужд и окончательно — действием резервной защиты пускорезервного трансформатора собственных нужд, протекание тока к.з. по кабелю в течение времени срабатывания резервной защиты (~ 0.9 с) привело к интенсивному нагреву и многочисленным разрывам изоляции кабеля с возникновением загорания в кабельном коробе на отметке — 4.0 м машзала в месте ввода кабеля в здание БНС и в концевой разделке ячейки № 61 секции ИВСО1 КРУ-6 кВ.

Первичными причинами аварии явились задевание сектора, установленного на валу привода выключателя, за штырь фиксатора выдвижного элемента в незафиксированном положении последнего относительно ячейки, приведшее к невозможности отключения двигателя насоса, а также нарушение технологии ремонта персоналом АЭС, который при частичной перемотке двигателя не выполнил послеремонтную проверку и обкатку двигателя, отсоединенного от насоса, что привело к повреждению двигателя и пожару.

Развитию аварии (пожара) способствовало также применение кабеля со скрытыми заводскими дефектами, проложенного по сложной трассе тоже с нарушением технологии, а также ряд недостатков в инструкциях и нормативно-технических документах, регламентирующих действия персонала и взаимоотношения с подрядными ремонтными организациями.

Следует отметить, что отказ выключателя, обусловленный, по мнению эксплуатационного персонала, дефектом конструкции, может быть связан, по мнению завода-изготовителя, с неправильной регулировкой механической блокировки на стадии монтажа и наладки. Неправильная регулировка могла быть причиной включения выключателя в незафиксированном положении и последующего его отказа при отключении. Документированных доказательств в пользу той или иной точки зрения, к сожалению, не имеется.

3.6.7. Авария на АЭС "BROWNS FERRY" (США), связанная со сгоранием градирни [IO5]

10 мая 1986 г. на АЭС "Браунз Ферри" загорелась и практически полностью сгорела одна из 6 деревянных градирен. Вероятной причиной пожара, по-видимому, послужил дуговой разряд в кабеле 400 в, расположенном внутри градирни. Причиной дуги, вероятно, явилось ухудшение или повреждение изоляции кабеля, а дуга подожгла элементы из сухого дерева, находящиеся на 15 см выше кабельного канала.

В результате пожара никакое другое оборудование АЭС, кроме самой градирни, не пострадало, но все три блока АЭС были остановлены. Учитывая, что для охлаждения всех блоков АЭС достаточно даже двух градирен, восстанавливать сгоревшую градирню не планируются, т. к. оставшиеся вполне обеспечивают нормальную эксплуатацию АЭС.

3.6.8. Авария на АЭС "SHEARON HARRIS" (США), связанная с повреждением главного трансформатора и оборудования главного генератора [IO6]

09 октября 1989 г. на АЭС "Шеарон Харрис" (PWR, 860 МВт) возник пожар, который длился 2 часа и который привел к сильному повреждению главного трансформатора и вспомогательного оборудования главного генератора.

Вероятной причиной пожара явилась утечка водорода из системы охлаждения трансформатора.

В процессе аварии системы безопасности действовали в проектном режиме, и блок был остановлен без ущерба для реактора и его систем. Однако в результате аварии блок был выведен в ремонт ранее намеченного планового останова.

3.7. ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС США, связанные с потенциально опасными нарушениями организации и технологии работ на АЭС

В этом разделе выборочно рассмотрены события на АЭС США, сами по себе не являющиеся авариями, но отражающие активную и бескомпромиссную позицию комиссии по ядерному регулированию (NRC) по вопросу неукоснительного соблюдения требований и правил, гарантирующих безопасную эксплуатацию АЭС.

При отборе конкретных событий авторы стремились, во-первых, показать многообразие технических и человеческих факторов, определяющих общую культуру эксплуатации АЭС в масштабах страны с развитой АЭ и, во-вторых, обратить внимание на принципиальное отличие сложившейся практики реагирования на аналогичные "мелкие" события на АЭС СССР.

3.7.1. И н ц и д е н т ы, связанные с преднамеренными нарушениями работы оборудования

NRC обнародовала данные о нескольких нарушениях в работе АЭС, вызванных намеренным воздействием на клапаны или приборы управления и контроля.

1). На одной из АЭС при работе в штатном режиме оператор БШУ заметил сигнал о сильной вибрации ПН, который после этого отключился. В этой ситуации оператор уменьшил нагрузку турбины чтобы не допустить аварийного останова блока. Оказалось, что положения ручных клапанов на импульсной линии датчика контролирующего прибора были намеренно изменены, причем этот акт был, по-видимому, результатом трудового конфликта [107].

2). На другой АЭС при регламентном обходе оборудования примерно в I час ночи оператор обнаружил закрытым ручной клапан на общем всасе насосов аварийной подпитки и немедленно открыл его. Этот клапан проверялся операторами каждой смены, и было известно, что он был открыт в 16 ч. 30 мин. предыдущего дня. Висячий замок с целью, фиксирующие открытое состояние клапана, отсутствовали. Кроме того, в предыдущий день отсутствие замков и цепей было обнаружено на ручных запорных клапанах на всасе трех ВПН, хотя клапаны были в нормальном открытом положении. Мотивы этих преднамеренных действий не установлены, но в случае аварии они сделали бы неработоспособной систему аварийной подпитки [107].

3). К преднамеренным действиям против АЭС можно отнести и

вывод из строя 14 мая 1986 г. трех линий 500 кВ, обеспечивающих внешнее питание АЭС "PALO VERDE" (3 блока PWR, 1270 МВт). Во время инцидента 2 действующих блока не работали, а третий блок еще не был введен в эксплуатацию. Электроснабжение АЭС после инцидента осуществлялось по единственной оставшейся линии.

Представители ФБР обнаружили следы преднамеренных действий на расстоянии 16 и 50 км от АЭС в виде кусков проводов, тросов и металлических цепей, с помощью которых было произведено закорачивание линий электропередачи [105].

3.7.2. И н ц и д е н т ы, сопровождавшиеся санкциями нрс

1). 22 мая 1984 г. работница пронесла в своей сумочке на охраняемую территорию АЭС "НАТСи" (BWR) заряженный пистолет, который не был обнаружен охраной. нрс оштрафовала компанию на 60 тыс. долл. причем номинальный штраф был увеличен на 20% за то, что в текущем году это было второе нарушение режима охраны АЭС [108].

2). В марте 1987 г. нрс предписала перевести оба работающих блока АЭС "РЕАСН ВОТТОМ" (BWR, 1065 МВт) в холодное состояние в течение 36 часов. Причиной этого явилось то, что в течение предыдущих 5 месяцев сменный персонал, включая лицензированных операторов и начальников смен, неоднократно, особенно в ночные смены, позволял себе на рабочих местах спать, заниматься видеоиграми или иными способами проявлять недобросовестное отношение к должностным обязанностям. Администрация АЭС знала об этой практике, но мер не принимала.

нрс квалифицировала эту ситуацию как прямую угрозу безопасности, оштрафовала компанию "Philadelphia Electric Co." на 1250 тыс. долларов и 33-х работников разных уровней на 500-1000 долларов каждого, а также потребовала представить в течение 7 дней план приведения культуры эксплуатации АЭС в соответствие с установленными требованиями.

Повторный пуск блока №2 был разрешен под надзором нрс только в апреле 1989 г., а блока №3 - в сентябре 1989 г., когда нрс признала, что сделаны необходимые улучшения культуры эксплуатации. При этом компании-владельцы затратили сотни миллионов долларов на совершенствование оборудования и тренировку персонала и, кроме того, по согласованию с институтом по эксплуатации АЭС, заменили председателей компаний и всех других администраторов высшего ранга, отвечающих за ядерную безопасность АЭС. При этом часть из

12 операторов были уволены или переведены на другую работу, а другие оставлены с занесением выговора в личное дело и с прохождением процедуры допуска к самостоятельной работе [109,110].

Тем не менее в 1990 г. нрс предъявила аналогичный иск на 50 тыс. долларов за обнаружение дремлющих на рабочих местах операторов АЭС "INDIAN POINT-3", но компания опротестовала этот штраф [111].

Следует отметить также, что в конце 80-х годов начальник смены блока №2 АЭС "Три Майл Айленд" также невнимательно относился к служебным обязанностям и позволял себе спать в ночную смену на рабочем месте в период, когда велось удаление топлива и обломков из поврежденной активной зоны реактора. За этот факт нрс наложила штраф в 50 тыс. долларов, который компания выплатила [111].

3). В 1989 г. по требованию нрс были остановлены оба блока АЭС "CALVERT CLIFFS" (PWR, 845 МВт) в связи с общим снижением качества безопасности, проявившимся в несрабатывании дизель-генераторов, в неправильной калибровке приборов контроля температуры активной зоны, а также в гибели рабочего в сосуде с азотной атмосферой. По иронии судьбы эти события произошли вскоре после положительной оценки комиссией МАГАТЭ состояния дел на АЭС.

Блок №1 был повторно пущен в октябре 1990 г., а блок №2 - только в мае 1991 г. [112].

4). 20 мая 1990 г. по требованию нрс были остановлены оба блока АЭС "BRUNSWICK" (BWR, 821 МВт), т.к. все 4 смены (27 операторов) не выдержали квалификационные экзамены, проведенные с участием нрс. Повторно блоки были пущены только 11-12 июня 1990 г. [113].

5). 10 сентября 1987 г. на АЭС "OYSTER CREEK" (BWR, 650 МВт), находящейся в состоянии останова для ремонта системы охлаждения, оператор БШУ обнаружил течь в одной из двух циркуляционных петель. Через 2 мин. течь была устранена, но при этом клапаны на 4 из 5 ГЦН были закрыты в нарушение технических условий эксплуатации, требующих постоянного включения не менее двух ГЦН. Оператор и 5 других работников АЭС пытались скрыть этот инцидент и стереть информацию о нем в памяти ЭВМ.

нрс оштрафовала компанию-владельца на 205 тыс. долларов, отстранила участников инцидента от работы и запретила повторный пуск блока до окончания расследования [114-116].

6). В конце 1982 г.-начале 1983 г. на АЭС "NORTH ANNA" (2 блока PWR по 907 МВт) при покраске внутренней поверхности каналов

в здании ГО была сознательно применена краска неядерного качества, а контролирующие инспекторы сознательно приняли эту работу. Руководство АЭС об этом нарушении не знало, но в аварийной ситуации такое защитное покрытие могло отслоиться и затруднить дренирование воды с пола, а также циркуляцию в системе аварийного охлаждения реактора.

После обнаружения этого факта в 1984 г. во время инспекции нрс персонал АЭС дополнительно укрепил защитное покрытие проволоочной сеткой. Тем не менее нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 20 тыс. долларов [II7].

7). 17 марта 1983 г. на блоке №3 АЭС "осонее" (3 блока РWR по 887 мВт) был обнаружен открытым наружный аварийный клапан ГО, по-видимому, со времени последнего испытания в декабре 1982 г. Так как второй клапан с внутренней стороны оболочки был негерметичным, то создавалась возможность утечки воздуха из ГО в окружающую среду.

21 марта 1983 г. был обнаружен приоткрытым внутренний клапан и на блоке №1.

нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 180 тыс. долларов, в том числе по 40 тыс. за каждое из 3-х нарушений с увеличением на 25% за неприятие мер после обнаружения аналогичных нарушений в 1982 г. и еще на 25% за то, что нрс в 1982 г. дважды предупреждала компанию о возможности таких нарушений [II8].

8). Известны многочисленные санкции нрс к эксплуатирующим различные АЭС компаниям за обнаружение возможностей неконтролируемого проникновения в зону строгого режима, в которой размещается важное для безопасности оборудование.

в). В мае-июне 1985 г. на АЭС "соок" (2 блока РWR, 1030 и 1100 мВт) эксплуатационный персонал зафиксировал два случая, когда через проем на месте удаленного вентиляционного оборудования можно было бесконтрольно проникнуть в зону строгого режима. В третьем случае аналогичное неконтролируемое проникновение могло произойти через удаленный люк на крыше.

В последнем случае администрация АЭС не сообщила об этом факте нрс, как предписано, но этот факт был независимо установлен инспектором нрс. В результате нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 100 тыс. долларов, в том числе на 50 тыс. за сокрытие факта нарушения [II7].

в). В августе 1985 г. при инспекции АЭС "Pilgrim-1" (BWR, 655 мВт) было обнаружено 4 возможных пути неконтролируемого

прохода в зону строгого режима. Два из них были вскрыты персоналом, а два других - инспектором нрс, причем один из проходов, закрытый металлическим листом, был признан не удовлетворяющим требованиям нрс из-за недостаточной прочности листа. Так как по крайней мере два из 4-х путей оказались не устраненными со времени предыдущей инспекции в 1982 г., нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 50 тыс. долларов [117].

вв). Кроме отмеченных случаев, в период с 1984 по 1989 г. на общую сумму около 1 млн. долларов были оштрафованы более 10 других компаний за возможность бесконтрольного проникновения в зону строгого режима. При этом в случае АЭС "PALO VERDE" штраф был удвоен, т.к. ранее нрс предупреждала о наличии этого недостатка, а в случае АЭС "ARKANSAS" штраф был увеличен за то, что хотя компания сама обнаружила неконтролируемые проходы, она не сообщила об этом нрс [119].

вг). 28 февраля 1983 г. на АЭС "zion" (2 блока PWR по 1040 мвт) один из ранее имевших пропуск работников прошел на территорию АЭС без пропуска вместе с другим работником, имевшим пропуск. Несмотря на то, что администрация уволила обоих этих работников и пропустившего их работника охраны, нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 10 тыс. долларов за задержку сообщения об этом событии до 14 марта [118].

вд). В 1989 г. бывший работник АЭС "INDIAN POINT-3" прошел на охраняемую территорию с чужим пропуском. Компания не сообщила об этом нрс в течение часа, как положено, в результате чего уплатила штраф 25 тыс. долларов [120].

ве). 29 апреля 1983 г. инспектор нрс на АЭС "GRAND GULF-1" (BWR, 1250 мвт) обнаружил заснувшего охранника на охраняемом проходе в здание ГО. В это время велась загрузка топлива в реактор и подготовка к пуску блока.

нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию всего на 40 тыс. долларов, удовлетворившись немедленными действиями по предотвращению повторения аналогичных событий [118].

вж). В 1985-88 г. за аналогичные факты были оштрафованы АЭС "BROWNS FERRY" (BWR, 1065 мвт), "ARKANSAS" (PWR, 850 и 912 мвт) и опять же "PEACH BOTTOM (см.п.1) [101,121,122].

9). В августе-сентябре 1985 г. на АЭС "La SALLE" (2 блока BWR по 1078 мвт) при удалении отходов на захоронение в местном хранилище было обнаружено 400 пропусков на право доступа на территорию АЭС. Эти пропуска ранее использовались персоналом,

считались негодными и были выброшены в отходы.

В этом случае по правилам обеспечения безопасности они должны быть до захоронения изрублены на куски, но этого не было сделано тем более, что некоторые из них оказались годными и могли использоваться для бесконтрольного прохода на АЭС.

В связи с этим нрс оштрафовала эксплуатирующую компанию на 37.5 тыс. долларов с учетом немедленных мер, принятых администрацией по ликвидации неучтенных номеров шифра пропусков и упорядочению режима допуска на АЭС [II7].

IO). 21 марта 1983 г. на АЭС "VERMONT YANKEE" (BWR, 514 МВт) производилось перемещение отработавшего топлива в бассейн выдержки. По техническим условиям эта работа должна производиться при полной работоспособности всех систем внутри ГО.

Персонал АЭС, занимающийся в это же время работами по усовершенствованию мотор-генератора в реакторном здании, на 2 часа отключил возможность автоматического запуска резервной системы газоочистки и автоматической изоляции вентсистемы реакторного здания.

Несмотря на то, что это нарушение произошло при отсутствии топлива в корпусе реактора, нрс оштрафовала компанию на 40 тыс. долларов, т.к. кроме потенциальной опасности самого нарушения сообщение о нем в нрс было передано примерно через сутки, а не в течение 1 часа, как это предусмотрено правилами [II8].

II). В 1985 г. нрс оштрафовала администрацию АЭС "GRAND GULF" (BWR, 1250 МВт) на 500 тыс. долларов за то, что в документах об аттестации 46 работников АЭС был отражен завышенный объем знаний, а по фактическому объему проверки они не могли быть аттестованы по нормам нрс [II1].

I2). В 1990 г. на АЭС "OYSTER CREEK" были переаттестованы 8 операторов, но при проверке выяснилось, что 2 из них не могли быть аттестованы. Компания была оштрафована на 75 тыс. долларов, причем штраф был увеличен на 50% за то, что нарушение выявлено не самой компанией, а нрс [I2I].

I3). В 1984 г. на 50 тыс. долларов была оштрафована АЭС "QUAD CITIES" (BWR, 789 МВт) за то, что оператор блока №1 на 15 минут оставил пульт для помощи оператору блока №2 [I23].

I4). В 1990 г. был предъявлен штраф 50 тыс. долларов администрации АЭС "Три Майл Айленд" за то, что в процессе работы по удалению топлива и обломков поврежденной зоны реактора ТМА-2 два рабочих ненамеренно получили облучение рук. Один из них

получил дозу 55 бэр на левую и 8 бэр - на правую руку, а другой 13 бэр на правую руку, тогда как по нормам нрс допускается предельная доза облучения рук 18.75 бэр за календарный квартал [124].

15). В 1987 г. на 50 тыс. долларов была оштрафована АЭС "НАДДАМ НЕСК" (PWR, 582 МВт) за переоблучение 23.07.86 года одного рабочего, который в 3-м квартале 1986 г. получил суммарную дозу 3.29 бэр при допустимой 3.0 бэр.

По условиям работы рабочий 4 раза через люк обслуживания опускал верхнюю часть тела внутрь ПГ. Первые 2 раза дозиметрист определял фактическую дозу, а затем эти данные были утеряны, и дозиметрист оценил общую дозу по показаниям дозиметра на наружной стороне одежды другого рабочего, который не проникал внутрь ПГ.

После работы первый рабочий сверил оцененную таким образом дозу с показаниями своего дозиметра, находившегося под одеждой, и был установлен факт переоблучения.

Администрация приняла меры дисциплинарного воздействия к двум старшим дозиметристам за необеспечение контроля работы и, может быть, квалификации дежурных дозиметристов, но т.к. аналогичное событие было на этой АЭС и в 1984 г., нрс применила указанную санкцию [125].

16). 25 апреля 1990 г. работник АЭС "VOGTLE" (PWR, 1113 МВт) сообщил местному инспектору нрс о возможности бесконтрольного проникновения в архив, в котором хранились и документы, связанные с безопасностью АЭС. За наличие такой возможности компания была оштрафована на 50 тыс. долларов [126].

17). В 1989 г. 3 работника строящейся АЭС "WATTS BAR" поставили перед нрс вопрос о недостатках в обеспечении безопасности АЭС, после чего администрация перевела этих работников в другое подразделение. нрс квалифицировала эти действия как репрессивную меру к людям, которые "вынесли сор из избы" и оштрафовала компанию на 80 тыс. долларов за каждого работника. Компания, не возражая по мотивам своих действий, подпросила снизить штраф, но нрс не нашла оснований для смягчения санкции [127].

18). После аварии на АЭС "Три Майл Айленд" нрс ввела в качестве обязательного условия для разрешения эксплуатации АЭС наличие работоспособного плана эвакуации населения при крупных авариях. Это условие оказалось трудновыполнимым для АЭС "INDIAN POINT" (2 блока PWR на 873 и 965 МВт, введенных в эксплуатацию соответственно в 1974 и 1976 гг.), расположенной на восточном

берегу Гудзона в 35 милях к северу от Нью-Йорка.

Из-за большой плотности населения в окрестности АЭС администрация округа "Rockland" сочла эвакуацию невозможной и отказалась участвовать в планировании эвакуации, главным образом, из-за нереальности доставки в зону аварии большого количества автобусов с водителями. В связи с этим нрс 5 мая 1983 г. выпустила декларацию о том, что она 9 июня этого года примет решение о закрытии АЭС, если к этому времени не будет выполнен ряд условий.

После обсуждения проблемы 26 мая с участием всех заинтересованных сторон 9 июня нрс 3-мя голосами против двух приняла решение о возможности продолжения эксплуатации АЭС. Это осторожное решение было принято с учетом намерения округа разработать план эвакуации в начале 1984 г., а также намерения губернатора штата "Нью-Йорк" вмешаться в позицию округа, касающуюся плана эвакуации [118].

4. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С КАНАЛЬНЫМИ РЕАКТОРАМИ ТИПА РБМК И CANDU, ОХЛАЖДАЕМЫМИ ВОДОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

4.1. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ С РЕАКТОРАМИ ТИПА РБМК-1000

АЭС с реакторами типа РБМК являются одноконтурными, которые имеют свои достоинства и недостатки. К числу главных достоинств можно отнести отсутствие таких дорогостоящих и сложных элементов, как корпус высокого давления, ПГ и КД, более низкое давление ТН по сравнению с двухконтурными АЭС, отсутствие в реакторе больших сосредоточенных объемов радиоактивного ТН в одном корпусе, возможность перегрузки топлива "на ходу", возможность оперативной замены негерметичных ТВС без останова реактора и др. С другой стороны, одноконтурным ЯЭУ присущи отрицательные особенности:

- большие размеры активной зоны, усложняющие управление и контроль за работой реактора;
- большое количество тепловой энергии, аккумулированной в металлоконструкциях и графитовой кладке и определяющей спад тепловой мощности после срабатывания АЗ;
- возможность проявления положительного парового эффекта реактивности;
- большой паровой объем в контуре охлаждения, существенно замедляющий темп падения давления ТН при аварийном разрыве трубопроводов;

-большая вероятность радиоактивного загрязнения окружающей среды из-за радиоактивности рабочего тела (пара) и отсутствия ГО.

4.1.1. Особенности реактора

ЯЭУ с реактором типа РБМК состоит из собственно реактора с системами контроля, управления и защиты: трубопроводов и арматуры контура многократной принудительной циркуляции (КМЦ): рабочей части с турбинной установкой.

Энергетический реактор РБМК – гетерогенный канальный реактор на тепловых нейтронах, замедлителем в котором является графит, а ТН – легкая вода и пароводяная смесь, циркулирующая по вертикальным каналам через активную зону.

Активная зона реактора имеет форму вертикального цилиндра и окружена боковым и торцевыми графитовыми отражателями. В состав активной зоны входят технологические каналы (ТК) с размещенными в них ТВС, графитовый замедлитель, каналы со стержнями – поглотителями нейтронов (стержни управления) и датчиками системы контроля.

Графитовая кладка состоит из собранных в колонны блоков с осевыми цилиндрическими отверстиями, в которые устанавливаются ТК и каналы системы управления. Графитовая кладка расположена в герметичной полости, образованной цилиндрическим кожухом и плитами верхней и нижней металлоконструкций. Для предотвращения окисления графита и улучшения передачи тепла от графита к ТК реакторное пространство (РП) заполнено азотно гелиевой смесью.

Контур МЦЦ предназначен для подачи воды в ТК и отвода образовавшейся в них пароводяной смеси с последующей сепарацией из нее пара. Он состоит из двух аналогичных по компоновке и составу оборудования автономных параллельно работающих петель, каждая из которых отводит тепло от половины реактора. Петля включает в себя два барабана-сепаратора (БС), опускные трубопроводы, четыре ГЦН, всасывающий и напорный коллекторы ГЦН, раздаточные групповые коллекторы (РГК) с запорно – регулирующими клапанами (ЗРК), трубы водяных и пароводяных коммуникаций (ПВК).

В режимах нормальной эксплуатации при номинальной мощности три из четырех ГЦН находятся в работе, а один – в резерве. Расход через каждый ТК устанавливается с помощью ЗРК по показаниям расходомеров. Проходя по ТК, вода нагревается до температуры насыщения, частично испаряется, и пароводяная смесь по

индивидуальным трубопроводам ПВК поступает в БС, где разделяется на воду и пар. Для поддержания одинакового уровня БС соединены по воде и пару перемычками. Насыщенный пар через паровые коллекторы направляется к турбинам. Отсепарированная вода на выходе из сепараторов смешивается с подаваемой в них питательной водой (ПВ) и по опускным трубопроводам подается во всасывающий коллектор ГЦН.

4.1.2. Турбинная часть установки

На АЭС с реакторами типа РБМК-1000 используется быстроходная турбина с подвальным расположением конденсаторов. Турбина имеет один двухпоточный цилиндр высокого давления и четыре двухпоточных цилиндра низкого давления. Для подогрева конденсата и ПВ используется система регенеративного подогрева, состоящая из пяти подогревателей низкого давления поверхностного типа и деаэратора.

В отличие от АЭС с реакторами типа ВВЭР, в схеме РБМК отсутствуют ПВД. Это сделано, прежде всего, для того, чтобы уменьшить вынос продуктов коррозии в реактор и улучшить условия работы ГЦН (создать большой запас до кавитации).

Для обеспечения циркуляции воды по конденсатно-питательному тракту используются конденсатные насосы двух подъемов (КН-1, КН-2) и питательные насосы с электроприводом (ПЭН).

Очистка турбинного конденсата осуществляется на фильтрах блочной обессоливающей установки (БОУ), а газообразные примеси удаляются в конденсаторе и деаэраторе. На одноконтурных АЭС используется бескоррекционный водно-химический режим (ВХР). Необходимое качество ТН поддерживается за счет продувки КМПС. Поскольку радиолиз воды в реакторе не подавляется, то в элементах АЭС может накапливаться достаточно большое количество водорода, который пожароопасен. С целью удаления радиолитического водорода в схеме станции предусмотрены специальные устройства для его дожигания.

4.1.3. Система управления и защиты реактора (СУЗ)

СУЗ реактора типа РБМК основана на перемещении стержней - поглотителей нейтронов в специально выделенных каналах, охлаждаемых водой автономного контура. Система обеспечивает автоматическое поддержание заданного уровня мощности, быстрое

снижение мощности стержнями автоматических регуляторов (АР - три идентичных комплекта) и ручных регуляторов (РР) по сигналам отказов основного оборудования, аварийное прекращение цепной реакции стержнями аварийной защиты по импульсам опасных отклонений параметров блока или отказов оборудования, компенсацию изменений реактивности при разогреве и выходе на мощность, регулирование энерговыделения по активной зоне.

Характерной особенностью РБМК является система локального автоматического регулирования и локальной защиты реактора (ЛАР-ЛАЗ). Система ЛАР построена по принципу независимого регулирования мощности в 12 локальных зонах реактора с помощью 12 регулирующих стержней, что обеспечивает ее высокий уровень живучести. Система ЛАЗ обеспечивает аварийную защиту реактора от локального превышения мощности в отдельных участках активной зоны.

По эффективности воздействия на мощность различают несколько уровней аварийной защиты:

АЗ-1 - снижение мощности реактора до 60% $N_{ном}$;

АЗ-2 - снижение мощности реактора до 50% $N_{ном}$;

АЗ-5 - аварийная защита с полным заглушением реактора.

АЗ-3 и АЗ-4 являются резервными, хотя на отдельных блоках на АЗ-3 возложены функции снижения мощности до 20% $N_{ном}$.

4.1.4. Система аварийного охлаждения реактора (САОР)

САОР является защитной системой безопасности и предназначена для обеспечения отвода остаточного тепловыделения путем своевременной подачи необходимого количества воды в каналы реактора при авариях, сопровождающихся нарушением охлаждения активной зоны.

К таким авариям относятся разрывы трубопроводов большого диаметра КМПС, разрывы паропроводов острого пара, разрывы трубопроводов ПВ. Кроме того, САОР может использоваться для аварийной подачи воды в каналы реактора в ситуациях, не связанных с разрывом трубопроводов, но приводящих к невозможности ее подачи штатными системами (например, запаривание ПЭН, АПЭН).

САОР состоит из трех независимых каналов (подсистем), каждый из которых обеспечивает производительность не менее 50% от потребной, причем система должна обеспечить подачу воды в аварийную и неаварийную половины реактора.

4.1.5. Система локализации аварий (СЛА)

Система предназначена для локализации радиоактивных выбросов при авариях с разуплотнением любых трубопроводов контура охлаждения реактора, кроме трубопроводов ПВК, верхних трактов ТК и той части опускных труб, которые находятся в помещении БС.

Основным компонентом СЛА является система герметичных помещений, включающая в себя прочноплотные боксы, помещения РГК-НВК, помещение парораспределительного коридора, помещение барботажно-конденсационного устройства (БКУ), часть которого заполнена водой, а остальная часть - воздухом. Герметичные помещения соединены между собой с помощью клапанов.

При нормальной эксплуатации система находится в режиме ожидания. В аварийных ситуациях она служит для приема паровоздушной смеси, конденсации пара в БКУ и снижения давления в герметичных помещениях. БКУ используется также при срабатывании главных предохранительных клапанов (ГПК), при протечках ГПК, а также при сбросе парогазовой среды в случае разрыва ТК и повышения давления в РП.

4.1.6. Защита от превышения давления

На участках паропроводов до главных паровых задвижек турбин размещаются паросбросные устройства: восемь ГПК, четыре редуционные установки конденсаторов турбин (БРУ-К) и шесть быстродействующих установок собственных нужд (БРУ-СН). Система справляется с превышением давления в контуре ТН более чем на 15% от рабочего давления с учетом единичного отказа в системе активного или пассивного элемента с движущимися механическими частями.

Кроме защиты контура ТН предусмотрена также защита РП. Система предназначена для обеспечения непревышения допустимого давления в РП в аварийной ситуации с разрывом одного ТК за счет отвода парогазовой смеси из РП в выгородку парогазовых сбросов бассейна-барботера и далее в бассейн-барботер.

Таким образом, система нормальной эксплуатации и системы безопасности обеспечивают эксплуатацию АЭС с реакторами типа РБМК-1000 в нормальных и переходных режимах.

4.2. АВАРИИ НА АЭС С РБМК, связанные с повреждением активной зоны

4.2.1. Авария на блоке №1 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с разгерметизацией технологического канала

4.2.1.1. Историческая справка

Энергоблок №1 ЧАЭС проектной электрической мощностью 1000 мВт с реакторной установкой типа РБМК-1000 был введен в действие в сентябре 1977 года и вышел на проектную мощность в мае 1978 года.

За весь период эксплуатации до рассматриваемой аварии было 78 остановок энергоблока, в том числе 64 аварийных по сигналу АЗ-5. За период, предшествующий аварии, был один случай разгерметизации ТК в ячейке 42-34: негерметичный канал был обнаружен штатной системой контроля целостности технологических каналов (КЦТК) и заменен в ноябре 1979 г. Путем визуального осмотра канала с помощью перископа были обнаружены дефекты на циркониевой части канала в виде продольных трещин длиной 40÷45 мм на отметке +11080 мм в районе верхней дистанционирующей решетки ТВС. Других серьезных аварий, связанных с повреждением элементов активной зоны и реакторного оборудования, на блоке №1 не было.

В "аварийном" ТК 62-44 с начала эксплуатации работали три ТВС. Суммарная энерговыработка канала к моменту аварии составила 2727 мВт.сут., что примерно на 10÷15% выше энерговыработки "среднестатистического" канала этого блока за рассматриваемый период. На момент аварии показатель надежности ТК оценивался величиной $1.8 \cdot 10^{-5}$ 1/год.

4.2.1.2. Состояние энергоблока перед аварией

С 26 июля по 07 сентября 1982 г. энергоблок №1 находился в плановом среднем ремонте. После завершения ремонтных работ и предпусковых регламентных работ 07 сентября в 12 ч. 26 мин. (12.26) реактор был выведен на МКУ, начался разогрев КМПЦ и паропровода: проводились регламентные работы по подготовке и включению технологических систем с одновременной подрегулировкой расходов воды через ТК. В работе находились 4 ГЦН (по два с каждой стороны).

4.2.1.3. Содержание и развитие аварии 09 сентября 1982 г.

В 16.00 начался ступенчатый подъем мощности, и в период с

17.09 до 17.52 тепловая мощность реактора выросла с 250 до 700 мвт, был запущен и выведен на холостой ход турбогенератор ТГ-2.

В 18.10 старший оператор газового контура (ГК) зафиксировал колебания давления в РП от 150 мм в.ст. до зашкаливания прибора, а также рост давления под колоколом "мокрого" газгольдера до 700 мм в.ст.

В 18.15 отключились все компрессоры ГК, расход азота на продувку РП упал до нуля, были выбиты трехметровые гидрозатворы. На щите КРБ было отмечено увеличение активности газа из РП в 100 раз по контрольной точке с датчиком на коллекторы КЦТК. В 18.18 был зафиксирован рост давления до 350 мм в.ст. и в РП блока №2 вследствие связи блоков по газовому контуру. Отмечено уменьшение реактивности, которое было отработано АРМ-11: мощность реактора при этом возросла до 750 мвт(т), а давление в КМПС - до 72 кгс/см².

К 18.23 уровень активности газа в РП №1 вырос до 10⁻³ Ки/л, выросла также активность в помещениях компрессоров ГК. Одновременно было зафиксировано увеличение выбросов в венттрубу.

В 18.25 прошла сигнализация "ПТГ" (повышение температуры газа) системы КЦТК (максимальная температура 120°С была отмечена по ячейке 60-21), а в 18.37 сработала сигнализация "влажность по "Волне"-100%".

Примечание: инерционность работы влажной системы КЦТК объясняется срывом всех компрессоров ГК.

В этот период по датчикам системы физического контроля распределения энерговыделения (СФКРЭ) во 2-м квадранте реактора имело место снижение мощности и захлаживание, а персоналом были предприняты безуспешные попытки запустить компрессоры ГК: проводились также операции по восстановлению мощности реактора (700 мвт). По всем областям реактора появились сигналы повышения температуры газовой смеси (>100°С) и сигналы повышенной влажности по всем групповым каналам системы КЦТК.

В 18.38 после консультаций с руководством станции реактор был остановлен кнопкой АЗ-5, и начаты работы по расхолаживанию блока со скоростью 30°С/ч.

Путем прослушивания ТК с помощью шумометра было определено, что разрушение канала произошло в ячейке 62-44. На мнемотабло отклонений выпали сигналы о снижении расходов воды через ТК 50-41, 62-44 и канала СУЗ 42-55. В 18.46 были проверены расходы воды через каналы по распечатке СЦК "Скала". В канале 62-44 был зафиксирован расход 2.9 м³/ч.

Приложение: По последней до аварии распечатке в 17.27 расход воды через ТК 62-44 был $17.8 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В 21.30 с помощью РЗМ была проведена операция по извлечению подвески с топливной сборкой из аварийной ячейки: приборы РЗМ (УСИТ и СКС) отметили частичное извлечение топлива. Осмотр показал, что выгружена только подвеска с частью центральных стержней ТВС длиной около 1100 мм. Канал был заглушен аварийной пробкой.

Далее до 11 сентября проводились операции по расхолаживанию реактора и выведению его в аварийный ремонт, а работы по ликвидации последствий аварии проводились до 26.11.82 г. (77 сут).

4.2.1.4. Результаты и последствия аварии

Вследствие перегрева циркониевой части ТК 62-44 (по оценкам, до температуры выше 700°C) произошла потеря прочностных свойств металла, что привело к разрыву циркониевой трубы внутренним давлением, и с потоком перегретого пара, устремившегося в образовавшуюся щель, произошел выброс большей части ТВС в графитовую кладку реактора. В результате произошло разрушение большей части графитовых блоков этой ячейки, смещение графитовых блоков соседних ячеек и искривление каналов, окружающих аварийную ячейку.

Данная авария от "простой" аварии с разгерметизацией ТК отличается тем, что

разрушение канала произошло со значительным изменением его геометрии, что исключало использование для его извлечения имеющихся штатных средств и приспособлений:

произошло разрушение ТВС и выброс ее большей части в графитную кладку реактора, что существенно ухудшило радиационную обстановку на станции и исключило использование РЗМ для выгрузки ТВС:

произошло разрушение большей части графитовых блоков ячейки и деформация окружающих каналов, что исключало восстановление канала 62-44 и потребовало консервации ячейки, а окружающие ТК были освобождены от топлива и перестали использоваться по прямому назначению (через эти каналы был установлен небольшой расход воды для охлаждения графита и самих каналов).

После расхолаживания реактора был произведен осмотр и фотографирование внутренней поверхности канала 62-44 с помощью перископа РВП-489. Было установлено, что труба ТК имеет сквозной

разрыв в районе отметок 9260-8620 мм (т.е. разрыв начинался, примерно, на 1.2 м выше центра активной зоны) в направлении ТК 61-45 и канала СУЗ 62-45. В разрыв канала просматривалась часть ТВС, которая находилась на отметке 9200 в щели между 61-м и 62-м рядами графитовых колонн.

После обследования каналов, окружающих дефектную ячейку, было установлено, что

все каналы ячеек первого радиуса ячейки 62-44 изогнуты в направлении от дефектного, причем практически все эти каналы имеют максимум прогиба на уровне дефекта ТК ячейки 62-44:

наибольшему искривлению, помимо дефектного канала, подвергся канал СУЗ 62-45. Наряду со значительной абсолютной величиной прогиба (до 80 мм) этот канал приобрел сложную винтообразную форму:

ниже отметки 9000 часть рабочей кассеты находилась в графитовой кладке между ячейками 62-44 и общим стыком графитовых колонн 61-44, 62-45, 61-45:

на отметке 9200 часть кассеты уходила практически горизонтально в щель между 61-м и 62-м рядами.

В области разрыва дефектного ТК имелись значительные отгибы металла канальной трубы, направленные от канала в сторону графитовой кладки. Наличие этих отгибов не позволяло извлечь из ячейки дефектный ТК по штатной технологии. Было принято решение об извлечении канала по частям. При подготовке к извлечению нижней части ТК в подаппаратном помещении был демонтирован сильфонный компенсатор и смонтирован могильник (саркофаг) для хранения отходов, просыпающихся вниз из аварийной ячейки.

4.2.1.5. Анализ причин и хода аварии.

Причиной аварии явилось снижение (или даже прекращение) расхода ТН через ТК 62-44. Резкое уменьшение расхода ТН привело к пережогу циркониевой части ТК на длине около 600 мм.

Снижение (прекращение) подачи ТН могло произойти в результате ошибочного закрытия ЗРК данного ТК (1) или вследствие попадания в тракт канала механических предметов (1). Ни от того, ни от другого ТК техническими средствами не застрахованы. Несколько фактов говорят в пользу второй версии.

Перед пуском 09 сентября в соответствии с регламентом проводилась подрегулировка расходов через ТК. При этом было установлено, что ТК № 62-44 заклинен. Как отмечено выше, расход

через этот ТК был $17.8 \text{ м}^3/\text{ч}$ в 17.27, а в 18.46 практически отсутствовал. Позднее, 10 сентября в 09.30, заклинивание ЗРК ТК 62-44 самоустранилось (?), и была определена степень его открытия, которое составило 17 мм. Сменный персонал проверил при этом расход через канал, составивший $33 \text{ м}^3/\text{ч}$. Система измерения расхода на работу ЗРК реагировала правильно.

Еще позднее, 20 ноября, была проведена проверка раздаточного группового коллектора (РГК), от которого питается и ТК 62-44. На разных участках РГК были обнаружены посторонние предметы: дробленая стружка, сварочный грат, куски проволоки $\varnothing 0.6-1 \text{ мм}$ и длиной 10-45 мм, шайбы, гвозди длиной 50-70 мм и пластина длиной 150 мм, шириной 26 мм и толщиной 1 мм. Любой из указанных предметов мог явиться причиной временного сокращения расхода ТН по ТК 62-44. Защитить РГК от посторонних предметов можно установкой фильтров.

Уже к 18.15 было достаточно много признаков, говорящих о разгерметизации ТК с истечением ТН в кладку реактора. Эти признаки оказались вне информационного поля оперативного персонала, который затратил более 20 мин. на уточнение ситуации и принятие решения о приведении в действие систем обеспечения безопасности и локализации аварии. Этот факт говорит о недостаточной профессиональной подготовке оперативного персонала смены.

4.2.1.6. Некоторые выводы

Авария вскрыла ряд конструктивных недоработок по энергоблоку. Кроме отмеченного отсутствия технических средств оперативного фиксирования прекращения расхода ТН через ТК, укажем, что

система "Шторм" контроля за расходом воды через каналы обладает низкой надежностью, нестабильностью характеристик, расходомеры не имеют системы диагностического контроля за состоянием отдельных своих элементов;

система ГК оказалась неспособной локализовать распространение активности при разрыве ТК, что привело к значительным выбросам радиоактивности в венттрубу и радиационному загрязнению окружающей территории АЭС и помещений реакторного отделения.

Замеры, проведенные 10 сентября в 02.00, показали, что активность воды дренажей "мокрого" газгольдера и гидрозатворов по J-135 составляла до $2.2 \cdot 10^{-4} \text{ Ки/л}$. Активность газа в РП увеличилась в 100 раз; при этом измерения 09 и 10 сентября

показали наличие в газе РП Ar-41 и Xe-133. В помещениях боксов компрессоров ГК γ -фон составлял $15+20$ мкР/с, а в непосредственной близости от трубы подачи азота уровень γ -фона составлял $100+250$ мкР/с. По оценкам, суммарное загрязнение окружающей среды долгоживущими аэрозолями составило около 6 Ки.

В зоне строгого режима во время аварии находилось всего 91 человек. Дозы внешнего облучения получили: до 0.5 бэр - 68 чел., от 0.5 до 1.25 бэр - 19 чел., от 1.25 до 2.5 бэр - 4 человека.

Материальный ущерб от этой аварии складывался из стоимости ТК (- 10 тыс.руб.):

ущерба от недовыработки электроэнергии (77 суток):

трудо затрат на ликвидацию аварии (100-200 чел.ч) и дозозатрат до 10 чел.бэр.

Авария подтвердила важность "человеческого фактора". Наличие эксплуатационных ошибок усугубило ход аварии и привело к значительному выбросу активности в помещения и окружающую среду.

Прямая оценка выбросов аэрозолей в высотную трубу затруднена, т.к. все процессы их образования в активной зоне и пути их переноса от активной зоны до высотной трубы весьма неопределенны.

Эта оценка сделана по замерам осевших радиоактивных веществ на территории АЭС в пределах санитарной зоны. По результатам исследований выявлено, что радиоактивное загрязнение почвы в пределах санитарной зоны объясняется горячими частицами - продуктами деления урана. Суммарный выброс этих частиц через высотную трубу составил $20+40$ Ки, что соответствовало $10+20$ % выброшенной массы топлива.

4.2.2. Авария на блоке №1 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с гильотинным разрывом технологического канала

4.2.2.1. *Возникновение, развитие и ликвидация аварии*

До возникновения аварии энергоблоки №2 и №3 ЧАЭС (РБМК-1000) находились в работе с электрической нагрузкой соответственно 980 и 1010 мвт. Блок №1 в соответствии с технологическим регламентом находился в стадии сушки графитовой кладки реактора.

21 февраля 1983 г. параметры по давлению и температуре были подняты до номинальных, 23 февраля тепловая мощность реактора №1 была поднята до 50% номинальной. В работе находился ТГ-1 с электрической нагрузкой 500 мвт. Реакторное пространство (РП)

продувалось азотно-гелиевой смесью с концентрацией гелия 67% при расходе $800 \text{ мм}^3/\text{ч}$. Максимальная температура графита в РП не превышала 565°C . Влажность смеси на выходе из РП снизилась до 9.9 г/м^3 , давление в РП колебалось от 300 до 340 мм.вод.ст. . Связь с колоколом мокрого газгольдера (МГ) со стороны блока №1 была закрыта.

В 8 ч. 11 мин. (08.11) 25 февраля 1983 г. на блоке №1 сработала защита АЗ-5 от повышения давления газа в РП до 0.2 кгс/см^2 . По свидетельству старшего оператора газового контура (СОГК), первоначально давление на РП-1 поднялось мгновенно до 400 мм.вод.ст. (вся шкала прибора 400 мм 1). СОГК вместе с оператором перекрыли подачу смеси на РП-1, отключили гелиевые компрессоры КГ-1,2,3, дефлегматор ГД-2, электрокалорифер ЭК-1, перекрыли йодные фильтры и арматуру в калорифере. Позднее, в 08.17, по согласованию с НС РЦ было отсечено РП блока №2 от колокола МГ. К этому времени давление на РП-1 уже было 0.2 кгс/см^2 , и постоянно повышалось давление под колоколом МГ.

Реактор был заглушен всеми стержнями СУЗ. При этом на БШУ появились сигналы: "Повышение давления газа на входе в РП-1", "Повышение давления газа на выходе РП-1", "Снижение расхода газа через РП-1".

В 08.12 появился сигнал превышения расхода воды ТК 21-56, который перешел в сигнал снижения расхода воды по коду недостоверности показаний.

В 08.13 были открыты затворы технической воды для обеспечения максимально возможного расхода охлаждающей воды на аварийный конденсатор газового контура и начато расхолаживание КМПЦ со скоростью 30°C/ч .

В 08.14 появились массовые сигналы превышения температуры газа по всем областям мнемотабло оператора газового контура с температурой до 106°C . В 08.16 из центрального зала стетоскопом и специальной аппаратурой был прослушан ТК 21-56 и окружающие каналы. Канал 21-56 давал более высокий шум.

В 08.18 был организован дозиметрический контроль в помещениях и на территории АЭС. Наблюдалось кратковременное увеличение выбросов в венттрубу по радиоактивным благородным газам. Суммарный выброс по прибору "Калина" составил 40 ки .

В 08.30 по указанию зам. главного инженера по эксплуатации было начато снижение расхода в ТК 21-56 с целью сокращения поступления пароводяной смеси в графитовую кладку реактора.

Исходный расход составлял $50 \text{ м}^3/\text{ч}$. Сокращение расхода производилось ступенчатым прикрытием ЗРК (по 0.2 мм) с 8 до 3 мм по команде СИУРа оператором ЦЗ и старшим инженером-механиком под контролем НС РЦ, и к 08.35 расход был снижен до $27 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В 08.25 давление в РП-I сохранялось на уровне 0.2 кгс/см^2 , а давление в МГ возросло до 900 мм вод.ст. , и появился "проскок" газа через гидрозатвор МГ, что определялось по миганию верхнего уровня гидрозатвора.

В 08.30 были проверены дренажи 85 сборок блока М1: вода шла полным сечением с 0,1,2 квадрантов, а с 3-го квадранта воды не было. Позднее, после продувки 3-го квадранта, вода также пошла.

В 08.35 СОГК зафиксировал снижение давления в РП-I до 0.05 кгс/см^2 , а в 08.40 стало снижаться давление в МГ. В 08.45 давление в РП-I снизилось до "нуля", однако, одновременно было зафиксировано повышение давления с 200 мм до 600 мм вод.ст. в РП блока М2 I

До начала выгрузки ТВС из ТК 2I-56 проведенным γ -спектрометрическим анализом воды разгерметизация твэлов не была установлена. В 13.20 с помощью РЗМ из ТК 2I-56 были произведены выгрузка подвески с кассетой и герметизация канала аварийной пробкой.

4.2.2.2. Причины аварии

После расколаживания блока 26 февраля был произведен осмотр ТК 2I-56 с помощью перископа. Был обнаружен полный поперечный разрыв канала (типа гильотинного разрыва) в зоне нижнего переходника в месте внутреннего стыка стальной и циркониевой частей канала. Разрыв находился на отметке 3276 мм . Ранее на этом же блоке повреждения нижнего переходника были обнаружены в ТК №46-18 и № 63-54.

Расстояние между кромками разрыва ТК составляло около 30 мм . В образовавшемся пространстве была видна часть графитовой втулки с неровными краями. Верхний край разрыва со стороны циркония имел ровную кромку. На нижнем торце разрыва со стороны наружной поверхности наблюдались выкрашивания металла и трещины, характер разрушения был хрупким.

27 февраля 1983 г. при извлечении ТК из реактора производился его осмотр и осмотр ячейки 2I-56. Визуальным осмотром из помещения № 804 и по телевизору, находившемуся на БШУ, было установлено

разрушение графитовых колец и нижних втулок.

При осмотре графитовых блоков были обнаружены их повреждения в виде продольных трещин с выкрашиванием шириной до 30 мм на четырех нижних блоках. Наибольшей ширины трещины (4 трещины), отстоящие на 90° , были обнаружены в третьем и четвертом снизу графитовых блоках; при этом совпадали расположения трещин во втором, третьем и четвертом блоках. Три трещины третьего блока расширяются от низа блока к середине до размеров 30, 50 и 40 мм. В нижней части четвертого блока имелись трещины шириной 30, 50, 10 и 50 мм. В трещинах третьего и четвертого блоков оказались осколки графитовых втулок, не выступающие в центральное отверстие. В пятом снизу графитовом блоке дефектов не было обнаружено.

27 февраля 1983 г. на место поврежденного был установлен новый ТК.

При расследовании аварии комиссией не была установлена причина разрыва ТК. Выявлены лишь некоторые недостатки эксплуатации, имеющие косвенное отношение к разрыву:

- регистратор давления газа в МГ завышал показания на 400 мм вод.ст., не был откорректирован ноль;

- проектом не предусмотрен регистратор давления газа в РП со шкалой от 0 до 1 кгс/см², необходимость в котором возникает в подобных аварийных случаях;

- проектная схема газовых контуров для блоков № 1 и 2 предусматривает их постоянную связь с МГ, что приводит к возмущениям на режиме газовой продувки неаварийного блока.

Один из возможных сценариев гильотинного разрыва основан на том, что существующая трещина увеличивается до размера неустойчивости (критического размера трещины) и затем мгновенно распространяется по окружности трубопровода до полного среза.

ТК в месте разрушения выполнен из высокопрочной стали, которая имеет повышенное сопротивление нестабильному росту трещины. Перед тем как трещина достигнет размера, при котором возможен внезапный катастрофический разрыв, из ТК должны возникать значительные течи.

В рассмотренном случае "течь перед разрушением" наверняка имела место, однако, диагностика ее была затруднена, так как высокая влажность и температура в газовом контуре могли считаться персоналом как обусловленные сушкой РП.

Можно предположить, что динамическое воздействие, приведшее к увеличению трещины до размеров неустойчивости, связано с

колебаниями ТК, обусловленными возникновением в потоке особой вихревой структуры.

4.2.3. Авария на блоке №2 Курской АЭС (СССР), связанная с разрушением технологического канала

4.2.3.1. Возникновение и развитие аварии

После окончания текущего ремонта 21 апреля 1983 г. в 19 ч. 50 мин. (19.50) энергоблок №2 Курской АЭС (РБМК-1000) был введен на МКУ. Во время ремонта были извлечены и заменены дефектные каналы 27-17, 27-33 и 27-05 охлаждения отражателя.

Для осушки реакторного пространства (РП) от влаги, попавшей при ремонте, в процессе разогрева контура и набора мощности выполнялась специальная программа. По расчетным оценкам, ядерный разогрев и подъем мощности должен был сопровождаться первоначальным ростом влажности и затем ее снижением до допустимых значений. Процесс сушки должен был длиться около 100 ч.

В ночь с 21 на 22 апреля 1983 г. рост влажности на выходе из РП остановился на уровне 83%, и наметилась тенденция к ее снижению. Стабилизировалась также влажность по клапанам системы КЦТК. Температура трубок КЦТК не имела аномалий.

До возникновения аварии блок №2 находился в работе с ТГ-3,4 при тепловой мощности реактора 2200 мвт, электрической нагрузке 670 мвт на ТГ-3,4 и запасе реактивности 35.8 стержней РР.

В 13.40 22 апреля оперативный персонал РЦ зарегистрировал повышение давления в РП до 1000 мм вод.ст. Для снижения давления в РП и восстановления режима продувки были:

- включен в работу резервный гелиевый компрессор, и продувка РП с установки очистки гелия (УОГ/2) переведена на азотную;
- слита вода с дренажей аварийного конденсатора газового контура (КГКА).

В результате проведения этих операций на газовом контуре давление в РП удалось снизить до 600 мм вод.ст. До 17.00 существенного дополнительного поступления влаги в РП не было зафиксировано.

В 17.00 по дренажам СХ "ОР" и КГКА было зафиксировано увеличение поступления воды в РП с расходом до 1 м³/ч. Появление течи подтверждалось повышением температуры трубок КЦТК во 2-м и 3-м квадрантах и увеличением влажности по системе "Волна".

Вышеперечисленные признаки позволили сделать вывод о повреждении ТК, и в 17.30 22 апреля реактор был заглушен кнопкой КАЗ-І по распоряжению главного инженера станции. Режим АЗ-Б и последующее расхолаживание проходили в соответствии с "Технологическим регламентом". Блок №1 оставался в работе на номинальной мощности.

За время простоя блока из-за аварии недовыработка электроэнергии составила 204.69 млн. кВтч.

4.2.3.2. Причины аварии

До 23.00 23 апреля реактор был расхолажен до температуры 60°C в КМПУ и температуры графита 90°C, и персонал приступил к определению поврежденного ТК акустическим методом по специальной программе.

С 20.00 22 апреля до 8.00 23 апреля представителями цеха наладки были прослушаны 488 ТК. Прослушивание производилось на режиме снижения давления в КМПУ с 50 до 14 кгс/см² и при 4-х работающих ГЦН. В нескольких каналах был установлен повышенный уровень шумов.

С 21.00 24 апреля были прослушаны все ТК при остановленных ГЦН, насосах СУЗ и давлении в КМПУ 40 кгс/см². Однозначно были определены 2 канала с высоким уровнем шумов: ТК 26-36 и 40-60. У ТК 26-36 шум прослушивался как сверху на пробке, так и снизу на "калаче". У ТК 40-60 шум прослушивался только сверху. Шум, выявленный в других каналах 22 апреля, при повторном прослушивании на последнем режиме не подтвердился.

В 10.50 25 апреля из ТК 26-36 была выгружена ТВС, и канал был извлечен из графитовой кладки. Осмотр ячейки 26-36 после извлечения ТК показал, что графитовая кладка повреждений не имеет, а произошло повреждение нижнего переходника цирконий-сталь (см.рис.4.1).

Осмотр перископом внутренней поверхности обезвоженного канала до его вырезки из реактора не выявил дефектов, ответственных за разгерметизацию ТК, так как длина перископа 17 м позволила осмотреть внутреннюю поверхность канала лишь выше переходника цирконий-сталь на 300-400 мм. Осмотр сухого канала с помощью специальной телевизионной установки при извлечении канала из реактора выявил наличие трещин на второй и третьей снизу графитовых втулках \varnothing 13 мм. На конусной части первой снизу втулки

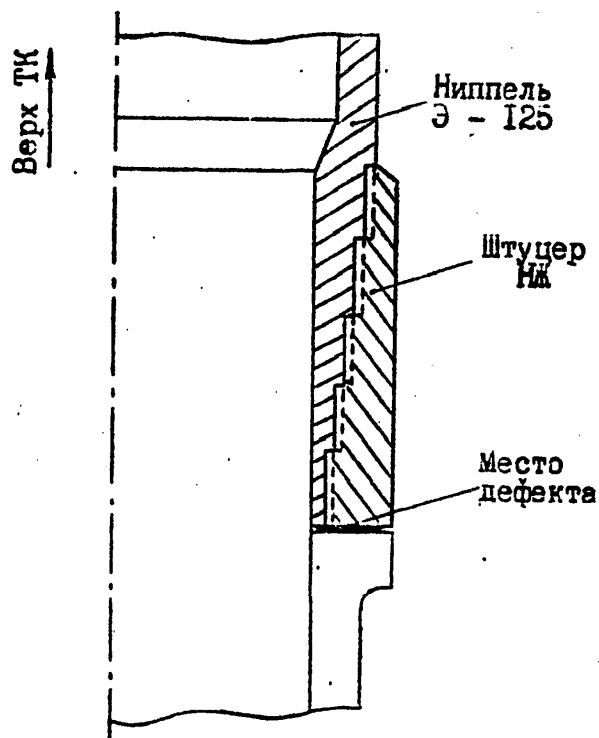


Рис.4.1. Схема технологического канала в зоне повреждения

в районе технологического зазора наблюдались следы потока ТН. На алюминиевом покрытии нержавеющей части канала $\varnothing 60 \times 5,5$ мм наблюдались темные разводы – следы взаимодействия ТН с покрытием.

После заполнения ТК 26–36 водой в бассейне выдержки, при извлечении канала наблюдалось истечение струй воды из кольцевого сквозного дефекта в районе переходника, причем части поврежденных графитовых втулок, закрывающие снаружи переходник, выпали при транспортировке ТК по бассейну выдержки. Истечения воды из нержавеющей нижней части канала $\varnothing 60 \times 5,5$ мм не было. Наполнение канала водой в бассейне происходило через дефект ориентировочно за 10–15 мин.

Таким образом, авария возникла из-за повреждения переходника ТК, установленного в ячейке 26–36. Этот канал был изготовлен 6 мая 1976 г. и соответствовал требованиям чертежа, а нержавеющая сталь – своему сертификату. Переходник выполнен в виде двух коаксиальных цилиндров, соединенных с помощью диффузионной сварки. В реактор канал был установлен 30 июня 1978 г., т.е. находился в реакторе до разрыва переходника 4 ± 9 мес, в том числе на энергетическом режиме работы реактора №2 – с 25 января 1979 г. За этот период в ТК эксплуатировались две ТВС. Суммарная энерговыработка в этом канале составила 2366 МВт·сут., расход ТН, мощность кассеты, погруженной в канал, и коэффициент запаса до кризиса кипения в процессе эксплуатации канала не выходили за допустимые пределы.

26 апреля была проверена работоспособность тракта измерения

расхода, исправность шарикового расходомера и измерительного комплекта. Расход составлял $35 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Причина повреждения ТК не была определена, ибо ЗРК ТК 26-36 находился в открытом положении (14 мм), ограничитель был установлен на открытие 5.5 мм, в закрытом состоянии - по лимбу отсчета - нуль, полный ход на открытие 4.5 оборота, что соответствует 26 мм. ЗРК перемещался легко как в сторону открытия, так и в сторону закрытия.

Описанная авария не является исключительной, так как за общий период работы реактора 32 тыс.ч. на нем было заменено по причине разгерметизации 7 ТК и I канал охлаждения отражателя. Место расположения разрывов и течи в 4-х из них располагалось ближе к средней части канала - на расстояниях 8760, 10240, 8660 и 5560 мм от усикового шва.

При расследовании данной аварии был выявлен ряд недостатков в эксплуатации блока. В частности, установлено, что с момента монтажа не производилась чистка аварийных конденсаторов газового контура, что не были выполнены проектные дренажи из сильфонов каналов СУЗ и что штатная система КЦТК не позволяет с достаточной достоверностью определять протекающие ТК, хотя понятно, что авария произошла не по этим причинам.

4.2.4. Авария на блоке №4 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с разрушением реактора [I28-I46]

4.2.4.1. Историческая справка

Совместное решение Минэнерго и Минсредмаша СССР о проектировании и строительстве второй очереди Чернобыльской АЭС было принято в январе 1974 г. Технический проект разрабатывался институтом "Гидропроект", рассмотрен в Госстрое и Госплане СССР и утвержден постановлением Совета Министров СССР в декабре 1975 г.

Технический проект реакторной установки РБМК-1000, разработанный ранее (октябрь 1967 года) НИКИЭТОм для головного блока Ленинградской АЭС, для других блоков, включая 3-й и 4-й блоки ЧАЭС, не разрабатывался вновь и не пересматривался.

4.2.4.2. Замечания по проекту

В конструкции РБМК - 1000 было по меньшей мере два слабых места: положительный паровой эффект реактивности и аварийная

защита, которая при нарушении эксплуатационных инструкций глушила реактор недостаточно быстро, а в ряде случаев могла даже кратковременно повысить его мощность. Оба этих "слабых места" явились результатом отступлений от требований действовавших уже тогда норм и правил по безопасности. Более того, не были разработаны технические и организационные меры по компенсации этих отступлений, а следовательно, действия персонала, основанные на эксплуатационной документации, могли быть неадекватными фактическим характеристикам реактора.

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

Экспериментально было установлено, что при выгорании более 1100 $\text{МВт} \cdot \text{сут} / \text{ТВС}$ и при регламентном оперативном запасе реактивности 26-30 стержней ручного регулирования (РР) величина ПКР становилась близкой к 5 $\beta_{\text{эфф}}$. При этом на уровнях мощности более 50% $N_{\text{ном}}$ реактор становится неустойчивым из-за неустойчивости поля энерговыделения. Для переходных режимов при уровнях мощности менее 50% $N_{\text{ном}}$ какие-либо данные по ПКР отсутствовали. Разработчики реактора, по всей видимости, не сомневались в отсутствии опасностей в поведении реактора и не вводили ограничений по работе на малых уровнях мощности.

Реактивность, вносимая в реактор стержнями СУЗ, в сильной степени зависит от оперативного запаса реактивности (ОЗР). При ОЗР, большем, чем 15 стержней РР, после команды АЗ-5 в реактор вносится отрицательная реактивность. Однако при ОЗР, равном 7 стержням РР, в течение первых восьми секунд после команды АЗ-5 вводимая реактивность положительна.

Следует отметить, что запрет на работу с малыми ОЗР был, но оргмеры сами по себе не являются гарантом безопасности. Кроме того предупредительной и аварийной сигнализации при достижении предельного значения ОЗР не было предусмотрено.

Еще один важный вопрос - о контроле мощности реактора. Система локального автоматического регулирования и локальной автоматической защиты (ЛАР-ЛАЗ) выполняет свои функции при мощности реактора более 10% $N_{\text{ном}}$. Контроль реактора в большом диапазоне мощностей производится системой физического контроля

распределения энерговыделения (СФКРЭ), которая при мощности 5+10% ~~Мном~~ контролирует ее только на основе показаний боковых ионизационных камер (ИК). Так как ИК вынесены за пределы активной зоны и расположены на одной высоте – напротив середины зоны, то ИК "не чувствует" центральные части активной зоны и распределение энерговыделения по высоте. Оператор при этом полагается в действиях по управлению реактором на свой опыт и предварительный расчет. В случае неравномерно отравленного реактора, когда расчетов нет, режим управления реактором становится "слепым" и связан с большим риском появления больших перекосов поля энерговыделения по радиусу и высоте активной зоны.

В конструктивном исполнении стержней СУЗ также были недостатки. Поглощающая способность графитового вытеснителя, соединенного со стержнем телескопом, меньше поглощающей способности вытесняемой графитом воды. Поэтому при движении стержня СУЗ с верхнего концевика происходил локальный ввод положительной реактивности в нижнюю часть активной зоны. Главным конструктором в 1984 г. было предложено устранить этот опасный эффект организационными мерами (!).

4.2.4.3. Состояние блока перед аварией

По проекту в режиме обесточивания АЭС при максимальной проектной аварии (МПА) с разрывом КМПЦ электроснабжение ПН должно обеспечиваться за счет выбега ТГ. Опробования этого режима до пуска 4-го блока ЧАЭС не было. Вследствии такие испытания были проведены на блоке №3 ЧАЭС в 1982 г., а после доработки системы регулирования возбуждения ТГ – в 1984 г. и 1985 г. Последними программами уже предусматривалось отключение САОР на период испытаний.

Суть же самих испытаний заключалась в том, что в случае МПА циркуляция ТН прерывается, и для охлаждения активной зоны включаются пассивные подсистемы (2 канала) САОР с подачей воды из гидробаллонов, а также "быстродействующая" подсистема (I канал) с подачей воды от ПН, электропривод которых питается от "выбегающих" ТГ. При этом ПН должны работать в течение времени, необходимого для включения дизель-генераторов (ДГ) и трех каналов активной ("медленно действующей") части САОР.

Авария произошла 26 апреля 1986 г. при проведении вышеоговоренных испытаний режима выбега ТГ с нагрузкой собственных

нужд блока №4 ЧАЭС. Программа этих испытаний вместе с регламентом и эксплуатационными инструкциями формально позволяли считать проведение запланированного режима безопасным. Однако этот режим оказался специфическим по двум теплогидравлическим эффектам:

- расход ТН через реактор был больше номинального, что определило малый недогрев ТН на входе в активную зону;
- паросодержание в активной зоне было минимальным.

Эти эффекты предопределили поведение реактора, приведшее к аварии. Ситуация принципиально не могла быть спрогнозирована разработчиками программы, поскольку они не знали о трудностях управления реактором в запланированном режиме.

Итак, 25 апреля в 01 ч. 06 мин. (01.06) была начата разгрузка энергоблока №4 с целью проведения испытаний. Ниже приводится таблица изменения характерных параметров блока в течение 25 апреля.

| | | | | | | |
|-------------------------|-------|-------|----------------|-------|-------|---------|
| Время, ч. мин | 03.00 | 03.47 | 04.13-12.36 | 15.20 | 23.10 | 24.00 |
| ОЗР, стержней РР | 26.0 | | 13.2 (в 07.10) | 16.0 | 26.0 | 24.0 |
| Мощность блока, МВт (Т) | 2000 | 1600 | 1500 | 1500 | 1500 | 720-760 |

Отметим, что 25 апреля было допущено два нарушения технологического регламента: было произведено отключение САОР (14.00), и некоторый промежуток времени реактор работал с ОЗР ниже допустимого. Кроме того, по данным Дятлова [138], к полудню 25 апреля мощность реактора составила 50% от номинальной, один из двух ТГ (ТГ-8) был остановлен, но дальнейшее уменьшение мощности реактора было запрещено диспетчером электросети из-за задержки включения в сеть другой электростанции. Продолжение остановки энергоблока было разрешено диспетчером в 23.00 25 апреля, то есть активная зона реактора около 11 часов дополнительно находилась в режиме отравления ксеноном. Справедливости ради надо признать, что за это время максимальное отравление было пройдено, и запас реактивности начал расти.

Далее отметки времени событий будут относиться к 26 апреля.

В 00.28 при тепловой мощности реактора 500 МВт был произведен переход с системы ЛАР на автоматический регулятор мощности основного диапазона (АР). Оператор при этом переходе не смог быстро устранить разбаланс, появившийся в измерительной части АР, и допустил снижение тепловой мощности с 500 МВт до 30+0 МВт.

Вследствие длительных манипуляций с блоком 25 апреля из-за задержки испытаний по указанию диспетчера Киевэнерго, а также отмеченного провала мощности практически до нуля заметным стало ксеноновое отравление, поэтому восстановление мощности реактора потребовало извлечения части стержней оперативного запаса. Тепловая мощность реактора была застabilизирована к 01.03 на уровне 200 мвт. Следствием неудачных действий персонала стал переход реактора в нерегламентное состояние, при котором АЗ данного конструктивного исполнения уже не могла выполнить свои функции.

В 00.41 был отключен от сети ТГ-8, а в 00.43.35 персоналом был блокирован сигнал АЗ по останову двух ТГ.

В 01.03 при тепловой мощности реактора 200 мвт был включен в работу седьмой ГЦН, а в 01.07 - восьмой ГЦН. В 01.20 был снижен расход ПВ до 120 м³/ч на сторону, а в 01.22.30 параметры энергоблока были записаны на магнитную ленту.

Послеаварийные расчеты на основании этих данных показали, что ОЗР в этот момент был равен 8-ми стержням РР. Персонал БЩУ и персонал системы "Скала" вычисляемого значения ОЗР не имел, отравление ксеноном в центральных частях реактора было больше, чем на периферии, активная зона была выгоревшей, а почти все стержни регулирования находились в верхнем положении. Такое состояние реактора характеризуется как кинетически неустойчивое.

Подключение четвертой пары ГЦН обусловило малый недогрев ТН до состояния насыщения на входе в активную зону (около 3⁰С) и, в связи с малой мощностью реактора, незначительное паросодержание на выходе из ТК. При этом в связи с малым недогревом ТН и большой высотной неравномерностью энерговыделения (отравление преимущественно в центральных частях реактора) увеличение мощности реактора могло привести к большему приросту паросодержания в нижней части реактора, чем в верхней. Общее состояние зоны, большой положительный ПКР, возможность создания критмассы в нижней части зоны, верхнее расположение стержней регулирования предопределили повышенную вероятность саморазгона реактора.

В этой связи вряд ли можно согласиться с мнением Дятлова [138] о том, что малый недогрев был, но только не на входе в активную зону, а на всасе ГЦН, что, по его мнению, совершенно разные вещи. Однако фактически при сложившемся режиме работы реактора при очень малом паросодержании в активной зоне недогревы

на всасе ГЦН и на входе в зону должны быть близкими, поскольку давления в этих точках отличаются мало, а температура ТН на входе в активную зону за счет подогрева в ГЦН чуть больше, чем на их всасе. Давления же в указанных точках определяются давлением в барабан-сепараторах (БС), а также гидростатикой и гидравликой в опускных трубопроводах и в активной зоне. Ясно, что основной вклад в отличие давлений дает гидравлическое сопротивление в технологических каналах, однако, гидравлическое сопротивление активной зоны в этом режиме почти на порядок меньше, чем при номинальной мощности.

4.2.4.4. Испытания выбега ТГ и развитие аварии

В ОI.23 параметры реактора были достаточно стабильными. Расход ТН составлял $56 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$, а расход ПВ - $200 \text{ м}^3/\text{ч}$. Был включен осциллограф для фиксации быстроменяющихся электрических параметров.

В ОI.23.04 были закрыты СРК ТГ-8, начался медленный рост давления пара в БС со скоростью около 6 кПа/с , но параметры блока контролировались и не требовали вмешательства операторов.

В ОI.23.10 была нажата кнопка МПА.

В соответствии с программой испытаний электропитание четырех ГЦН производилось от ТГ-8. Выбег ТГ-8 обуславливает снижение оборотов этих ГЦН и уменьшение их производительности. Суммарный расход ТН снизился на 10-15% за 35 с. Мощность реактора стабильна, но снижение расхода вызвало небольшое увеличение паросодержания в активной зоне. Высвобождавшаяся паровая реактивность была незначительной и могла быть скомпенсирована небольшим погружением в активную зону стержней АР, которое началось в ОI.23.21.

В ОI.23.40 была нажата кнопка АЗ-5. Причина, на основании которой СИУР произвел это действие, однозначно не выяснена.

Движение стержней АЗ и РР вызвало дополнительные деформации энерговыделения: уменьшение в верхней и увеличение в нижней части активной зоны. Практически все энерговыделение сместилось в нижнюю часть активной зоны высотой около 2-х м, и за время порядка 5 с произошел рост интегральной мощности реактора в несколько десятков раз от исходного.

В ОI.23.43 появились сигналы АЗ по периоду разгона (20 с) и по превышению мощности (более 530 мВт). Заметим, что возникшую ситуацию уже к ОI.23.44 можно назвать "тяжелой аварией".

Расчетным путем было показано, что к этому времени оболочки твэлов были повреждены. Место повреждения оболочек приблизительно совпадает с положением пика осевого колебания мощности ($1/3$ высоты активной зоны). Топливо на центральных участках некоторых твэлов плавилось, внутреннее давление в твэлах увеличилось до 400 *атм* вследствие теплового расширения топлива, его плавления и коалесценции пузырьков газообразных продуктов деления в расплавленном топливе и вдоль границ зерен наружного нерасплавленного слоя. Повреждение оболочек привело к выбросу топлива в ТН. Высокотемпературные капли и осколки топлива смешались с ТН. Это привело к быстрому дополнительному парообразованию и вытеснению оставшейся воды из ТК. Последний эффект был равносителен вводу дополнительной положительной реактивности в активную зону.

В ОI.23.(46-47) произошло отключение "выбегающих" ГЦН, сразу резко снизился (на 40%) расход ГЦН, не участвующих в выбеге, резко подскочило давление и уровни в БС. По всей видимости, отмеченные изменения расходов и давлений были следствием резкого роста давления в ТК в результате взаимодействия топлива с ТН. По имеющимся оценкам, избыточное давление в ТК составило 140-150 *атм*.

В ОI.23.48 расходы на ГЦН, не участвовавших в выбеге, восстановились почти до исходных, продолжался рост давления в БС и уровней в них.

Развитие событий между 47-й и 48-й с предположительно было следующим. Избыточное давление в ТК обусловило ускоренное движение оставшейся части ТН и гидравлический удар, вероятность которого велика из-за конструкции ТК с глухим верхним концом. Гидравлический удар, воздействие расплавленного топлива и собственно высокое давление привели к разрушению части ТК в пределах активной зоны. Падение противодействия в контуре способствовало восстановлению расходов от работающих ГЦН, но привело к вскипанию ТН в БС и повышению уровней в них.

В ОI.23.49 появился сигнал АЗ "Повышение давления в реакторном пространстве", а также серия других сигналов на БШУ.

Указанный сигнал АЗ однозначно говорит о том, что произошел разрыв ТК. Однако РП и системы, связанные с ним, имели способность гасить давление при повреждении одного рабочего канала. Параметры, возникшие при аварии, далеко перекрыли эту способность системы к защите от избыточного давления.

Массовый выход из строя ТК с взрывоопасным накоплением пара в

РП привел к катастрофическому разрушению. Тяжеловесная верхняя конструкция (схема "Е"), составляющая верхнюю часть герметичного РП, была приподнята и наклонилась, разрушив большую часть ТК и пароводяных коммуникаций над активной зоной, а также узлы стержней СУЗ (см.рис.4.2).

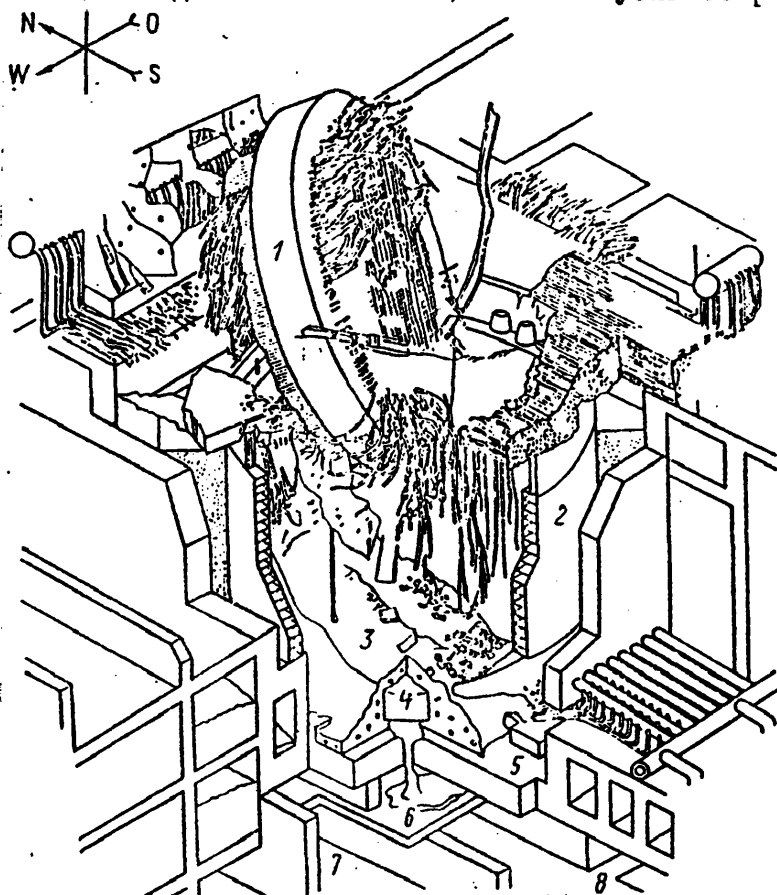


Рис.4.2. Шахта реактора и прилегающие к ней помещения:

1,2,4 -металлоконструкции схем Е,Л и ОР соответственно; 3 - слой материалов в шахте между отметками I4-I7 м; 5 -бетонная плита - пол подреакторного помещения; 6 - парораспределительный коридор; 7 - бассейн-барботер; 8 - коридор

В 01.24.00 одновременно с сильными ударами остановились стержни СУЗ, не дойдя до нижних концевиков. Это явилось следствием двух последовавших один за другим взрывов, которые сорвали крышу со здания блока. Через образовавшееся "окно" выбросило осколки графита, топлива, куски металла и бетона. Выброшенные материалы горячего реактора упали на верхнюю часть здания и на территорию АЭС и вызвали пожары в 30-ти местах. Воздух проник в РП и вызвал загорание графита, по-видимому, вследствие повышения температуры из-за экзотермической реакции окисления циркония.

4.2.4.5. Непосредственные последствия аварии

Дым и пары с большим количеством радиоактивных веществ образовали "горячее облако", поднявшееся на высоту до двух км. Это облако прошло над западными районами СССР в направлении Восточной и Западной Европы, а в итоге – над всем северным полушарием. Тяжелые осколки выпали вблизи площадки АЭС, а легкие частицы выпали на севере и западе от станции в прилегающих районах и республиках.

К вечеру 26 апреля уровни радиации в г. Припять превышали естественный фон в 1000 раз (0.1 мЗв/ч). 27 апреля в 14.00, когда после аварии прошло 36 часов, началась эвакуация населения г. Припяти, а 6 мая была закончена эвакуация жителей из зоны радиусом 30 км вокруг аварийного блока, которая стала именоваться "запретной зоной". Была также проведена эвакуация населения из районов к востоку и западу от нее, где уровни радиации превышали 50 мЗв/ч (5 мбэр/ч).

Карта мощности доз 200 мЗв/ч на 10 мая 1986 г. показала фактические границы запретной зоны площадью 1100 км^2 , а также границы зоны жесткого контроля (30 мЗв/ч) площадью 8000 км^2 . Более поздние карты (июнь–июль 1986 г.) свидетельствовали о необходимости дополнительного переселения жителей 29-ти населенных пунктов БССР и 4-х пунктов РСФСР, но это переселение произведено не было.

Оценки показывают, что из активной зоны было выброшено $(25 \div 50) \cdot 10^6 \text{ кг}$ радиоактивных элементов, причем общая активность йода и цезия составила $10 \cdot 10^6$ и $2 \cdot 10^6 \text{ кг}$ соответственно. Основные выбросы произошли в течение первых 10–12 дней со времени аварии.

В день аварии пожарные и эксплуатационный персонал не представляли себе, насколько серьезен риск облучения. Никто из пожарных не был обучен борьбе с пожаром в условиях радиоактивного загрязнения. Часть пожарных, поднявшись на крышу здания блока №3, тушили куски горящего графита, выброшенного из активной зоны (1). Имевшиеся дозиметрические приборы не позволяли измерять очень высокие уровни радиации, которые в некоторых местах превышали 100 Гр/ч . Поэтому не случайно, что менее чем через час после раскрытия активной зоны был отмечен первый случай острой лучевой болезни. Клинические проявления переоблучения были обнаружены у 203-х человек из работавших 26-го апреля на площадке аварийного блока.

4.2.4.6. Причины аварии

Операции персонала со значениями уставок и отключением технологических защит и блокировок не явились причиной аварии и не повлияли на ее масштаб. Например, если бы САОР не была отключена, ввод ее в действие все равно бы не произошел, поскольку инициатором тяжелых разрушений явилась разгерметизация КМПЦ в активной зоне, а не в прочноплотных боксах, где расположены датчики на включение САОР. Более того, САОР не была спроектирована в расчете на аварию такого типа и была разрушена взрывом.

С другой стороны, желание персонала иметь возможность повторить испытания, если первая попытка окажется неудачной, обусловило поддержание ненулевой мощности реактора после посадки стопорных клапанов ТГ-8. Проведение испытания с отключенным реактором при любом ходе этого испытания не привело бы к аварии. Скорее всего, не привело бы к аварии и проведение испытаний на программном уровне мощности 700 мвт.

В этой связи представляют интерес данные в статье Дятлова [138] о том, что регламент эксплуатации содержал ряд ограничений. Одно из них сводилось к тому, что если ОЗР опускается ниже 15 стержней, то реактор должен быть остановлен. Это ограничение, которое было добавлено после аварии на блоке №1 Ленинградской АЭС в 1975 г., оперативный персонал воспринимал как "границу", при которой оператор может надежно контролировать распределение плотности энерговыделения в активной зоне. Однако в технической документации на РБМК не упоминалось, что при малом ОЗР система аварийной защиты (из-за оговоренного эффекта вытеснителей) становилась "противоположным устройством", которое могло вывести реактор из-под контроля.

Многие исследователи приходят к мысли, что причины аварии носят комплексный характер, а не определены только действиями персонала. Обвинения же в адрес персонала не являются обоснованными, поскольку какой-либостораживающей информации, а также опыта работы на малых уровнях мощности, дающего эту информацию о поведении реактора в переходных режимах при малых нагрузках, персонал не имел.

По мнению Дятлова, причина, почему реактор стал опасным, может быть понята из рис.4.3, откуда следует, что при малой мощности ее приращение дает увеличение объема пара в ТН во много раз больше, чем такое же приращение при номинальной мощности.

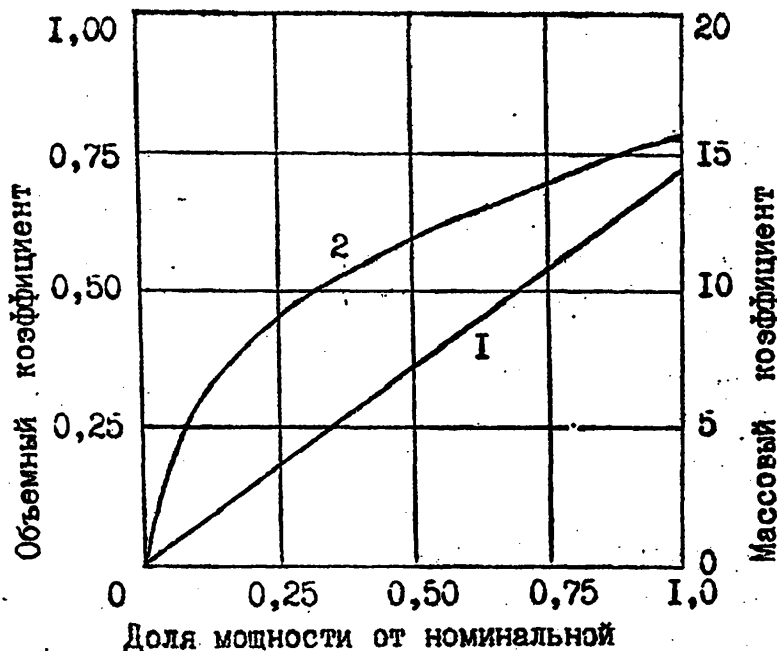


Рис.4.3. Массовый (I) и объемный (2) паровые пустотные коэффициенты воды в зависимости от мощности реактора РБМК

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

- реактор работал на малом уровне мощности, был зашлакован и отравлен;
- температура ТН на входе в активную зону была очень близкой к температуре насыщения;
- имел место большой положительный паровой эффект реактивности;
- оперативный запас реактивности был очень мал, то есть стержни в основном были выведены из активной зоны;
- имелся значительный эффект вытеснителей стержней.

Указанные факторы "сработали" в следующей цепочке причинно-следственных связей.

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

Нажатие СИУРом кнопки ручной аварийной остановки реактора

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

Примечание. *Время ввода всех стержней СУЗ в зону было одинаковым и составляло 18-21 с. Разбивка стержней на функциональные группы АЗ и РР была условной.*

Локальная критичность привела к разгону реактора на мгновенных нейтронах.

Следует отметить, что после аварии в разных странах было проведено расчетное моделирование состояния реактора перед аварией и на этой основе сформулированы возможные причины разгона реактора. Изложенная выше логика вероятного развития и причин аварии опирается на совокупность документальных и расчетных данных. В этой связи интересно то, что по результатам расчета разные специалисты придавали решающее значение разным факторам в качестве главной причины введения положительной реактивности, достаточной для разгона реактора.

В частности, по мнению шведских специалистов, отключение 4-х ГЦН с переводом их на питание от выбегающего ТГ могло вызвать кавитацию в ГЦН другой группы и сокращение расхода ТН практически до нуля. В этом случае замеченное прекращение расхода могло стать причиной нажатия кнопки АЗ-5.

Однако, по мнению канадских специалистов, достаточным для разгона могло быть реальное возрастание реактивности $\sim 1 \beta$ к моменту начала эксперимента только за счет выгорания ксенона (разотравление), а кавитация могла привести только к локальному закипанию в ГЦН, и маловероятно, чтобы достаточно большие паровые пузыри могли дойти от ГЦН до активной зоны.

5 лет спустя после аварии в докладах на международной конференции (Париж, 1991 г.) специалисты СССР также обсуждали различные возможные причины аварии и считали, что разгон реактора мог быть вызван внезапным скачком реактивности при сбросе полностью выведенных стержней РР или парообразованием в ТК из-за кавитации в ГЦН или внезапным остановом 4-х из 8 работавших ГЦН.

4.2.4.7. Долговременные последствия аварии

Спустя 5-100 дней после аварии в пробах атмосферного аэрозоля и почвы были идентифицированы радионуклиды (РН), дающие вклад более 99% в общую радиоактивность выпадений (см.таблицу). В этой таблице в качестве характеристики состава РН при сравнительном анализе загрязнения местности использовалось отношение активности РН к активности $Zr-95$ (A_i/A_{95})₀, приведенное на момент аварии.

Радиоактивные продукты аварии на ЧАЭС, загрязняющие природную среду

| Радио- нуклид | Период полура- спада, сут. | Энерге- тический выход, МэВ/расп. | Гамма- постоян- ная, Р К _γ $\frac{P_{см}}{ч.мки}$ ² | Активность в поврежден- ном блоке ЧАЭС (на мо- мент аварии) | |
|------------------|-------------------------------------|--|--|---|-------------------------------|
| | | | | МКи | (A_i/A_{95}) ₀ |
| Np-239 | 2.35 | 0.16 | 0.93 | 720 | 5.5 |
| Mo-99 | 2.75 | 0.28 | 1.23 | 160 | 1.2 |
| (Tc-99m) | | | | | |
| Te-132 | 3.25 | 0.24 | 1.30 | 73 | 0.56 |
| I-132 | (3.25) | 1.84 | 11.55 | | |
| I-131 | 8.04 | 0.39 | 2.15 | 86 | 0.66 |
| Ba-140 | 12.8 | 0.18 | 1.16 | 135 | 1.0 |
| La-140 | (12.8) | 2.30 | 11.14 | | |
| Ce-141 | 32.5 | 0.08 | 0.29 | 150 | 1.2 |
| Ru-103 | 39.4 | 0.49 | 1.22 | 130 | 1.0 |
| Sr-89 | 52 | | | 63 | 0.48 |
| Y-94 | 58 | | | 70 | 0.54 |
| Zr-95 | 64 | 0.74 | 4.1 | 130 | 1.0 |
| NE-95 | (64) | 0.76 | 4.31 | 130 | 1.0 |
| Ag-110m | 250 | 2.84 | 15.1 | 0.5 | 0.004 |
| Ce-144 | 284 | 0.02 | 0.18 | 90 | 0.69 |
| Ru-106 | 367 | 0.20 | 1.54 | 60 | 0.46 |
| Cs-134 | 2.06г. | 1.55 | 8.58 | 4.0 | 0.03 |
| Sb-125 | 2.77г. | 0.44 | 2.9 | 0.7 | 0.005 |
| Sr-90 | 27.7г. | | | 6 | 0.05 |
| Cs-137 | 31г. | 0.57 | 3.1 | 8 | 0.06 |
| Pu-238 | 87.7г. | | | 0.026 | 2.10 ⁻⁴ |
| Pu-239 | 24380г. | | | 0.023 | 1.8.10 ⁻⁴ |
| Pu-240 | 6537г. | | | 0.033 | 2.5.10 ⁻⁴ |
| Cm-242 | 163 | | | 0.49 | 38.10 ⁻⁴ |

К осени 1986 г. на типичных легких дерново-подзолистых и супесчаных почвах глубина миграции РН достигла 0.6 ± 1.2 см, что привело к ослаблению мощности дозы на высоте 1 м в 1.5 ± 2.5 раза. С учетом миграции РН дозовая нагрузка от внешнего γ -излучения на местности за пределами 30-километровой зоны, но вблизи ее границ, составила 6-7 раз за первый год после аварии с последующим резким (на порядок и более) уменьшением ежегодной дозовой нагрузки.

Выпадение аэрозолей из струи от аварийного блока на поверхность водоемов привело к радиоактивному загрязнению воды рек. Резкие изменения концентрации РН в реках наблюдались в периоды выпадения осадков и были обусловлены эффектами смыва загрязненных водосборов.

В июне суммарная бета-активность воды в р. Припять колебалась в пределах $(1-6) \cdot 10^{-9}$ Ки/л. Максимальные уровни Sr-90 в этой реке достигли ПДК ($4 \cdot 10^{-10}$ Ки/л) в первые дни мая. Сокращение выбросов радиоактивных веществ в атмосферу из разрушенного блока привело к уменьшению концентрации Sr-90 в реке, и с конца мая по июль 1986 г. содержание Sr-90 в р. Припять и в Киевском водохранилище держалось на уровне $(3-5) \cdot 10^{-11}$ Ки/л.

На рис. 4.4 б) показаны расчетные кривые спада мощности дозы во времени для суммы РН в разных частях загрязненной территории в секторе "север" (рис. 4.4 а)). Для сравнения показана кривая спада для теоретической суммы РН (кривая Т). Из этого сравнения видно, что для рассматриваемых участков радиоактивного следа прогнозные оценки спада мощности дозы, рассчитанные по реальному составу выпавших РН, могут значительно (до 3-х раз) отличаться от теоретического.

Подробные карты заражения св-137 опубликованы в 1990 г. Карты показывают, что в 1989 г. 325 км^2 населенных территорий были заражены св-137 до уровня выше 40 Ки/км^2 (1500 КБк/м^2). Около 33.8 тыс. сельских жителей живут в этих регионах "строгого радиологического контроля", и намечено их переселение до 1995 г.

Вне 30-ти километровой зоны имеется территория площадью примерно 2125 км^2 , где уровень загрязненности св-137 колеблется от 5 до 40 Ки/км^2 . Живущие на этой территории 779 тыс. человек получают чистые продукты питания из других регионов и денежную компенсацию. В настоящее время все площади с концентрацией св-137 выше 2 Ки/км^2 рассматриваются как зараженные. Более 3-х млн. человек в этих регионах также получают компенсацию.

Концентрации плутония в почве выше 0.1 Ки/км^2 были обнаружены

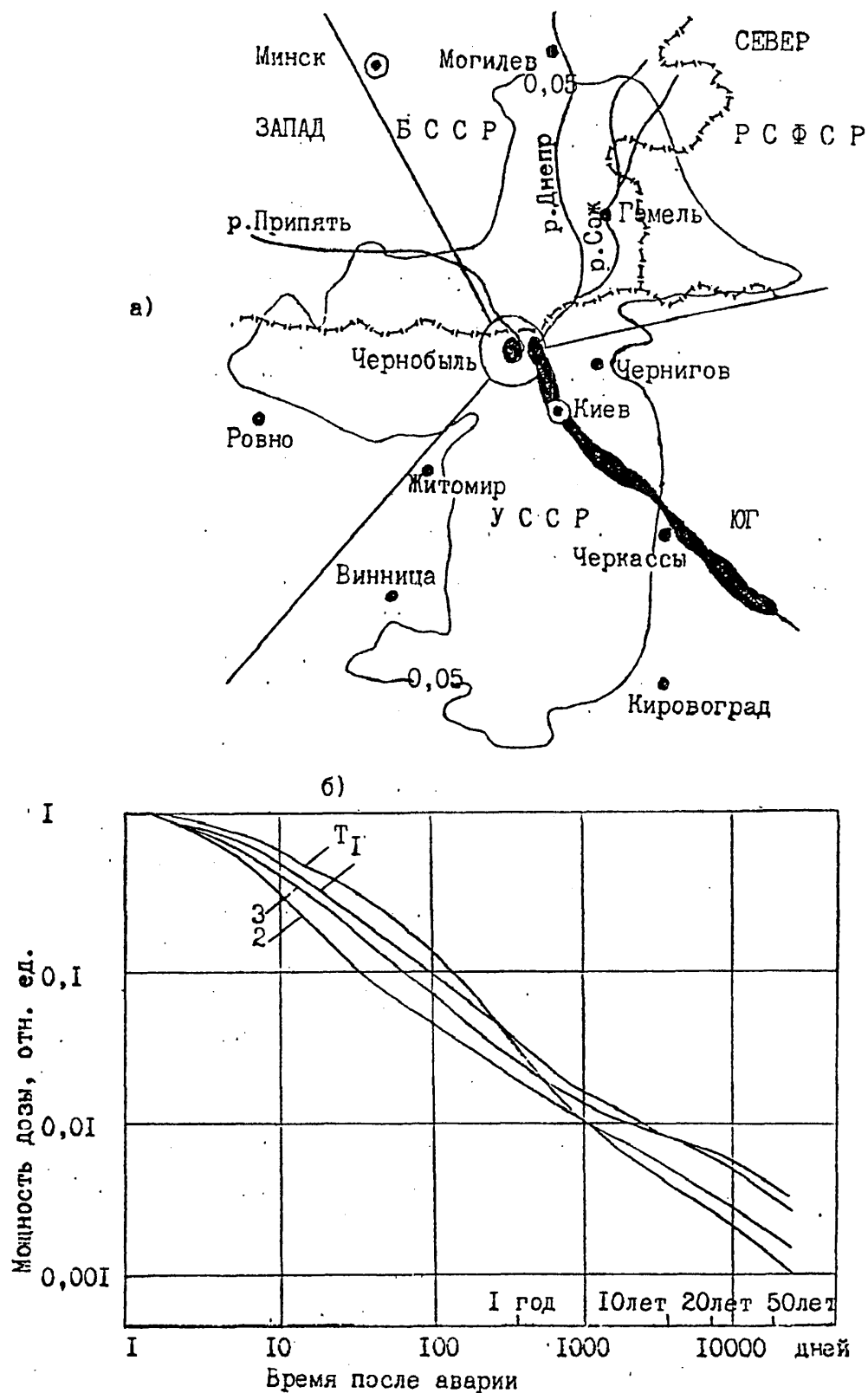


Рис.4.4. Схема загрязнения территорий (а) и изменение мощности дозы со временем в зонах с разной степенью загрязнения (б):
 1 - 10 мР/ч, 2 - от 2 до 10 мР/ч, 3 - от 0,2 до 2 мР/ч;
 Т - теоретическая кривая

только в 30-ти километровой зоне. Карты для Sr-90 дают три различных уровня на общей площади 8000 км²: 3 Ки/км², 2+3 Ки/км² и 1+2 Ки/км².

В дополнение к гомогенно распределенным радиоактивным материалам в чернобыльских выпадениях в различных странах присутствовали горячие частицы (нерастворимые кусочки топлива различных размеров). Плотность распределения горячих частиц и их размеры обратно пропорциональны расстоянию от аварийного реактора. В 1988 г. обнаруживали 50-60 частиц на 1 м² поверхности почвы на расстоянии 50 км от реактора, 5 - на расстоянии 75 км и 2 - в Киеве (расстояние 130 км). Большие горячие частицы являются кусочками топливных зерен UO₂. Мелкие частицы (2-500 мкм в диаметре), выброшенные из реактора с графитовым дымом, содержали разные элементы: Ru-103, Zr-95, Ce-141 и 144 и другие изотопы.

Ближе к реактору группа специалистов ведет поиск "горячих пятен", обусловленных уже не горячими частицами, а микроскопическими осколками топлива.

Зона радиусом 10 км вокруг аварийного реактора сильно загрязнена и содержит около 800 примитивных захоронений радиоактивных отходов. Эта зона, по-видимому, практически навсегда останется радиобиологической резервацией в рамках организованного МАГАТЭ в 1990 г. международного Чернобыльского проекта, в осуществлении которого намерены участвовать более 30 стран.

4.2.4.8. Состояние аварийного реактора

Катастрофический характер разрушения реактора исключал возможность его последующего восстановления. Более того, в первые дни после аварии в разрушенный реактор с вертолетов было сброшено несколько тыс. м. различных материалов, включая 2400 м. свинца, для предотвращения возможности образования критмассы при перемещении расплавленных топливных и конструкционных материалов, для улучшения теплоотвода и уменьшения прямого контакта реактора с атмосферой.

Для увеличения несущей способности основания реактора и предотвращения возможного контакта расплавленных радиоактивных материалов с почвой под реактором была сооружена бетонная плита толщиной 2 м с разветвленной системой охлаждения, применение которой не потребовалось. Одновременно для блокирования горения

графита под реактор заканчивался азот.

С сегодняшней точки зрения обоснованность этих мер представляется спорной, но так или иначе через 10 дней температура реактора значительно понизилась. По мнению специалистов СССР, это явилось следствием конвективных потоков воздуха и влияния азота, но, по мнению английских специалистов, более вероятно, что в результате плавления циркониевых и нержавеющей элементов ТК в это время часть топлива вытекла из зоны измерения температуры в бетонное помещение под реактором. Плавление сброшенного сверху свинца также, вероятно, влияло на снижение температуры.

Тем не менее позднее в различных местах под реактором были обнаружены застывшие лавообразные потоки из первоначально сплавленного топлива, графита, конструкционных и принудительно сброшенных в зону материалов, а также признаки значительного взаимодействия расплавленных материалов с бетоном.

Достаточно стабильная изоляция реактора от окружающей среды была достигнута в конце 1986 г. путем сооружения специального саркофага - бетонного укрытия вокруг разрушенного реактора.

В настоящее время более 90% первоначального ядерного топлива еще находится внутри саркофага в виде свободных частиц размерами до 10 мкм и частиц, распределенных в других материалах. Активная зона практически пуста, а топливо рассеяно в помещениях и в пространстве под реактором.

И хотя нет опасности разрушения саркофага в течение запланированных для него минимум 30 лет, физическая нестабильность разрушенного блока внутри саркофага создает проблемы, так как под саркофагом кроме топлива находятся также 10000 т металла и 1000 т воды. Металлические конструкции реактора неустойчивы, застывшие лавообразные материалы постепенно разрушаются под влиянием температур и сильной радиоактивности ($\sim 10^4$ Р/ч). Да и сам саркофаг далеко не герметичен. Он имеет около 1000 м² "дыр" и может "дышать".

В результате длительное и безопасное для окружающей среды состояние разрушенного реактора не гарантируется, и поэтому обсуждаются варианты как усиления саркофага дополнительными конструкциями, так и сооружения нового саркофага, возможно, в рамках международного сотрудничества.

В настоящее время специалисты СНГ считают, что по сравнению с сооружением нового саркофага стоимостью 50-100 млн. долларов, более оптимальным с экономической и экологической точек зрения

является вариант постепенного заполнения реакторного отделения слоем бетона толщиной 41 м, а остальных помещений блока – слоем 12.5 м. Затем конструкции выше этих уровней можно будет демонтировать, а в бетонном монолите будет надолго зафиксировано стабильное состояние топлива и нижних конструкций.

4.2.4.9. Можно ли было предотвратить Чернобыльскую катастрофу?

30 ноября 1975 г. на блоке №1 Ленинградской АЭС произошла авария с радиоактивным выбросом. Официальной причиной аварии на ЛАЭС было объявлено разрушение ТК из-за заводского дефекта. После этой аварии была создана комиссия по уточнению исходных данных для проектирования АЭС и основных положений обеспечения безопасности реактора РБМК-1000. В 1976 г. комиссия в своем решении отмечала, что следует разработать дополнительную более быструю аварийную защиту, чтобы скомпенсировать положительный паровой эффект реактивности при разрывах. Комиссия рекомендовала НИКИЭТу совместно с ИАЭ провести дополнительные расчеты по достаточности АЗ и дать соответствующие рекомендации. Подобного рода решение говорит о понимании комиссией принципиальных особенностей конструкции собственно реактора, которые скорее всего определяют неизбежность аварийных ситуаций, а вовсе не свидетельствуют об их исключительности.

Разработчикам реактора пути повышения его безопасности и возможные опасные проявления характеристик были понятны до аварии. В частности, было ясно, что при увеличении выгорания топлива положительный ПКР растет, также растет положительный эффект реактивности по температуре графита, а при разогреве КМПИ суммарный коэффициент реактивности из отрицательной области переходит в положительную. При этом уменьшение ОЗР смещает значения всех коэффициентов реактивности, кроме температурного топливного, в положительную сторону, а увеличение расхода ТН через ТК ухудшает динамические свойства реактора. При низких мощностях возможно перераспределение эффективности стержней вследствие возможных значительных перекосов в энерговыделении.

К сожалению, до эксплуатационного персонала должным образом (лучше всего – на примере аварии 30.11.75 г. на ЛАЭС) не было доведено опасное сочетание: *"большое выгорание + малый ОЗР + большой расход ТН + малая мощность"*, которое и привело к аварии 1986 г. на ЧАЭС.

9 сентября 1982 г. авария с разрывом ТК произошла на блоке №1 ЧАЭС. Эта авария, описание которой см. в п.4.2.1, сопровождалась выбросом радиоактивности в венттрубу и радиационным загрязнением территории и помещений АЭС, причем наличие эксплуатационных ошибок усугубило ход аварии. И на этом этапе еще не поздно было понять недопустимость перекладывания функций безопасности с соответствующих технических систем на человека, поскольку поведение человека-оператора в аварийной ситуации не может быть заранее однозначно описано. Поэтому вместо неразъясняемых запретов в инструкциях по эксплуатации необходимо было немедленно обеспечить выполнение ряда уже рекомендованных мероприятий по повышению безопасности реакторов РБМК-1000.

Итак, предоставление полной информации оперативному персоналу о характере поведения реактора во всем диапазоне возможных состояний активной зоны, а также исправление конструктивных недоработок по реактору – отдельно, а лучше в совокупности, могли явиться гарантом предотвращения катастрофы.

4.2.5. Авария на блоке №3 Ленинградской АЭС (СССР), связанная с разгерметизацией технологического канала

4.2.5.1. *Состояние блока перед аварией*

24 марта 1992 г. энергоблок №3 находился на номинальной мощности ($N_{тепл} = 3154 \text{ мВт}$) с нагрузкой турбогенераторов (ТГ) №5 и №6 по 500 мВт (эл.). Системы защит, сигнализации, управления, электрические схемы и схемы технологического оборудования были задействованы в проектом режиме.

Технологический канал (ТК) №52-16 работал с кассетой 2.4% обогащения повторного использования, загруженной 21.10.91 г. Параметры ТК №52-16 перед аварией в 02 ч.20 мин. (02.20) были следующими: расход ТН – $20.7 \text{ м}^3/\text{ч}$, уставка по снижению расхода воды (СРВ) – $20 \text{ м}^3/\text{ч}$, мощность канала – 1.96 мВт , запас до кризиса теплоотдачи – 1.1, степень открытия запорно-регулирующего клапана (ЗРК) – 5.5 делений.

4.2.5.2. *Содержание и развитие аварии 24.03.92 г.*

В 02.34 расход по ТК №52-16 снизился до нуля. На панелях БШУ появились сигналы, вызванные прекращением циркуляции ТН в этом

канале: - "снижение расхода воды", "аварийная защита (АЗ-5, БАЗ-Т, АЗ-ТІ)", а также сигнал, указывающий на разгерметизацию канала - "давление в реакторном пространстве (РП) повышено". Стержни быстрой аварийной защиты (БАЗ) и СУЗ вошли в активную зону до нижних концевых выключателей. Давление в РП достигло 1329 *мм вод.ст.* Сработал гидрозатвор 1.8 м парогазового сброса в помещение ООІ (под реактором), давление в РП снизилось до 980 *мм вод.ст.*

В 02.35 давление в РП достигло максимального значения 1890 *мм вод.ст.*, а затем снова стало снижаться. Замеры расхода ТН в ТК № 52-16 показывали его отсутствие.

В 02.37 персоналом был открыт ЗРК до положения 8.0 делений. Поскольку расход ТН по каналу при этом остался нулевым, ЗРК был прикрыт до исходного положения 5.5 делений, и было начато аварийное расхолаживание реактора с регламентной скоростью $\leq 30^{\circ}\text{C}/\text{ч}$.

В 02.50 давление в камере выдержки башни локализации аварии (БЛА) поднялось до 50 *мм вод.ст.* Неожиданно при этом давлении произошел разрыв мембраны БЛА, и неконденсирующиеся газы начали поступать из камеры выдержки в атмосферу. Только в 03.40 гермоклапаны сброса газа в атмосферу были закрыты персоналом, и этот сброс был переведен на установку подавления активности (УПАК).

В 03.25 были отключены вентиляционные системы аварийного блока, кроме систем, обеспечивающих тепловую защиту бетона строительных конструкций, охлаждение приводов питательных узлов и систему контроля герметичности оболочек твэлов (КГО).

В 03.40 персонал повторил попытку восстановления расхода через ТК № 52-16 путем полного открытия ЗРК. Появились показания расхода, и ЗРК был прикрыт до 3-х делений с расходом 10 *м³/ч*.

К 04.10 продувка РП с гелиево-азотной смеси была переведена на азот (расход 270 *мм³/ч*) со сбросом через газгольдер выдержки на УПАК.

В 08.30 была произведена подпитка гидрозатвора 1.8 м сброса парогазовой смеси (ПГС) с последующим поддержанием уровня в нем.

В 09.30 химический анализ показал повышенную концентрацию водорода в РП (0.6% вместо допустимой по регламенту 0.4 *об.%*). Для исключения возможности накопления водорода в пароотводящем тоннеле (помещение ООІ) вода из конденсационной камеры БЛА в 12.30 была слита, что обеспечило прямое поступление ПГС из помещений локализации аварии в УПАК.

4.2.5.3. Результаты и последствия аварии

Вследствие сокращения расхода воды через ТК наступил кризис теплообмена, произошло значительное повышение температуры оболочек твэлов, запаривание ТК и последующее повышение температуры трубы канала. Началась неравномерная радиальная деформация циркониевой части канала, приведшая к его разрушению в наиболее напряженном месте. Промежуток времени между снижением расхода в канале и его повреждением составил 5–45 с и по показаниям приборов не может быть уточнен, поскольку время опроса значений расхода ТН по всем ТК составляет 30–40 с.

Послеаварийный осмотр ТК № 52–16 с помощью телекамеры показал, что канал имеет продольный разрыв длиной более 700 мм (между отметками +9000 мм и +9713 мм) с максимальным раскрытием канала около 120 мм в нижней части разрыва. Часть твэлов загнулись и переместились в разрыв (в графитовую кладку), часть твэлов оказались оборванными.

Разрыв ТК привел к утечке ТН в РП с расходом пароводяной смеси около $60 \text{ м}^3/\text{ч}$ в пересчете на воду, что привело к быстрому росту давления в РП. Через 23–25 с после разрыва сработал гидрозатвор, и ПГС поступила в паропроводящий тоннель системы локализации аварии (СЛА) и далее в пароприемную и конденсационную камеры БЛА. Полной конденсации пара из ПГС в конденсационной камере не произошло, о чем свидетельствует наблюдаемое парение на кровле БЛА после разрыва мембраны и быстрый рост давления в камере выдержки БЛА.

Разрыв мембраны произошел при давлении среды в камере выдержки 50 вместо 300 мм вод.ст., что предусмотрено проектом и сертификатом на мембрану. Гермоклапаны, находящиеся перед мембраной в открытом (по проекту) положении, по сигналам повышения давления в РП, к сожалению, не закрываются автоматически – такая ситуация проектом не предусмотрена.

В процессе аварии (в период 02.37–02.40) по системе дозиметрического контроля "Горбач" было зафиксировано увеличение радиоактивных выбросов в венттрубу: по радиоактивным благородным газам (РБГ) – с $4.0 \cdot 10^{-9}$ до $8.4 \cdot 10^{-7}$ кБк/л, по изотопам йода – с $1.7 \cdot 10^{-14}$ до $2.6 \cdot 10^{-12}$ кБк/л.

Радиационная обстановка почти на всей территории АЭС сохранялась нормальной и характеризовалась значением мощности экспозиционной дозы $20 \div 35 \text{ мкР/ч}$. Исключение составила территория

вблизи БЛА, где мощность дозы увеличилась до 100-300 $\mu\text{кр}/\text{ч}$.

Радиационная обстановка в рабочих помещениях энергоблока №3 характеризовалась в начальный период аварии возрастанием концентрации радиоактивных аэрозолей в несколько раз по сравнению с нормальной эксплуатацией. Максимальное значение мощности дозы 10-30 $\mu\text{кр}/\text{ч}$ было отмечено в центральном зале (ЦЗ). В этот период персонала в ЦЗ не было.

В зоне наблюдения Ленинградской АЭС с 03.00 24.03.92 г. радиационная обстановка оставалась нормальной как по общему радиационному фону, так и по удельной концентрации радионуклидов в воздухе. Мощность экспозиционной дозы изменялась в пределах 15-20 $\mu\text{кр}/\text{ч}$. Таким образом, авария не привела к радиационному воздействию на население.

В предположении разгерметизации отдельных ТВЭЛОВ, а альфа-активность воды СЛА свидетельствует о контакте воды с ядерным топливом, из поврежденного топлива в БЛА могло поступить до 140 ки J-131 и до 5000 ки РБГ, а измеренный выброс активности в венттрубу составил 0.18 ки по J-131 , а по РБГ-1100 ки . Выброс через открытые гермоклапаны БЛА в атмосферу оценивается в 0.7-2.5 ки по йоду и около 4000 ки по РБГ.

После расхолаживания энергоблока №3 была осуществлена попытка выгрузить ТВС из аварийного ТК. С помощью перегрузочной машины (РЗМ) была извлечена только гамма-камерная подвеска с куском несущей трубки ТВС длиной около 540 мм . При последующей попытке извлечения ТК вместе с ТВС была вынута только его верхняя часть длиной около 5 м от верхнего усикового соединения.

4.2.5.4. Причины аварии

Оказалось, что при проведении ремонтных работ было разрушено торовое уплотнение седла дросселя ЗРК. Кроме того, при заводских испытаниях клапана, либо опять при проведении ремонтных работ на АЭС произошел полный разрыв втулки седла по сечению расположения отверстий для штифтов. Причиной такого разрушения могло быть закрытие ЗРК недопустимым крутящим моментом или низкое качество материала втулки седла.

Оторванная нижняя часть втулки седла была заклинена в корпусе ЗРК элементами разрушенного торового уплотнения. В таком состоянии было выставлено нулевое (закрытое) положение клапана и установлен расход при его открытии. Под действием перепада давления (снизу

вверх) и вибрации нижняя часть втулки переместилась вверх и перекрыла проходное сечение клапана. При этом расход ТН через ЗРК упал до значения не выше $3 \text{ м}^3/\text{ч}$. При таком низком расходе шарик датчика расходомера не вращается в направляющей канавке, и система измерения расхода дает нулевые показания.

4.2.5.5. Действия персонала и работа системы локализации аварий

В 02.37 персонал приоткрывал ЗРК с положения 5.5 до 8.0 делений, что не дало результатов. Регламент предписывает в такой ситуации полное открытие клапана. Только через 1 ч. 06 мин. после разгерметизации ТК персонал, выполнив требования регламента, восстановил расход через аварийный ТК.

При срабатывании СЛА динамическим напором ПГС была выброшена вода из бака гидрозатвора. Последующий разрыв мембраны произошел при непредусмотренно низком давлении в камере выдержки БЛА (50 мм вод.ст.), что привело к отмеченному выше выбросу активности на территорию АЭС. Этот выброс можно было бы уменьшить, если бы персонал АЭС оперативно перекрыл гермоклапаны перед мембраной. Хотя в конденсационной камере БЛА не произошло полной конденсации поступившего после разрыва ТК пара, вследствие, по всей видимости, значительного динамического напора ПГС, система локализации в целом выполнила свои основные функции.

Здесь уместно подчеркнуть отличие СЛА блоков ЛАЭС (блок №3) и ЧАЭС (блоки №1,2). На ЛАЭС при разгерметизации ТК или трубопроводов КМПЦ парогазовая (пароводяная) смесь поступает в БЛА, где пар конденсируется в конденсационной камере. Рост температуры в камере до 40–50°C приводит к запуску переливных сифонов БЛА и насосно-теплообменной установки с соответствующим повышением интенсивности конденсации пара (в данном случае такого повышения температуры не произошло). Неконденсирующиеся газы поступают далее в камеры выдержки БЛА. Объемы приемных камер и воды для конденсации пара при барботаже ПГС достаточно велики и рассчитаны на значительные по размерам разрывы.

На Чернобыльской АЭС локализация аварии с разрывом ТК производится с использованием систем газового контура (ГК). При аварийном повышении давления в РП разрушается разрывная мембрана, и ПГС через трубопроводы ГК поступает в "мокрый" газгольдер, расположенный у основания венттрубы. В свою очередь, при определенном повышении давления под колоколом "мокрого"

газгольдера происходит выбивание его гидрозатвора и выброс смеси в венттрубу. Относительно малые объемы локализации не позволяют принять ПГС при значительных разрывах без выбросов в венттрубу.

Сравнение описанной аварии с аварией на блоке №1 ЧАЭС 09.09.82 г. (см. п. 4.2.1.) говорит о заметном отличии радиационных последствий аварий. На ЧАЭС при практически аналогичной ситуации произошел выброс горячих частиц (продуктов деления топлива) в венттрубу, загрязнение территории АЭС и заметное облучение десятков человек из числа персонала АЭС.

4.3. АВАРИИ НА АЭС С РБМК,

связанные с повреждениями оборудования и пожарами

4.3.1. Авария на блоке №1 Игналинской АЭС (СССР), связанная с повреждением дренажного трубопровода и трубопровода системы выпуска отработанного пара турбины вследствие гидроудара.

4.3.1.1. *Содержание и развитие аварии.*

До аварии 28 марта 1988 г. энергоблок с реактором РБМК-1500, введенный в эксплуатацию в декабре 1983 г., работал на тепловой мощности 3360 мвт. Турбогенератор ТГ-1 работал в режиме "РМ", № -325 мвт, а ТГ-2 - в режиме РД-Б, № -725 мвт.

В 23 ч. 17 мин. (23.17) при переводе нагрузки бойлера промконтура теплосети (БПТС) с ТГ-4 на ТГ-2 сработала блокировка на отключение группы ПНД-4,5 из-за повышения уровня в ПНД-4 ТГ-2 до I-го предела. Через минуту из-за повышения уровня в ПНД-4 до 2-го предела сработала защита по отключению ТГ-2, а вследствие этого сработала АЗ-3 на снижение мощности до 50% номинальной.

После отключения ТГ-2 произошел рост давления в барабане-сепараторе (БС) до 71 кгс/см² (уставка открытия БРУ-К). БРУ-К ТГ-1 открылись и работали в течение 20-25 с. При открытии БРУ-К произошел гидроудар в паропроводах БРУ-К, что привело к обрыву штуцера дренажного трубопровода Ду 32 одного из БРУ-К, повреждению 17 подвесок сбросных трубопроводов за БРУ-К на участке трубопроводов между двумя неподвижными опорами.

После отключения ТГ-2 ТГ-1, который перешел в режим поддержания давления в БС, нагрузился за 2 мин. до 600 мвт (эл.), после чего реактор был разгружен до 1300 мвт (т), что соответствовало нагрузке 400 мвт (эл.) на ТГ-1.

В 03.57. 30.03.88 г. операторы отключили ТГ-1, а блок продолжал работать на ТГ-2, который был включен в сеть 30 марта.

4.3.1.2. Причины и следствия аварии

В результате этой аварии технического происхождения неблагоприятного развития событий на блоке не было, но ТГ-1 был выведен в неплановый ремонт до 08.04.88 г. с недовыработкой электроэнергии 68.9 млн. кВт.ч.

При расследовании было однозначно установлено, что причиной аварии явился гидроудар из-за скопления воды вследствие неудовлетворительной работы дренажных трубопроводов. Кроме объективных данных, связанных с характером повреждений, наличие гидроудара подтверждается персоналом, ощутившим сначала сильную вибрацию пола в помещении 314 А, а затем мощный глухой удар.

Разрушение штуцера произошло по основному металлу (Ст.20) на расстоянии 10-12 мм от места приварки к вентилю. При этом характер излома указывает на отсутствие дефектов в материале и на резкое нагружение штуцера с большими изгибающими напряжениями, приведшими к первоначальному разрушению на 2/3 сечения штуцера, а долом 1/3 сечения произошел при возвращении дренажа в исходное состояние.

Авария была предопределена рядом отклонений от проекта:

- объединением всех дренажей с паропроводов острого пара к БРУ-К в общий коллектор, тогда как по проекту линии должны быть объединены только с двух БРУ-К;
- отсутствием дроссельной шайбы на дренажном трубопроводе с паропроводов острого пара к БРУ-К за дренажным вентилям;
- несоблюдением проектных уклонов на паропроводах острого пара Ду 400 к БРУ-К.

Кроме того выяснилось несовершенство технологической схемы отвода конденсата из ПНД-4 и сепараторов, т.к. при переходных режимах всегда наблюдаются значительные изменения уровня в ПНД-4, а система регулирования не обеспечивает надежного поддержания уровня из-за частого отказа регулирующих клапанов и недостаточного быстрого действия.

Что касается этого конкретного события, то оно стало возможным из-за ошибочных действий персонала (главным образом СИУТ), не обеспечившего полное дренирование трубопроводов БРУ-К и поддержание уровня в ПНД-4 при подключении БПТС, что привело к отключению ТГ-2 и срабатыванию БРУ-К.

4.3.2. Авария на блоке №3 Смоленской АЭС (СССР), связанная с разрывом паропровода вследствие гидроудара

Энергоблок №3 с реактором типа РБМК-1000 непосредственно перед аварией находился в ремонте для устранения течей по гильзам термопар на трубопроводе ПВ, а также для устранения дефектов на одном расходомере и одном ЗРК.

11 августа 1990 г. блок находился в состоянии подготовки к выходу на МКУ, температура КМПЦ была 80°C . В 1 ч. 25 мин. (01.25) НСС по заданию заместителя главного инженера по безопасности на проверку плотности КМПЦ рабочим давлением дал команду на заполнение контура и поднятия в нем давления до 6.5 мпа.

В 02.10 дополнительно к работающему АПН-33 был включен АПН-32, через пусковые нитки питательных узлов проводилось заполнение КМПЦ, и к 03.00 давление достигло 6.5 мпа. СИУБ отключил АПН-32, закрыл регулирующий клапан и отсечные задвижки питательного узла. После этого оперативный персонал приступил к осмотру оборудования КМПЦ. Однако через 2 мин. СИУБ заметил снижение давления в контуре до 6.2 мпа и для поддержания его на первоначальном уровне приоткрыл отсечную задвижку на питательном узле. Давление начало быстро расти, после чего СИУБ закрыл задвижку и отключил АПН-33.

Несмотря на это примерно через минуту давление в КМПЦ поднялось до аварийной уставки, что привело к срабатыванию АЗ-1. При этом сформировался сигнал на открытие ГПК, и почти одновременно с ним послышался звук гидроудара. Оперативный персонал обнаружил запаривание двух помещений, и после этого СИУБ приступил к дренированию контура. После детального осмотра было установлено, что в результате гидроудара один из трубопроводов $\varnothing 159 \times 9$, подводящий пар к ГПК в районе главного паропровода Ду 600, разрушен по всему сечению, а второй прогнулся. Подвески на обоих трубопроводах были оборваны.

Анализируя данную аварию, необходимо отметить, что причиной роста давления в КМПЦ явились неправильные действия оперативного персонала, который при проведении испытаний не имел подробного описания технологического регламента. К тому же в нарушение программы испытаний и технологического регламента на момент повышения давления в работе находились 6 ГЦНов. В результате давление в КМПЦ поднялось до 7.4 мпа, что привело к срабатыванию ГПК на воде, истечению ТН, последующему снижению давления в

контуре, закрытию ГПК, гидравлическому удару, обрыву одного из трубопроводов и образованию трещин в другом. Характер излома в месте обрыва трубопроводов и характер их деформации говорят о том, что трубопроводы имели значительные перемещения в вертикальной плоскости.

Следствием разгерметизации контура явился пролив ТН в помещения АЭС. Измерения радиоактивного загрязнения показали, что уровень β -активности не превышает допустимых пределов в 37 полуобслуживаемых помещениях. В данной конкретной ситуации радиационные последствия были ослаблены тем, что ТН был достаточно чистым, т.к. блок находился в стадии пуска после ремонта.

4.3.3. Авария на блоке №2 Игналинской АЭС (СССР).

связанная с пожаром в кабельной и повреждением БЩУ

4.3.3.1. Содержание и развитие аварии

До аварии 5 сентября 1988 г. энергоблок №2 с реактором РБМК-1500, введенный в эксплуатацию в августе 1987 г., работал на мощности $N_{тепл} = 3950 \text{ мВт}$, $N_{эл} = 1250 \text{ мВт}$. Системы автоматического оповещения пожаротушения были в нормальной готовности. Ниже отсчет времени событий будет привязан к началу аварии в 00 ч. 52 мин. 39 с (00.52.39).

В 00.52.39 на БЩУ от дымоуловителей ионизационного типа поступил сигнал о пожаре в кабельной № 209 на отметке +5.9 м, которая находится под БЩУ. Персонал блока немедленно вызвал пожарную команду, которая прибыла через 3 мин. и которая пыталась проникнуть в кабельную, но из-за дыма этого сделать не удалось. Через 10 с после выпадения сигнала о пожаре включилась автоматическая система пожаротушения в кабельной.

Через 3 мин. выпали 2 сигнала с масляного уровня ГЦН-14. После этого произошло автоматическое отключение ГЦН-14 системой защиты, и мощность реактора была автоматически снижена до 60% номинальной. Еще через полминуты из-за отказа кабеля в масляной системе и снижения производительности гидростатического подшипника автоматически отключился ГЦН-13, и ввиду отключения более одного ГЦН на одной стороне реакторного контура реактор был автоматически остановлен.

Давление в КМЩ поддерживалось ТГ-3 и 4. По сигналу останова реактора включились все 6 дизель-генераторов (ДГ). Через 30 с

после останова реактора из-за падения давления в КМЦ до 55 кгс/см² автоматически отключился ТГ-3, а еще через 15 с из-за повышения уровня в ПНД-4 отключился ТГ-4.

Через 6 мин. из-за отказа кабелей управления автоматически был отключен ГЦН-II, после чего охлаждение ТВС в левой половине контура осуществлялось естественной циркуляцией. Еще через 30 с произошла потеря функции контроля за уровнями в БС левой половины реакторного контура, потеря управления регулирующими клапанами уставок ПВ и клапанами ГЦН в левой половине реактора. Персонал организовал подачу ПВ к БС левой половины контура.

Далее последовали сигналы об отключении секций 6 кВ нормального питания ва и вв, а также главных секций ву и вв резервного питания из-за отказов кабелей управления. По этой же причине ДГ-7 не смог принять нагрузку секции вв. ДГ-8 начал питать секцию ву и принял нагрузку 2 мвт. После запуска ДГ-8 начал работать насос № 22 охлаждения каналов СУЗ, а насос № 21 остановился из-за обесточивания секции ву.

Через 8 мин. произошла частичная потеря функции управления физическими параметрами реактора, т.к. отказали 4 из 12 каналов системы защиты реактора, отсутствовали показания на табло автоматического регулятора мощности №1 (АРМ-I) и показания приборов регистрации мощности нейтронного потока реактора. Контроль за состоянием реактора велся только с помощью приборов измерения плотности энерговыделения, работающих от детекторов в активной зоне реактора.

Через 11 мин. оператор реактора обесточил исполнительные механизмы сервоприводов стержней управления из-за опасности произвольного выхода стержней, был остановлен ГЦН-24 из-за опасности переноса охлаждения на периферию активной зоны, а ГЦН-22 на правой половине продолжал работать.

Через 19 мин. произошла потеря контроля за расходом ПВ в левой половине контура, была восстановлена работа насоса № 21 охлаждения СУЗ, а еще через 4 мин. была включена противодымная вентиляция в коридорах блока.

Через 38 мин. пожарная команда проникла в кабельную № 209, система пожаротушения была выключена, т.к. огня больше нигде не наблюдалось.

Через 40 мин. был восстановлен контроль за уровнем в БС левой половины реакторного контура, причем показания находящегося на РШУ прибора уровня в этом БС находились на зашкале.

Еще через 9 мин. из-за течи масла в маслосистеме автоматически отключился ДГ-8, вследствие чего произошло обесточивание секции надежного питания вв и отключился насос охлаждения СУЗ № 22. Два других насоса СУЗ оставались в работе.

Через 63 мин. ПН-I был отключен защитой ввиду понижения давления масла из-за остановки маслонасосов. Были автоматически включены в работу аварийные ПН.

Через 1 ч. 38 мин. во избежание самопроизвольного выхода укороченных стержней-поглотителей сервоприводы этих стержней были механически заблокированы с последующим их обесточиванием, а через 3 ч. 20 мин. аналогичные действия выполнены с остальными стержнями управления. Еще через 1 ч. 25 мин. был восстановлен контроль за уровнем в БС на БШУ, а затем восстановлена работа системы контроля за физическими параметрами реактора. Через 16 ч. 30 мин. было восстановлено энергоснабжение системы СУЗ.

Спринклерная система пожаротушения действовала эффективно, но ускорить тушение с помощью пожарной команды не удалось, что могло бы уменьшить ущерб.

4.3.3.2. Результаты аварии

В результате аварии были повреждены 506 кабелей управления и 140 электрических и силовых кабелей. Были частично повреждены перекрытия кабельной. Воздействия на персонал и оборудование за пределами кабельной не было.

При анализе аварии стало ясно, что реактор необходимо было остановить немедленно после возникновения пожара, а фактически же его остановила система защиты из-за выключения 2-х ГЦН через 3 мин. 46 с после обнаружения пожара.

Через 24 мин. после выключения ГЦН-I4 были предприняты безуспешные попытки включить ГЦН-I2, который был в готовности перед началом события. Это надо было сделать сразу, но персонал БШУ был занят другими первоочередными задачами. В целом же реактор был безопасно остановлен и охлажден, хотя до 06.20. 05 сентября был утрачен контроль за состоянием реактора в пусковом диапазоне.

Рабочая группа МАГАТЭ, проводившая в 1989 г. комплексное обследование Игналинской АЭС, классифицировала данную аварию по уровню 2 6-уровневой французской системы классификации инцидентов на АЭС из-за частичной потери контроля за уровнем воды в сосудах САОР, потери контроля за некоторыми технологическими параметрами и

за уровнем в БС левой половины.

Группа отметила правильные действия персонала и отсутствие нарушения при аварии пределов безопасной эксплуатации.

4.3.3.3. Причины и следствия аварии

Причина возгорания до конца не выяснена. Судя по ситуации в кабельной и последовательности развития событий, наиболее вероятной причиной является перегрев кабеля или кабелей контроля из-за сверхтоков. Сверхтоки могли возникнуть в результате частичного повреждения кабеля (кабелей) во время монтажа (большой угол перегиба), и там происходило медленное необнаруживаемое ухудшение изоляции. Также возможно, что возникшее в результате короткое замыкание (к.з.) с возникновением сверхтоков и перегрева не было обнаружено установленной системой защиты. Отсутствие эффективной системы защиты от к.з. в цепях управления клапанами ГЦН явилось непосредственной причиной. Этого можно было бы избежать, если бы в процессе монтажа велся качественный надзор за укладкой, полнотой испытаний на сверхтоки и перегрев кабелей.

Потенциальная опасность пожара определяется не только прямым ущербом, а значительной дезорганизацией всей системы контроля и управления энергоблоком с БШУ и РШУ из-за появления большого количества ложных сигналов. В частности, перегорание кабелей контроля привело к ложному отключению двух ГЦН и срабатыванию по этому факту аварийных защит, в результате чего все стержни СУЗ дошли до нижних концевиков, а мощность реактора упала до нуля.

По сигналу АЗ-І произошло автоматическое включение всех ДГ, из которых ДГ № 9-І2 отключились, т.к. на соответствующих секциях собственных нужд имелось рабочее напряжение. Что касается обесточенных секций собственных нужд, то ДГ-7 не подключился к секции вв из-за повреждения кабелей автоматического подключения резерва, а ДГ-8 после принятия нагрузки обесточенной секцией вв был аварийно остановлен из-за дефекта прокладки на маслосистеме.

После срабатывания АЗ-І по ложным сигналам самопроизвольно отключились два насоса контура СУЗ, насосы смазки ТГ-3, один циркуляционный насос, было потеряно управление регулирующими клапанами ПНОВ, не работала часть контрольно-измерительных приборов ТГ-3,4, отсутствовали контроль уровня в БС левой стороны КМПЦ, в расходном и нижнем баке СУЗ, гидробаллонах САОР, уровня и давления в деаэраторах. Из-за повреждения кабелей появились недостоверные

данные по расходам в ТК, по температурам графита, металлоконструкций, газа в РП и воды в отражателе, по влажности в 5 групповых коллекторах, ложные сигналы "0" расхода по каналам СУЗ, обесточились ряд самописцев и т.д.

При расследовании были установлены серьезные отступления от норм проектирования и эксплуатации АЭС, а именно:

- в помещении 209 по проекту были проложены кабели типа РК и КУПЭВ с полиэтиленовой изоляцией, что является нарушением п.2.3.10 ПУЭ-86;

- в отступление от норм проектирования АЭС прокладка кабелей РЩУ предусмотрена совместно с кабелями БЩУ;

- защита кабелей 0.4 кВ от токов к.з. недостаточно чувствительна и не обеспечивает отключение при к.з. до возгорания изоляции;

- оперативным персоналом не было проверено функционирование всех приборов РЩУ с целью обеспечения расхолаживания блока с РЩУ;

- имели место нарушения ГОСТ 1508-78 в части радиуса изгиба кабелей, допущенные монтажной организацией при прокладке кабелей.

4.3.3.4. Ликвидация последствий аварии

В ходе ликвидации последствий аварии все поврежденные кабели были заменены новыми с трехслойным покрытием противопожарной пастой ОПК, не поддерживающей горение. В цепях управления двигателями были смонтированы новые защитные устройства для отключения при к.з. менее чем за 10 мс. Намечено увеличить частоту инспекции важных кабелей до 1 раз в 2 года.

Ликвидация последствий аварии потребовала остановки блока и прекращения производства электроэнергии на 32 дня.

Однако кардинальное решение проблемы, требующее физического разделения кабельных трасс БЩУ и РЩУ, а также кабельных трасс систем безопасности и систем нормальной эксплуатации, при существующей компоновке АЭС является невыполнимым без длительного останова блока на серьезную реконструкцию.

4.3.4. Авария на блоке №2 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с пожаром в машзале [147]

4.3.4.1. Состояние энергоблоков до аварии

II октября 1991 г. на Чернобыльской АЭС находились в работе 3

энергоблока с общей нагрузкой 2060 мвт. Энергоблок №2 находился в нормальной эксплуатации в процессе подъема мощности после планового ремонта. Тепловая мощность реактора была 1570 мвт. В работе были шесть ГЦН и два ПН. Генератор Г-3 работающего ТГ №3 был включен в сеть, а генератор Г-4 был подготовлен к отключению выключателями.

4.3.4.2. Последовательность событий в ходе аварии.

В 19 ч. 46 мин. (19.46) ТГ-4 был отключен для выполнения текущих ремонтных работ в системе пароперегрева – устранения неплотности люка сепаратора-пароперегревателя. Отключение было произведено двумя воздушными выключателями В-330-4 ГТ на ОРУ-330 со стороны 3-й системы шин и ВП-II-330 со стороны высоковольтной линии (ВЛ) "Лесная" (рис.4.5). Вакуум в конденсаторе турбины

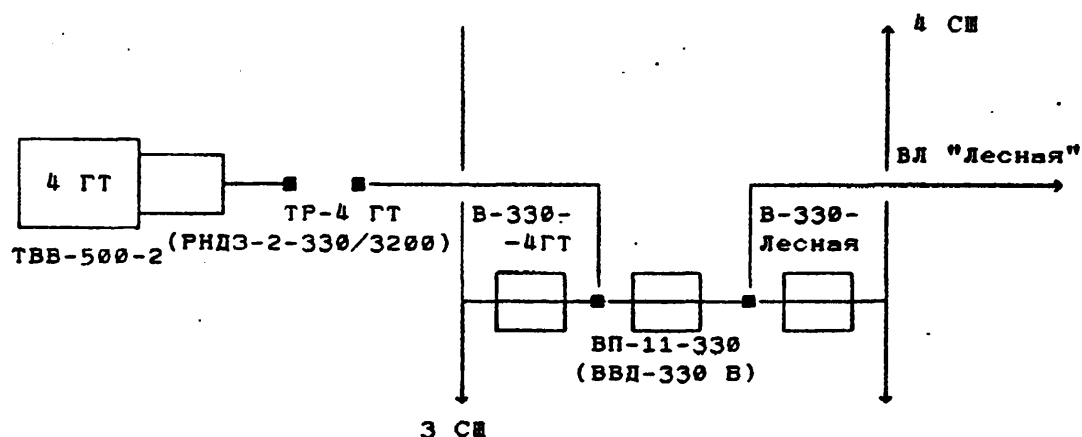


Рис.4.5. Схема подключения турбогенератора

поддерживался на номинальном уровне, ТГ перешел в режим "выбега". Персонал ЭЦ приступил к снятию оперативного тока воздушных выключателей ОРУ-330 – обесточиванию цепей управления последними.

В 20.10, когда частота оборотов ТГ упала до 50-200 об/мин, по неизвестным причинам произошло включение воздушного выключателя ВП-II-330 (рис.4.5), в результате чего Г-4 оказался подключенным к энергосистеме. Так как подача пара на турбину уже не осуществлялась, то генератор после подключения к сети начал работать в моторном режиме, за 15-30 с ТГ разогнался до номинальной частоты вращения 3000 об/мин. и, вследствие большой величины пускового тока, возникшего при включении генератора в моторном режиме, ~3000 мдж энергии выделилось в роторе и обмотках

генератора, что привело к чрезмерному разогреву и возгоранию шинопроводов.

По ленте осциллографа была установлена следующая последовательность событий: в 20.10 ТГ-4 включился в моторном режиме (величина пускового тока не зафиксирована), через 15 с разогнался до 3000 об/мин. (ток I - 30 кА), затем произошло короткое замыкание (ток I - 150 кА), через 0.03 с выключатель ВП-II-330 отключился, вероятно, под действием защиты генератора или дифзащиты блока, через 0.25 с включился повторно, еще через 1.2 с был снова отключен защитой, а еще через 0.25 с выключатель включился в третий раз, и затем произошел полный сброс нагрузки генератора, т.к. дифференциальной защитой отключилась ВЛ "Лесная".

Подключение генератора к сети сопровождалось значительными вибрациями и ударным нагружением подшипников ротора ТГ, которые менее чем за минуту оказались без смазки и затем разрушились. В результате произошло разрушение уплотнений системы смазки и масляных уплотнений системы водородного охлаждения генератора с утечкой водорода и масла в помещение машинного зала (МЗ).

Под действием электрической искры и (или) трения горячего металла водородно-воздушная смесь, масло и смазка подшипников воспламенились, создав в машзале столб пламени высотой 6-8 м и сильную задымленность. Пламя достигло шинопроводов, вызвало короткое замыкание всех трех фаз и тем самым остановило моторное вращение генератора.

Так как вентиляция не справлялась с теплом и дымом пожара, то конструкции крыши машзала сначала нагрелись до 900-1000°C, а затем обрушились, повредив ПН, но к этому времени реактор был уже остановлен.

Это было сделано еще в 20.10.52, когда действием аварийной защиты (ключом АЗ-5) реактор был переведен в подкритичное состояние, были выбиты защитные устройства ТГ-3, открыты вентили срыва вакуума и произошел автоматический запуск пяти дизель-генераторов. В 20.11 сообщение о пожаре было передано в пожарную часть (ВПЧ), а в 20.13 по команде НСБ было начато аварийное расхолаживание реактора со скоростью 30°C/ч путем открытия БРУ-Б.

В 20.14-20.15 по регламенту был отключен один ПН, подан азот, и персонал приступил к замещению водорода на азот в системе газового охлаждения Г-3 и Г-4. Оперативный персонал собственными силами приступил также к тушению пожара лафетными стволами и

стволами от внутренних пожарных кранов. Системы автоматического пожаротушения сработали в проектном режиме.

В 20.16 к месту пожара прибыли 4 отделения ВПЧ. В 20.18 были остановлены маслососы системы смазки (МНС) ТГ-4 и начат аварийный слив масла с главного маслобака (ГМБ) ТГ-4. В 20.20 в связи с ростом уровня в БС и отказом в управлении напорной задвижкой был отключен второй ПН, и КМПС лишился подпитки ПВ. В это же время было включено орошение маслобаков ТГ-3 и ТГ-4 и включены подъемные насосы пожарной воды МЗ для орошения кровли. Тем не менее, в 20.30 кровля МЗ над ТГ-4 от воздействия огня обрушилась: под огненным факелом сначала провалилась ферма над ТГ-4, затем упавшая ферма потянула другие.

В 20.32-20.40 персоналом был зафиксирован ряд отказов:

- один из выключателей ТГ-3 (2В-330-3ГТ) оказался во включенном состоянии, ТГ-3 имел номинальные обороты (3000 об/мин);
- отказ схем управления БРУ-Б;
- отказы в схемах управления напорными задвижками трех ПН, а также двигателей одного ПН и одного АПН.

Отказы БРУ-Б и в системе подачи ПВ при снижающемся уровне во всех БС могли привести к серьезным последствиям.

В 20.48 были остановлены МНС ТГ-3 и начат аварийный слив масла с ГМБ ТГ-3.

В 20.59 по регламенту были отключены по одному ГЦН на сторону, а в 21.00 было зафиксировано снижение уровней в БС ниже уставки аварийной защиты.

В 21.00-21.15 попытки включения разных АПН для подпитки БС не увенчались успехом. Для подачи воды в КМПС был включен один ПН. Вынужденное отключение последнего работающего ПН из-за отказа в управлении напорной задвижкой на закрытие в дальнейшем неизбежно должно было затруднить процесс расхолаживания реактора.

В 21.00 при уровнях в БС, близких к номинальному, был отключен ПН. В это же время несанкционированно отключился один из оставшихся в работе четырех ГЦН, и в 21.26 по регламенту был отключен симметричный ГЦН.

В 22.10 после попыток включения ПН и АПН подпитка КМПС была организована по временной схеме с использованием, в частности, насосов гидроуплотнений ГЦН. При этом уровни в БС падали и, по-прежнему, имел место отказ в управлении БРУ-Б на закрытие.

В 23.03 был утерян контроль за уровнем в БС после снижения его до нижнего предела измерения (-1200 мм). Контроль за уровнем

по правой стороне реактора был восстановлен в 23.15, а по левой стороне – в 23.45.

К месту пожара было направлено около 300 бойцов пожарной охраны, более 60 единиц техники из Киевской, Черниговской, Житомирской областей и Киева. Непосредственно в тушении участвовали около 100 человек. Пожар был локализован в 23.41. При этом распространения огня в реакторное отделение и влияния на работу блоков № 1 и 3 не было допущено. Пожар был полностью ликвидирован в 02.20 следующего дня.

4.3.4.3. Последствия аварии

В результате аварии разрушились 9 пролетов (54 м) крыши МЗ, частично выведено из строя турбинное оборудование блока №2. Очаг пожара угрожал оборудованию и кабельным коммуникациям систем, важных для безопасности, а обрушение кровли реально повредило оборудование, важное для безопасности.

Человеческих жертв не было. Вместе с тем имело место увеличение радиоактивного фона в МЗ (с 0.5–0.7 до 2 $\mu\text{Р}/\text{ч}$ по γ -излучению и с 80–120 β -частиц/($\text{см}^2 \cdot \text{мин}$) до 400 по β -излучению), что объясняется обрушением кровли, загрязненной еще во время аварии 1986 г. на блоке №4.

Суммарный выброс радиоактивных аэрозолей, образовавшихся при горении элементов кровли, в атмосферу составил 0.00036 ки , что, как и общий выброс во время инцидента, меньше допустимого суточного выброса в атмосферу.

Облучения персонала выше контрольных уровней не было. Ликвидаторы пожара (63 человека из числа пожарных и эксплуатационного персонала) получили дозы от 0.02 до 0.17 бэр , что не превышает двухнедельных доз. Произошло некоторое загрязнение поверхностей технологических помещений без превышения допустимого уровня (2000 β -частиц/($\text{см}^2 \cdot \text{мин}$)). Облучения населения не было.

Несмотря на отсутствие значительных радиационных последствий этой аварии, горение и разрушение кровли МЗ внешне выглядело подобно печальным событиям на блоке №4 26 апреля 1986 г. Поэтому нетрудно представить психологическое состояние пожарных команд, участвовавших в ликвидации пожара, а также состояние тревоги населения и на всех уровнях руководства Украины, приведшее к принятию решения о закрытии Чернобыльской АЭС в ближайшие годы.

4.3.4.4. Причины аварии

Причинами возникновения аварии и неблагоприятного развития событий явились отказы оборудования и неправильные действия персонала. В частности, следствием ряда неправильных и несогласованных действий персонала явилась цепочка событий:

- неотключение в 20.13 Г-3 защитой по остановке ТГ-3 (не введена соответствующая накладка);
- снижение уровня в БС до уставок аварийной защиты в 21.50 и последующий (в 21.10) вывод этой защиты персоналом без записи в журнале;
- повторное снижение уровня в БС в 22.05 ниже уровня аварийной защиты;
- невключение ПН и двух АПН (- в 22.08);
- потеря контроля за уровнем в БС после 23.03 в течение 40-45 мин.

На фоне характера и масштабов повреждения блока №2, а также связанного с аварией резонанса, особенно непростительна первичная причина аварии, обусловленная тем, что еще на стадии строительства блока из-за нарушения технологии протягивания через трубу многожильного бронированного кабеля, соединяющего генератор с открытым распределительным устройством (ОРУ), была порвана его оплетка вместе с изоляцией. Через ряд лет это привело к к.з. кабеля и несанкционированному включению масляного выключателя, соединившего обмотку генератора с трансформатором ОРУ, высоковольтная обмотка которого не обесточивается.

И опять же, как и при аварии на блоке №4 в 1986 г., развитие пожара на кровле МЗ блока №2 было обусловлено наличием горючих материалов: пароиоляции (рубероид с битумом), термопластобетона, который по результатам испытаний ВНИИПО отнесен к категории горючих материалов, а также 5 слоев рубероида и слоя битума.

4.4. АВАРИИ НА АЭС С РЕАКТОРАМИ ТИПА CANDU

4.4.1. Авария на блоке №2 АЭС "PICKERING"(Канада), связанная с разрушением технологического канала (58,148-150)

4.4.1.1. Характеристика энергоблока АЭС

АЭС "Пикеринг" содержит 8 одинаковых энергоблоков электрической мощностью 542 мвт каждый на основе реакторов CANDU

(Canada Deuterium-Uranium). Реактор работает на естественном (необогащенном) уране (UO_2) с использованием тяжелой воды (D_2O) под давлением в качестве ТН и тяжелой воды при нормальном давлении в качестве замедлителя и, как целое, размещается в цилиндрической ГО диаметром 42.7 м из предварительно напряженного бетона.

Особенностью конструкции реактора CANDU является горизонтальное и сквозное расположение 390 технологических каналов (ТК) для ТН в корпусе-калاند্রে из нержавеющей стали. С каждой стороны реактора половина канальных труб (195) соединены в выходной коллектор, образуя две петли, причем внутри каландра ТН в соседних трубах, принадлежащих разным петлям, движется в противоположных направлениях. Аналогично с каждой стороны имеется по 195 входных трубопроводов, связанных с входным коллектором, а также по 3 подогревателя и по 4 вертикальных центробежных ГЦН.

Замедлитель D_2O общей массой 280 м, находящийся при температуре $65^\circ C$, заполняет межтрубное пространство каландра таким образом, чтобы над уровнем D_2O сохранялась газовая подушка, создаваемая гелием и выполняющая роль компенсатора объема.

Контур с ТН содержит 160 м D_2O . Давление и температура ТН на выходе из реактора составляют соответственно 9 мПа и $290^\circ C$, а температура ТН на входе - $250^\circ C$.

Внутренние части ТК, представляющие собой трубы длиной 6.3 м с внутренним диаметром 103 мм и толщиной стенки 5.2 мм, изготавливались из циркония-2 (Zr с добавками - 1.5% Sn, - 0.1% Fe, - 0.1% Cr и - 0.05% Ni), который после описываемой ниже аварии заменен на более прочный сплав Zr + 2.5% Nb.

С обеих сторон каждая из канальных труб удлинена на 2.4 м отрезками труб из нержавеющей стали, которые проходят через торцевую биологическую защиту реактора и имеют на концах разъемные соединения с соответствующим коллектором. Эти соединения (муфты) располагаются в подшипниках скольжения на торцах каландра и снимаются при организации дистанционной перегрузки топлива без останова реактора.

В каждом ТК размещаются по 12 ТВС длиной 495 мм, содержащих по 28 ТВЭЛов диаметром 15.2 мм.

Специальная перегрузочная машина устроена так, что два ее моста устанавливаются с обеих сторон реактора, рабочая зона машины наводится на нужный канал, после снятия разъемного соединения в ней создается давление, равное давлению в реакторе, а затем плунжер одной половины машины вдвигает в канал новую, а магазин

другой половины принимает вытолкнутую из канала отработавшую ТВС.

В каландре каждая канальная труба концентрично располагается в трубе из циркалоя-2 диаметром 131 мм с толщиной стенки 1.5 мм (каландровая труба), которая служит для изоляции горячей канальной трубы от холодного замедлителя, а кольцевое пространство между трубами заполнено циркулирующим азотом для уменьшения перетечек тепла от горячего ТН к холодному замедлителю.

4.4.1.2. Развитие аварии 01.08.1983 г.

Блок №2 был введен в эксплуатацию в 1971 г. и до события непрерывно работал 342 дня. 01 августа 1983 г. блок работал на полной мощности, когда в 11 ч. 10 мин. (11.10) на БШУ появились несколько аварийных сигналов, свидетельствующих, в частности, об уменьшении расхода на уплотнение ГЦН и понижении давления в выходном коллекторе контура.

Оператор обнаружил увеличение подпитки обеих петель охлаждения, быстрое понижение уровня в баке запаса ТН и немедленно запросил о перекачке D_2O с блока №3. Через 2 мин. сработали детекторы влажности в помещении обслуживания западного моста перегрузочной машины, в заполненной водой полости между каландром и бетонной камерой, выполняющей роль тепловой и биологической защиты, стала быстро повышаться точка росы и вышли из строя обе телекамеры, возможно из-за запотевания линз. Визуально через окна было обнаружено наличие пара в обоих помещениях обслуживания перегрузочной машины.

В 11.20 с блока №3 стала поступать D_2O , но уровень в баке запаса продолжал медленно падать. С этого времени было начато ручное регулирование мощности, которая с помощью ГЦН второй петли через 4 мин. была доведена до 53% от полной.

В 11.25 был сделан запрос на дополнительную подачу D_2O с блока №4 и начато дальнейшее снижение мощности реактора, а еще через 5 мин. появились сигналы о пульсирующем изменении потока воды через уплотнение ГЦН и в выходном коллекторе, что указывало на трудности поддержания и контроля давления в условиях уменьшения количества ТН из-за одновременного понижения температуры, уменьшения мощности реактора и наличия течи.

В течение 40 мин. после возникновения течи операторы успешно уменьшили мощность до 2% от полной и начали расхолаживание реактора через 1 ч. 25 мин. после первых аварийных сигналов. При

этом не были задействованы ни автоматические, ни ручные СБ, а давление в I-м контуре было уменьшено до низкого уровня с целью сокращения протечек и контроля за давлением.

4.4.1.3. Содержание и причины аварии

В результате расследования аварии было установлено, что утечка D_2O происходила из одного канала сначала в кольцевой газовый зазор между каналом и каландровой трубой, а затем через неплотные сильфонные соединения в проходках биологической защиты реактора - в помещение ГО. Утечка происходила со скоростью 19 кг/с и не могла быть быстро ликвидирована, т.к. конструкция реактора основана на предположении о возможности только малых контролируемых течей перед крупным разрушением, в связи с чем перегрузочная машина, с помощью которой можно изолировать канал, не является герметичной.

Так как для изолирования канала от системы охлаждения необходимо было предварительно удалить из него 12 сильно активных ТВС, то в данном случае это пришлось отложить до 12 августа из-за многочисленных сбоев в электрической системе управления перегрузочной машиной, обусловленных попавшей в машину водой.

При удалении ТВС из этого канала потребовались значительно большие усилия перегрузочной машины, что указывало на возможность деформирования сборок в поврежденной трубе. Более того, выяснилось, что в двух удаленных сборках отсутствовало по одному твэлу. Тем не менее 13 августа канал был изолирован от системы охлаждения путем установки заглушек с обоих концов.

После дренирования канала на восточной стороне канала с помощью введенной в него миниатюрной телекамеры была обнаружена трещина шириной до 20 мм и длиной около 2 м , заканчивающаяся разрывом по окружности с углом раствора 120° . В трещине, идущей вдоль дна трубы, оказались прочно зажатими и два потерянных твэла.

Для удаления твэлов труба была разрезана пополам в середине, половинка с твэлами развернута, после чего только с 3-й попытки 01 сентября с помощью гидравлического устройства удалось расширить трещину, освободить твэлы и затолкнуть их в защитный контейнер.

Следует отметить, что аналогичная авария произошла 28 марта 1986 г. на блоке №2 АЭС "Ввусе", приведя к повреждению всех 13 ТВС в канале, появлению продольной трещины длиной 3.8 м на верхней части трубы давления и зажатии 3-х твэлов в трещине.

Наиболее вероятной причиной аварии оказалось то, что с выходной стороны подвеска внутренней трубы, центрирующая ее относительно каландровой трубы, оказалась на 1 м западнее проектного положения, вероятно, со времени монтажа реактора. Вследствие этого через 2-5 лет работы реактора из-за радиационной ползучести произошел контакт внутренней трубы с внешней, и соответствующие участки трубы длительное время находились в контакте с холодным замедлителем.

Вследствие появления градиента температур по сечению каландровой трубы в месте контакта с канальной трубой дейтерий из замедлителя должен диффундировать на внутреннюю поверхность каландровой трубы и во внешнюю поверхность канальной трубы, где концентрация дейтерия достигала 200 ppm, образуя скопления частиц гидрида (дейтерида) циркония в виде вздутий ("волдырей"). Хрупкие гидридные пластинки располагались в радиально-аксиальной плоскости, уменьшая прочность материала по отношению к хрупкому разрушению.

Так как, кроме того, удельный объем гидрида больше, чем у Zr , то в области вздутий должны развиваться большие напряжения, инициирующие развитие трещины. Подтверждением этого может служить и тот факт, что на длине 100 мм трещина в канале прошла через 4 вздутия. И хотя вначале зародившаяся трещина не могла быть сквозной, позднее внутренний пластичный слой трубы охрупчился, и главная трещина распространилась как по толщине, так и на всю длину - 2 м.

В пользу предположения о связи гидридных вздутий с положением мест контакта с наружной трубой свидетельствует тот факт, что положению вздутий соответствует наличие некоторых изменений и на внутренней поверхности каландровой трубы, где, вероятно, имело место локальное кипение замедлителя.

В результате лабораторного исследования образцов 12 других канальных труб на 4-х из них тоже обнаружены гидридные отложения, а на 5 - признаки контакта с внешними трубами и смещение положения подвесок.

Обследование состояния блока №1, который, как и блок №2, был введен в эксплуатацию в 1971 г., показало наличие таких же гидридных пузырей и деформаций канальных труб, в результате чего было принято решение о замене всех труб на обоих блоках, а позднее - и на всех остальных из 20 реакторов CANDU в зависимости от срока их службы.

Для выполнения этого решения блок №1 был выведен из эксплуатации почти на 4 года, блок №2 - более чем на 5 лет, а в 1989 г. на 23 месяца был остановлен блок №3 (введен в 1972 г.) и на 19 месяцев - блок №4 (введен в 1973 г.).

Ожидается, что замена канальных труб из циркалоя-2 на трубы из более прочного сплава $Zr + 2.5\% Nb$ позволит уменьшить толщину стенок с 5.2 до 4 мм, тем самым улучшить нейтронные характеристики реакторов и, кроме того, в этом случае резко уменьшается поглощение дейтерия до уровня - 5 ppm.

4.4.2. Авария на реакторе "нrx" (Канада), связанная с плавлением топлива и разрушением корпуса [37]

Экспериментальный реактор "нrx" тепловой мощностью 40 мвт с тяжеловодным замедлителем представлял собой прототип энергетических реакторов типа CANDU (см. 4.4.1), но, в отличие от последних, он имел вертикальный цилиндрический каландр из алюминия, и в нем охлаждение топлива производилось легкой водой, протекающей по кольцевому зазору между топливным стержнем и трубой высокого давления. Активная зона содержала 192 стержневых твэла из металлического урана с обогащением 0.7% и оболочками из алюминия.

12 декабря 1957 г. реактор во время измерения реактивности при различном положении регулирующих стержней работал на малой мощности с соответственно уменьшенным расходом ТН. Авария началась с появления сигналов об извлечении стержней регулирования из активной зоны. Руководитель испытаний обнаружил, что оператор, находящийся в подреакторном помещении и открывающий вентили перемещения стержней, открыл вентили так, что должно произойти полное извлечение стержней регулирования из зоны. Руководитель сам закрыл все неправильно открытые вентили, в результате чего стержни должны были снова опуститься в активную зону.

Однако, как оказалось, часть стержней, находившихся в почти полностью извлеченном состоянии, опустились только частично, но достаточно для выключения сигналов об их извлечении из зоны. Руководитель дал указание оператору на пульте управления продублировать кнопками команду на введение всех стержней в зону. Но оператор сначала неверно понял указание, нажал не те кнопки, но затем заметил быстрое возрастание мощности и нажал кнопку аварийного останова реактора.

По этой команде стержни регулирования должны были упасть в

зону под действием собственного веса, но многие из них не упали, в результате чего мощность продолжала расти. Тогда для останова реактора был осуществлен слив тяжеловодного замедлителя, реактор был остановлен, но за это время его мощность достигла 60-90 мвт.

Возрастание мощности при ограниченном расходе ТН привело к вскипанию H_2O , к повышению давления в каналах высокого давления и к разрушению 22 канальных труб с твэлами. При этом потеря воды из каналов с топливом привела к возрастанию реактивности и всплеску мощности, т.е. проявился тот же пустотный коэффициент реактивности, который "сработал" позднее при аварии на ЧАЭС.

В результате перегрева часть топлива расплавилась, а каландр с тяжелой водой лопнул в нескольких местах, что привело к выходу в здание реактора - 4.5 тыс. м³ воды, содержащей продукты деления общей активностью около 10000 кн. Вода была перекачана на инфильтрационное поле для низкоактивных сбросных вод без заметных последствий для окружающей среды.

Характер повреждения активной зоны и каландра потребовал их демонтажа и захоронения, а новые усовершенствованные каландр и зона были установлены через 14 месяцев после аварии.

4.4.3. Авария на АЭС "Lucens" (Швейцария), связанная с повреждением активной зоны [37]

Реактор опытной АЭС тепловой мощностью 30 мвт, по конструкции похожий на канадский реактор "NRX", был введен в эксплуатацию в 1968 г. В реакторе в качестве замедлителя использовалась тяжелая вода, находящаяся в цилиндрическом каландре из алюминиевого сплава диаметром и высотой по 3 м.

Конструкция топливных сборок общей длиной более 3 м содержала графитовые колонки с семью каналами диаметром 32 мм вдоль оси колонок, в которые загружались твэлы из металлического урана с обогащением 0.95% в оребренных оболочках из магниевого сплава. Каждая ТВС устанавливалась в циркаловую трубу высокого давления диаметром 125 мм с толщиной стенки 4 мм, а она, в свою очередь, - в трубу каландра диаметром 145 мм с толщиной стенки 2 мм.

Нижние торцы труб высокого давления по конструкции были заглушены, поэтому с помощью двух газодувок теплоноситель (CO_2) под давлением 6.0 мпа сначала проходил сверху вниз по кольцевому зазору между трубами высокого давления и графитовыми колонками, а затем - снизу вверх между отверстиями в графитовых каналах и

оболочками твэлов. При этом CO_2 нагревался от 220 до 385°C, а запасенное в нем тепло с помощью двух теплообменников отводилось к пароводяному контуру.

Авария произошла 21 января 1969 г. в процессе подъема мощности после трехмесячного останова реактора на ремонт и реконструкцию и проявилась на мощности 12 мвт в виде разрушения одной ТВС на периферии активной зоны и соответствующей трубы высокого давления. В результате CO_2 под высоким давлением проник в каландр с замедлителем и после разрушения его предохранительной мембраны вместе с D_2O и продуктами деления вышел под защитную оболочку реактора, где уровень излучения составил более 100 р/ч. Из-за негерметичности кабельных каналов радиоактивные продукты проникли также в соседние помещения. С учетом последующей очистки в окружающую среду попало 3400 гвк радиоактивных благородных газов и 27.3 мвк радиоактивных аэрозолей, но общее радиологическое воздействие на персонал и окружающую среду было незначительным. Позднее реактор был демонтирован.

Исследование аварии, которое продолжалось почти 10 лет, показало, что ее первичной причиной явилась протечка воды через уплотнительные кольца вала газодувки, в результате чего вода попала в топливный канал и скопилась в его нижней части, где вследствие коррозии в период длительного останова реактора оребрение твэлов оказалось полностью разрушенным.

При пуске реактора в день аварии вода и продукты коррозии были вынесены из канала потоком CO_2 , оставшиеся без оребрения оболочки твэлов перегрелись и расплавились при температуре выше 640°C. Расплавленный материал оболочек стек в нижнюю часть канала и затвердел, заблокировав проход CO_2 через канал.

В результате до температуры плавления (1130°C) нагрелся уран, в атмосфере CO_2 произошло воспламенение урана и магниевого сплава. Расплавленная смесь привела к неравномерному нагреву графитовой колонки, которая изогнулась до контакта с трубой высокого давления. Последняя, в свою очередь, перегрелась и прорвалась под влиянием высокого давления CO_2 , сразу лопнула труба каландра, не рассчитанная на высокое давление, а за несколько секунд до этого реактор был остановлен из-за появления продуктов деления в CO_2 .

Через 0.1 с после прорыва трубы давления резко возросло давление в каландре с замедлителем, при давлении 0.8 мпа сработала предохранительная мембрана, и вместе с расширяющимся газом из каландра было выброшено около 1 м D_2O . Одновременно разрушилась

графитовая колонка, расплавленный уран и магниевый сплав стали контактировать со стенками циркалоевой трубы, которая тоже проплавилась, и около 2 кг жидкого металла было выброшено в замедлитель.

Жидкий металл со взрывом прореагировал с замедлителем, в результате чего были повреждены соседние трубы высокого давления. Скачок давления при взрыве - $2 \cdot 10^4$ Па привел к выбросу из каландра еще большего количества D_2O .

Авария стала возможной из-за того, что не было своевременно обнаружено проникновение воды в активную зону, а также из-за конструктивных особенностей каналов с закрытыми концами.

В результате аварии подверглась радиоактивному загрязнению и позднее была замурована пещера, в которой располагался реактор.

4.4.4. Авария на блоке №4 АЭС "Брюс А" (Канада), связанная с повреждением технологического канала [I51-I52]

23 января 1990 г. на одном из 7 блоков АЭС "Брюс" на основе реакторов санди, а именно на блоке №4 (904 МВт), введенном в эксплуатацию в 1978 г., создалась аварийная ситуация при перегрузке топлива.

На АЭС "Брюс" три перегрузочных машины обслуживают 4 блока, причем каждая машина управляется двумя компьютерами. Один из компьютеров (главный) задает и контролирует операции перегрузки, а другой контролирует работоспособность и безопасность действий конкретных элементов оборудования. При этом оба компьютера перекрестно проверяют команды друг друга. Хотя каждая пара компьютеров в основном обслуживает конкретную машину, все три системы объединены в общую сеть.

Перед аварией одна перегрузочная машина работала в центральной зоне АЭС, а другая была подсоединена к одному из 450 ТК, в ее рабочем объеме было создано давление, равное давлению в активной зоне, но муфта, соединяющая ТК с коллектром, еще не была снята.

В 03 ч.08 мин. (03.08) оператор машины увидел сигнал наклона машины и обнаружил, что ее восточный мост неожиданно переместился в течение нескольких секунд примерно на 40 см вниз вместе с зажатым ТК. Вскоре оператор реактора обнаружил утечку тяжелой воды из I-го контура, которая, как выяснилось позднее, составляла 1400 кг/ч.

Реактор, работавший на полной мощности, был остановлен оператором и безопасно расхолаживался по аварийной программе. Из-за возрастания уровня радиоактивности в 03.56 была автоматически перекрыта вентиляция ГО реактора, и давление в ней поддерживалось на субатмосферном уровне с помощью предохранительных клапанов, соединяющих оболочку с большим вакуумированным зданием, являющимся частью системы локализации аварий на двух блоках АЭС и способным удержать весь пар, образующийся при выходе ТН из I-го контура. Активность трития в этом здании, как было установлено позднее, оказалась меньше 1% от допустимого уровня.

После расхолаживания реактора и разгрузки давления в I-м контуре скорость утечки D_2O уменьшилась до 10-18 кг/ч.

Хотя большая часть вытекшей воды была локализована и доведена до нужного качества штатными средствами, оценки показали, что блок необходимо снять с эксплуатации на 6-12 недель для ремонта поврежденного оборудования. При этом как оценку степени повреждения, так и проведение ремонтных работ можно было сделать только после удаления перегрузочной машины, а это, в свою очередь, было недопустимо, т.к. в поврежденном ТК оставались 13 отработавших ТВС, а еще 4 ТВС находились в магазине перегрузочной машины после предыдущих операций по перегрузке. Так как удаление этих ТВС штатным способом проталкивания через поврежденный канал было уже невозможно, то потребовалось применение специальных инструментов - "кошек".

В качестве причины аварии был признан сбой в программном обеспечении одного из компьютеров, управляющих перегрузочной машиной. В день аварии главный компьютер одной из трех систем был отключен для усовершенствования, а второй работал и после редкой последовательности пяти операций выдал ложную команду, которая не могла быть проверена другим компьютером и была передана непосредственно на перегрузочную машину.

Указанная ошибка была, по-видимому, заложена еще в 1986 г. при реконструкции программных средств управления перегрузочными машинами и не выявлена при последующих испытаниях системы.

4.4.5. Авария на АЭС "MADRAS" (Индия), связанная с разрушением раздаточного коллектора [153]

В начале 1990 г. на обоих блоках АЭС "Мадрас" (CANDU, 235

мв»), введенных в 1983 (блок №1) и 1985 гг (блок №2), произошли аналогичные аварийные события, связанные с утечкой D_2O .

Конструкцией реакторов предусмотрена циркуляция замедлителя через теплообменник с расходом - 25000 л/мин. при рабочей температуре около $60^{\circ}C$ для снятия тепловыделения в замедлителе, которое составляет около 6% от общего тепловыделения в реакторе. По проекту замедлитель должен выходить из корпуса каландра через выходной коллектор, после которого главный выходной трубопровод разделяется на две параллельные нитки, имеющие по два циркуляционных насоса и по одному теплообменнику. Кроме того, имеется пятый резервный насос, который может быть подключен к любой из двух ниток.

После теплообменника более $3/4$ охлажденного замедлителя возвращается в каландр через входной раздаточный коллектор, а около $1/4$ - сверху через сопло спринклерной системы для обеспечения охлаждения каландра в случае уменьшения объема замедлителя. Такое решение является частью системы безопасности, включающей также дренажный бак, расположенный под каландром и связанный с ним системой s-образных гидрозатворов.

Создающееся внутри бака давление гелия около 1.7 бар поддерживает уровень D_2O в каландре. Так как каландр тоже заполнен гелием, то при необходимости дренирования каландра, например, в аварийной ситуации, давление гелия в баке доводится до давления его в каландре, и замедлитель самотеком стекает в бак.

В функцию входного раздаточного коллектора, сделанного из сплава на основе циркония, входит поглощение импульса воды на входе в каландр с тем, чтобы замедлитель поступал внутрь каландра с малой скоростью.

После обнаружения утечки замедлителя обследование с помощью миниатюрной радиационно-стойкой телекамеры показало, что входной раздаточный коллектор разрушен и что много обломков попало внутрь каландра с опасностью повреждения его внутренних конструкций. В связи с этим реакторы были остановлены, и позднее с помощью специально созданных дистанционных манипуляторов обломки были перемещены в такие места каландра, откуда они не могли попасть в циркулирующий поток замедлителя.

В результате исследования совокупности прочностных и гидравлических параметров, ставших причиной аварии, разработана более совершенная система циркуляции замедлителя с использованием нержавеющей стали в качестве материала раздаточных коллекторов.

При этом до изготовления новой системы в июне 1990 г. реакторы были запущены с циркуляцией по временной схеме.

По этой схеме замедлитель из дренажного бака прокачивается через теплообменник, поступает в каландр через бывший выходной трубопровод и через спринклерную систему, а выходит из каландра прямо в бак.

5. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С БЫСТРЫМИ НАТРИЕВЫМИ РЕАКТОРАМИ И ОПЫТНЫХ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВКАХ ЭТОГО ТИПА

5.1. ОСОБЕННОСТИ СХЕМ, ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОБЛЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС БН [37,154-162]

5.1.1. Компоновка и сравнительные характеристики АЭС БН

АЭС с реакторами – размножителями на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем являются следующим поколением атомных станций. Работы над ними ведутся во всех развитых странах. В нашей стране этот тип реактора кратко обозначается буквами "БН" (быстрый натриевый).

Ядерные реакторы на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением (в дальнейшем – реакторы типа БН, РБН), АЭС с такими реакторами (АЭС БН), их технологические схемы и оборудование, режимы эксплуатации и вопросы безопасности достаточно подробно описаны в литературе. Это позволяет ограничиться здесь минимальными пояснениями по особенностям схем, конструкций оборудования или процессов.

Общее количество эксплуатируемых или эксплуатировавшихся реакторов типа БН во всем мире составляет всего 16, в том числе 6 опытно-промышленных. Суммарная наработка на середину 1992 г. составляет соответственно 250 и 85 реакторо-лет.

В нашей стране работы по проблеме быстрых реакторов развернулись примерно с 1950 г. Основные этапы и итоги этой работы связаны с созданием и пуском экспериментальных реакторов БР-5 (1959 г.) и "Бор" (1971 г.), а затем опытно – промышленных АЭС с реакторами БН-350 (1973 г.) и БН-600 (1980 г.). Опыт эксплуатации последних дает возможность перейти к созданию серийных блоков АЭС БН мощностью 800 и 1600 мвт (эл.).

Принципиальная схема АЭС БН отличается от схемы энергоблока с реактором ВВЭР только наличием промежуточного контура. Однако

конструкции оборудования, эксплуатационные режимы и параметры, решения проблем безопасности и надежности, естественно, резко различаются. Для сравнения в таблице 5.1. приведены некоторые технологические параметры для энергоблоков ВВЭР-1000 и БН-800. Обращает на себя внимание разница величин давлений, температур и подогревов, параметров генерируемого пара.

РБН используют трехконтурную схему отвода тепла. Теплоносителем 1 и 2-го контуров является натрий, в 3-м контуре - вода-пар. Отвод тепла осуществляется по нескольким параллельным петлям

Таблица 5.1

Сравнительные характеристики энергоблоков ВВЭР-1000 и БН-800

| Характеристики | Единицы измерения | ВВЭР-1000 | БН-800 |
|------------------------------------|-------------------|-----------|--------|
| Мощность: | | | |
| тепловая, | МВт | 3200 | 2100 |
| электрическая. | МВт | 1000 | 600 |
| Температура: | | | |
| на выходе из реактора, | °С | 320 | 547 |
| подогрев в реакторе. | °С | 30 | 193 |
| Расход через реактор. | кг/с | 23600 | 8870 |
| Количество ГЦН 1-го контура. | шт | 4 | 3 |
| Давление в 1-м контуре. | МПа (изб) | 16.0 | 0.05 |
| Параметры перегретого пара: | | | |
| давление, | МПа | 6.25 | 13.7 |
| температура. | °С | 278 | 490 |
| КПД нетто. | % | 30.7 | 38.0 |

(в современных проектах - 3-6), имеющим общие точки в реакторе и, во многих случаях, в турбоустановке. Натрий 1-го контура на выходе из реактора нагревается до средней температуры 540-550°С, что обеспечивает получение перегретого пара высоких параметров и хорошего кпд термодинамического цикла.

Каждая петля 1-го контура содержит промежуточный теплообменник (ПТО) натрий-натрий, состоящий из одного-двух корпусов, и один ГЦН, расположенный, как правило, на холодной стороне петли. В качестве ГЦН используются центробежные вертикальные насосы, которые обеспечивают подачи до 7000 кг/с при напоре 0.6-1.0 МПа. Петли 2-го контура, переносящие тепло из ПТО в ПГ, полностью

независимы. Циркуляция натрия обеспечивается ГЦНами, аналогичными ГЦНам I-го контура.

За счет большего давления инертного газа в газовых подушках оборудования 2-го контура (0.1-0.2 мпа (избыт.) против 0.05-0.09 в I-м контуре) исключается возможность перетечки радиоактивного натрия I-го контура во 2-й при нарушении герметичности трубок промежуточных теплообменников.

Парогенераторы натрий-вода на АЭС БН имеют одностенную конструкцию и, учитывая активное взаимодействие воды с натрием, оснащаются специальными системами контроля за герметичностью теплообменных поверхностей и системами защиты, исключающими недопустимое повышение давления во 2-м контуре и выброс натрия или его продуктов в помещения или окружающую среду. Более подробно это будет описано ниже.

В качестве турбогенераторов на АЭС БН могут использоваться стандартные турбины ТЭС (как на БН-600), либо, если мощность или параметры пара существенно отличаются от стандартных, принятых в энергетике, специально разработанные. Турбины работают в условиях отсутствия радиации. Во всяком случае, проблемы эксплуатации турбин АЭС БН и их схем регенеративного подогрева воды не отличаются от существующих на обычных ТЭС.

Специфичными для АЭС БН являются:

- система электрообогрева,
- система обнаружения течей натрия в помещения и натриевого пожаротушения,
- система инертного газа (как правило, аргона) для создания инертной атмосферы над уровнем натрия во всех контурах и исключения окисления теплоносителя как при работе на мощности, так и при ремонтах, перегрузках топлива и т.п.;
- система контроля содержания примесей в натрии и очистки его от оксидов, гидридов и некоторых продуктов деления.

Несколько слов о компоновке I-го контура РБН. Существуют две компоновочные схемы контура: петлевая и баковая (интегральная). Первая аналогична используемым в установках типа ВВЭР: основное оборудование контура расположено в отдельных корпусах, соединенных между собой трубопроводами. Большинство энергетических РБН выполнены по баковой схеме. В этом варианте все основные компоненты I-го контура размещены в едином баке (рис.5.1). Бак имеет простую геометрию без патрубков или узлов стыковки на боковой поверхности или днище.

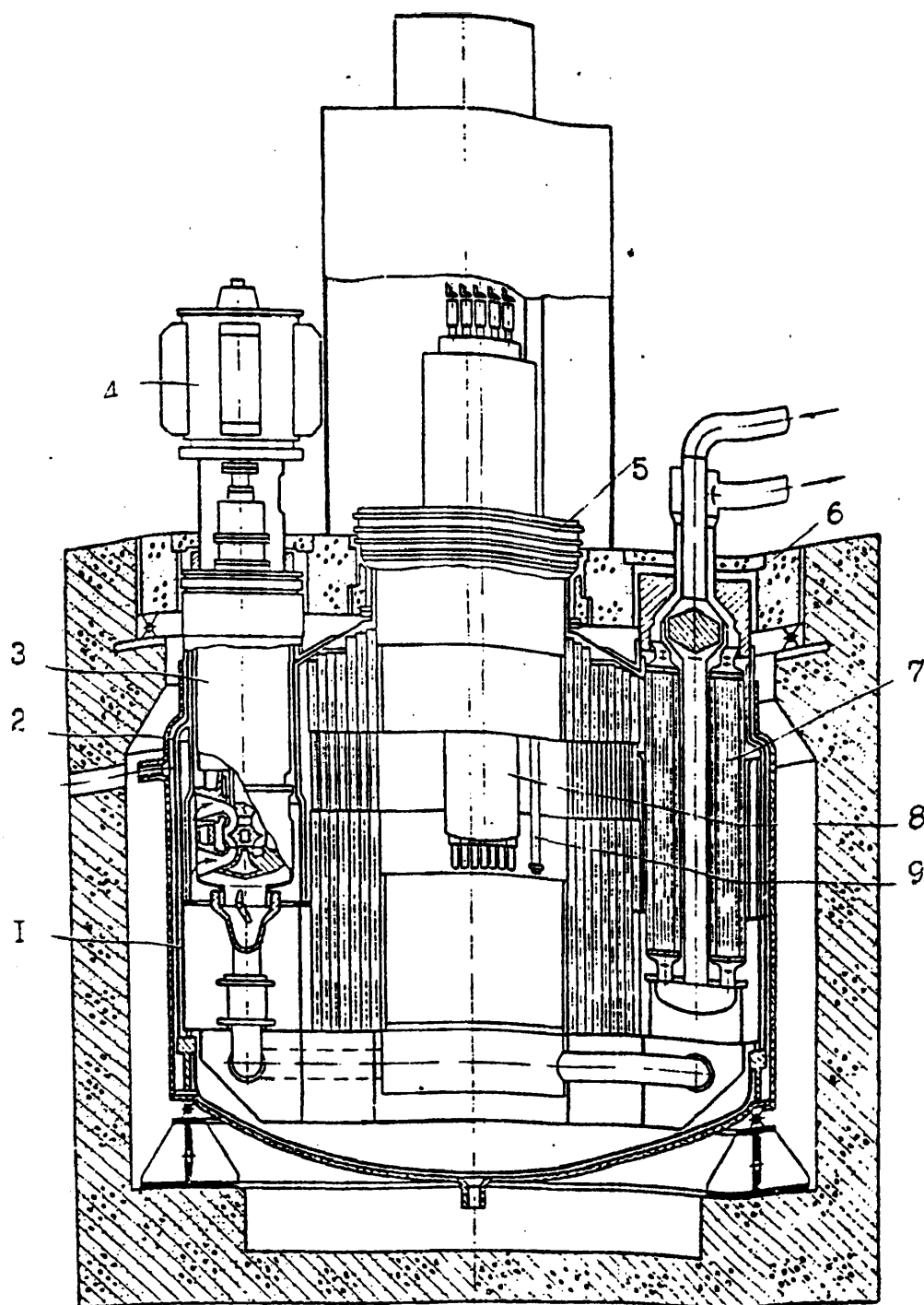


Рис.5.1. Реактор БН-600 в разрезе

1- опорный пояс, 2- корпус, 3- насос, 4- электродвигатель, 5- поворотные пробки, 6- верхняя неподвижная задита, 7- теплообменник, 8- центральная колонна с органами систем регулирования и безопасности, 9- перегрузочный механизм

Исключение внешних трубопроводов значительно сокращает общую поверхность I-го контура, снижает ее максимальную температуру, улучшая условия работы конструкционных материалов. Это сводит к минимуму возможность течи радиоактивного натрия. Наконец, в интегральной компоновке отсутствует запорная арматура, допускаются небольшие перетечки внутри бака. Все эти факторы повышают надежность конструкции и безопасность эксплуатации реактора.

Подход к проблемам безопасности АЭС БН изменялся во времени по мере накопления опыта проектирования и эксплуатации РБН и АЭС БН, а также опыта на АЭС с реакторами других типов.

В настоящее время подход к обеспечению надежной и безопасной эксплуатации АЭС БН такой же, как и АЭС с реакторами других типов. Он строится на принципе глубокой эшелонированной защиты, предусматривающей как физические барьеры на пути распространения радиоактивных веществ, так и несколько уровней безопасности. В РБН такими барьерами являются топливная матрица, оболочки твэлов, стенки оборудования и трубопроводов I-го контура, страховочные кожуха (частично) и главное здание АЭС. Для топливных материалов и продуктов деления действуют все четыре барьера, для продуктов активации, основным из которых является $Na-24$, — три последних. Нарушение барьеров, как правило, связано с отказами оборудования, ошибками персонала или внешними причинами.

Решение проблем безопасности для АЭС БН имеет свои особенности по сравнению с реакторами на тепловых нейтронах, а отличия обуславливаются, главным образом, своеобразием физики реактора и теплофизических свойств ТН.

С точки зрения безопасности и развития аварийных процессов положительными свойствами реакторов типа РБН и натриевого ТН, как подтверждает мировой опыт их разработок и эксплуатации, являются устойчивая отрицательная связь при возмущениях по мощности и температуре, определяемая практически мгновенными составляющими — доплер-эффектом и аксиальным расширением топлива;

стабильность нейтронного поля во времени;

отсутствие отравлений реактора и связанной с этим необходимости последующего ввода положительной реактивности;

высокий внутренний коэффициент воспроизводства, возможность создания быстрого реактора без запаса реактивности на выгорание с практически "идеальной" стабильностью поля энерговыделения;

хорошая работоспособность оксидных топливных элементов при глубоких выгораниях;

удержание натрия и улавливание холодными ловушками значительной доли радиоактивных осколков деления (в том числе $J-131$ и $св-137$) в случае выхода последних из топливных элементов в теплоноситель;

низкая коррозионная активность натрия (отметим, что не было ни одного случая разуплотнения контуров, обусловленного коррозией конструктивных материалов в натриевой среде);

низкое рабочее давление теплоносителя.

Недостатком, с точки зрения физики, является наличие положительного натриевого пустотного эффекта реактивности в реакторах большой мощности, а с точки зрения технологии ТН - его высокая химическая активность.

Важно, что разгерметизация трубопроводов I-го контура в РБН не приводит к ядерным авариям по нескольким причинам. Это, во-первых, низкое давление в натриевых контурах РБН, что позволяет создать вокруг корпусов оборудования (в первую очередь - собственно реактора) и трубопроводов страховочные кожуха, равнопрочные с основными корпусами. Устройство контура в целом и объем пространства между кожухом и корпусом выбирается так, чтобы исключить разрыв циркуляции ТН через активную зону или, тем более, оголение последней при течи в любой точке контура. В РБН петлевого типа в страховочные кожуха заключаются, как минимум, реактор и трубопроводы до отсекающей арматуры. В РБН интегрального типа все основное оборудование и трубопроводы I-го контура находятся в общем корпусе, и их разгерметизация не приводит к перегреву твэлов. Из корпуса выходят лишь натриевые трубопроводы вспомогательных систем малого диаметра, также заключенные в страховочные кожуха до отсекающих вентилей. Внешние трубопроводы, как правило, снабжены пассивными устройствами разрыва циркуляции на случай возникновения сифонного эффекта.

Во-вторых, весьма велика теплоемкость I-го контура реактора. Расчеты, подтвержденные прямыми экспериментами на АЭС БН-350 и БН-600, показывают, что в условиях полного прекращения теплоотвода от I-го контура после срабатывания аварийной защиты рост средней температуры натрия в I-м контуре не превышает $40^{\circ}\text{C}/\text{ч}$. С учетом большого запаса до температуры кипения натрия это дает огромный запас времени для принятия мер по ограничению последствий.

В третьих, уникальным свойством натрия является незначительное ухудшение коэффициента теплоотдачи при переходе в режим естественной циркуляции. Все АЭС БН проектируются так, чтобы при потере источников энергоснабжения в I-м, 2-м контурах

устанавливалась естественная циркуляция, обеспечивающая отвод остаточных тепловыделений.

Наконец, большой запас до температуры кипения исключает возникновение явлений, аналогичных кризису кипения в реакторах с водным теплоносителем.

Приведенный краткий обзор характеристик безопасности АЭС БН целесообразно заключить сравнением быстрых и тепловых реакторов с точки зрения безопасности. Приводимое ниже сопоставление ориентируется для тепловых реакторов, в первую очередь, на особенности реакторов ВВЭР (РВР), но в ряде случаев замечания относятся и к реакторам других типов.

5.1.2. Физика реактора

5.1.2.1. Недостатки реакторов на быстрых нейтронах

а). Положительный пустотный эффект реактивности в РБН, работающем на плутонии. С этим связана опасность разгона реактора на мгновенных нейтронах. В ВВЭР выброс воды из активной зоны приводит к прекращению цепной реакции деления.

б). Возможность образования вторичной критической массы при перемещении разрушенного топлива. В ВВЭР образование вторичной критической конфигурации возможно при заливе реактора водой.

5.1.2.2. Недостатки реакторов на тепловых нейтронах

а). Возможность локальной надкритичности в активной зоне реактора. Количество топлива в ней соответствует 20-70 критическим массам. В реакторе ВВЭР критическую массу могут образовать 6 ТВС, что создает опасность их повреждения при ошибочных перемещениях органов управления. В быстрых реакторах при нормальной эксплуатации локальная надкритичность невозможна.

б). Значительная неравномерность поля энерговыделения в тепловом реакторе. Этот недостаток в значительной мере связан с предыдущим. Поле энерговыделения изменяется с выгоранием, что создает опасность местных перегревов. Для реактора ВВЭР объемный коэффициент неравномерности энерговыделения достигает 2.5-3.0. Поле энерговыделения в активной зоне быстрого реактора очень стабильно. Это подтверждается как расчетами, так и экспериментами (физические стенды, БН-600).

в). Отравление теплового реактора ксеноном и самарием, возможность пространственно-временных автоколебаний поля энерговыделения. В быстрых реакторах отравление отсутствует.

г). Значительное отравление теплового реактора осколками деления, а также малый коэффициент воспроизводства и, как следствие, — необходимость большого запаса реактивности на кампанию (до 10%). В быстром реакторе отравление осколками деления несущественно, а коэффициент воспроизводства более чем в 2 раза выше, чем в реакторах типа ВВЭР. Запас реактивности на выгорание топлива в нем гораздо меньше, чем в тепловом (около 2%), и в принципе может быть сведен к нулю.

д). Значительные изменения температурных эффектов реактивности в течение кампании в зависимости от выгорания топлива и содержания бора в воде вплоть до изменения знака эффектов. В быстром реакторе вариации этих эффектов в течение кампании гораздо меньше.

е). Нежелательность применения стали в качестве конструкционного материала активной зоны. Использование циркония в ВВЭР и РБМК приводит к опасности пароциркониевой реакции в аварийных условиях. В быстром реакторе выбор конструкционных материалов практически неограничен.

5.1.3. Теплофизические и химические свойства и технология натрия

5.1.3.1. Недостатки быстрых реакторов

а). Большая химическая активность натрия по отношению к кислороду воздуха и воде. Необходимость герметизации помещений I-го контура, наличия специальных систем пожаротушения и защиты ПГ.

б). Высокая температура плавления натрия (98°C) и необходимость электрообогрева натриевых контуров.

5.1.3.2. Недостатки реакторов на тепловых нейтронах

а). Высокое давление ТН и, несмотря на это, низкий запас до кипения по температуре (45°C). Следствием этого являются большие толщины корпусов реактора и оборудования I-го контура, использование высокопрочных сталей, опасность их хрупкого разрушения в условиях переменных механических и термических напряжений. С этим также связана необходимость защитной оболочки на реакторе со сложной системой снижения давления в ней при авариях.

В быстром реакторе на выходе из активной зоны и в корпусе давление близко к атмосферному. Запас по температуре до кипения составляет около 350–400°С, что в 2 раза превышает проектный подогрев ТН в реакторе.

б). Большая энергия, аккумулированная в теплоносителе I-го контура, которая может способствовать разрушению трубопроводов или корпусов оборудования.

Следствием первых двух недостатков является опасность разрыва I-го контура, потери воды из реактора, наличие сложной системы аварийного охлаждения активной зоны теплового реактора, а в реакторах с графитовым замедлителем – большая аккумулированная химическая энергия графита. Химическая же энергия, содержащаяся в жидкометаллическом ТН быстрого реактора, в большинстве случаев не может быть причиной его разрушения.

в). Опасность кризиса теплообмена в активной зоне. Кризис может возникнуть даже при отключении нескольких ГЦН I-го контура при нормальном срабатывании аварийной защиты. Следствием его могут быть повреждение активной зоны, опасный рост давления в реакторе. Сложности возникают также при охлаждении осушенной активной зоны в случае ее повторного затопления. В быстром реакторе с жидкометаллическим охлаждением кризиса теплообмена не возникает.

г). Необходимость поддержания давления в I-м контуре выше, чем во втором, и связанная с этим опасность утечки воды радиоактивного I-го контура во 2-й. В быстром реакторе давление во 2-м контуре всегда выше, чем в I-м. Выход радиоактивности в незащищенные помещения при этом практически исключается.

д). Большая коррозионная активность воды. Необходимость сложных систем очистки и водоподготовки. В быстрых реакторах системы очистки натрия просты и удобны в эксплуатации.

5.1.4. Радиационная безопасность

5.1.4.1. Недостатки быстрых реакторов

а). Высокая наведенная активность натрия, требующая примерно десятидневной выдержки перед проведением ремонтных работ.

5.1.4.2. Недостатки реакторов на тепловых нейтронах

а). Значительные выбросы радиоактивности при нормальной

эксплуатации. В быстрых реакторах выбросы на I-2 порядка ниже. Ежесуточные выбросы радиоактивности на БН-600 составляют около 2 кБк, что менее 1% от допускаемого нормами.

б). Освобождение при разгерметизации I-го контура летучих продуктов деления (^{131}I , ^{137}Cs и др.). В быстрых реакторах эти продукты удерживаются теплоносителем.

в). Большая по сравнению с быстрыми реакторами коллективная доза облучения работающих (включая предприятия топливного цикла), большие объемы жидких радиоактивных отходов.

Следует отметить, что все указанные выше недостатки АЭС БН могут быть нейтрализованы соответствующими проектными решениями или эксплуатационными процедурами. Например, натриевый пустотный эффект реактивности исключается конструктивными мерами — путем нетрадиционной компоновки активной зоны, правда, за счет некоторого ухудшения характеристик воспроизводства вторичного горючего. Известны и проверены в практической эксплуатации средства контроля за целостностью поверхностей теплообмена в ПГ и за утечками натрия из контуров, а также системы и устройства, обеспечивающие безопасность АЭС и локализацию отказавшего узла. А, например, такой недостаток натрия, как относительно высокая температура плавления, оказался даже преимуществом при проведении ремонтов оборудования по сравнению с жидким при комнатной температуре сплавом натрий-калий.

Известны направления дальнейшего усовершенствования характеристик безопасности РБН, в первую очередь, за счет использования пассивных органов и средств. Реализация их не представляет принципиальных трудностей. Наиболее важными из этих направлений являются

дальнейшее увеличение возможностей длительного съема остаточных тепловыделений за счет естественной циркуляции теплоносителей по всем контурам системы аварийного расхолаживания. Эти возможности заложены в проект БН-800 уже сегодня, хотя и рассматриваются как резервные на случай гипотетических ситуаций (наложения большого числа отказов и ошибок);

конструктивные решения по активной зоне и реактору в целом, обеспечивающие самопроизвольный ввод отрицательной реактивности при повышении мощности и/или снижении расхода ТН;

разработки пассивных средств тушения загораний натрия при его протечках в технологические помещения без вмешательства обслуживающего персонала;

разработка полностью интегральной концепции I-го контура с внесением в корпус реактора всех вспомогательных систем, что полностью исключит наличие оборудования и трубопроводов без страховочных кожухов;

разработка нетрадиционных компоновок активных зон, дающих нулевой или отрицательный натриевый пустотный эффект реактивности.

5.1.5. Возможные причины аварий на АЭС БН

Как и на АЭС с реакторами других типов, аварийные ситуации на АЭС БН могут быть обусловлены

- несанкционированным вводом положительной реактивности;
- нарушением расхода ТН через активную зону или отдельные сборки;
- прекращением отвода тепла от I-го контура;
- утечками ТН I-го контура.

Ниже будут рассмотрены аварии и аварийные ситуации, случившиеся в процессе эксплуатации РБН в СССР и в других странах и связанные со всеми отмеченными причинами, а также связанные с повреждением ТВС в процессе перегрузочных операций;

- натриевыми пожарами;

- с течами в парогенераторах натрий-вода;

- с отказами основного оборудования, приводящими к длительным простоям энергоблоков, большим объемам ремонтных работ и/или большому облучению персонала при ремонтах.

5.2. ИНЦИДЕНТЫ, связанные с несанкционированным вводом положительной реактивности

Аварийные ситуации, связанные с вводом положительной реактивности в РБН, помимо указанных выше для ВВЭР, могут возникать в следующих случаях:

- при выбросе стержня-поглотителя (нескольких стержней) за счет значительного увеличения расхода ТН через активную зону при расцепленных стержнях (при перегрузке);
- при изменении конфигурации активной зоны из-за ошибки проекта (неучет конструктивных особенностей);
- при образовании в активной зоне газовых (паровых) полостей, прохождении газовых пузырей вследствие ошибки проекта, значительного отклонения режима или качества ТН от нормы, вскипания натрия при перекрытии проходного сечения ТВС;

-при попадании в активную зону веществ, замедляющих нейтроны (вода, масло) из-за ошибки проекта, ошибки персонала или нарушения эксплуатационных режимов.

Ввод положительной реактивности с самого начала работ над быстрыми реакторами рассматривался как одна из наиболее опасных ситуаций. Во всех реакторах предусматривалось несколько каналов защиты по уровню мощности и по периоду разгона реактора. В последних нормативных документах требуется оснащение АЭС двумя независимыми комплектами такой аппаратуры, каждый из которых состоит из трех каналов. Количество стержней аварийной защиты, их эффективность и скорость ввода выбираются так, чтобы исключить развитие аварии даже при отдельных отказах.

В проектах АЭС БН предусматриваются различные технические меры для предотвращения соответствующих исходных событий:

- предусматривается "шаговое" и поочередное извлечение органов управления, что обеспечивается механическими и/или электрическими блокировками, в результате чего, например, для ошибочного извлечения стержня оператору потребуется не единичное действие, а серия последовательных действий;
- гидродинамика стержней управления рассчитывается так, чтобы их не выбросило из зоны даже при случайном включении всех ГЦН на полные обороты в момент, когда стержни расцеплены с приводами. Ранее это не всегда обеспечивалось, но тогда предусматривались организационные меры, исключающие возможность включения насосов (начальный период эксплуатации БН-350);
- трехконтурная схема отвода тепла исключает попадание в I-й контур воды при любой аварии парогенератора;
- если вода используется в качестве охладителя в задвижках или других узлах I-го контура, то она отделяется от натриевой полости несколькими стенками, как правило, с контролем протечек;
- конструкции ГЦН и приводов органов СУЗ выполняются так, чтобы исключить попадание масла в полость I-го контура. Однако, несмотря на принимаемые меры, за прошедшие годы имели место несколько аварийных случаев, относящихся к рассматриваемой группе.

На экспериментальных реакторах Евр-I (США) и БР-5 (СССР) в начальный период их работы имел место положительный мощностной эффект, связанный с изгибом твэлов. На Евр-I в ноябре 1956 г. во время экспериментальных работ, направленных на изучение этого эффекта, произошел всплеск мощности с очень коротким периодом, приведший к плавлению топлива в активной зоне [162]. После

установки новой зоны, конструкция которой отличалась большей жесткостью, предотвращающей возможность изгиба твэлов, колебаний мощности и положительного мощностного эффекта реактивности не наблюдалось.

Правильное понимание причин возникновения быстрого положительного мощностного эффекта реактивности в первых экспериментальных реакторах позволило исключить его возникновение в дальнейшем.

5.2.1. Инциденты на АЭС с реактором "Феникс" (Франция), связанные с быстрыми изменениями реактивности (I63-I64)

АЭС с реактором "Феникс" (эл. мощность 240 МВт) была остановлена с 9.09.90 г. из-за быстрого (в начальный момент отрицательного) изменения реактивности.

По указанной причине произошло 4 аварийных остановки реактора: 3 в середине 1989 г. и последняя - 9.09.90 г. Первые две остановки были отнесены за счет помех, возникающих в ионизационных камерах, однако, после второй остановки была смонтирована специальная аппаратура, позволяющая записывать быстротекущие процессы. После 3-й остановки реактор был остановлен на несколько месяцев для поиска причины явления. Характер изменения реактивности представлен на рис.5.2, относящемся, правда, к 4-му случаю. В 3-м процесс совпадал с данными рис. 5.2 по временным параметрам, но отличался меньшими амплитудами колебаний мощности.

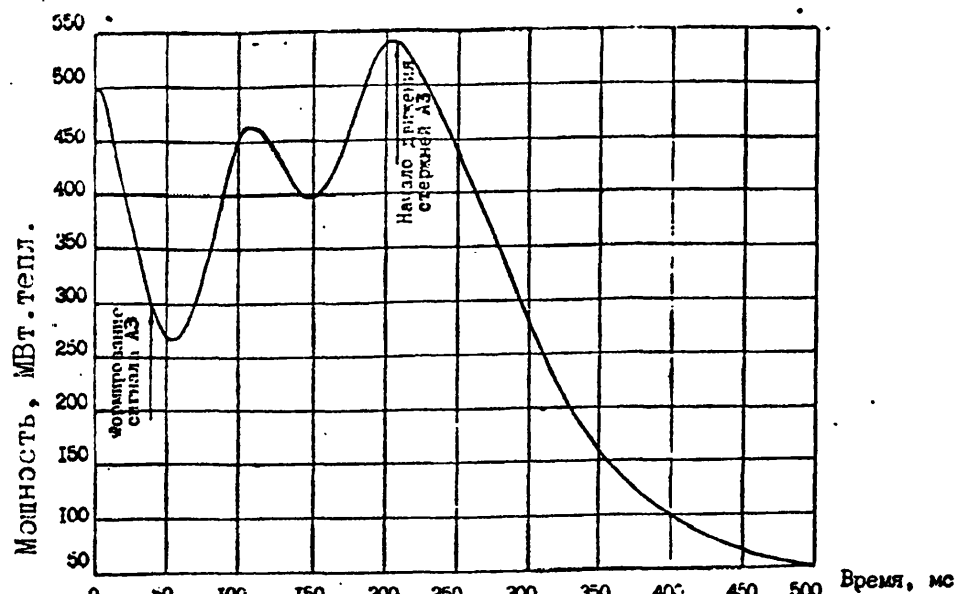


Рис.5.2. Колебания мощности реактора "Феникс" 09.09.90 г.

Учитывая форму и амплитуду записанных сигналов, в 1989 г. явление было объяснено прохождением через активную зону реактора пузырьков аргона, накопившихся под верхней плитой напорного коллектора (объем пузырей, необходимый для объяснения эффекта, по оценкам, составлял 30–40 л.). Конструкция коллектора действительно не исключает накопление аргона, но для удаления его проектом было предусмотрено шесть специальных "продувочных" устройств. Считали, что оксиды натрия, образовавшиеся в процессе длительного планового ремонта, блокировали зазоры в этих "продувочных" устройствах.

Для обеспечения повторного пуска АЭС эти устройства были модифицированы, а для уверенности, что они не будут снова забиваться, был введен постоянный контроль давления аргона и некоторые другие требования. После этого 27.12.1989 г. надзорными органами было дано разрешение на продолжение эксплуатации "Феникса" на мощности до 500 мвт (тепл.). Однако 09.09.90 г. после нового случая скачка реактивности (рис.5.2.) реактор был остановлен. Этот случай сопровождался значительно большими амплитудами отклонений. Аварийная защита реактора по отрицательному изменению реактивности имеет уставку $-10 \beta/\text{с}$, которая была достигнута на 40-й мс.

Учитывая инерционность реактиметра, реальная скорость снижения была оценена в $350 \beta/\text{с}$, а по глубине провала мощности общая введенная реактивность оценена как -1β . Отметим также, что примерно на 210-й мс в зону начинают вводиться стержни аварийной защиты (по сигналу, сформированному на 40-й мс). Процесс к этому времени уже закончился.

Чтобы объяснить полученные в 4-м случае большие амплитуды отклонений прохождением газа, надо допустить, что за 200 мс через зону прошло 250–300 л газа, что физически нереально. Анализ различных других причин, могущих вызывать изменение реактивности, не дал положительного результата. Причина явления остается непонятной.

После оснащения реактора дополнительными датчиками для контроля процесса (ионизационные камеры в активной зоне, датчики давления натрия и вибрации, быстродействующие термпары натрий-сталь, акустические детекторы) эксплуатация обратилась в надзорные органы с просьбой о разрешении пуска реактора, и по состоянию на июнь 1992 г. было дано разрешение на работу реактора на мощности 60% номинальной.

5.2.2. Инцидент на Белоярской АЭС (СССР), связанный с попаданием водородосодержащих веществ в активную зону БН-600 [165]

21 января 1987 г. при работе реактора БН-600 на номинальной мощности в активную зону попали водородосодержащие вещества, что привело к скачку положительной реактивности и изменению технологических параметров, компенсированных системой регулирования. Реактор продолжал работать.

Это событие началось с того, что в интервал времени от 14.29 до 14.36 были отмечены непредвиденные изменения некоторых параметров, характеризующих работу реактора и I-го контура:

- стержень автоматического регулирования погрузился в активную зону на 90 мм;

- давление газа в реакторе возросло на 5% от первоначального;
- наблюдались колебания уровня натрия в реакторе в пределах ± 50 мм, окончившиеся понижением уровня на 25 мм;
- уровень натрия в насосах возрос на 50-140 мм;
- потребляемая мощность ГЦН I-го контура понизилась на 1.5-2.0%;
- температура натрия на выходе из ТВС изменилась на $\pm 10^\circ\text{C}$;
- изменилась температура натрия на входе и выходе промежуточных теплообменников.

Все эти изменения привели в результате к небольшому перераспределению электрической мощности между турбогенераторами в соответствии с перераспределением тепловой мощности между теплоотводящими петлями при постоянной мощности реактора.

Последующий анализ параметров показал, что за указанный временной интервал в реактор была введена положительная реактивность $0.031\% \Delta k/k$. Одновременно возрос перепад давления на активной зоне и на 2.5-3.0% понизился расход натрия через нее. Эти изменения параметров находились в допустимых пределах и были компенсированы системами авторегулирования без вмешательства персонала. Действия персонала потребовались только для некоторого снижения давления перед турбиной № 6 после окончания переходного процесса.

Химический анализ газа из защитной подушки реактора показал возрастание концентрации водорода с $2 \cdot 10^{-4}$ до 0.22 об.%. Позднее эта концентрация начала снижаться и к 29 января уменьшилась до $3.0 \cdot 10^{-3}$ об.%. Пробковый индикатор I-го контура также зафиксировал появление примесей в натрии. Анализ показал, что в газовой подушке реактора появилось около 90 г, а в натрии - 110 г, т.е. всего около

200 г водорода. Оценка по изменению реактивности указывала на попадание в зону около 70 г водорода.

На основании всех этих данных было сделано заключение, что в I-й контур попали водородосодержащие вещества. Как показали исследования изменений параметров реактора, химический анализ проб натрия из I-го контура, инспекция конструктивных элементов контура и топливных сборок, металлография твэлов и измерение расхода натрия через свежие и облученные ТВС, водородосодержащие вещества постепенно накопились на поверхностях в газовой полости реактора в течение 7 лет эксплуатации. Эти водородосодержащие отложения явились результатом ремонтов (со вскрытием контура) и подпиток контура свежим газом.

Для того, чтобы исключить или уменьшить поступление водорода при подпитке реактора газом, была введена система осушки свежего газа; проектируется оборудование для постоянного контроля содержания примесей в натрии и газе I-го контура. Были также приняты меры по уплотнению газовой системы, чтобы уменьшить подпитку ее свежим газом. В течение 4-х лет после 1987 г. никаких подобных случаев не было. Физические и гидравлические параметры как активной зоны, так и I-го контура в целом соответствуют проектным значениям.

5.3. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с нарушением отвода тепла от активной зоны реактора

Причины аварийных ситуаций, связанных с нарушением отвода тепла от активной зоны РБН или отдельных ТВС при сохранении герметичности I контура, те же, что и в ВВЭР. Все возможные исходные события и их причины анализируются на стадии проектирования. Предусматриваются меры, исключаящие нарушение пределов безопасной эксплуатации.

Как правило, устанавливается минимальное количество работающих насосов I-го контура, при котором реактор еще может находиться в энергетическом режиме. Если это количество выдерживается, то при отказах ГЦН автоматика переводит энергоблок на пониженный уровень мощности; если же нет, то срабатывает аварийная защита реактора, а расхолаживание его осуществляется оставшимися в работе насосами. Аналогичные меры предусматриваются на случай отказа системы регулирования ГЦН или закрытия обратного клапана. Число таких режимов на отечественных АЭС БН невелико.

Например, за период 1981-1991 гг. на АЭС БН-600 имели место 5 отказов ГЦН I-го контура, 4- ГЦН 2-го контура и ни одного отказа клапанов.

Причинами отказов ГЦН I-го контура были отказы в системе управления скоростью ГЦН (неконтакт в этой системе, расцепление муфты связи тахогенератора с валом ГЦН, ложное срабатывание защиты по снижению оборотов и т.п.), отказ электропривода, выгорание шины электродвигателя, повреждение кабельной муфты автотрансформатора, заклинивание вала в момент пуска, повышенная вибрация в процессе работы.

При обесточивании собственных нужд для отвода тепла от активной зоны на энергетических РБН используется выбег ГЦН с переходом в дальнейшем на естественную циркуляцию ТН.

Ниже рассматриваются три инцидента, существенных по своим последствиям. Все они связаны с частичным перекрытием расхода через ТВС активной зоны.

5.3.1. Инцидент на реакторе БР-5 (СССР), связанный с забиванием оксидами ТВС активной зоны [154]

В первый период эксплуатации БР-5 летом 1959 г. при включении циркуляции по I-му контуру при большом загрязнении ТН были забиты оксидами нижние дистанционирующие решетки всех ТВС. Ремонт с разборкой зоны занял около 1.5 месяцев.

Загрязнение ТН было связано с прожогами стенки дренажного трубопровода I-го контура при коротком замыкании электронагревателей (см. ниже 5.5.1.). Прожог произошел во время вакуумирования при подготовке контура к заполнению натрием.

Воздух, попавший во внутреннюю полость контура, окислил натрий, оставшийся на стенках трубопроводов и оборудования. После ликвидации дефектов и заполнения контура натрием оксиды загрязнили ТН до такой степени, что при включении циркуляции активная зона сработала как механический фильтр. Расход по контуру оказался значительно ниже нормального. Потребовалась полная разборка активной зоны и поочередная отмывка всех ТВС в спирто-водном растворе. Осмотр ТВС в этот момент показал, что их нижние решетки и хвостовики забиты оксидами. Одновременно с отмывкой ТВС велась очистка натрия I-го контура на холодных ловушках (в активной зоне во время очистки стояли сборки-имитаторы).

Общие затраты времени на ликвидацию последствий этого

инцидента составили около 1,5 месяцев. Только отсутствие остаточного тепловыделения (был период начала энергетического пуска) исключило возможные тяжелые последствия закипания.

5.3.2. Авария на АЭС "ENRICO FERMI" (США), связанная с плавлением топлива [166-168]

5 октября 1966 г. в реакторе "Энрико Ферми-1" произошло частичное расплавление двух топливных сборок в результате почти полного прекращения расхода ТН через них. Блокада расхода была вызвана одним из внутриреакторных элементов конструкции, оторванным благодаря вибрации, а затем перенесенным и прижатым за счет гидродинамических сил к входным патрубкам ТВС. Ремонт потребовал почти четырех лет, реактор вновь достиг критичности 18 июля 1970 г., а 16 октября того же года был выведен на мощность 200 мвт тепл. Поскольку эта авария наиболее серьезна из всех, имевших место в РБН, ниже она описана более подробно.

5.3.2.1. Описание и история работы реактора

Реактор "Энрико Ферми-1" был построен группой коммерческих фирм. Полная мощность станции - 430 мвт тепл. Однако первая активная зона была спроектирована на 200 мвт тепл. (66 мвт эл.). Зона состояла из 105 квадратных в сечении ТВС, каждая из которых содержала 140 ТВЭЛов из металлического урана с циркониевой оболочкой. Над двадцатью двумя процентами ТВС были размещены термопары для контроля температуры ТН на выходе из сборок.

Тепло от реактора отводилось тремя идентичными петлями с отдельными подводами к зоне и боковому экрану. Во входной напорной камере был предусмотрен ряд ребер, которые должны были обеспечить равномерное распределение расхода по активной зоне и экрану, и конический обтекатель. Нижняя часть напорной камеры и обтекатель были покрыты сегментами циркония, чтобы защитить корпус реактора от попадания расплавленного топлива в случае аварии с потерей ТН.

Сооружение АЭС было завершено в 1963 г. После некоторой доработки оборудования и серии испытаний на мощности ниже 1 мвт (здесь и далее указывается тепловая мощность) в декабре 1965 г. мощность была поднята до 20, 1 апреля 1966 г. - до 67 и, наконец, 8 июля 1966 г. - до 100 мвт. 5-7 августа 1966 г. реактор отработал на этой мощности 60 ч. непрерывно. Всего к моменту аварии

наработка составила примерно 850 мВт.сут.

В июне, при работе на 67 мВт, впервые были обнаружены отклонения от нормальных температур на выходе из зоны. Подогрев в двух ТВС был на 20–25% выше нормального. Температуры вернулись в норму при работе на мощности 100 мВт в июле, но в августе подогревы опять установились на 40–47% выше, чем это должно было быть при существовавших мощности и расходе. Однако уровень температур в этих ТВС был ниже, чем в центральных, и все они были ниже величин, предусмотренных для работы на полной мощности. Наконец, кроме ТВС, имевших повышенные подогревы, одна сборка показывала пониженную температуру. Поэтому было решено переместить все три сборки на другие места в зоне так, чтобы можно было определить, зависит ли отклонение температуры от ТВС или от термопары.

5 октября (после перестановки ТВС) была возобновлена работа реактора для замера выходных температур сборок на мощности 67 мВт.

5.3.2.2 Действия на щите управления во время аварии

4 октября в 23.08 реактор был выведен на мощность I мВт. Приращение реактивности, необходимое для выхода в критическое состояние, было в очень хорошем соответствии с предсказанным положением стержней. Общий запас реактивности на взведенных стержнях согласовывался с предыдущими базовыми измерениями.

Подъем мощности выше I мВт был начат 5 октября в 13.45, в 14.20 достигли 8 мВт, и реактор был "поставлен на АР". В 14.45 была небольшая выдержка на мощности 13 мВт для включения системы регулирования ПН. В 15.00 при уровне мощности 20 мВт оператор реактора обнаружил, что показания прибора, контролирующего изменение нейтронного потока, неустойчивы. Такое случалось и ранее и приписывалось обычно повышенным шумам в системе регулирования. Реактор был переведен на ручное управление, а затем, когда нестабильность исчезла, вновь включен на авторегулирование, после чего подъем мощности был продолжен.

В 15.05 при мощности 27 мВт вновь возникла неустойчивость сигнала. Вскоре после этого дежурный персонал заметил, что регулирующие стержни извлечены больше, чем ожидалось (они были подняты примерно на 230 мм, а нормально, как это было позднее установлено, должны были быть подняты на 150–155 мм). Проверка показала, что температуры на выходе из двух ТВС ненормально высоки

- 380 и 368⁰С, хотя общая выходная температура составляла 317⁰С.

В 15.09 появился предупредительный сигнал от радиационных датчиков в коробах вытяжной вентиляции из здания реактора. Здание было автоматически изолировано (внутри никого не было). Показания детектора продуктов деления также повысились против своих установившихся значений. Подъем мощности реактора был прекращен на уровне 31 мвт, и было начато ее снижение. В 15.20 реактор был остановлен кнопкой аварийной защиты.

Послеаварийные исследования потребовали большого времени, поскольку выполнялись с большой осторожностью, постепенно, чтобы исключить дальнейшее повреждение реактора, малейшую возможность образования вторичной критмассы и предотвратить уничтожение любых свидетельств, которые могли дать информацию о причине случившегося.

5.3.2.3. Радиационные аспекты

После автоматической изоляции здания реактора выход продуктов деления в его атмосферу был только в виде утечки инертных газов через уплотнения аргонной подушки I-го контура. Давление газа было снижено, чтобы минимизировать течь, а затем система была продута в баки-хранилища грязного газа. И во время, и после аварии повышения радиоактивности выше установленных пределов не было.

Дозиметрическое обследование, проведенное немедленно после аварии, показало, что наиболее высокий уровень радиации на внешней стороне реакторного здания был напротив натриевой петли № 2 и составлял 9 мр/ч. Хотя значительное количество радиоактивных изотопов осело на стенках контура, наивысший уровень радиации от трубопроводов I-го контура после распада na-24 составил 3 мр/ч. Как сообщалось, высело 93% sr-89 и sr-90, 8% ce-137 и 75-84% ba-140 и la-140. По оценкам, в ТН и газовую подушку I-го контура попало 10000 ки активности продуктов деления. Никаких следов иода не было обнаружено, но xe-133, xe-135 и kr-85 были хорошо видны.

Считается, что значительная часть выделившейся активности отложилась в холодной ловушке (устройстве для очистки ТН от оксидов и гидридов). Никакого определенного заключения не было сделано о доле выхода продуктов деления из расплавленного топлива, потому что количественные обсчеты не могут учесть потерю продуктов деления за счет выседания на поверхности или улавливания их ловушкой, которые произошли до взятия проб натрия.

С внешней стороны гермооболочки не было обнаружено никакого загрязнения, а незначительная радиация вблизи ГО являлась следствием активности газа внутри ее.

5.3.2.4. Аномальное поведение реактивности

6 октября, на следующий день после аварии, запас реактивности активной зоны был сравнен с тем, который был непосредственно перед аварией. Для этого стержни управления были подняты до положения, обеспечивающего подкритичность 70 центов. Сравнение скоростей счета показало потерю реактивности 22 ± 4 цента.

Расчеты запаса реактивности и обследования ТВС (разрушающими методами), которые были выполнены впоследствии, показали, что потеря реактивности 11.5 цента может быть отнесена на счет перераспределения топлива в сборке, а 6.9 цента - на формоизменение из-за перегрева. Итого 18.4 цента, что в пределах ошибки совпадает с измерениями.

Динамика поведения реактивности, связанная с подъемом мощности 5 октября, характеризовалась малой скоростью изменения и общей потерей запаса реактивности.

График подъема мощности приведен на рис.5.3а. Изменение во времени положения компенсирующего и регулирующего стержней использовалось для того, чтобы определить реактивность, связанную с их перемещением. При этом учитывались температурный и мощностной эффекты. Добавочная реактивность, необходимая для получения баланса, была отнесена к аномальному эффекту реактивности, изменения которого показаны на рис.5.3б.

Аномальное уменьшение запаса реактивности началось на мощности 6 мвт и продолжалось со скоростью -0.5 цента/мвт до мощности 18 мвт. Этот эффект был отнесен на расширение зоны и, как предполагается, продолжался с этой же скоростью до 30 мвт. При 18 мвт было замечено резкое изменение: начало вводиться дополнительно -0.8 цента/мин, и это продолжалось до достижения мощности 30 мвт.

Выводы, полученные в результате аналитических и экспериментальных исследований, говорят о том, что:

блокада расхода имела место до начала подъема мощности;

искривления (формоизменения), связанные с подъемом температуры, начались на мощности 6 мвт;

плавление топлива началось при мощности 18 мвт.

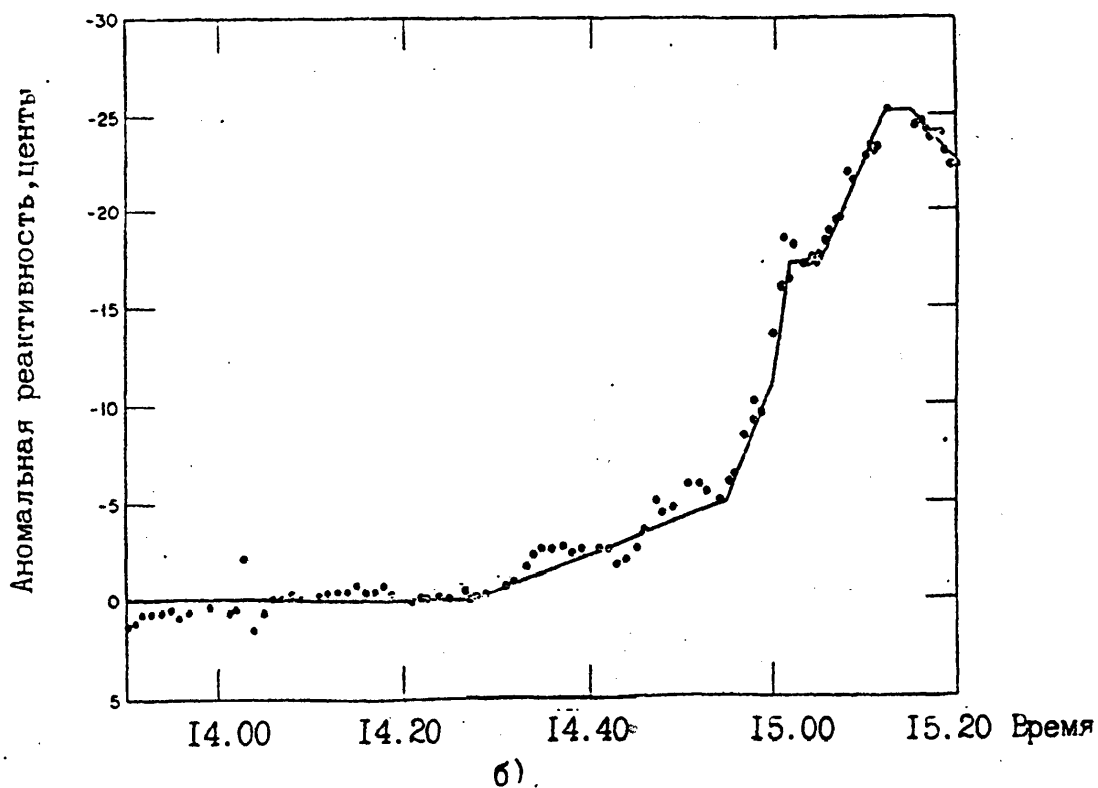
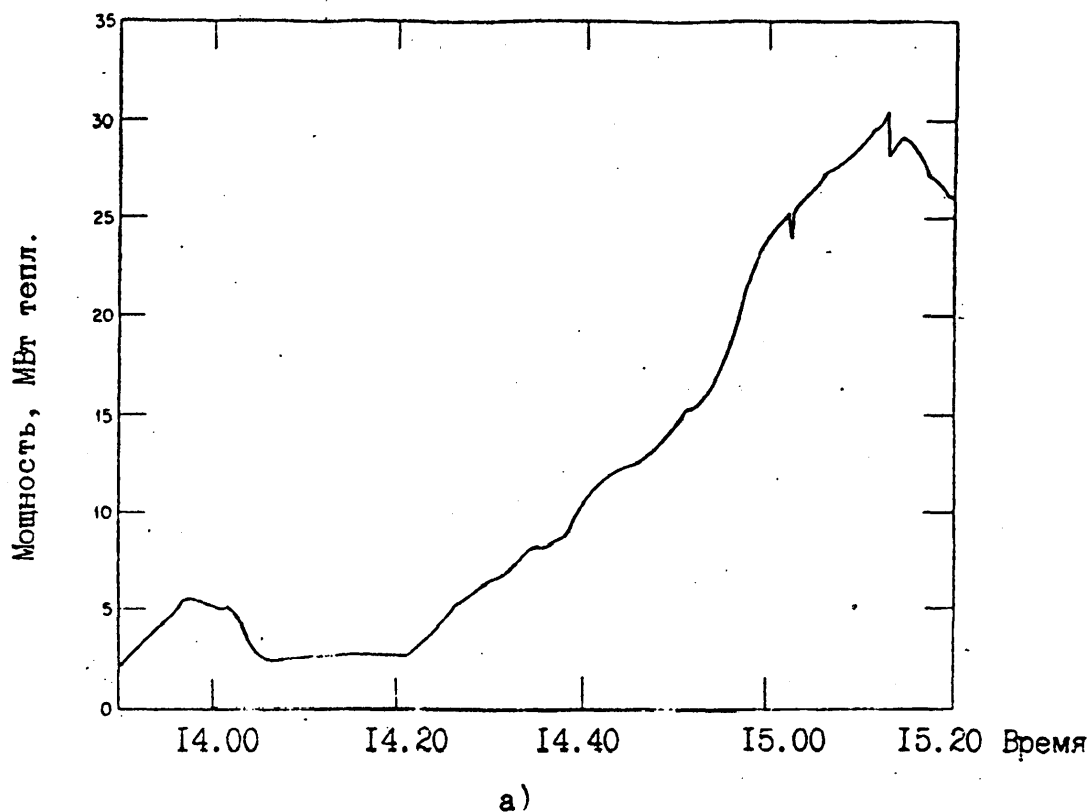


Рис.5.3. Изменение мощности (а) и реактивности (б) во время аварии

5.3.2.5. Степень повреждения твэлов

Обследование зоны показало, что две ТВС "слиплись". Во второй половине 1967 г. они были разделены (внутри реактора) специально изготовленным приспособлением с клином и извлечены для обследования. В одной из них расплавленное топливо сместилось вниз на 20, в другой – на 40 мм. Дополнительное обследование выявило третью сборку, соседнюю с аварийными, которая имела большой изгиб, как результат воздействия высокой температуры, но плавления топлива в ней не было. Наконец, в четвертой ТВС также были обнаружены следы перегрева, который привел к распуханию концов семи твэлов.

Последующий термогидравлический анализ показал, что в результате блокады ТВС расход через две аварийные сборки составлял около 3% от номинального, а через другие две – 7 и 30% соответственно.

5.3.2.6. Причина аварии и практические следствия

Непосредственно после аварии причины найдено не было. Было предложено 14 различных версий, включая среди них и блокирование входного отверстия ТВС посторонним предметом. В сентябре 1967 г. после выгрузки зоны и полного слива натрия из реактора такой предмет был обнаружен на дне напорной камеры. Этот предмет был идентифицирован как один из сегментов циркониевой облицовки конического обтекателя. После изготовления спецприспособления в конце марта 1968 г. сегмент был извлечен, и его идентификация подтвердилась. Было решено удалить все аналогичные сегменты. После изготовления инструмента в декабре 1968 г. это было выполнено, но было обнаружено отсутствие на месте еще одного сегмента. В конце 1968 г. он был обнаружен в районе нижней плиты напорного коллектора и также удален.

Проведенные гидравлические испытания подтвердили, что один из оторвавшихся сегментов был причиной блокирования расхода через ТВС, что и привело к плавлению топлива.

Установка циркониевой облицовки была сделана в самом конце монтажа в ответ на беспокойство Комитета по надзору за реакторной безопасностью о последствиях плавления топлива. Вероятно, принимавшим решение было легче сделать облицовку, чем доказать надзорным органам ее ненужность (которая в 1968 г. была признана).

Из-за возникновения в последнюю минуту решение не было должным образом отработано и проверено.

Авария показала необходимость иметь на пульте управления компьютер, работающий в режиме реального времени и обеспечивающий оператора постоянной информацией о правильности положения стержней управления.

Очень важным фактором, который следует из анализа аварии на реакторе "Энрико Ферми", является то, что расплавленное топливо вновь затвердело, переместившись на очень короткое расстояние от горячего пятна. Повреждение не распространялось на соседние ТВС, имевшие полный расход ТН. Это делает еще очевиднее, что проект ТВС и реактора должен выполняться более тщательно, чтобы исключить возможность частичной блокады расхода через ТВС. Более тщательно должен прорабатываться и I-й контур с тем, чтобы исключались повреждения его, ведущие к блокаде расхода.

В отечественных реакторах подвод натрия в сборку снизу через одно входное отверстие предусмотрен только на реакторе БР-5. В энергетических реакторах БН-350, БН-600, БН-800, а также в BOR-60 предусмотрена другая конструкция хвостовика: в ней подвод ТН осуществляется через отверстия на боковой поверхности цилиндра, расположенные под углом 120° . Это исключает возможность перекрытия всех входных отверстий любым предметом.

5.3.3. Инцидент на реакторе RFR (Великобритания), связанный с попаданием масла в I-й контур

По устному сообщению английских специалистов на конференции по быстрым реакторам в Киото (ноябрь 1991 г.), реактор RFR был остановлен с начала июля 1991 г. из-за попадания в I-й контур примерно 35 л масла из системы смазки одного из ГЦН. Поступление масла было обнаружено по появлению водорода в газовой полости реактора.

В качестве сопутствующих отклонений имели место повышение температуры закипания до $200-220^\circ\text{C}$, снижение расхода через реактор, увеличение сопротивления активной зоны и рост температур на выходе из ТВС. Рост реактивности не отмечен, что возможно связано с малой скоростью поступления масла. Считают, что попаданию масла способствовало разобшение газовых полостей ГЦН и реактора из-за закипания газовой линии между ними аэрозолями натрия. Более детальная информация пока отсутствует.

Ситуация с попаданием масла из ГЦН в I-й контур имела место также на реакторе БН-350, но до заполнения контура натрием. Причина была связана с ошибкой проекта маслосистемы ГЦН. Для исключения таких случаев в дальнейшем маслосистемы были значительно реконструированы.

5.4. ПРЕКРАЩЕНИЕ ОТВОДА ТЕПЛА ОТ I-ГО КОНТУРА РБН

Если не рассматривать внешние воздействия на АЭС и отключение всех ГЦН 2-го контура из-за отказа в системе электроснабжения, то прекращение отвода тепла от I-го контура на АЭС БН может быть связано только с полным прекращением подачи питательной воды в ПГ из-за отказа электроснабжения ПН, закрытия арматуры или разрыва общих коллекторов. Для исключения этих случаев предусматривается дублирование электроснабжения (дизель-генераторы) и трубопроводов ПВ, секционирование коллекторов. В последних проектах (БН-800, реконструкция БН-600) предусматривается специальный контур отвода тепла к резервному конечному поглотителю тепла - воздуху через теплообменники, рассчитанные на отвод остаточных тепловыделений в режиме естественной циркуляции по всем контурам.

Реальных аварийных ситуаций по причине прекращения отвода тепла от I-го контура на действующих РБН не было.

5.5. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с потерей теплоносителя I-го контура (I54, I55, I69-I74)

Помимо случаев, указанных для ВВЭРов, авария с потерей теплоносителя в РБН может возникнуть в случаях:

- прожога стенок контура вследствие короткого замыкания на стенку электронагревателей из-за ошибки проекта;
- нарушения целостности или герметичности контура при расплавлении замороженного натрия из-за ошибки проекта или эксплуатационного персонала.

Потеря ТН I-го контура в реакторах всех типов рассматривается как наиболее тяжелая авария. В проектах реакторов с водным ТН анализируются ситуации с полным разрывом трубопровода I-го контура. В РБН такая авария маловероятна, т.к. рабочее давление в натриевых контурах невысоко. Кроме того, из-за высокой пластичности нержавеющей стали, из которой выполняются корпуса оборудования и трубопроводы, появление в стенке небольшой трещины

не приведет к полному разрыву трубопровода, но будет быстро обнаружено (см. раздел 5.7.). Наконец, последствия течи могут быть ослаблены наличием страховочных кожухов. Опыт эксплуатации РБН в разных странах подтверждает это.

Специфичными именно для РБН являются такие случаи, как прожог стенок контура при замыкании электронагревателей и нарушение целостности при расплавлении замороженного натрия. Первая причина и меры, исключаящие ее, описаны ниже на примере БР-5. В отношении второй необходимо остановиться несколько подробнее.

Опасность повреждения стенок оборудования или трубопроводов связана с тем, что натрий при плавлении увеличивает свой объем примерно на 4%. Режимы, требующие замораживания натрия, часто возникают при ремонтах или каких-либо нештатных ситуациях. Чтобы избежать повреждения при последующем разогреве коммуникаций, расплавление натрия в разных участках должно производиться последовательно, начиная от свободного уровня. Это должно быть учтено при проектировании раскладки электронагревателей по трубопроводам, длины одновременно включаемых участков (т.н. "тепловых зон"), а также при задании положения отсечной арматуры перед замораживанием контура. Особое внимание обращается на тонкостенные элементы, как наиболее легко повреждаемые (сильфоны уплотнений арматуры, рабочие каналы электромагнитных насосов и т.п.), а также на несварные соединения.

Несколько слов по поводу возможности несанкционированного повышения давления в I-ом контуре. До БН-600 отечественные реакторы не оснащались предохранительными устройствами на этот случай, поскольку он представлялся невероятным. Описанная ниже ситуация на БН-350 и возросшие требования надзорных органов заставили пересмотреть это решение. В БН-600 и БН-800 предусмотрены специальные гидрозатворы, обеспечивающие сброс газа из I-го контура при превышении допустимого давления.

Течи натрия случались на всех реакторных установках как в нашей стране, так и за рубежом. Типичными причинами течей были

- неплотности разъемных соединений;
- недостаточная компенсация температурных удлинений трубопроводов (возникновение усталостных трещин);
- циклические колебания температуры в местах смешения потоков;
- ошибки персонала или нарушение им технологии.

Течи, как правило, не нарушали работы установки и обнаруживались по замыканию электронагревателей или появлению

аэрозольной активности. Количество вытекшего металла составляло не более нескольких литров, а радиационные последствия были незначительными. Остановимся только на нескольких случаях.

5.5.1. Инциденты на Белоярской АЭС СССР), связанные с протечками из I-го контура реактора БН-600 [175]

На оборудовании I-го контура БН-600 за 12 лет было всего три разгерметизации. Первая произошла в декабре 1982 г. на всасывающем патрубке электромагнитного насоса бакового хозяйства I-го контура. Течь была обнаружена по замыканию на "землю" нагревателя электрообогрева, срабатыванию датчиков ППС и дозиметрической сигнализации. Вытекло менее одного кг натрия без серьезных последствий. Протечка была ликвидирована отключением и захлаживанием места течи с последующей заменой дефектного участка.

В 1989 и 1990 гг. две течи произошли в одном и том же месте - на трубопроводе выхода натрия из фильтр-ловушки I-го контура. Они были обнаружены по замыканию на "землю" электронагревателя и дозиметрическому датчику. Дефектное оборудование было отсечено от реактора и захоложено; при этом блок оставался в работе. В последующие плановые ремонты блока дефектные участки были заменены, причем в последнем случае была изменена конструкция всего узла для усиления компенсации переменных температурных нагрузок.

5.5.2. Аварии и инциденты на реакторе БР-5 (СССР), связанные с прожогом трубопроводов I-го контура [154]

В начальный период эксплуатации реактора БР-5 (1959 г.) имели место 2 случая прожога трубопровода I-го контура за счет дуги, возникавшей при замыкании электронагревателей на стенку трубы. В обоих случаях потребовался длительный ремонт с демонтажом зоны, а в одном случае и корпуса реактора. Схема энергоснабжения нагревателей была реконструирована. Указанными случаями были прожог электронагревателем газовой трубки, соединяющей газовые полости центральной трубы реактора и его уровнемера, а также прожог дренажного трубопровода I-го контура.

Первый случай произошел в марте 1959 г. при работе реактора на мощности 20 кВт (0.4% номинальной). Прожог привел к подъему

натрия в центральной трубе (корпусе) реактора, к выбросу радиоактивного газа и к выливу небольшого количества жидкого металла. Ситуация была обнаружена по зашкаливанию уровнемера и снижению давления аргона в газовой полости работающего насоса 2-го контура (с 0.06 до 0.04 мпа). Автоматически сработала аварийная защита реактора, персоналом был отключен работающий насос. В районе верхней крышки реактора наблюдалось незначительное поступление дыма из-под защитных плит.

При вскрытии верхней защитной пробки на средней части разуплотнившейся трубки были обнаружены два сквозных отверстия размером около 1 и 3 мм, образовавшихся в результате короткого замыкания нихромового нагревателя на стенку трубки. Количество вытекшего натрия составляло около 2 л. Средства пожаротушения не использовались.

Радиоактивность аэрозолей воздуха около реактора, измеренная после обнаружения дыма горящего натрия, составляла примерно один ПДУ (предельно допустимый уровень); через 30 мин. она упала до нуля. Удельная радиоактивность натрия в момент аварии составляла примерно $3 \cdot 10^{-3}$ Ки/л. Через 30 мин. концентрация аэрозолей была меньше $6.5 \cdot 10^{-12}$ Ки/л, а мощность дозы γ -излучения на расстоянии 20 см. от места скопления выброшенного натрия - 15-17 мкР/с. Плотность потока β -частиц была там же $2.45 \cdot 10^5$ 1/(см²·с), а α -активности не было обнаружено. Для создания безопасных условий ликвидации последствий аварии осмотр, очистка и т.п. операции были прекращены до распада радиоактивного натрия. При этом для предупреждения попадания воздуха в I-й контур в полость центральной трубы периодически подавали аргон.

Этот случай потребовал полной разборки реактора с демонтажом центральной трубы (корпуса), поскольку протекший натрий попал на органы СУЗ, находящиеся снаружи корпуса; образовавшиеся оксиды затрудняли их перемещение. Ликвидация аварии заняла более 1.5 месяцев. Персонал, производивший осмотр места течи, уборку натрия и последующие операции по ликвидации аварии, использовал кожаную спецодежду и пневмошлемы с принудительной подачей воздуха.

Второй случай прожога произошел в середине 1959 г. на дренажном трубопроводе I-го контура во время вакуумирования при подготовке его к заполнению натрием. Факт прожога был обнаружен по резкому ухудшению вакуума и выходу из строя нагревателей в месте прожога. При осмотре места повреждения было обнаружено два отверстия диаметром около 3 мм, нагреватель и фарфоровые бусы в

районе повреждения были оплавлены. Воздух, попавший во внутреннюю полость контура, окислил натрий, оставшийся на стенках трубопроводов и оборудования, а оксиды при включении циркуляции забили активную зону (см. 5.3.1.). С целью исключения повторения прожогов схема электроснабжения нагревателей была переведена на трансформатор с изолированной нейтралью.

Кроме того, была разработана схема автоматического поиска и отключения замкнувшего нагревателя. Быстрое отключение поврежденного участка практически исключает прожог трубопроводов при появлении замыкания на землю второго нагревателя. После внедрения указанных изменений случаев прожога контуров не было. Аналогичные решения внедрены на всех других отечественных РБН. Кстати, схема обнаружения замыкания нагревателя "на корпус" используется и для обнаружения утечек натрия.

5.5.3 Инцидент на реакторе БН-350 (СССР), связанный со сливом натрия из I-го контура в баки-компенсаторы

Летом 1976 г. при работе реактора на мощности из-за ошибки персонала начался слив натрия из I-го контура в бак-компенсатор по газовым трубопроводам. Развитие ситуации было прекращено аварийной остановкой реактора.

Для понимания ситуации необходимо сделать три пояснения, касающиеся особенностей технологической схемы реактора БН-350.

Во-первых, реактор имеет 6 теплоотводящих петель: пять рабочих и одну резервную. Петля, находящаяся в резерве, может быть отключена от контура запорными задвижками, хотя обычно это не делается. Общая для I-го контура система очистки натрия связана трубопроводами с двумя петлями (станционные номера 2 и 3), одна из них может находиться в резерве.

Во-вторых, газовые полости реактора и всех ГЦН постоянно сообщаются между собой по газовым коммуникациям. Такое сообщение предусмотрено для того, чтобы исключить недопустимое повышение уровня натрия в каком-либо оборудовании при ошибочном сбросе газа из него (такой случай имел место на реакторе БР-5)..

В-третьих, газовая полость реактора сообщена трубопроводом большого диаметра с двумя баками-компенсаторами суммарным объемом 100 м³. Газовый коллектор, объединяющий полости ГЦН, врезан в указанный трубопровод. Подключение компенсаторов ограничивает размах колебаний давления в реакторе при всех режимах и исключает

необходимость регулирования этого давления. Температура в баках-компенсаторах поддерживалась равной температуре окружающей среды.

В момент, предшествовавший аварийной ситуации, петля №2 по условиям ремонта была отключена от остального контура натриевыми задвижками. Вводя в работу систему очистки натрия, персонал по ошибке собрал схему так, что натрий забирался с напора работающего ГЦН петли 3, а сбрасывался в отключенную петлю 2 (рис.5.4.).

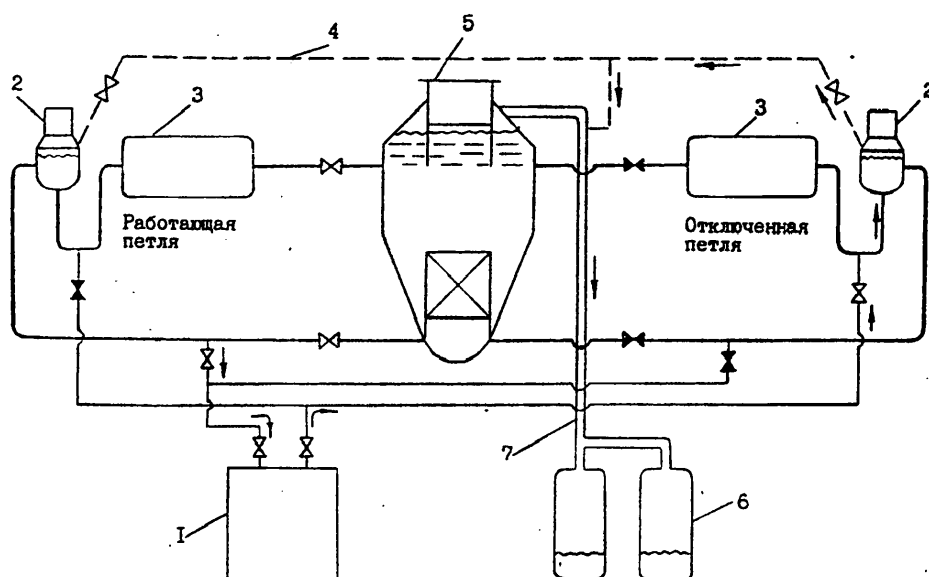


Рис.5.4. Схема утечки натрия из I-го контура реактора БН-350

1-система очистки: 2-ГЦН: 3-промежуточный теплообменник: 4-газовые линии, связывающие газовые полости всех ГЦН и реактора: 5-реактор: 6-баки-компенсаторы давления: 7-линия связи реактор -- баки-компенсаторы: —арматура закрыта: —арматура открыта. Стрелки показывают путь движения натрия

Немедленно после подачи расхода уровень в баке ГЦН № 2 начал расти, прибор зашкалил. Полностью заполнив бак насоса, натрий по газовым коммуникациям начал сливаться в баки-компенсаторы, вызывая разогрев газа в них и рост давления в газовой полости I-го контура. Одновременно начал понижаться уровень натрия в реакторе. Эта ситуация не была предусмотрена инструкциями, и персонал нажатием на кнопку быстрой аварийной защиты (БАЗ) остановил реактор. При переводе ГЦН на малые числа оборотов, который осуществляется автоматически по сигналу БАЗ, практически

прекратился расход на холодные ловушки системы очистки. За счет снижения температуры, а тем самым и объема натрия, понизилось давление. Таким образом, ситуация была локализована.

Наиболее неприятным моментом в указанном случае была возможность значительного подъема давления в контуре, на что он не рассчитан и защиты против чего предусмотрено не было. Чтобы исключить такую опасность в дальнейшем, температуру в баках-компенсаторах подняли до 200-300°C. После анализа ситуации эксплуатационный регламент БН-350 был дополнен в части действий персонала в аналогичных случаях. Следующий реактор - БН-600 был уже оснащен гидрозатвором, обеспечивающим сброс избыточного давления контура. Внедрение гидрозатвора на БН-350 наталкивается на технические трудности, но вопрос с повестки дня не снят.

5.6. ИНЦИДЕНТЫ, связанные с натриевыми пожарами (I76-I78)

Хотя в общую пожарную опасность АЭС БН натрия вносит незначительный и не определяющий вклад, возможность течи и горения натрия (натриевые пожары) наряду с взаимодействием воды с натрием в ПГ выдвигается сегодня как один из главных доводов против развития АЭС БН. Опасность в данном случае значительно преувеличивается, поэтому целесообразно рассмотреть некоторые случаи течей и горения натрия, имевших место в практике эксплуатации отечественных и зарубежных РБН.

Натриевые пожары могут возникать в случае разуплотнения соответствующих контуров и течи натрия из них наружу. Не всякая течь приводит к пожару, т.к. температура воспламенения натрия на воздухе 180-200°C. Но поскольку рабочие температуры в технологических системах находятся на уровне 300-550°C, течи при работе АЭС в энергетическом режиме часто сопровождаются загоранием. Поэтому, обсуждая опасность такого пожара, надо ответить на три вопроса: насколько опасно само горение натрия, какова вероятность больших утечек ТН и есть ли надежные меры для обнаружения и тушения горения.

Параметры натрия как горючего вещества и, для сравнения, некоторых других веществ приведены в таблице 5.3. Из нее видно, что среди горючих веществ натрия занимает одно из последних мест по тепловому эффекту реакции и скорости горения. Температурные эффекты натриевого пожара гораздо ниже, чем для обычных горючих веществ. Это снижает разрушительный эффект пожара и облегчает его

тушение. В частности, разлитый и горящий нерадиоактивный натрий можно тушить, подойдя вплотную и засыпая его порошковым составом.

Таблица 5.3

Сравнение натрия с другими горючими веществами

| Горючий материал или вещество | : Скорость горения кг/(м ² ч) | : Тепловой эффект кДж/кг |
|----------------------------------|---|-----------------------------|
| Бензин | : 160-200 | : 41870 |
| Дизельное топливо | : 150 | : 41870 |
| Мазут | : 126 | : 38700 |
| Древесина | : 54 | : 13800 |
| Резина | : 40 | : 33500 |
| Натрий | : 30-50 | : 10900 |

Расчетный анализ и длительный опыт эксплуатации натриевых контуров говорят о том, что течи из них являются редким событием (они в среднем случаются 2-3 раза в год). Причины течей обсуждались выше в разд. 5.5. Принципиально важно, что дефекты, которые появляются, малы по размерам. Это связано с особенностями натриевых систем, обсуждавшимися выше (пластичность нержавеющей стали, низкие рабочие напряжения, использование сварных соединений, низкие рабочие давления в напорной части контура, отсутствие заметной коррозии применяемых сталей). Все это приводит к весьма низкой вероятности течей натрия. За более чем 30 лет эксплуатации РБН не было не только случаев разрыва трубопроводов полным сечением или отрыва патрубков от корпусов натриевого оборудования, но даже большого раскрытия образовавшихся трещин.

Крупные течи натрия (разрушения, эквивалентные полному сечению трубопровода) возможны в случае полного и длительного отказа систем контроля и непринятия мер эксплуатационным персоналом, либо при разрушениях здания АЭС от внешних причин. Оценки вероятности таких ситуаций дали значение порядка 10^{-7} 1/реактор.год. Однако в проектах предусматриваются меры для ограничения последствий и в таких маловероятных случаях.

Для обнаружения течи и горения натрия используются устройства, основанные на обнаружении электрического замыкания токоведущих проводников электрообогрева вытекающим натрием, на контроле за температурой газовой среды технологических помещений,

на контроле появления дыма в них с помощью дымоизвещателей, а для систем с радиоактивным натрием — на контроле появления аэрозольной радиоактивности в трубопроводах вытяжной вентиляции. Эти системы позволяют надежно обнаруживать факт течи и горения натрия. При формировании сигнала о течи дается команда на автоматическое срабатывание систем, обеспечивающих локализацию пожара в пределах аварийного технологического помещения, на включение устройств фильтрации аэрозольных продуктов горения и отсечение аварийной натриевой системы.

Пожаротушение натрия обеспечивается, в первую очередь, пассивными средствами, основанными на эффекте самотушения. Используется герметизация помещений, что предотвращает натекание кислорода воздуха извне и обеспечивает снижение концентрации кислорода до огнегасительного значения. Применяются системы сливного пожаротушения, основным элементом которого являются емкости из нержавеющей стали, расположенные под технологическими помещениями, где в принципе возможны крупные разливы ТН. Вылившийся натрий расплавляет легкоплавкую мембрану, закрывающую дренажную линию, и самотеком сливается в емкости, где из-за недостатка кислорода гаснет. В других случаях используется система поддонов самотушения. Наконец, возможно применение ручных (огнетушители) или стационарных систем порошкового тушения. Отечественная и мировая практика показала достаточность этих мер. Для уменьшения разливов хороший эффект дает сброс давления газа, а также быстрое дренирование натрия из системы.

При натриевом пожаре не происходит разрушения бетонных строительных конструкций и распространения натрия в смежные помещения. Предотвращение прямого контакта натрия с бетоном обеспечивается облицовкой поверхностей пола и нижней части стен стальными листами. Тепловое воздействие ослабляется слоем теплоизолирующих материалов.

Приведем для примера три случая крупных течей натрия, имевших место на БН-350. В первом, происшедшем 21.03.73 г. в результате ошибки персонала (включения электрообогрева на замороженном участке, отделявшем место ремонта от работающей петли), натрий был подан на разгерметизированный для реконструкции узел индикации петли IO второго контура. Течь была устранена закрытием отсечной арматуры узла индикации. Вытекло около 20 кг натрия. Пожар продолжался более 40 мин. и был потушен глиноземом.

Причинами течи оказались недостаточность организационных

мероприятий по выделению реконструируемого узла и невнимательность инженера, контролировавшего работу электрообогрева. В дальнейшем для исключения подобных случаев при организации работ с резкой натриевых трубопроводов разгерметизированный участок отделяли от работающего контура, как правило, не менее чем двумя "барьерами", например, - вентиль и замороженный участок, а также добивались полного и точного выполнения организационных мер безопасности.

Второй случай произошел 6 октября 1973 г. при работе реактора на мощности. Из-за недостатков конструкции применяемого в то время пробоотборника 2-го контура и неправильных действий оперативного персонала, фактически разгерметизировавшего пробоотборник, сообщенный с напором насоса, на петле II произошел выброс 3-5 кг натрия с последующим возгоранием. Истечение натрия происходило в виде струи, которая разбрызгивалась, ударяясь о перекрытие помещения. При этом капли горящего натрия попали на работающих с пробоотборником (2 чел.), которые получили различной степени ожоги. Течь натрия была прекращена после остановки насоса, сброса давления аргона и дренирования петли, т.к. из-за сильной задымленности и неудобного места расположения пробоотборника отсечь разгерметизировавшийся участок не представлялось возможным. Пожар был ликвидирован через 50 мин. При его тушении использовался глинозем. Реактор по существовавшей в то время схеме защиты был заглушен по сигналу остановки насоса (петли).

Значительное истечение натрия произошло 16.02.75 г. Течь возникла на выходном трубопроводе аварийного испарителя ПГ-5 в районе тройника по 2-му контуру. Этой течи предшествовали разгерметизация (межконтурная течь) данного испарителя с возникновением реакции натрий-вода, срабатывание аварийной защиты ПГ-5 и дренирование натрия и воды из петли. Однако отключение ПГ по 3-му контуру, вследствие ошибочных действий персонала, было не полным, в результате чего во 2-й контур продолжала поступать вода, которая реагировала с натрием, оставшимся в контуре. В результате воздействия продуктов взаимодействия натрия с водой при высокой температуре на трубопровод была прожжена его стенка.

Истечение натрия и продуктов его взаимодействия с водой сопровождалось возгоранием, которое сразу же было затушено глиноземом. Выделявшийся в процессе реакции натрия с водой водород, выходя из отверстия в трубопроводе, горел в виде факела длиной 20-30 см. Горение водородного факела продолжалось около 2.5 ч. Под струю вытекающего натрия и продуктов его взаимодействия

периодически устанавливались металлические ящики из-под глинозема. В них было собрано 300 кг.

За II лет эксплуатации АЭС БН-600 имело место 27 течей натрия. Самая значительная протечка натрия произошла 31.12.90 г. по дренажному трубопроводу Ду 40 промпароперегревателя 6-й петли. Течь была обнаружена первоначально по замыканию нагревателей электрообогрева на "землю". Она развилась до пролива натрия через теплоизоляцию наружу. Всего вытекло около 600 кг натрия. Дефектная секция была отключена и сдренирована, но периодическая утечка продолжалась еще около двух суток из-за протекания натрия через неплотную отсекающую арматуру, т.к. петля продолжала работать. Через двое суток удалось заохладить натрий в подводящих к секции трубопроводах и организовать ремонт дефектного участка.

После уборки продуктов взаимодействия и теплоизоляции на патрубке дренажного трубопровода была обнаружена кольцевая трещина на одну треть периметра (приблизительно 30 мм) в месте перехода конической части в цилиндрическую. Трещина образовалась из-за дефекта в изготовлении штуцера, развившегося в условиях переменных эксплуатационных нагрузок. Дефектный участок был заменен без последствий для оставшегося в работе оборудования.

5.7. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с течами воды в натрий в парогенераторах (I79-I8I)

Повреждения парогенераторов в результате течей воды в натрий являются одним из видов отказов оборудования АЭС БН.

Проведенный комплекс расчетно-экспериментальных исследований процессов, протекающих в ПГ при течи воды в натрий, позволил к настоящему времени создать надежную систему защиты ПГ. Устройства, входящие в эту систему, своевременно фиксируют малые течи воды в натрий и предотвращают их переход в большие, исключают повышение давления в натриевом контуре сверх допустимого. Двухступенчатая система сброса и сепарации продуктов реакции, входящая в систему защиты ПГ, эффективно сепарирует и улавливает жидкие фракции (Na , Na_2O , NaN , NaOH) и сбрасывает водород за пределы парогенераторного бокса.

Опыт около 80 течей, имевших место на ПГ отечественных и зарубежных АЭС БН, подтвердил правильность и достаточность выбранных технических решений, обеспечивающих безопасность эксплуатации ПГ. Приведем только один пример.

5.7.1. Инцидент на Белоярской АЭС (СССР), связанный с большой течью в парогенераторе № 5 энергоблока БН-600

На АЭС БН-600 за период с 1980 по 1992 гг. в ПГ произошло 13 течей воды в натрий. Ниже описан случай большой течи, произошедший 19.01.82 г. в ПГ № 5. Этот случай достаточно типичен как с точки зрения хода развития ситуации, работы приборов контроля и средств защиты, так и последствий течи.

5.7.1.1. Краткое описание парогенератора и систем защиты

На АЭС БН-600 парогенератор ПГН-200 М тепловой мощностью 490 мВт имеет секционно-модульную конструкцию. Он состоит из 8 одинаковых секций, отключаемых от общих коллекторов натрия, воды и пара секционной арматурой. ПГ может работать с одной, двумя и тремя отключенными секциями, причем при отключении одной секции мощность ПГ не снижается.

Каждая секция состоит из трех модулей: испарителя, основного пароперегревателя и промпароперегревателя. Принцип конструкции всех модулей одинаков: модули прямотрубные; трубный пучок расположен в корпусе диаметром 620 мм; компенсация температурных удлинений производится за счет компенсаторов на корпусе; пароводяные камеры на верхнем и нижнем концах уплотнены съемными плоскими крышками; натрий течет в межтрубном пространстве, вода-пар — в трубках; движение теплоносителей во всех модулях противоточное; модули отличаются материалом, числом трубок, их длиной и размерами. В состав ПГ входит также буферная емкость для обеспечения объемного расширения натрия во 2-м контуре.

Для контроля за герметичностью теплообменной поверхности используются системы:

- контроля водорода в натрии на выходе из каждой секции ПГ (прибор ИВА);
- контроля водорода в газе буферной емкости (общий замер на весь ПГ прибором КАВ-7;
- контроля появления водородных пузырьков в потоке натрия на сдувочных линиях из верхних точек каждого модуля (прибор ИТИ),
- контроля появления пузырьков водорода в потоке натрия на выходе из секций (прибор ИШИТ).

Проектный алгоритм предусматривал при появлении течи отключение всего ПГ с быстрым осушением, нахождение и отключение

секции технологической (небыстродействующей) арматурой и пуск ПГ в работу с отсеченной дефектной секцией. В практике при малых течах удавалось отключить секцию "на ходу", т.е. при работе ПГ.

5.7.1.2. Характер течи

Блок был введен в работу после очередного планового ремонта примерно за 2 месяца до течи и работал устойчиво на мощности 90-100%. К моменту течи блок работал на всех петлях на мощности 93.6%. В состоянии ПГ-5 имела следующая особенность: в секции ББ1 был отключен модуль промпароперегревателя.

Режим ПГ №5 в момент возникновения течи:

- температура натрия на входе в ПГ - 492°C , на выходе из ПГ - 298°C ;
- давление острого пара - 11.2 мПа;
- температура острого пара - 489°C ;
- паропроизводительность ПГ - 463 т/ч.

Все приборы контроля за протечкой воды в натрий были исправны и находились в работе. Фоновое содержание водорода в натрии составляло $(0.08-0.15) \cdot 10^{-6}$, в газе - 0.016 об%.

19 января 1982 г. в ИБ.11 появился сигнал о росте показаний ИВА секции ББ1. По другим приборам изменений показаний не было. Для проверки правильности показаний прибора ИВА был послан оперативный персонал.

В ИБ.15 начали резко увеличиваться показания приборов ИВА на выходе всех секций ПГ-5. (Поясним, что время полного оборота натрия по контуру составляет около 2 мин). Но показания ИТИ, ИШИТ, и КАВ-7 не изменялись. Это вызвало сомнение в показаниях ИВА, их рост объяснили ошибочным воздействием посланного на местный щит прибориста.

Впоследствии было установлено, что в ИБ.12 и ИБ.20 дважды выходил в диапазон "течь" прибор ИТИ, но эти выбросы были в виде единичных точек на самописце и не были замечены персоналом. Впрочем, по действовавшей инструкции сигналы такого вида и не должны были учитываться.

В ИБ.23 система ИШИТ выдала показание "течь" по секции ББ1. Одновременно начался рост давления газа в буферной емкости. Персонал воспринял все явления как признак большой течи, и в ИБ.24 ПГ-5 был отключен ключом "большая течь" с автоматическим выполнением алгоритма (отключение ГЦН, осушение ПГ по 3-му контуру). Реактор после понижения мощности до 64% от номинальной

продолжал работать на 2-х петлях. Через 4.5 суж. петля (без секции) была введена в работу. Недовыработка электроэнергии составила 34.5 млн. кВт.ч.

Прибор КАВ-7 резко увеличил свои показания за пределы шкалы (5%) в 16.30. По прибору ИВА дефектной секции концентрация водорода в ней доходила до 30×10^{-6} , а в остальных секциях - до $(3-5) 10^{-6}$ об.%.

5.7.1.3. Анализ режима

Ретроспективный анализ показаний приборов контроля за течью в ПГ-5 и технологическими параметрами позволил воссоздать следующую картину развития процесса:

- в 16.10 в основном пароперегревателе возникла течь пара в натрий с расходом 60-100 г/мин, что вызвало увеличение гидравлического сопротивления секции по 2-му контуру и уменьшение расхода натрия примерно на 2% от исходного значения; через 1 мин. начался рост показаний ИВА этой секции (рис.5.5.);
- за 13 мин. течь пара увеличилась до 30 кг/ч. При этом продолжалось уменьшение расхода натрия через секцию (см. рис.5.6). Наибольшее уменьшение расхода составило 16.5% от исходного; через остальные секции расход натрия возрос на 30% от исходного;
- в 16.23 течь резко увеличилась до 900 кг/ч, что вызвало быстрое образование пузыря водорода в модуле и выталкивание натрия в коллекторы. Расход натрия на выходе дефектной секции возрос в 1.35 раза; уровень натрия в буферной емкости вырос на 250 мм. При давлении 0.18 мпа на буферной емкости самопроизвольно разорвалась мембрана, по-видимому, из-за прямого попадания в нее струи натрия;
- после введения в действие автоматического алгоритма "большая течь" ПГ и петля 2 контура были остановлены, а ПГ осушен.

Оценка количества пара, попавшего во 2-й контур, выполнялась по итоговым концентрациям водорода в натрии и газе и по приросту объема газа. Это количество пара определено в 20.3 кг. Кроме того, несмотря на быструю подачу азота в 3-й контур, в нижнюю камеру модуля и выходной паропровод попало около 200 кг натрия.

5.7.1.4. Причины течи и ремонт

Определение текущего модуля проводилось методом поочередной опрессовки модулей азотом со стороны 3-го контура с контролем

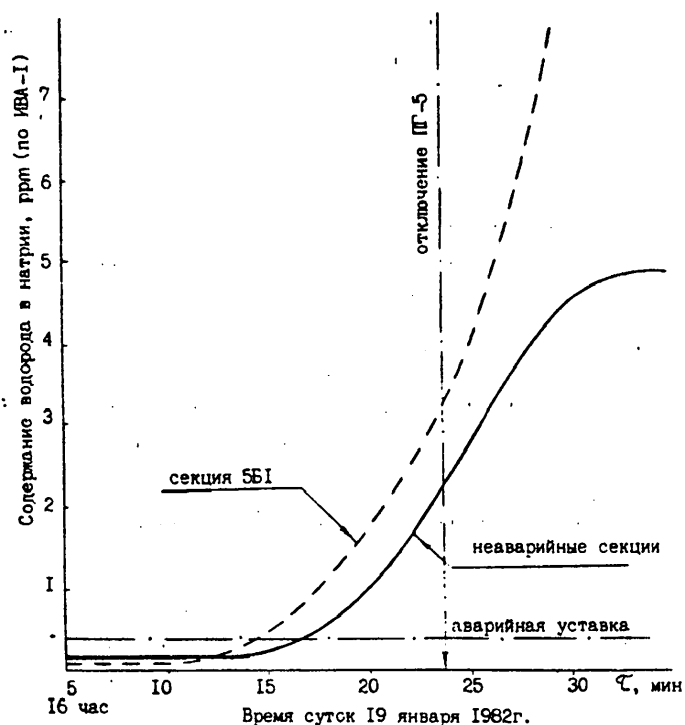


Рис.5.5. Изменение концентрации водорода в натрии при течи ПГ-5

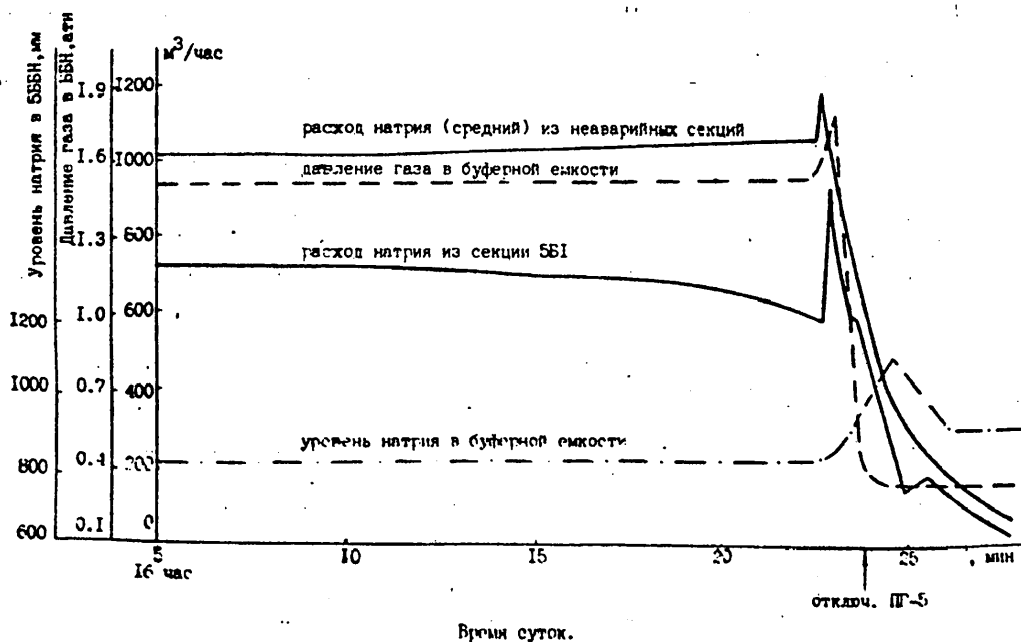


Рис.5.6. Изменение технологических параметров 2-го контура при течи ПГ-5

падения этого давления.

Последующее обследование демонтированного модуля показало, что причиной течи явилась деформация (выгиб) дистанционирующей решетки. Выгнувшаяся решетка зажала несколько труб, что при взаимном перемещении вызвало глубокие задиры на наружной поверхности труб. В одном из таких мест и произошла течь. Модуль был демонтирован и заменен на новый; секция была введена в работу в марте 1983 г.

5.8. ИТОГОВЫЕ ОЦЕНКИ АЭС БН (165)

Весь мировой опыт развития РБН и АЭС БН убедительно подтверждает их надежность, безопасность и высокие эксплуатационные характеристики несмотря на имевшие место отказы натриевого оборудования: реакторных механизмов, насосов, ПГ, теплообменников и в ряде других случаев, кроме рассмотренных выше. Это вполне объяснимо, т.к. на современном этапе каждый РБН, каждая АЭС БН являются уникальными, создаваемыми по индивидуальным проектам, зачастую с увеличением рабочих параметров в десятки - сотни раз по сравнению с ближайшими предшественниками. Несомненно, что отработка натриевого оборудования для серийных энергоблоков должна резко уменьшить вероятность аварийных событий рассмотренного выше типа. Но уже сегодня, благодаря тщательной отработке на стендах, безотказность натриевого оборудования достаточно высока.

Для иллюстрации в таблице 5.4 приведены данные по отказам,

Таблица 5.4

Статистика отказов оборудования энергоблока БН-600.

| Оборудование | 1982 | .83 | .84 | .85 | .86 | .87 | .88 | .89 | .90 | 1991 | 1982-1991 |
|--------------------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----------|
| ГЦН 1 конт. | 3 | 1 | 2 | - | - | - | - | - | 1 | - | 8 |
| ГЦН 2 конт. | - | - | 1 | 1 | 2 | - | - | - | - | - | 4 |
| ПГ | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 2 |
| На-арматура | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | 1 |
| ТГ | 1 | 2 | 2 | 4 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | 3 | 21 |
| Пароводяя. системы | 1 | - | 2 | - | - | - | - | - | - | - | 3 |
| | | | | | | | | | | | Всего 39 |

приводившим к отключению теплоотводящих петель на блоке БН-600 за последние 10 лет. Видно, что основная часть отказов приходится на оборудование традиционных систем, а безотказная наработка на-систем достигает 60-80 тыс.ч для ГЦН и 110-130 тыс.ч для ПГ. Это позволяет сделать вывод, что нет принципиальных трудностей для создания серийных надежных и безопасных АЭС на базе РБН.

6. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С ГАЗООХЛАЖДАЕМЫМИ РЕАКТОРАМИ.

6.1. Авария на реакторе "WINDSCALE-1" (Великобритания), связанная с пожаром в активной зоне [37,182-184].

Производственный реактор в Виндскейле (сейчас Sellafield) для наработки плутония с графитовым замедлителем и воздушным охлаждением, введенный в эксплуатацию в 1951 г., представлял собой восьмигранный графитовый блок высотой 15 м, размещенный в бетонной полости. В каждом из 3444 горизонтальных топливных каналов реактора размещались по 21 топливной сборке со стержневыми ТВЭлами из металлического урана с оболочками из Li-Al сплава.

Заложенный в конструкцию реактора принцип воздушного охлаждения предписывал работу при достаточно низких температурах (30-150°C) во избежание взаимодействия элементов конструкции с кислородом воздуха при повышенных температурах. Однако уже тогда было известно в принципе, а сейчас хорошо известно, что при температурах ниже 200°C в конструкционных материалах, прежде всего в графите, по мере возрастания дозы облучения в реакторе должна накапливаться запасенная энергия (энергия Вигнера), связанная с образованием пар радиационных точечных дефектов - вакансий и внедренных атомов (пары Френкеля).

По современным представлениям, на выбивание атома из узла кристаллической решетки вещества с образованием одновременно вакансий в первоначальном положении атома необходимо затратить энергию примерно 25 эв. Из них около 20 эв, в конечном итоге, рассеиваются в виде тепла, а около 5 эв остаются запасенными в виде избыточной энергии вакансии и атома, выбитого и внедренного в межузельное положение между другими атомами кристаллической решетки.

Образовавшиеся таким образом точечные дефекты в дальнейшем могут перемещаться в материале по законам диффузии, эффективность которой экспоненциально возрастает с температурой. При этом

подвижность внедренных атомов выше подвижности вакансий, в процессе блуждания они могут оказаться вблизи других вакансий и занять вакантные положения с зализыванием соответствующего дефекта кристаллической решетки. Этот процесс отжига дефектов эквивалентен одновременному исчезновению пары точечных дефектов с выделением связанной с ними избыточной энергии - 5 эВ, которая также, в конечном счете, превращается в тепло.

Поэтому если графит облучался при достаточно низких температурах, когда мала подвижность дефектов, запасенная в нем энергия дефектов непрерывно возрастает, а при последующем нагреве до более высоких температур, когда подвижность дефектов экспоненциально возрастет, она должна быстро выделяться, приводя к саморазогреву графита.

В современных реакторах при достаточно высоких температурах графита ($\sim 700^{\circ}\text{C}$ в РБМК) эффективный отжиг дефектов реализуется непосредственно в процессе облучения, а в реакторе "Виндскейл-1" для снятия запасенной энергии необходимо было периодически намеренно нагревать графит в контролируемых условиях при температурах, на $50-100^{\circ}\text{C}$ выше рабочих температур. Авария произошла в 1957 г. как раз в процессе планового отжига радиационных дефектов, причем ее подробности стали известными только через 30 лет после опубликования засекреченных правительственных документов, связанных с этим военным реактором, принципиально отличающимся по конструкции от современных реакторов и оснащенным несовершенными, по сегодняшним критериям, средствами контроля и управления, которые не позволяли своевременно обнаружить и скорректировать неблагоприятное развитие событий.

Так как по конструкции реактора в нем имеются зоны с разной степенью радиационного повреждения графита, то отжиг дефектов предусматривалось проводить в две стадии путем вывода реактора на мощность при отключенных газодувках. Предполагалось, что сначала ядерный разогрев графита, поддерживаемый выделяющейся энергией Вигнера, обеспечит отжиг одной части графита, которая уже не будет давать вклада в разогрев при последующем отжиге оставшейся части.

Первая часть программы отжига была выполнена без осложнений 7 октября 1957 г., а вторая выполнялась 10 октября, когда в 11 ч. операторы обратили внимание на 10-кратное возрастание радиоактивности в здании реактора.

В 16 ч. 30 мин. визуально при осмотре топливных каналов было установлено, что многие топливные элементы раскались докрасна

(-1400°C), и попытки их выгрузить оказались безуспешными из-за распухания и заклинивания в каналах. Не привели к успеху и попытки в ночь с 10 на 11 октября охладить активную зону с помощью CO_2 , и только в 8 ч. 55 мин. 11 октября в условиях сознательного риска было применено охлаждение водой, в результате чего в 3 ч. 20 мин. 12 октября реактор был приведен в холодное состояние.

В качестве причины аварии было предположено слишком быстрое нагревание графита при повторном цикле отжига. Несмотря на останов реактора температура графита продолжала повышаться, что привело к повреждению оболочек и разогреву топливных стержней.

Так как уран при высоких температурах способен воспламеняться, то воспламенение его в одном из перегретых каналов привело, по-видимому, к загоранию окружающих участков графита с выделением запасенной в них энергии, в результате чего к вечеру 10 октября огнем было охвачено 150 каналов, содержащих около 8 т урана. Горение поддерживалось естественной циркуляцией воздуха через реактор.

Операторы в условиях опасности взрыва при аварийном охлаждении топлива водой выгрузили топливные элементы из каналов, прилегающих к зоне огня и предотвратили дальнейшее горение.

Хотя при аварии расплавления топлива не произошло и несмотря на наличие фильтров, которые улавливали всего около 50% содержащихся в воздухе частиц, через вытяжную трубу в окружающую среду было выброшено $1.35 \cdot 10^7$ гвк радиоактивности, в том числе $6 \cdot 10^5$ гвк (20000 ки) J-131 , $2 \cdot 10^4$ гвк св-137 и 70 гвк Sr-90 .

В результате аварии коллективная доза облучения составила $1.2 \cdot 10^3$ чел.Зв, индивидуальные дозы облучения щитовидной железы для взрослого населения составили (5-20) мЗв, для детей - (10-60) мЗв, и на территории площадью 520 км² был введен запрет на употребление молока.

После аварии на реакторе №1 был остановлен и реактор №2, из него было выгружено топливо, и с тех пор оба реактора поддерживались в безопасном состоянии и не эксплуатировались. При этом около 15 т топлива осталось в поврежденной зоне реактора №1, причем состояние топлива, как и замедлителя (графита), остается неизвестным. А в графите реактора №2, по оценкам, сохраняется $2 \cdot 10^{12}$ Дж запасенной энергии.

В 1990 г. была начата подготовка к ликвидации обоих реакторов с намерением закончить подготовку в 1994 году.

6.2. Авария на АЭС "St. Laurent" (Франция),
связанная с плавлением топлива [37]

Блок №1 АЭС электрической мощностью 405 мВт на базе газографитового реактора (GGR) магнию с графитовым замедлителем и теплоносителем CO_2 был введен в эксплуатацию в январе 1969 г. Конструкция позволяла производить перегрузку топлива в вертикальные каналы на работающем реакторе с помощью управляемой компьютером перегрузочной машины.

Ночью 17 октября 1969 г., когда реактор работал почти на полной мощности, проводились обычные операции по перегрузке. Предусматривалось загрузить ТВС в один из каналов, в котором находились графитовые макеты. Необходимо было выгрузить макеты и заменить их топливными сборками, находящимися в трех камерах перегрузочной машины по четыре в каждой камере.

После того, как машина выгрузила макеты в соответствующие камеры и стала загружать ТВС, она неожиданно остановилась. Оператор заблокировал систему автоматического управления машиной и продолжал загрузку ТВС с помощью ручного управления машиной. При этом он вместо ТВС ошибочно загрузил в топливный канал устройство для регулирования расхода газа в отдельных каналах.

Это привело к сокращению расхода теплоносителя и к ухудшению условий охлаждения ТВС в канале. В результате часть твэлов разогрелась до плавления, и расплавленное топливо вытекло из канала на расположенную под каналами решетку. Реактор был остановлен по датчикам утечки продуктов деления.

В результате аварии около 50 кг расплавленного топлива осталось внутри бетонного корпуса, поэтому утечка радиоактивности за его пределы была незначительной и никто не пострадал, но потребовалось остановить блок почти на год для очистки реактора и усовершенствования перегрузочной машины.

6.3. Аварии на АЭС "JASLOVSKA VODUNICE-I" (Чехословакия),
связанные с утечкой теплоносителя и замедлителя [185]

Энергоблок А-1 на базе тяжеловодного реактора с CO_2 в качестве теплоносителя (HWGCR) был введен в эксплуатацию в декабре 1972 г. и выведен на полную мощность в начале 1974 г.

Реактор этой первой опытной Чехословацкой АЭС тепловой мощностью 530 мВт и электрической мощностью 140 мВт,

представлял собой тяжеловодный корпусной (диаметр корпуса 4.9 м, высота 20.0 м) реактор канального типа, работал при давлении CO_2 6.5 мпа на необогащенном уране. Реактор был создан по проекту СССР. С участием СССР разработана также перегрузочная машина, позволяющая вести перегрузку топлива при работе реактора на полной мощности. Кроме выработки электроэнергии на блоке велись обширные исследовательские работы по испытанию оборудования и технологии новых газоохлаждаемых тяжеловодных энергетических реакторов.

Первая авария произошла 5 января 1976 г. во время перегрузки топлива, когда после загрузки свежей ТВС расцепился механизм перегрузочной машины, ТВС была выброшена из реактора и началась утечка CO_2 в здание реактора. Радиационные последствия аварии были ограниченными, но 2 работника погибли от удушья.

Вторая авария произошла 22 февраля 1977 г. также в связи с загрузкой свежего топлива. Перед загрузкой в реактор персонал не удалил со свежей ТВС защитное покрытие от влаги, что привело к ухудшению теплоотвода от сборки, ее частичному расплавлению, разрыву технологического канала высокого давления и утечке тяжелой воды. При этом угрозы персоналу и населению не было.

С учетом этих аварийных событий реактор больше не эксплуатировался, в мае 1979 г. на основе технико-экономического анализа было решено постепенно вывести блок из эксплуатации, и к 1990 г. более половины топлива уже было отправлено в СССР на захоронение.

6.4. Инцидент на АЭС "Хантерстоун" в (Великобритания), связанный с попаданием морской воды в I-й контур [37]

2 октября 1977 г. реактор В2 АЭС "Хантерстоун" (АЭР, 542 МВт) был остановлен для внесения ряда усовершенствований в конструкцию установки. Реактор В2 является реактором типа АЭР с диоксидом углерода в качестве ТН. 11 октября продолжалось снижение давления CO_2 в реакторе, когда система аварийной сигнализации, показания приборов и пробы газа начали указывать на повышенное содержание влаги в ТН.

После останова реактора выяснилось, что в корпус реактора попало около 800 л морской воды. Изоляция в кольцевом зазоре под парогенераторами была сильно повреждена. Ее пришлось полностью заменить, а реактор простоял около 28 месяцев. Стоимость ремонтных работ составила 13 млн. фунтов стерлингов.

Сначала казалось неправдоподобным, что в корпус высокого давления газоохлаждаемого реактора могло проникнуть такое количество морской воды. Как выяснилось, это произошло при следующих обстоятельствах. Во время первого пуска реактора в апреле 1977 г. было обнаружено, что деминерализованная вода в контуре охлаждения одной из газодувок дает кислую реакцию из-за присутствия в ней CO_2 , проникшего через трещину в сварном шве уплотнения. Чтобы обеспечить работу реактора до плановой остановки в октябре, было решено продолжать пусконаладочные работы, а кислую воду слить посредством временного присоединения к системе охлаждения (охлаждение осуществлялось морской водой).

Когда давление газа понизили, и оно стало меньше давления в системе охлаждения, появилась потенциальная возможность для проникновения морской воды в систему охлаждения газодувки. Этого не должно было произойти, если бы запорные вентили на временном соединении для слива кислой воды, которые считались перекрытыми, были действительно перекрыты. На самом же деле они были частично приоткрыты.

Этот инцидент показал потенциальную опасность временных модификаций установки, сделанных без полного анализа всех возможных последствий, а также на необходимость правильного указания положения вентиля.

6.5. Авария на АЭС "Hinkley Point B" (Великобритания), связанная с повреждением твэлов [37]

На АЭС "Hinkley Point" установлены газоохлаждаемые реакторы типа AGR (660 МВт). Согласно проекту перегрузка этих реакторов производится на ходу. 19 ноября 1978 г. осуществлялось извлечение топливной сборки одного из каналов реактора Р4. Топливная сборка была поднята примерно на 3 м, затем неожиданно заклинилась и остановилась из-за перегрузки лебедка перегрузочной машины. Впоследствии операция перегрузки была закончена без особых осложнений.

Визуальное обследование соединительных стержней топливных сборок, извлеченных из этого реактора, показало, что графитовые втулки, окружающие третью, четвертую и пятую топливные сборки, серьезно повреждены. В результате повреждения графитовых втулок был ограничен доступ теплоносителя к находящимся над ними топливным сборкам, так что произошел их перегрев, повлекший

повреждение части твэлов. Сборки, которые получили повреждение, были загружены ранее в том же году в вакантные каналы при работе на уровне 82% номинальной мощности. Эта авария вызвала сомнения в безопасности перегрузки реакторов типа АGR на ходу.

В дальнейшем было установлено, что когда топливо опускается в реактор, оно испытывает значительный удар со стороны потока газа, проходящего через пустой канал. Предполагается, что в ряде графитовых втулок топливных сборок могли быть небольшие трещины, и при перегрузке на ходу из-за перепада давления произошло дальнейшее растрескивание втулок. После детального исследования и усовершенствования системы обнаружения трещин во втулках перегрузки на ходу возобновились, но на пониженной мощности реактора.

6.6. Авария на блоке №1 АЭС "Vandellós" (Испания), связанная с пожаром в машзале [186,187]

19 октября 1989 г. на энергоблоке АЭС "Ванделлос" с газоохлаждаемым реактором (сгр, 480 мвт), введенном в эксплуатацию в 1972 г., возник пожар в машзале, приведший к повреждению турбогенератора и частичной неработоспособности систем безопасности.

По конструкции блок "Ванделлос" аналогичен энергоблокам Ф-1 и Ф-2 АЭС "SAINT LAURENT" во Франции. Его основой является охлаждаемый CO_2 реактор на естественном уране с графитовым замедлителем. Интегральная компоновка блока включает размещение активной зоны реактора над парогенераторами внутри корпуса из предварительно напряженного бетона. Четыре газодувки обеспечивают циркуляцию CO_2 сверху вниз через активную зону.

Авария началась с того, что около 21 ч. 15 мин. на одном из двух турбогенераторов (ТГ-2) возникли сильные вибрации, приведшие к разрушению одного из подшипников турбины или, наоборот, разрушение подшипника вызвало сильные вибрации. Вибрации, в свою очередь, инициировали предусмотренные проектом остановки турбины и реактора и, в конечном счете, блок был безопасно расхоложен без каких-либо радиационных последствий.

Однако вибрации ТГ привели, кроме того, к утечке в машзал водорода из системы охлаждения генератора, к разрыву двух трубок масляной системы ТГ с утечкой и масла в машзал. Через некоторое время воздушно-водородная смесь воспламенилась и подожгла масло,

которого к этому времени вытекло около 24 м^3 . Пламя, охватившее ТГ-2, вызвало короткое замыкание, которое привело к загоранию и основного трансформатора.

На тушение пожара из ближайших к АЭС пунктов прибыли пожарные команды, которые локализовали распространение огня через 4 ч, но в результате этого на полу машзала образовался слой воды глубиной около 1 м и содержащий около 4000 м^3 воды. Часть этой воды явилась результатом действия пожарных команд, а другая часть представляла собой морскую воду, натекающую из разрушенного трубопровода системы охлаждения конденсатора, в который сбрасывался пар после аварийного останова турбины и реактора.

Откачка этой воды началась сразу после локализации пожара, но она сама, в дополнение к воздействию огня, вывела из строя ряд важных для безопасности систем электрооборудования. В частности, из-за повреждения огнем силовых кабелей, это привело к останову двух из 4-х главных циркуляционных газодувок с паротурбинным приводом, но даже две оставшиеся могли обеспечить расхолаживание реактора с температурой CO_2 не выше 200°C . Однако пожар вывел из строя систему автоматического контроля расхода в автономном контуре охлаждающей воды главных газодувок, в результате чего пришлось вручную регулировать охлаждение двух газодувок со сбросом тепла в их теплообменник.

Кроме того, остановились основные ПН и возникли трудности с запуском двух из 4-х вспомогательных систем ПВ, паропровод которых, как и турбогенераторов собственных нужд, питается от автономных бойлеров. Возникли также трудности с подачей ПВ во вспомогательную систему теплоотвода остановленного реактора, используемую при отключении всех 4-х главных газодувок.

Указанные трудности не имели принципиального значения для безопасности АЭС, т.к. теплоемкость большой массы графитового замедлителя обеспечивает медленный разогрев остановленного реактора даже при прекращении принудительной циркуляции ТН. Однако часть прессы и политических деятелей, особенно накануне выборов, начали активно комментировать возникшие неполадки с охлаждением реактора по аналогии с водоохлаждаемыми реакторами, называя это событие испанским Чернобылем и требуя закрыть этот энергоблок, проработавший 17 лет.

При этом в качестве дополнительной аргументации использовались несколько последовательных загораний трансформатора на блоке №2 с РВН, а также нереализованность на блоке №1 рекомендованных еще в

1986 г. мер по повышению пожаростойкости АЭС с газоохлаждаемыми реакторами.

В целом авария вывела энергоблок из строя не менее чем на полгода.

7. ОБЩЕЕ ОБСУЖДЕНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изложенная выше информация об аварийных событиях на АЭС в разных странах основывается либо на опубликованных данных, на которые сделаны соответствующие ссылки в тексте, либо, применительно к СССР, на беседах со специалистами и на доступных авторам материалах служебного расследования, которые не предназначались для публикации и оценка значимости которых авторами может не совпадать с оценками комиссий, проводивших расследование.

Отметим сразу, что недоступность информации о многих аварийных событиях на АЭС СССР отрицательно влияет не только на общественное мнение, но и на усвоение соответствующего опыта персоналом других АЭС и даже новым поколением операторов одной и той же АЭС.

После аварии на ЧАЭС все население в мире разделилось на 3 группы по отношению к целесообразности дальнейшего развития АЭС. К одной небольшой группе принадлежат специалисты, работающие в сфере АЭ, и другие специалисты, отдающие себе отчет в том, что за технический прогресс во всех сферах человечеству уже давно приходится неизбежно расплачиваться ухудшением сферы обитания и даже жизнями людей и что приемлемость любой промышленной технологии определяется минимально допустимым риском, т.к. иначе самым недопустимым надо было бы признать автомобильный транспорт, приводящий к гибели значительно большего количества людей, чем все другие сферы деятельности, вместе взятые.

Ко второй группе относится большая часть населения, мнение которой формируется на основе психологического доверия или недоверия к специалистам и соответствующим органам управления энергетикой. Именно эта группа населения является основой для изменения общественного мнения в целом в ту или другую сторону в зависимости от негативного влияния конкретных аварий и разъяснительной работы специалистов в направлении принятия общественностью концепции приемлемого риска, связанного с АЭС.

И, наконец, к третьей, тоже относительно небольшой группе

относится часть специалистов и общественности, как правило, не понимающих внутреннюю логику атомной науки и техники, но априори убежденных в ее бесчеловечности. Эту категорию общественности переубеждать бесполезно, т.к. аргументы специалистов-профессионалов ее только раздражают, и можно ожидать, что даже информация из этой книги будет выборочно использоваться для подкрепления ее непримиримой позиции. Мы же, относя себя к специалистам, но не забывая, что являемся одновременно рядовыми жителями Земли, считаем, что в настоящее время одинаково неоправданы как патологический страх перед АЭ, так и приписываемое до аварии на ЧАЭС одному из высокопоставленных руководителей АЭ в СССР мнение о том, что реакторы типа РБМК можно ставить в центре Москвы.

К сожалению, непримиримая позиция части общественности в чем-то оправдана, т.к. после атомной бомбардировки Хиросимы и Нагасаки и последующих войн и конфликтов, в которых проигрывающие стороны могли бы применить атомное оружие, если бы имели его, осталось мало доверия к "вождям", способным принести миллионы людей в жертву своим бредовым политическим или религиозным амбициям.

После аварий на ТМА-2 и ЧАЭС под таким же углом зрения рассматривается и все, связанное с АЭ, хотя во всех странах Запада наличие такой оппозиции уже привело к невозможности игнорировать общественное мнение при создании ядерно-опасных технологий и к формированию подхода по принципу "безопасность важнее экономического ущерба, каким бы он ни оказался". Вспомним еще раз, что в США после аварии на ТМА-2 на несколько лет был остановлен и блок ТМА-1 и что на несколько лет была запрещена работа АЭС "реасн воттом" только из-за неответственного поведения персонала на рабочих местах. И хотя после аварии на ЧАЭС в СССР тоже приняты меры по повышению безопасности АЭС даже ценой ухудшения их экономических показателей, психологически трудно понять мотивы немедленного возобновления работы остальных блоков ЧАЭС. В этом отношении вряд ли приемлемо для общественности то "естественное" объяснение, что в СССР практически нет резерва электрических мощностей, а в США есть приличный резерв.

Неприемлемость АЭ частью общественного мнения СССР питается также недоступной ранее информацией о недостаточной технической или экологической безопасности АЭС и других предприятий атомной промышленности первого поколения, безопасная эксплуатация которых в сегодняшних условиях требует строжайшего соблюдения

регламентирующих инструкций. Однако полная ведомственная бесконтрольность уже невозможна, и даже в СССР атомная промышленность вынуждена учитывать не столько "свое", сколько международное общественное мнение, обеспокоенное состоянием безопасности АЭ в нашей стране.

Так как даже если запретить и сжечь всю документацию об атомной энергии, она неизбежно будет заново "открыта" новым поколением специалистов, то лучше заботиться об ответственном и взвешенном отношении на всех уровнях, от правительств до общественности, к обеспечению приемлемых по риску условий ее использования. В этом отношении печально как то, что продолжается эксплуатация ряда недостаточно безопасных установок, так и принятие, например, решения о консервации почти готовых к пуску атомных станций теплоснабжения (АСТ) под Воронежем и Горьким (Нижним Новгородом) несмотря на наличие заключения комиссии МАГАТЭ о соответствии Горьковской АСТ всем современным требованиям по безопасности [188].

Авторы, много лет работающие со специалистами всех АЭС СССР в рамках системы повышения квалификации и переподготовки кадров, знают еще о нескольких аварийных событиях, не отраженных в этой книге. Исключение этих событий из книги сделано намеренно во избежание излишней субъективности оценок, основанных на устной информации, т.к. документированной информации по этим событиям не удалось найти, возможно, из-за неоднократной реорганизации министерств и ведомств, отвечающих за АЭ в СССР.

Мы предлагаем читателям поверить, что относительно небольшое количество неучтенных событий не может повлиять на общее, по-видимому, сложное впечатление от совокупности описанных событий такого же уровня значимости и что на фоне катастрофических последствий аварии на ЧАЭС не было бы смысла намеренно скрывать "неучтенные события" от читателей.

В этой связи гораздо важнее то, что отмеченные выше принципиальные недостатки РБМК могли, в принципе, превратиться в "историческую" аварию не только на ЧАЭС, но и на любой другой АЭС этого типа. И тогда печальную всемирную известность мог бы приобрести не Чернобыль под Киевом, а, например, Сосновий Бор под Петербургом.

Снова подчеркнем, что "нужны" были тяжелые аварии на АЭС "Три-Майл-Айленд" в США и на Чернобыльской АЭС в СССР, чтобы осознать и обеспечить в дальнейшем необходимый высокий уровень

недовыработки. Эта же статистика свидетельствует о том, что основная доля отказов и повреждений происходят в первые или даже первый год эксплуатации.

Очень важно, что на фоне отказов оборудования и автоматики неблагоприятному развитию событий способствуют неправильные действия операторов, проявившиеся в ряде рассмотренных аварий и инцидентов, а также, например, в 80% ВО в США в 1986 г. [196] и в 86 ВО во Франции с сентября 1983 г. по июль 1984 г. [198]. При этом совокупный опыт свидетельствует о том, что при малом стаже работы неправильные действия операторов определяются, главным образом, недостатком знаний, а при большом стаже — ошибками в оценке оперативной ситуации.

Последнее обстоятельство ставит очень важный вопрос о профессиональной квалификации персонала АЭС и о нерешенной задаче оптимального сочетания автоматизации и действий операторов в обеспечении безаварийной работы АЭС. Значение этого вопроса в том, что даже при безупречно работающей автоматике отсутствие глубокого понимания операторами реальных процессов в объекте управления может привести к авариям из-за ошибочной оценки развития событий, на которые не рассчитаны средства автоматики [199].

В этой связи практически во всех странах взят курс на резкое усиление теоретической и практической подготовки операторов АЭС на базе тренажеров, а также на разработку средств информационной и интеллектуальной поддержки операторов. В США до аварии на ТМА-2 было всего 12 тренажеров, через 10 лет их стало 71, а к 1992 г. должно быть 85 [200].

В СССР тоже создается сеть учебно-тренировочных пунктов при АЭС, а также созданы и действуют учебно-тренировочные центры для энергоблоков на базе ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 в Нововоронеже и на базе РБМК-1000 в Десногорске. Созрело и частично реализуется понимание необходимости применения функциональных тренажеров для подготовки специалистов еще на уровне студентов старших курсов в вузах. Однако из-за трудностей создания соответствующих технических средств пока можно говорить больше о желаниях, чем о реальных возможностях.

Во многих аварийных ситуациях в мире проявились недостатки и ошибки в выборе адекватных конструкционных материалов для различных элементов оборудования АЭС, особенно в связи с коррозионным растрескиванием элементов конструкций ПГ, приводящим к длительным простоям блоков и дорогостоящим заменам оборудования.

Устранение этих слабостей - важный резерв повышения надежности и конкурентоспособности АЭС нового поколения.

Не меньшую значимость приобретает пожароустойчивость АЭС, т.к. при работающем реакторе пожар неприятен не только как источник "обычного" ущерба от повреждения оборудования и помещений, но и как возможная причина повреждения систем, обеспечивающих контроль и регулирование режимов работы реактора. Эта проблема содержит много взаимосвязанных задач [201], но в значительной мере решается путем отказа от применения на АЭС силовых и контрольных кабелей с горючей изоляцией, т.к., например, на энергоблоках с ВВЭР-440 используется 20000 км кабелей общей массой - 8500 т, из которых - 4700 т приходится на кабели с горючей поливинилхлоридной изоляцией [202].

В связи с исключительной значимостью проблемы безопасности АЭС отметим, что в настоящее время прямое использование опыта аварийных ситуаций весьма затруднительно, т.к. не только в разных странах, но и в конкретной стране каждый следующий энергоблок конструктивно чем-то отличается (по замыслу - в лучшую сторону) от предшествующих блоков аналогичного типа. Однако совершенно непростительно то, что хотя весь западный мир сделал серьезные выводы из аварии на ТМА-2, в СССР продолжало сохраняться состояние благодушия, явившееся косвенной причиной аварии на ЧАЭС. И если исходить из объективной необходимости дальнейшего развития АЭ, то представляется необходимым и международное правовое регулирование этого процесса с ориентацией на гарантированное обеспечение безопасности АЭС, т.к. по опыту Чернобыльской АЭС последствия крупных аварий не замыкаются в национальных границах.

Обязательными элементами такого регулирования, которое частично уже делается в рамках МАГАТЭ, должны, по-видимому, стать:

выработка регламентирующих и запретительных требований по безопасности АЭС и унификация основных конструктивных решений, обеспечивающих удовлетворение этим требованиям;

обеспечение ввода в эксплуатацию новых энергоблоков и повторных пусков блоков под надзором международной комиссии экспертов;

обеспечение единых требований к эксплуатационному персоналу АЭС;

запрещение разрушать энергоблоки АЭС "противника" даже при военных конфликтах.

Первые три вопроса в той или иной мере уже являются предметом международного сотрудничества на уровне специалистов, но еще далеки от того, чтобы стать обязательным для всех стран элементом

безопасности АЭС и их работу в условиях допустимого и контролируемого риска.

С этой точки зрения как научно-техническая логика, так и опыт аварии на ТМА-2 указывают на достижимость безопасного уровня развития АЭ на базе реакторов типа РWR (ВВЭР) с пассивными средствами защиты и с защитной оболочкой в качестве последнего барьера безопасности.

И, наоборот, дальнейшее развитие АЭ с ориентацией на РБМК оказывается, по нашему мнению, психологически неприемлемым несмотря на оптимизм разработчиков [189] о возможности доведения конструкции РБМК до необходимых требований по безопасности.

Делая такой вывод, мы исходим из того, что современные оценки приемлемого риска АЭ, выражаемые "допустимой" вероятностью крупных аварий с плавлением активной зоны (10^{-6} на реактор в год по сравнению с современным уровнем 10^{-3}) фактически вводят в заблуждение не только общественное мнение, но и специалистов. Не обсуждая обоснованность этих конкретных "допустимых" значений вероятности и понимая, что абсолютно надежной техники не бывает, мы считаем недопустимой саму "допустимость" аварий такого типа тем более, что аварии на ТМА-2 и ЧАЭС, произошедшие в течение 6 лет, фактически опровергают объективность вероятностного прогноза на основе имеющихся в настоящее время исходных данных.

Поэтому реальная безопасность АЭС в будущем должна базироваться на полной невозможности плавления активной зоны благодаря самозащищенности реакторов пассивными средствами. И только в этом случае будет приемлемым реальный принцип, гласящий, что безопасная система не обязательно является надежной, а надежная не обязательно является безопасной.

Крупные аварии на АЭС и других атомных объектах подтверждают житейскую мудрость о том, что скупой платит дважды, ибо только в США введение моратория на эксплуатацию АЭС привело бы к потере около 200 млрд. долларов капиталовложений [13], и поэтому затраты на предотвращение тяжелых аварий значительно более эффективны, чем отказ от АЭС вообще. Осознание этого факта привело к тому, что уже в 1988 г. затраты на эксплуатацию АЭС США выросли по сравнению с 1987 г. на 24% и достигли 12 млрд. долларов. При этом указанные затраты связаны не только с продлением срока службы АЭС путем замены части оборудования, но и с обеспечением более высоких требований по безопасности [190].

В связи с этим стоимость 1 кВт.ч. электроэнергии на АЭС США в

1987 г. впервые стала больше, чем на угольных ТЭС [191], а в СССР для совершенствования систем безопасности действующих АЭС требуется 3-5 млрд. рублей, что должно повысить себестоимость электроэнергии АЭС почти на 10% [192]. Оценки применительно к Японии показывают, что предстоящие затраты на снятие выработавших ресурс АЭС с эксплуатации, утилизацию и захоронение радиоактивных отходов АЭС должны привести к возрастанию стоимости электроэнергии АЭС на 7% [193].

Это, однако, не должно служить дополнительным аргументом против АЭ, т.к., во-первых, падение рентабельности касается поколения действующих АЭС и, во-вторых, потребность в АЭС определяется, как отмечалось в разделе I, не сиюминутными экономическими соображениями.

Многие из рассмотренных и не рассмотренных инцидентов на АЭС не были связаны с какой-либо опасностью для персонала и населения. Они поучительны не столько потенциальными возможностями более сложного развития событий при дополнительных отказах оборудования или ошибках персонала, сколько экономическими потерями при соответствующих внеплановых аварийных остановках (ВО) реакторов и(или) внеплановых разгрузках энергоблоков. Для иллюстрации отметим, что длительность одного ВО блока ВВЭР-440 составляет 2-10 ч. со средним экономическим ущербом 60 тыс. руб. [194], а только в 1989 г. в СССР было 118 ВО и 110 внеплановых разгрузок энергоблоков [195]. В США частота ВО составляла к 1986 г. 8-10 на реактор в год [196], что в несколько раз больше, чем на АЭС Японии.

Во многих рассмотренных авариях и инцидентах, а также в ВО проявилась, в основном, недостаточная надежность вспомогательного оборудования и средств автоматики, реже - поломки основного оборудования АЭС (ГЦН и др.) и практически никогда аварийная ситуация не начиналась "изнутри" реактора.

Статистика за 1971-1980 гг. по всем АЭС мира, кроме СССР, показывает [197], что более 41% из общего количества 9000 ВО были связаны с отказами или повреждениями в системах теплоотвода, ПГ и ТГ и только 12.4% - с ядерной частью АЭС, включая топливо, средства контроля и системы безопасности. При этом наибольший ущерб нанесли ВО из-за повреждений ПГ, 8 из которых на 4-х АЭС длились более 100 сут. и привели к 43% общей недовыработки электроэнергии из-за ВО. А 778 ВО 126 реакторов общей длительностью 6382 дня из-за неполадок с ТГ "стоили" 24%

согласованной политики государств.

Что касается четвертого вопроса, то его значение потенциально велико уже сейчас и будет возрастать еще больше по мере увеличения количества АЭС. Серьезным намеком на его значимость может служить тот факт, что в недавней Ирако-иранской войне Ирак разрушил почти готовую иранскую АЭС "Бушер" (busher) до такой степени, что комиссия МАГАТЭ во главе с гендиректором подтвердила нецелесообразность ее восстановления [203]. И потенциальная опасность этого фактора тем больше, чем меньше территория страны (Бельгия, Швейцария и др.) или чем больше АЭС на большой территории как, например, в случае США.

В целом же, справедливости ради, надо отметить, что в любой стране по факту любой аварийной ситуации большой или малой значимости немедленно принимаются меры, исключающие повторение такой же ситуации как на действующих, так и в проектах новых АЭС. А понимание абсолютной недопустимости аварий Чернобыльского типа и реальных путей и средств их предотвращения является залогом того, что будет обеспечено объективно необходимое развитие АЭ в условиях ее высокой безопасности и эффективности.

8. ЛИТЕРАТУРА.

1. Fabian H.-U. Der Beitrag der Kernenergie zur CO₂ Minderung: Stand und Ausblick. VGB Kraftwerkstechn. 1990, 70, N5, 387-392.
2. Michaelis H. Klima und Kernenergie. Atomwirt.-Atomtechn. 1990, 35, N5, 222-231.
3. Нечаев А.Ф. Ядерная энергетика мира в сравнительной статистике (к дискуссии о приемлемости ядерного способа производства энергии). Атомная энергия, 1989, 67, вып. 1, 3-11.
4. Emission Avoidance by Nuclear Power Cited. Nucl. News (USA). 1990, 33, N7, 30.
5. Fells J. Energy for the 90s-a Report from World Energy Conf. Atoms, 1989, N398, 26, 27, 30.
6. В мире науки, 1991, N7, 96-98.
7. Nine New Plants in 1989. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N428, 12.
8. Worldwide Nuclear Capacity, 1989. Nucl. News (USA), 1990, 33, N8, 61.
9. World Status Report 1991. Nuclear Europe Worldscan, 1992, 7/8, 35-54.
10. Power Reactors in Operation and Under Constraction at December 1989. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N428, 12.

11. Hirschmann H. *Energiewirt. Tages Fragen*, 1990, 49, N1-2, 68-70.
12. *Forecasting the Future*. *Asian Elec.* 1990, 8, N2, 13, 14, 18.
13. Коновалов В.Ф. О проблемах и необходимости развития атомной энергетики в СССР. *Энерг. стр-во*, 1991, N4, 2-6.
14. Накахара К. *Денки Кэйсан*, 1990, 58, 59-66.
15. *Atoms Jap.* 1990, 34, N8, 10-13.
16. US CEA. Nuclear Energy Reduces Oil Imports and Increases the National Energy Security. *Atomic Energy Clearing House (publ.)* 1990, 36, N33, 1-12, A1-A15.
17. *Nucl. Energy and Oil Use*. *Energy Rept.* 1990, 17, N10, 12-13.
18. Goldstein C. Taiwan's Power Debate Holds Pointers for Region Nuclear Qualms. *Far East Econ. Rev.* 1991, 153, N27, 39-41.
19. Chaussade I.-P., Bernard I.-F. EDF's Viewpoint: How to Consolidate the Public Confidence. *Nucl. Eur.* 1990, N1-2, 80-81.
20. *Promoting Public Acceptance of Nuclear Energy*. *Sci. and Technol. Jap.* 1988, N7, 9-12.
21. *Opinion Poll on Nuclear Energy Shows Mixed Feelings of Necessity and Anxiety*. *Atoms Jap.* 1990, 34, N1, 32-33.
22. Heywood I., Openshaw S. Radioactive Britain. *Geogr. Mag.* 1981, 61, N6, 30-32.
23. Rabkin M.A., Bodansky D. Indoor Radon. *Adv. Nucl. Sci. and Technol.*, v.20. New York-London, 1988, 155-233.
24. Lajos V. *Bistonsagos Atomenergia. Magyar. Tud.* 1990, 97, N6, 637-647.
25. Streit W. *Energiepolitik Nach Tschernobyl. Transp., Forder-und Lagertechn.* 1986, 41, N12, 26-28.
26. Kintner E. The Rebirth of Nuclear Energy? *Heat Transfer Eng.* 1989, 10, N3, 19-24.
27. Информац. бюллетень Нижегородского регионального отделения ЯО СССР, 1991, N12.
28. Lushbaugh C.C., Ala J. Radiation Accidents. Pt.1. *Rev. Med. Sci.* 1988, 25, N4, 460-465.
29. Фильшкин И., Ярмоненко С. Чернобыль: трагедия народа, амбиции ученых и спекуляции политиков. Научный информац.-методич. бюллетень (НИМБ) ЯО СНГ, 1992, N1, 26-33.
30. Кареку Гэнсиреку ХаиудеН=Therm. and Nucl. Power, 1989, 40, N9, 72-91.
31. Информац. бюллетень Европейского ЯО. *Nucleus*, 1991, N3.
32. Four Countries Declare for Nuclear Power. *Nucl. Eng. Int.* 1991, 36, N442, 10.
33. Cave L. Severe Accidents: Prevention is Better than a Moratorium? *Nucl. Eng. Int.* 1987, 32, N398, 19-20.

34. Самойлов О.Б., Усминин Г.В., Бахметьев А.М. Безопасность ядерных энергетических установок. -М.:Энергоатомиздат, 1989, 279с.
35. Владыков Г.М., Левшин Е.П., Петренко А.А. Конспект лекций по курсу "Надежность и безопасность АЭС". -ИАТЭ, Обнинск, 1988, 84с.
36. Букринский А.М. Системы безопасности атомных станций (учебное пособие). -ИАТЭ, Обнинск, 1990, 38с.
37. Основные положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88). -М.: Энергоатомиздат, 1991.
38. Коллиер Дж., Хьюитт Дж. Введение в ядерную энергетику. -М.: Энергоатомиздат, 1989, 252с., с.136-167.
39. Der Storfal im Kernkraftwerk Three Mile Island. Block 2 (Harrisburg, USA). VGB Kraftswerkstechn. 1979, 59, N4, 353-359.
40. Об аварии на АЭС "Три Майл Айленд-2". Атомная энергия, 1979, 47, вып1, 61-63.
41. Kalman G., Weller R. Progress in the Recovery Operations at Three Mile Island Unit 2. Nucl.Safety 1984, 25, N1, 88-113.
42. Berman M., Cummings J.S. Hydrogen Behaviour in Light-Water Reactors. Nucl.Safety 1984, 25, N1, 53-74.
43. Material Aspects of the Three Mile Island Core Accident. Trans.1985 Winter Meeting of Amer. Nucl. Soc., San Francisco, Calif., Nov.10-14, 1985, 210-223.
44. Duffy L.P., Kintner E.E., Fillnow R.H., Fisch J.W. The Three Mile Island Accident and Recovery. Nucl.Energy 1986, 25, N4, 199.
45. Shoreham Emergency Respons Plan to be Tested. Nucl. Safety 1986, 27 N2, 256-260.
46. 3 Mile Island Accident. Diagn. and Prognosis. Symp. 189th Meet. Amer. Chem. Soc. Miami Beach, 1986, pp.2-25, 87-106, 124-145, 212-227, 267-274.
47. James H.O., Arlink P. Hydrogen Generation During the TMI-2 and Chernobyl Events. Trans. Amer. Nucl. Soc. 1987, 54, 225-226.
48. Russell M.L., McCardell R.K., Jensen S.M. et.al. Results of Recent TMI-2 Distinct Core Component Examinations. Trans. Amer. Nucl. Soc. 1987, 54, 244-245.
49. Eidam G.R., Tolman E.L., Broughton J.M. et.al. TMI-2 Defuelling Conditions and Summary of Research Findings. Severe Accidents in Nuclear Power Plants. Proc. Symp., Sorrento, 21-25 March 1988. IAEA, Vienna, 1988, v.1, 207-266.
50. Knief R.A. Nuclear Criticality Safety for the TMI-2 Recovery Program. Nucl.Safety 1988, 28, N4, 409-420.
51. Duffley R.B. U.S. Nuclear Power Plant Safety: Impact and

- Opportunities Following Three Mile Island. Nucl.Safety 1989.
30.N2. 222-231.
52. War "Unfall" in KKW Three Mile Island Sabotage? Fusion
 (BRD).1989.N3.14-16.
53. Алексахин Р.М., Крышев И.И., Фесенко С.В., Санжарова Н.И.
 Радиоэкологические проблемы ядерной энергетики. -Атомная
 энергия 1990,68, вып.5.320-328.
54. Nucl.Eng.Int.1979,24,N285,10; 1986,31,N381.27-29;
 1988,33,N411.14-15.26-28; N413,11;
 1989,34,N414, 16-18; N415.24-29; N423.3;
 1990,35,N428,12; N429,4.
55. Nucl.News (USA) 1989,32,N5,45-48;
 1990,33,N3,20,30,31; N5.33,34.
56. Nucl.Eng.Int. 1987,32,N394,24-34; 1990,35,N432,31-33.
57. Nucl.Safety 1983, 24, N4, 540-544; 1986,27,N2,254.
58. IEEE Spectrum, Apr.1984, 43-55.
59. Reisch F. Lessons from Greifswald Incidents. Nucl.Eng.Int.
 1990,33,N431,42-43.
60. Nucl.Safety 1985,26,N5,653-654; 1986,27,N2,233-239,293;
 1987,28,N2,252-253; N3,411-412.
61. Nucl.Eng.Int. 1986,31,N382,9.
62. Nucl.Safety 1986, 27, N2, 243-244.
63. Nucl.Safety 1986, 27, N2, 244-245; 1987, 28, N2, 254;
 1989, 30, N4, 573-575.
64. Science 1986,231,N4736,334.
65. Nucl.News (USA), 1986,29,N2,31.
66. Nucl.Eng.Int. 1989,34,N425,11; 1990,35,N431,28.
67. Nucl.Eng.Int. 1987,32,N394,5.
68. Nucl.Eur. 1989,9,N11-12,61.
69. Nucl.Eng.Int. 1989,34,N419,10; N423,10.
70. Nucl.Safety 1983,24,N2,196-204; N3,390-392; N4,520-533;
 1985,26,N4,455-458; 1986,27,N2,244-245.
71. Nucl.Eng.Int. 1988,33,N412,46-49; 1991,36,N448,4;
 1992,37,N453,6.
72. Nucl.Safety 1985,26,N3,389.
73. Nucl.Eng.Int. 1991,36,N439,7.
74. Nucl.Power Experience 1985, v.PWR-2, VI-E, 172.
75. Nucl.Safety 1987, 28,N2,240-242.
76. J.Atom Energy Soc.Jap. 1987,29,N7,621-624.
77. Nucl.News (USA), 1990,33,N1,25-27.

78. Nucl. News (USA), 1990, 33, N9, 18.
79. Nucl. Eng. Int. 1989, 34, N423, 10; N425, 5.
80. Power Eng. 1988, 132, N11, 27-32.
81. Nucl. Safety 1988, 29, N4, 514-515.
82. Nucl. Eng. Int. 1989, 34, 418. 6-18, 18-20; N423, 36-37.
83. Nucl. Eng. Int. 1989, 34, N419, 5; 1990, 35, N436, 8.
84. Nucl. Safety 1989, 30, N4, 557-558.
85. Nucl. Safety 1988, 29, N1, 78-79.
86. Nucl. Eng. Int. 1989, 34, N418, 3.
87. Nucl. News (USA), 1990, 33, N11, 45-46.
88. Nucl. News (USA), 1991, 34, N3, 17; N5, 78-79; N9, 20, 88.
89. AtomsJap. 1991, 35, N3, 8-11.
90. Nucl. Eng. Int. 1991, 36, N449, 3; 1992, 37, N450, 36-38.
91. Гемсипекы Копе = Nucl. Eng. 1991, 37, N6, 9-18.
92. Reisch F. Remedy for Steam Generator Tube Failures. Nucl. Safety 1983, 24, N5, 705-707.
93. Nucl. News (USA) 1990, 33, N5, 102; 1991, 34, N2, 20.
94. Verna B.J. Steam Generator Tube Ruptures. Nucl. News 1991, 34, N7, 41-42.
95. Han J.T., Anderson N. Prevention and Mitigation of Steam Generator Water Hammer Events in PWRs. Nucl. Safety 1983, 24, N4, 533-537.
96. Tatone O.S., Pathania R.S. Steam Generator Tube Performance: Experience with Water-Cooled Nuclear Power Reactors During 1981. Nucl. Safety 1984, 25, N3, 373-398.
97. Tatone O.S., Meindie P., Taylor G.F. Steam Generator Tube Performance: Experience with Water-Cooled Nuclear Power Reactors During 1983 and 1984. Nucl. Safety 1987, 28, N3, 374-390.
98. Tatone O.S., Tapping R.L.. Steam Generator Tube Performance: Experience with Water-Cooled Nuclear Power Reactors During 1985. Nucl. Safety 1989, 30, N3, 382.
99. Verna B.J. Steam Generator Tube Plugging Problems. Nucl. News 1990, 33, N11, 45-46 (Part 1); N14, 44 (Part 2); 1991, 34, N1, 32 (Part 3); N3, 42 (Part 4).
100. Hennike H. The Steam Generator Replacement Comes to Age. Nucl. Eng. Int. 1991, 36, N444, 23, 24, 26.
101. Nucl. Eng. Int. 1988, 33, N402, 21-23; 1989, 34, N414, 10; N421, 6; N424, 2; 1990, 35, N435, 16, 124; N436, 6; 1991, 36, N438, 2, 20-33; N444, 10-12; N445, 3, 12.

102. Nucl. News (USA) 1990, 33, N2, 20; N13, 84; 1991, 34, N1, 32; N2, 78.
103. Atoms Jap. 1991, 35, N5, 8-9.
104. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N428, 6.
105. Nucl. News 1986, 29, N8, 26.
106. Nucl. Eng. Int. 1989, 34, N425, 10.
107. Nucl. Safety 1983, 24, N5, 690.
108. Nucl. Safety 1984, 25, N6, 850.
109. Nucl. Safety 1987, 28, N3, 407-408; 1988, 29, N1, 74-75;
1989, 30, N1, 108-128; N3, 428.
110. Nucl. Eng. Int. 1988, 33, N413, 12; 1989, 34, N419, 7.
111. Nucl. News. 1990, 33, N13, 32; 1991, 34, N1, 120.
112. Nucl. Eng. Int. 1991, 36, N444, 7.
113. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N432, 7.
114. Nucl. News 1987, 30, N13, 11-12; 1990, 33, N15, 33.
115. Nucl. Eng. Int. 1987, 32, N400, 4-5.
116. Atom Energy Clearing House (publ.) 1987, 33, N37, 1-5.
117. Nucl. Safety 1986, 27, N2, 260-263.
118. Nucl. Safety 1983, 24, N5, 699-703.
119. Nucl. Safety 1986, 27, N4, 539; 1988, 29, N1, 79.
120. Nucl. Safety 1989, 30, N4, 584.
121. Nucl. Safety 1985, 26, N5, 675-676.
122. Nucl. Safety 1986, 27, N1, 79.
123. Nucl. Safety 1985, 26, N2, 243.
124. Nucl. News 1990, 33, N2, 33.
125. Nucl. Safety. 1986, 27, N2, 257.
126. Nucl. News 1990, 33, N10, 28.
127. Nucl. News 1990, 33, N8, 34.
128. Информация об аварии на Чернобыльской АЭС и ее последствиях,
подготовленная для МАГАТЭ. Атомная энергия 1986, 61, вып. 5, 320.
129. Chernobyl Accident Sequence of Events. Nucl. News (USA),
1986, 29, N11, 24.
130. The Chernobyl Accident. Nucl. Safety 1987, 28, N1, 6-9.
131. Материалы комиссии по ядерному регулированию США об аварии на
Чернобыльской АЭС. Рабочие материалы, ч. 2, 1987.
132. Whipple C., Starr C. Nuclear Power Safety Goals in Light of the
Chernobyl Accident. Nucl. Safety 1988, 29, N1, 20-28.
133. Gagarinskii A. Yu. Chernobyl Today: State of Research.
Nucl. Safety 1989, 30, N1, 18-22.
134. Konstantinov I. V., Gonzales A. J. The Radiological Consequences
of Chernobyl Accident. Nucl. Safety 1989, 30, N1, 53-69.

135. Калугин А.К. Современное понимание аварии. Природа 1990, #11, 70.
136. Чернобыль: Радиоактивное загрязнение природных сред (под ред. В.А.Израэля) -Л. Гидрометеониздат 1990. 296с.
137. Абаляин С.С., Веляев С.Т., Боровой А.А. и др. Диагностические исследования аварийного реактора Чернобыльской АЭС. - Атомная энергия 1990, 68, вып. 5, 355-359.
138. Dyatlov A. How it Was: an Operator's Perspective. Nucl. Eng. Int. 1991, 36, N448, 43-50.
139. Шароваров Г.А., Брылева В.А., Груша Н.М., Слизов В.И. Весті АН БССР, сер. физ.-енерг. н., 1991, №4, 23-26.
140. Гродзинский М. Изучение последствий аварии на Чернобыльской АЭС. - Радиобиология 1991, 31, №2, 163-166.
141. Абагян А.А., Аршавский И.М., Дмитриев В.М. и др. Расчетный анализ начальной стадии аварии на Чернобыльской АЭС. - Атомная энергия 1991, 71, вып. 4, 275-287.
142. Международный Чернобыльский проект. Оценка радиологических последствий и защитных мер. Доклад Междунар. консульт. Комитета. Изд. АТ. 1991. 96с.
143. Израэль В.А. и др. Экологические последствия радиоактивного загрязнения природных сред в районе аварии Чернобыльской атомной электростанции. Доклад на 14-й сессии Совета управляющих ДНЕС (Найроби, июнь 1987). Моск. отдел. Гидрометеониздата. 1987. 57с.
144. Nucl. Eng. Int. 1987, 32, N395, 21; N399, 9-10;
1988, 33, N402, 16-19; N406, 18-19; N408, 16; N413, 3;
1990, 35, N431, 50-51; N436, 10;
1991, 36, N446, 17-19; 1992, 37, N453, 2.
145. Rippon. Five Years, Uncertainties Remain at Chernobyl. Nucl. News (USA) 1991, 34, N8, 49-52.
146. ОПБ-73.
147. ПБЯ-04-74.
148. Mosey D. Sudden Pressure Tube Failure in Pickering Nuclear Generation Station Unit 2. Nucl. Safety 1985, 26, N3, 349-358.
149. Nucl. Eng. Int. 1986, 31, N382, 4-5.
150. Nucl. News (USA), 1989, 32, N10, 98.
151. Nucl. News (USA), 1990, 33, N9, 57.
152. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N428, 2.
153. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N427, 60-61.
154. Технические проблемы реакторов на быстрых нейтронах (под ред. Вагдасарова В.Е.). - М.: Энергоатомиздат, 1969. 611с.

155. Уолтер А., Рейнольдс А. Реакторы-размножители на быстрых нейтронах. - М.: Энергоатомиздат, 1986, 623 с.
156. Усманов Г.Б., Кусмарцев Е.В. Реакторы на быстрых нейтронах. - М.: Энергоатомиздат, 1985, 288 с.
157. Поплавский В.М., Козлов Ф.А. Безопасность парогенераторов натрий-вода. - М.: Энергоатомиздат, 1990, 142 с.
158. Кузнецов И.А. Аварийные и переходные процессы в быстрых реакторах. - М.: Энергоатомиздат, 1987, 173 с.
159. Баклушин Р.П. и др. Особенности и некоторые итоги пуско-наладочных работ на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах БН-350 и БН-600. Сб. "Атомные электрические станции", вып. 6. - М.: Энергоатомиздат, 1983, 112.
160. Основные принципы безопасности для атомных электростанций (N 75-INSAG-3). Изд. МАГАТЭ, Вена, 1988. См. также информ. бюлл. Госатомэнергонадзора СССР, 1987, N2(7).
161. Кузнецов И.А. и др. Основные принципы обеспечения безопасности реакторов на быстрых нейтронах и их реализация в проекте БН-800. Сб. докл. сов.-амер. сем. "Подходы к обеспечению безоп. реакт. на быстр. нейтр.". Изд. МАЭП СССР, 1990, с. 3.
162. Тэлготт Ф. и др. Исследование устойчивости на реакторе EBR-1. В кн. "Физика ядерных реакторов" (Избр. докл. иностр. ученых на 2-й Женевской конф. по мирному использ. атом. энергии, т. 3). - М.: Атомиздат, 1959, с. 600.
163. Arret d'urgence par reactivite negative. Доклад на сов.-фр. сем., Обнинск, июнь 1991.
164. Phenix restarts. Nucl. Eng. Int. 1990, 35, N427, 15.
165. Kochetkov L.A. et al. Operating Experience of Fast Breeder Reactors in the USSR. Proc. Int. Conf. on Fast Reactors and Related Fuel Cycles. (Kyoto, Japan, Nov. 1991), v. 1, p. 2.6.
166. Scott R.L. Jr et al. Fuel Melting Incident at the Fermi Reactor on Oct. 5, 1966. Nucl. Safety 1971, 12, N2, 123.
167. McCarthy W.J. Jr. et al. A Review of the Fermi Reactor Fuel Damage Incident and a Preliminary Assessment of Its Significance to the Design and Operation of Sodium Cooled Fast Reactors. Proc. Int. Conf. on Safety of Fast Reactors. (Aix-en-Provence, Sept. 1967). Изд. КАЗ Франции, Париж, 1967, с. Va-1-1.
168. Beaudry R.J. Radiation Aspects of the Fermi Meltdown Incident. Trans. Amer. Nucl. Soc. 1969, 12 (Suppl), 45.
169. Baird Q.L. et al. Operational Safety Experience and Passive

- Safety Testing at the Fast Flux Test Facility. Nucl.Safety 1988, 29, N3, 327.
170. Matthews R.R., Henry K.J. Location and Repair of a Leak in the Dounreay Fast Reactor Primary Circuit. J.Brit.Nucl.Energy Soc. 1969, 8, N3, 168.
171. Bouchard J., Rigoleur C. The history of Fast Reactor Safety in France. Proc.Int. Fast Reactor Safety Meet.(Utah, USA, 1990), vol.1, p.85.
172. Argous J.P. et al. Safety Experience Gained from Rapsodie Operation. Nucl.Safety 1973, 14, N1, 27.
173. Megy J.M.P. et al. Three Years of Phenix Operation. Nucl.Safety 1978, 19, N3, 369.
174. Sodium Leaks at Phenix. Nucl.Safety 1982, 23, N5, 589.
175. Баканов М.В., Потапов О.А. Последствия натриевых пожаров - течи натрия на БН-600. Доклад на сем. СНГ-Европа "Последствия натриевых пожаров. Карлсруэ ФРГ, февр.1992.
176. Алексашенко А.А. и др. Теплоассоперенос при пожаре. -М.:Стройиздат, 1982, 175с.
177. Вилонов В.В. и др. Опыты по тушению больших количеств горящего натрия. -Атомная энергия 1977, 43, вып.4, 286.
178. Левитин В.Л., Баклушин Р.П. Статистика натриевых течей, анализ причин их возникновения и развития на реакторе БН-350. Доклад на сем. Европа-СССР "Течь перед разрывом", дек.1991.
179. Лукасевич Б.И., Баклушин Р.П. и др. Опыт пуско-наладочных работ по парогенератору установки БН-350. Proc. US/USSR Sem. on Development of Sodium-Cooled Fast Breeder Steam Generators. US AEC, 1974, vol.1, p.121.
180. Баклушин Р.П., Болгарин В.И. и др. Модернизация и опыт работы системы аварийной защиты парогенераторов БН-350. Сб."Опыт разработки и эксплуатации парогенераторов быстрых реакторов" (семинар СЭВ). Изд.НИИАР, 1982, с.226.
181. Титов В.Ф. и др. Конструкция и схема парогенератора для АЭС БН-600 и их обоснование. Proc. US/USSR Sem. on Development of Sodium-Cooled Fast Breeder Steam Generators. US AEC, 1974, vol.1, p.243.
182. Nucl.News (USA) 1988, 31, N2, 52.
183. Крупнейшие аварии на ядерных реакторах. ЦНИАТОМИНФОРМ, 19 апр.1988, №14 (1549), 3-7.
184. Nucl.Eng.Int.1990, 35, N431, 48.
185. Nucl.Eng.Int.1990, 35, N429, 7; N434, 28-30.

186. Nucl. Eur. 1989. N11-12, 61.
187. Nucl. News (USA), 1989, 32, N15, 65-66.
188. IAEA Reviews Heat-Only Gorky Reactor Project. Nucl. News (USA), 1989, 32, N10, 102-103.
189. Asmolov V.G., Voznesenskiy V.A. et al. Safety of Nuclear Power Plants Under Severe Accident Conditions. Severe Accidents in Nuclear Power Plants. Proc. Symp., Sorrento, 21-25 March 1988. IAEA, Vienna 1988, vol. 1, p. 27-57.
190. Nucl. News (USA) 1989, 32, N15, 72-73.
191. McMahan R.L., Knutson K. Nuclear Bubble Reaches Peak. Coal 1989, 26, N6, 29-30.
192. Nuclear Cutbacks in USSR Causing Local Power Shortages. Gas Turbine World 1990, 20, N2, 34.
193. Swinbanks D. Japan Presses on Regardless. Nature 1989, N6248, 330.
194. Овакинян К.А. Пути сокращения внеплановых остановов энергоблоков серии ВВЭР-400. Разработка и усовершенствование энерго- и ресурсосберегающих систем и технологий. Ереван 1989, 21-22.
195. Иллеж А. Безопасность АЭС: Итоги прошедшего года. Известия, 10 февраля 1990, с. 4.
196. Frank M.V., Epstein S.A. An On-line Approach to Reducing Trip Frequency. Proc. NEA Symp. Reducing Nucl. React. Scrams. Tokyo, 14-18 Apr. 1986, Paris, 1987, p. 570-577.
197. Fishlock D. Where Nuclear Power Stations Break Down. Financial Times Wednesday, Sept. 29 1982.
198. Denis-Lempereur J. Embrouilles dans les Centrales. Sci. et Vie. 1987, N842, 90-93.
199. Unterweger P. The Lessons of Chernobyl, Bhopal and Three Mile Island. CIM Rev. 1990, 6, N2, 60-63.
200. Balakrishnan M.R. Environ. India 1989, 29, N6, 17-18.
201. Микеев А.К. Пожарная безопасность атомных электростанций. Итоги науки и техники, Сер. "Пожарная охрана", 1990, 11, 3-199.
202. Skvarka P., Kandrak J. Nuclear Power Plant Safety Cable Fires. Fire Prot. and Fire Fight Nucl. Install. Proc. Int. Symp., Vienna, 1989, 447-459.
203. Blix Visits Bushehr: Work Restart Possible? Nucl. News (USA) 1989, 32, N10, 101.

9. СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----|
| Перечень сокращений. | - 3 |
| I. ЕСТЬ ЛИ БУДУЩЕЕ У АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ? (вместо введения) | - 5 |
| 2. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС. | -16 |
| 2.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС. | -16 |
| 2.2. ОСНОВНЫЕ АВАРИЙНЫЕ ПРОЦЕССЫ И МЕРЫ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ | -20 |
| 2.2.1. Изменение реактивности. | -20 |
| 2.2.2. Нарушение теплоотвода. | -21 |
| 2.2.3. Потеря теплоносителя. | -22 |
| 2.2.4. Превышение давления. | -23 |
| 2.2.5. Локализация последствий аварий. | -24 |
| 3. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С КОРПУСНЫМИ РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР, PWR и BWR, ОХЛАЖДАЕМЫМИ ВОДОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ. | -25 |
| 3.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕБЛОКОВ С ВВЭР (PWR). | -25 |
| 3.1.1. Основное оборудование и системы. | -26 |
| 3.1.2. Обеспечение нормальной эксплуатации. | -26 |
| 3.1.3. Регулирование мощности. | -28 |
| 3.1.4. Защита оборудования и трубопроводов. | -28 |
| 3.1.5. Защита энергоблока в целом (на примере ВВЭР-1000). | -29 |
| 3.1.6. Системы безопасности. | -30 |
| 3.1.7. Специальные системы нормальной эксплуатации. | -31 |
| 3.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГЕБЛОКОВ С BWR. | -32 |
| 3.2.1. Особенности реакторов. | -32 |
| 3.2.2. Особенности рабочего контура. | -33 |
| 3.2.3. Обеспечение безопасности. | -33 |
| 3.3. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР, PWR И BWR, СВЯЗАННЫЕ С РАДИАЦИОННЫМИ ПОСЛЕДСТВИЯМИ. | -34 |
| 3.3.1. Авария на опытной АЭС "SL-1" (США), связанная с разрушением активной зоны. | -34 |
| 3.3.2. Авария на блоке №2 АЭС "THREE MILE ISLAND" (США), связанная с плавлением активной зоны. | -35 |
| 3.3.2.1. Характеристика энергоблока ТМА-2. | -35 |
| 3.3.2.2. Развитие и общая характеристика аварии. | -36 |
| 3.3.2.3. Состояние блока после аварии и ликвидация последствий. | -44 |
| 3.3.2.4. Чему учит опыт аварии на ТМА-2? | -49 |
| 3.3.3. Авария на блоке №1 Ровенской АЭС (СССР), связанная с разгерметизацией I-го контура. | -51 |
| 3.3.3.1. Историческая справка. | -51 |
| 3.3.3.2. Некоторые предварительные важные события. | -51 |

| | |
|---|-----|
| 3.3.3.3. Анализ работы и состояния ПГ до аварии. | -53 |
| 3.3.3.4. Состояние АЭС перед аварией. | -55 |
| 3.3.3.5. Развитие аварии. | -55 |
| 3.3.3.6. Результаты аварии. | -58 |
| 3.3.3.7. Анализ причин и протекания аварии. | -59 |
| 3.3.3.8. Некоторые выводы. | -62 |
| 3.3.4. Авария на АЭС "натсн", связанная с утечкой воды из бассейна выдержки отработавшего топлива. | -63 |
| 3.3.5. Авария на блоке №1 АЭС "атусна" (Аргентина), связанная с повреждением активной зоны. | -63 |
| 3.3.5.1. Краткая характеристика энергоблока. | -63 |
| 3.3.5.2. Содержание и причины аварии. | -64 |
| 3.3.6. Инцидент на Калининской АЭС (СССР), связанный с проливом низкоактивной котловой воды. | -66 |
| 3.4. ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С ВВЭР, РWR И ВWR, связанные с отказами оборудования и действиями персонала. | -67 |
| 3.4.1. Инциденты на АЭС "САЛЕМ" (США), связанные с отказами системы аварийного останова реактора. | -67 |
| 3.4.1.1. Инцидент 22 февраля 1963 г. | -67 |
| 3.4.1.2. Инцидент 25 февраля 1963 г. | -68 |
| 3.4.1.3. Причины и следствия инцидентов. | -69 |
| 3.4.2. Инцидент на блоке №5 АЭС "GREIFSWALD" (ГДР), связанный с отказом системы аварийного останова реактора. | -70 |
| 3.4.3. Инцидент на блоке №1 Калининской АЭС (СССР), связанный с ложным срабатыванием и непосадкой ИПК КД. | -70 |
| 3.4.4. Инцидент на АЭС "DAVIS BESSE" (США), связанный с отказом систем питательной воды. | -72 |
| 3.4.4.1. Содержание и развитие инцидента. | -72 |
| 3.4.4.2. Причины и следствия инцидента. | -77 |
| 3.4.5. Инцидент на блоке №1 АЭС "SAN ONOFRE" (США), связанный с отказом обратных клапанов на линии ПВ. | -78 |
| 3.4.6. Инцидент на АЭС "RANCHO SECO" (США), связанный с обесточиванием системы централизованного контроля. | -78 |
| 3.4.7. Инцидент на Калининской АЭС (СССР), связанный с полной разгрузкой станции. | -81 |
| 3.4.8. Инцидент на блоке №2 Запорожской АЭС (СССР), связанный с потерей промконтура и подрывом ИПК КД. | -83 |
| 3.4.8.1. Развитие инцидента. | -83 |
| 3.4.8.2. Причины и следствия инцидента. | -85 |
| 3.4.9. Инцидент на блоке №2 Ровенской АЭС (СССР), связанный с | |

| | |
|--|------|
| самопроизвольным открытием ИПК КД. | -86 |
| 3.4.9.1. Возникновение, развитие и ликвидация инцидента. | -86 |
| 3.4.9.2. Причины инцидента. | -88 |
| 3.4.9.3. Последствия инцидента. | -89 |
| 3.4.10. Инцидент на блоке №4 АЭС "turkey point" (США), связанный с кристаллизацией борной кислоты в корпусе реактора. | -89 |
| 3.4.11. Инцидент на АЭС "olkiluoto" (Финляндия), связанный с попаданием металлических частиц в приводы СУЗ. | -89 |
| 3.4.12. Инцидент на Балаковской АЭС (СССР), связанный с переключениями затвора циркуляционного насоса конденсаторов ТПН. | -91 |
| 3.4.12.1. Возникновение инцидента и действия персонала. | -91 |
| 3.4.12.2. Причины инцидента. | -92 |
| 3.4.13. Инциденты на АЭС США, связанные с захолаживанием корпуса реакторов типа PWR. | -93 |
| 3.5. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с разрушением или повреждением оборудования. | -96 |
| 3.5.1. Аварии и инциденты, связанные с разрушением или повреждением трубопроводов вследствие гидроударов или избыточного давления. | -96 |
| 3.5.1.1. Инцидент на блоке №1 АЭС "BROWNS FERRY" (США), связанный с попаданием ТН 1-го контура в систему орошения активной зоны. | -96 |
| 3.5.1.2. Авария на блоке №1 Балаковской АЭС (СССР), связанная с нарушением условий отсечки 1-го контура от трубопроводов системы локализации аварий. | -96 |
| 3.5.1.3. Инцидент на блоке №5 Нововоронежской АЭС (СССР), связанный с разрушением шва приварки задвижки. | -101 |
| 3.5.1.4. Инцидент на блоке №1 Балаковской АЭС (СССР), связанный с отрывом байпасной линии регулятора слива конденсата. | -103 |
| 3.5.1.5. Авария на блоке №3 АЭС "MILLSTONE POINT" (США), связанная с разрушением трубопровода слива сепарата. | -104 |
| 3.5.2. Аварии и инциденты, связанные с повреждением или разрушением трубопроводов вследствие растрескивания или эрозивно-коррозионного износа. | -105 |
| 3.5.2.1. Инцидент на АЭС "NINE MILE POINT" (США), связанный с растрескиванием трубопровода КМПС. | -105 |
| 3.5.2.2. Авария на АЭС "TROJAN" (США), связанная с разрушением напорной трубы насоса. | -106 |
| 3.5.2.3. Авария на блоке №2 АЭС "SURREY" (США), связанная с разрушением трубопровода ПБ. | -107 |

| | |
|--|------|
| 3.5.2.4. Авария на АЭС "LOVIISA" (Финляндия). | -I09 |
| 3.5.2.5. Инциденты на АЭС Франции, связанные с растрескиванием штуцеров импульсных трубок. | -I09 |
| 3.5.2.6. Причины аварий с разрушением трубопроводов и меры по их предотвращению. | -II0 |
| 3.5.3. Аварии, связанные с разрушением или повреждением ГЦН. | -II2 |
| 3.5.3.1. Авария на блоке №1 Южно-Украинской АЭС (СССР). | -II2 |
| 3.5.3.2. Авария на блоке №3 АЭС "CRYSTAL RIVER" (США) | -II4 |
| 3.5.3.3. Аварии на АЭС "GRAFENRHEINFELD" и "GOSSEN" (ФРГ). | -II4 |
| 3.5.3.4. Авария на блоке №3 АЭС "FUKUSHIMA-II" (Япония). | -II5 |
| 3.5.4. Аварии и инциденты, связанные с повреждением парогенераторов и конденсаторов. | -II6 |
| 3.5.4.1. Аварии, связанные с повреждением холодных коллекторов ПГ | -II7 |
| 3.5.4.1.1. Аварии на блоках №1 и 2 Южно-Украинской АЭС (СССР). | -II7 |
| 3.5.4.1.2. Аварии на блоках №1 и 2 Запорожской АЭС (СССР). | -I20 |
| 3.5.4.2. Аварии на других АЭС мира, связанные с повреждением трубных поверхностей парогенераторов. | -I22 |
| 3.5.4.2.1. Авария на блоке №1 АЭС "McGUIRE" (США). | -I22 |
| 3.5.4.2.2. Аварии на блоке №1 АЭС "NORTH ANNA" (США). | -I23 |
| 3.5.4.2.3. Авария на блоке №2 АЭС "MIHAMA" (Япония). | -I24 |
| 3.5.4.2.4. Другие аналогичные аварии. | -I26 |
| 3.5.4.2.5. Инцидент на блоке №1 АЭС "MILLSTONE" (США), связанный с повреждением трубок конденсатора. | -I27 |
| 3.5.4.3. Аварии, связанные с повреждением парогенераторов посторонними предметами. | -I27 |
| 3.5.4.3.1. Авария на АЭС "GINNA" (США). | -I27 |
| 3.5.4.3.2. Инциденты на других АЭС США. | -I28 |
| 3.5.4.4. Инциденты на АЭС США, связанные с гидравлическими ударами в парогенераторах. | -I29 |
| 3.5.4.5. Причины повреждения ПГ и конденсаторов и тенденции их усовершенствования. | -I31 |
| 3.6. Аварии, связанные с пожарами. | -I34 |
| 3.6.1. Авария на АЭС "BROWNS FERRY" (США), связанная с повреждением кабелей собственных нужд. | -I34 |
| 3.6.2. Авария на блоке №1 АЭС "GREIFSWALD" (ГДР), связанная с обесточиванием потребителей собственных нужд. | -I36 |
| 3.6.3. Авария на блоке №1 Армянской АЭС (СССР), связанная с несанкционированным подключением внешней сети. | -I37 |
| 3.6.3.1. Состояние АЭС перед аварией. | -I37 |

| | |
|---|------|
| 3.6.3.2. Возникновение и развитие аварии на блоке №1 | -137 |
| 3.6.3.3. События на блоке №2. | -142 |
| 3.6.3.4. Последствия аварии. | -143 |
| 3.6.3.5. Причины возникновения и развития аварии. | -145 |
| 3.6.4. Авария на блоке №1 Запорожской АЭС (СССР), связанная с загоранием кабелей в реакторном отделении. | -146 |
| 3.6.4.1. Состояние блока до пожара. | -146 |
| 3.6.4.2. Возникновение, развитие и ликвидация пожара. | -146 |
| 3.6.4.3. Причины и следствия пожара. | -148 |
| 3.6.5. Авария на блоке №2 Южно-Украинской АЭС (СССР), связанная с загоранием кабелей в реакторном отделении. | -149 |
| 3.6.6. Авария на блоке №1 Калининской АЭС (СССР), связанная с коротким замыканием в насосе технической воды. | -152 |
| 3.6.6.1. Состояние блока до аварии. | -152 |
| 3.6.6.2. Возникновение, развитие и ликвидация аварии. | -152 |
| 3.6.6.3. Причины и следствия аварии. | -154 |
| 3.6.7. Авария на АЭС "BROWNS FERRY" (США), связанная со сгоранием градирни. | -155 |
| 3.6.8. Авария на АЭС "SHEARON HARRIS" (США), связанная с повреждением главного трансформатора и оборудования главного генератора. | -155 |
| 3.7. ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС США, связанные с потенциально опасными нарушениями организации и технологии работ на АЭС. | -156 |
| 3.7.1. Инциденты, связанные с преднамеренными нарушениями работы оборудования. | -156 |
| 3.7.2. Инциденты, сопровождавшиеся санкциями NRC. | -157 |
| 4. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С КАНАЛЬНЫМИ РЕАКТОРАМИ ТИПА РБМК И CANDU, ОХЛАЖДАЕМЫМИ ВОДОЙ ПОД ДАВЛЕНИЕМ. | -163 |
| 4.1. ОСОБЕННОСТИ ЭНЕРГБЛОКОВ С РЕАКТОРАМИ ТИПА РБМК-1000. | -163 |
| 4.1.1. Особенности реактора. | -164 |
| 4.1.2. Турбинная часть установки. | -165 |
| 4.1.3. Система управления и защиты реактора (СУЗ). | -165 |
| 4.1.4. Система аварийного охлаждения реактора (САОР). | -166 |
| 4.1.5. Система локализации аварий (СЛА). | -167 |
| 4.1.6. Защита от превышения давления. | -167 |
| 4.2. АВАРИИ НА АЭС С РБМК, связанные с повреждением активной зоны. | -167 |
| 4.2.1. Авария на блоке №1 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с разгерметизацией технологического канала. | -168 |
| 4.2.1.1. Историческая справка. | -168 |

| | |
|---|------|
| 4.2.1.2.Состояние энергоблока перед аварией. | -168 |
| 4.2.1.3.Содержание и развитие аварии 09 сентября 1982 г. | -168 |
| 4.2.1.4.Результаты и последствия аварии. | -170 |
| 4.2.1.5.Анализ причин и хода аварии. | -171 |
| 4.2.1.6.Некоторые выводы. | -172 |
| 4.2.2. Авария на блоке №1 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с гильотинным разрывом технологического канала. | -173 |
| 4.2.2.1.Возникновение, развитие и ликвидация аварии. | -173 |
| 4.2.2.2.Причины аварии. | -175 |
| 4.2.3. Авария на блоке №2 Курской АЭС (СССР), связанная с разрушением технологического канала. | -177 |
| 4.2.3.1.Возникновение и развитие аварии. | -177 |
| 4.2.3.2.Причины аварии. | -178 |
| 4.2.4. Авария на блоке №4 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с разрушением реактора. | -180 |
| 4.2.4.1.Историческая справка. | -180 |
| 4.2.4.2.Замечания по проекту. | -180 |
| 4.2.4.3.Состояние блока перед аварией. | -182 |
| 4.2.4.4.Испытание выбега ТГ и развитие аварии. | -185 |
| 4.2.4.5.Непосредственные последствия аварии. | -188 |
| 4.2.4.6.Причины аварии. | -189 |
| 4.2.4.7.Долговременные последствия аварии. | -192 |
| 4.2.4.8.Состояние аварийного реактора. | -195 |
| 4.2.4.9.Можно ли было предотвратить Чернобыльскую катастрофу? | -197 |
| 4.2.5. Авария на блоке №3 Ленинградской АЭС (СССР), связанная с разгерметизацией технологического канала. | -198 |
| 4.2.5.1.Состояние блока перед аварией. | -198 |
| 4.2.5.2.Содержание и развитие аварии 24.03.1992 г. | -198 |
| 4.2.5.3.Результаты и последствия аварии. | -200 |
| 4.2.5.4.Причины аварии. | -201 |
| 4.2.5.5.Действия персонала и работа системы локализации аварий | -202 |
| 4.3. АВАРИИ НА АЭС С РБМК, связанные с повреждением оборудования и пожарами. | -203 |
| 4.3.1. Авария на блоке №1 Игналинской АЭС (СССР), связанная с повреждением дренажного трубопровода и трубопровода системы выпуска отработанного пара турбины вследствие гидроудара. | -203 |
| 4.3.1.1.Содержание и развитие аварии. | -203 |
| 4.3.1.2.Причины и следствия аварии. | -204 |

| | | |
|----------|--|------|
| 4.3.2. | Авария на блоке №3 Смоленской АЭС (СССР), связанная с разрывом паропровода вследствие гидроудара. | -205 |
| 4.3.3. | Авария на блоке №2 Игналинской АЭС (СССР), связанная с пожаром в кабельной и повреждением БШУ. | -206 |
| 4.3.3.1. | Содержание и развитие аварии. | -206 |
| 4.3.3.2. | Результаты аварии. | -208 |
| 4.3.3.3. | Причины и следствия аварии. | -209 |
| 4.3.3.4. | Ликвидация последствий аварии. | -210 |
| 4.3.4. | Авария на блоке №2 Чернобыльской АЭС (СССР), связанная с пожаром в машзале. | -210 |
| 4.3.4.1. | Состояние энергоблоков до аварии. | -210 |
| 4.3.4.2. | Последовательность событий в ходе аварии. | -211 |
| 4.3.4.3. | Последствия аварии. | -214 |
| 4.3.4.4. | Причины аварии. | -215 |
| 4.4. | АВАРИИ НА АЭС С РЕАКТОРАМИ ТИПА CANDU. | -215 |
| 4.4.1. | Авария на блоке №2 АЭС "PICKERING" (Канада), связанная с разрушением технологического канала. | -215 |
| 4.4.1.1. | Характеристика энергоблока АЭС. | -215 |
| 4.4.1.2. | Развитие аварии 01.08.1983 г. | -217 |
| 4.4.1.3. | Содержание и причины аварии. | -218 |
| 4.4.2. | Авария на реакторе NRX (Канада), связанная с плавлением топлива и разрушением корпуса. | -220 |
| 4.4.3. | Авария на АЭС "LUCENS" (Швейцария), связанная с повреждением активной зоны. | -221 |
| 4.4.4. | Авария на блоке №4 АЭС "BRUCE A" (Канада), связанная с повреждением технологического канала. | -223 |
| 4.4.5. | Авария на АЭС "MADRAS" (Индия), связанная с разрушением раздаточного коллектора. | -224 |
| 5. | АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С БЫСТРЫМИ НАТРИЕВЫМИ РЕАКТОРАМИ И ОПЫТНЫХ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВКАХ ЭТОГО ТИПА. | -226 |
| 5.1. | ОСОБЕННОСТИ СХЕМ, ОБОРУДОВАНИЯ И ПРОБЛЕМ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС БН. | -226 |
| 5.1.1. | Компоновка и сравнительные характеристики АЭС БН. | -226 |
| 5.1.2. | Физика реактора. | -232 |
| 5.1.2.1. | Недостатки реакторов на быстрых нейтронах. | -232 |
| 5.1.2.2. | Недостатки реакторов на тепловых нейтронах. | -232 |
| 5.1.3. | Теплофизические и химические свойства и технология натрия. | -233 |
| 5.1.3.1. | Недостатки быстрых реакторов. | -233 |
| 5.1.3.2. | Недостатки реакторов на тепловых нейтронах. | -233 |

| | |
|---|------|
| 5.1.4. Радиационная безопасность. | -234 |
| 5.1.4.1. Недостатки быстрых реакторов. | -234 |
| 5.1.4.2. Недостатки реакторов на тепловых нейтронах. | -234 |
| 5.1.5. Возможные причины аварий на АЭС БН. | -236 |
| 5.2. ИНЦИДЕНТЫ, связанные с несанкционированным вводом положительной реактивности. | -236 |
| 5.2.1. Инциденты на АЭС с реактором "РЕНЕIX" (Франция), связанные с быстрыми изменениями реактивности в реакторе. | -238 |
| 5.2.2. Инцидент на Белоярской АЭС (СССР), связанный с попаданием водородосодержащих веществ в активную зону БН-600. | -240 |
| 5.3. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с нарушением условий отвода тепла от активной зоны реактора. | -241 |
| 5.3.1. Инцидент на реакторе БР-5 (СССР), связанный с забиванием оксидами ТВС активной зоны. | -242 |
| 5.3.2. Авария на АЭС "ENRICO FERMI-1" (США), связанная с плавлением топлива. | -243 |
| 5.3.2.1. Описание и история работы реактора. | -243 |
| 5.3.2.2. Действия на щите управления во время аварии. | -244 |
| 5.3.2.3. Радиационные аспекты. | -245 |
| 5.3.2.4. Аномальное поведение реактивности. | -246 |
| 5.3.2.5. Степень повреждения твэлов. | -248 |
| 5.3.2.6. Причины аварии и практические следствия. | -248 |
| 5.3.3. Инцидент на реакторе РРВ (Великобритания), связанный с попаданием масла в I-й контур. | -249 |
| 5.4. ПРЕКРАЩЕНИЕ ОТВОДА ТЕПЛА ОТ I-го КОНТУРА РБН. | -250 |
| 5.5. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с потерей теплоносителя I-го контура. | -250 |
| 5.5.1. Инцидент на Белоярской АЭС (СССР), связанный с протечками из I-го контура реактора БН-600. | -252 |
| 5.5.2. Аварии и инциденты на реакторе БР-5 (СССР), связанные с прожогом трубопроводов I-го контура. | -252 |
| 5.5.3. Инцидент на реакторе БН-350 (СССР), связанный со сливом натрия I-го контура в баки-компенсаторы. | -254 |
| 5.6. ИНЦИДЕНТЫ, связанные с натриевыми пожарами. | -256 |
| 5.7. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ, связанные с течами воды в натрий в парогенераторах. | -260 |
| 5.7.1. Инцидент на Белоярской АЭС (СССР), связанный с большой течью в парогенераторе №5 энергоблока БН-600. | -261 |
| 5.7.1.1. Краткое описание парогенератора и систем защиты. | -261 |
| 5.7.1.2. Характер течи. | -262 |

| | |
|--|----------|
| 5.7.1.3. Анализ режима. | -263 |
| 5.7.1.4. Причины течи и ремонт. | -263 |
| 5.8. ИТОГОВЫЕ ОЦЕНКИ АЭС БН. | -265 |
| 6. АВАРИИ И ИНЦИДЕНТЫ НА АЭС С ГАЗООХЛАЖДАЕМЫМИ РЕАКТОРАМИ. | -266 |
| 6.1. Авария на реакторе "WINDSCALE" (Великобритания), связанная с пожаром в активной зоне. | -266 |
| 6.2. Авария на АЭС "St. LAURENT" (Франция), связанная с плавлением топлива. | -269 |
| 6.3. Авария на АЭС "JASLOVSKA BOHUNICE-1" (Чехословакия), связанная с утечкой теплоносителя и замедлителя. | -269 |
| 6.4. Инцидент на АЭС "HANTERSTONE B" (Великобритания), связанный с попаданием морской воды в I-й контур. | -270 |
| 6.5. Авария на АЭС "HINCLEY POINT B" (Великобритания), связанная с повреждением ТВЭЛОВ. | -271 |
| 6.6. Авария на блоке №1 АЭС "VANDERLOS" (Испания), связанная с пожаром в машзале. | -272 |
| 7. ОБЩЕЕ ОБСУЖДЕНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ. | -274 |
| 8. ЛИТЕРАТУРА. | -281 |
| 9. СОДЕРЖАНИЕ. | 291 -299 |

Редактор О.Ю.Минаева

| | |
|-----------------------------|---------------------|
| Подписано к печати 22.09.92 | Формат бум. 60x84/8 |
| Печать офсетная | Бумага писчая |
| Заказ 710 | Тираж 1000 экз. |
| | Цена договорная |

Фабрика офсетной печати .249020 г.Обнинск, ул. Королева, 6