

МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ ВВЭР С ПОМОЩЬЮ ПАССИВНОЙ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ

В.М. Зенов, И.И. Свириденко

**Севастопольский национальный институт ядерной энергии и промышленности
Севастополь, Украина**

MODELING OF EMERGENCY COOLING WWER WITH THE HELP OF PASSIVE SAFETY SYSTEM

V. Zenov, I. Sviridenko

**Sevastopol National Institute of Nuclear Energy and Industry
Sevastopol, Ukraine**

The essentially new passive safety system for decay heat removal is offered at emergency reactor cooling in conditions of WWER NPP unit. The system includes a number of parallel contours with intermediate heat exchangers based on low temperature two-phase thermosiphon (TPT) and external air heat exchanger-condenser. The system has increased reliability and provides safety of emergency cooling. The results of WWER-1000 hypothetic failure modeling with the help of a RELAP-5/MOD3.2 CODE during NPP unit complete electric power loss are submitted. The possible reactor cooling conditions with long-term decay heat removal through steam generator chambers are determined. The model of new system with TPT heat exchanger equipment is considered; the experimental characteristics of emergency cooling mode are received. The conclusion about preferable use of independent intermediate TPT heat exchanger for long-term decay heat removal in the considered emergency is made.

1. Актуальность проблемы

Одной из наиболее опасных аварийных ситуаций, относящейся к категории максимальных запроектных аварий на АЭС, является полное длительное обесточивание энергоблока. Такая ситуация, связанная с незапуском всех дизельгенераторов и невозможностью подключения иных внешних источников энергии, относится к категории наиболее тяжелых запроектных аварий, приводящих к серьезным повреждениям активной зоны реактора уже через 3 часа и к возможному разрушению корпуса реактора через 5 часов с момента начала аварии [1]. Подобная авария особенно опасна для АЭС с одним либо двумя энергоблоками. Неблагоприятное ее развитие может усугубляться ухудшающейся радиационной обстановкой. Кроме того, ситуация может стать абсолютно неуправляемой при стихийном бедствии, падении на энергоблок самолета либо террористическом акте на АЭС.

Для предотвращения этой тяжелой запроектной аварии необходима такая пассивная система безопасности, которая бы без дополнительных внешних источников энергии и участия персонала обеспечила расхолаживание реакторной установки (РУ) с надежным отводом остаточных тепловыделений в течение максимально продолжительного периода времени. В связи с этим сегодня на этапе разработки энергетических реакторов нового поколения, которые относятся к категории реакторов повышенной безопасности, особое внимание должно уделяться созданию принципиально новых пассивных систем безопасности, использующих естественные физические процессы, не требующих внешних источников энергии и вмешательства персонала.

2. Анализ проектов пассивных систем расхолаживания ВВЭР-1000 и ВВЭР-640

Развитие пассивных систем безопасности ЯЭУ является закономерным процессом совершенствования оборудования систем, определяющих надежность и безопасность энергоблоков АЭС в аварийных ситуациях. Рассматриваются два известных проекта пассивной системы отвода теплоты (СПОТ), предусматривающие сброс остаточных энерговыделений от реактора через камеры парогенераторов (ПГ) за пределы гермооболочки через внешние, вынесенные за пределы гермозоны теплообменники-конденсаторы, расположенные в консольных пристройках реакторного отделения.

При возникновении указанной запроектной аварии срабатывает аварийная защита реактора и теплоотвод в режиме аварийного расхолаживания с максимальной мощности до минимально возможного значения осуществляется через камеры ПГ. Уже через 5 минут после срабатывания аварийной защиты мощность реактора будет составлять около 80 МВт, через час – 42 МВт, через три часа – 29 МВт (рис. 1) [2].

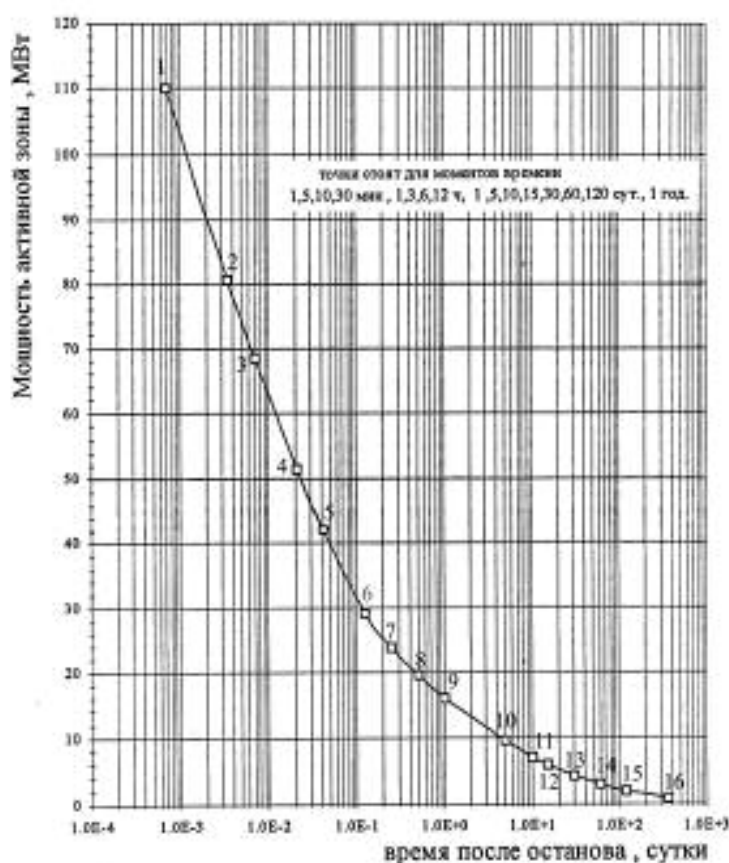


Рис. 1. Мощность остаточного тепловыделения активной зоны после останова реактора (без учета запаздывающих нейтронов)

В варианте СПОТ реакторной установки энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 (рис. 2), используется воздушный теплообменник-конденсатор, охлаждаемый наружным воздухом [3]. Организация необходимого расхода воздуха обеспечивается тяговой трубой, в нижней части которой располагаются теплообменники СПОТ. Помещение теплообменных аппаратов (ТОА) имеет шиберное устройство, регулирующее сечение для прохода воздуха. При потере электроснабжения собственных нужд, повышение давления во втором контуре вызывает пропорциональное открытие шиберной заслонки, достаточное для обеспечения необходимого расхода воздуха через воздушный конденсатор. При снижении давления в ПГ шибер прикрывается под действием пружины. Так обеспечивается пассивное регулирование расхода воздуха и, как следствие, расхода среды в контуре СПОТ в соответствии с изменением уровня остаточных тепловыделений реактора.

Второй вариант СПОТ разработан для проекта реакторной установки нового поколения энергоблока АЭС с ВВЭР-640 [4, 5]. В нем используется выносной теплообменник аварийного расхолаживания, представляющий собой двухсекционную металлическую конструкцию, погруженную в бак аварийного отвода теплоты (БАОТ), который размещается в консольной пристройке защитной оболочки на отметке 39,5 м (рис.3). В теплообменнике аварийного расхолаживания при отводе остаточ-

ных тепловыделений происходит конденсация пара второго контура за счет охлаждения водой БАОТ. Температура воды в баке на режиме аварийного расхолаживания не должна превышать 50 °С. Поддержание данного температурного уровня предусмотрено за счет общестанционных систем. Следовательно, в аварийной ситуации при полном длительном обесточивании энергоблока и всей АЭС циркуляция охлаждающей воды через БАОТ обеспечена не будет, что приведет со временем к уменьшению теплоперепада между активной зоной и БАОТ и, соответственно, к ухудшению условий расхолаживания реактора.

Оба рассмотренных варианта на режиме аварийного расхолаживания в качестве промежуточных теплообменников СПОТ используют камеры парогенераторов. Такое техническое решение имеет свои достоинства и недостатки.

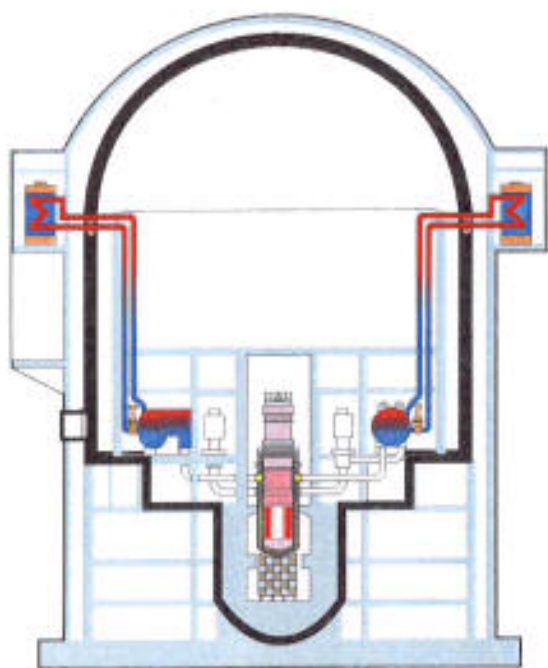


Рис.2. Пассивная система аварийного расхолаживания энергоблока АЭС с ВВЭР-640 с отводом остаточных тепловыделений через ПГ и БАОТ

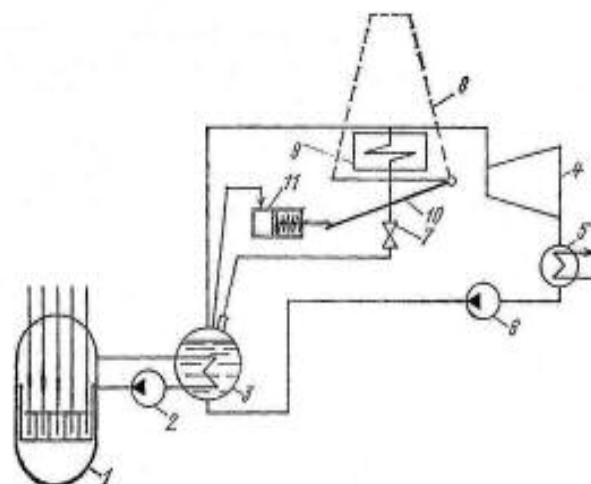


Рис. 3. Пассивная система аварийного расхолаживания реактора ВВЭР-1000 с отводом остаточных тепловыделений через ПГ и воздушный теплообменник-конденсатор:

1 – реактор; 2 – ГЦН; 3 – ПГ; 4 – турбина; 5 – конденсатор; 6 – питательный насос; 7 – отсечной клапан; 8 – тяговая труба; 9 – теплообменник-конденсатор; 10 – шиббер; 11 – гидроцилиндр-регулятор

К его достоинствам следует отнести достаточно большую теплообменную поверхность ПГ, самую большую из всего теплообменного оборудования паропроизводящей установки, а также относительно большой объем котловой воды, остающейся в межтрубном пространстве парогенератора после останова турбопитательного насоса и прекращения подачи питательной воды в ПГ.

Однако, несмотря на отработанную конструкцию горизонтального парогенератора типа ПГВ, современные технологии его изготовления, сборки и монтажа, высокие требования по обеспечению водно-химического режима, остается целый ряд проблем, связанных с отказами ПГ, с надежностью их функционирования [6].

Горизонтальное расположение трубной системы ПГ обеспечивает относительно небольшой располагаемый перепад высот между участками подвода и отвода теплоты, ограничивая движущий напор естественной циркуляции первого контура при расхолаживании реактора. Большая протяженность горизонтальной трубной системы ПГ увеличивает гидравлическое сопротивление по первому контуру, что также снижает движущий напор естественной циркуляции и ухудшает условия теплоотвода

от активной зоны. Особенности конструкции узла и метод крепления труб в коллекторе первого контура ПГ, высокая теплонапряженность коллектора, наличие узлов уплотнения люков повышает вероятность разгерметизации данного элемента.

Основным недостатком является сравнительно высокая вероятность разгерметизации трубной системы ПГ с опасностью проникновения «активного» теплоносителя первого контура в чистый теплоотводящий второй контур. Данное обстоятельство существенно влияет на показатели эксплуатационной надежности парогенераторов типа ПГВ, ограничивая их применение в качестве промежуточных ТОА между первым контуром и промконтуром, выводимым за пределы гермозоны реакторной установки, особенно в аварийной ситуации с длительным отводом остаточных тепловыделений, снижает показатели надежности самой СПОТ.

Кроме того, в проекте пассивной системы расхолаживания ВВЭР-1000 изменение давления в парогенераторе из-за возможной аварийной разгерметизации его трубной системы приведет к нарушению работы пассивного регулятора шибберного устройства воздушного теплообменника-конденсатора.

Проблема целостности трубчатки приобретает серьезное значение в связи со «старением» парогенераторов, находящихся в эксплуатации, а также с проблемами обеспечения водно-химического режима. Приводимые в [7] данные о количестве заглушенных теплообменных труб в ПГВ-440 и ПГВ-1000 различных энергоблоков АЭС свидетельствуют о сравнительно высокой интенсивности появления дефектов трубной системы парогенераторов.

Закономерности распределения дефектов в объеме ПГ подробно рассмотрены в [8]. Одним из основных факторов, определяющих работоспособность трубной системы ПГ, является интенсивность загрязнения трубки нерастворенными продуктами коррозии. Результаты металлографических исследований труб ПГ [9] свидетельствуют о наличии в них язв, приводящих к межкристаллитному разрушению и трещинам, причем, как одиночным, так и множественным с различной степенью раскрытия.

Различие в закономерностях образования дефектов для ПГ разных энергоблоков авторы [7] объясняют различным уровнем и характером загрязненности ПГ нерастворенными продуктами коррозии. Наличие отложений в значительной степени повышает концентрацию коррозионно-активных примесей, определяющих протекание коррозионных процессов на поверхности трубки. При сравнительно низком уровне концентраций нерастворенных примесей они находятся преимущественно в состоянии сцепления с трубным пучком в зоне наибольших тепловых потоков и под элементами дистанционирования. При повышении уровня загрязненности все большая часть шлама находится в свободном взвешенном состоянии и транспортируется потоком пароводяной смеси, оседая на днище ПГ в отдельных зонах межтрубного пространства. При этом могут образовываться отдельные участки, где межтрубное пространство полностью заполнено отложениями, что приводит к застою и дальнейшему увеличению загрязнения данной зоны.

Дополнительными факторами, влияющими на повреждаемость труб, могут быть свойства металла и условия сборки. В процессе формирования трубного пучка при гнбе труб не исключена возможность образования очагов пластической деформации, создающей условия для развития коррозии под напряжением на наружной поверхности труб [7].

Таким образом, анализ располагаемых данных о работоспособности и повреждаемости парогенераторов типа ПГВ свидетельствует о целом ряде конструктивных и эксплуатационных факторов, снижающих надежность его функционирования. Разгерметизация одной или нескольких камер парогенератора перед или во время аварии на энергоблоке, связанной с полной длительной потерей электроснабжения, су-

щественно усложнит протекание аварийного процесса, связанного с потерей теплоносителя первого контура и его распространения за пределы основных барьеров безопасности. В этом случае проектами новых пассивных систем ВВЭР-640 и 1000 предусмотрено отключение промежуточного контура СПОТ ПГ. Промконтур отсекается также при нарушении его герметичности за пределами гермозоны.

3. Моделирование аварийного расхолаживания ВВЭР с отводом остаточных тепловыделений через парогенератор

Исследования закономерностей протекания различных аварийных процессов в реакторных установках (РУ) В-320 с использованием хорошо зарекомендовавшей себя теплогидравлической модели при расчетах так называемых «стандартных проблем» в СНИЯЭиП проводятся в течение ряда лет в рамках контракта № 302413-А-Р4 с PNNL [10, 11].

Проведенное расчетное моделирование режима аварийного расхолаживания ВВЭР-1000 выполнено в инициативном порядке для условий экспериментального теплофизического стенда ИСБ-1 (ЭНИЦ, г. Электрогорск, Россия) с отводом остаточных тепловыделений через камеры парогенераторов при максимальной запроектной аварии с полным длительным обесточиванием энергоблока с помощью расчетного теплогидравлического кода RELAP-5/MOD3.2.

При моделировании принят ряд допущений и рассмотрено следующее исходное состояние реакторной установки:

- Потеря электроснабжения собственных нужд происходит на первой секунде моделируемого процесса. Имитируются срабатывание аварийной защиты ЯР, выбег главного циркуляционного насоса, отвод остаточных тепловыделений.

- Вся арматура с электроприводом, включая регулирующие, запорные и паросбросные клапаны с первой секунды процесса – неработоспособна. Выход пара из ПГ по каналам нормальной эксплуатации прекращается.

- Вся арматура рычажно-грузового типа: предохранительные клапаны ПГ и компенсатора давления (КД) в течение всего процесса остается работоспособной, открытие и закрытие происходит по уставкам срабатывания, соответствующим нормативам РУ В-320.

- При посадке предохранительных клапанов после каждого сброса давления обеспечивается герметичность защищаемых ими систем.

- Уровень мощности остаточных тепловыделений принят соответствующим худшему возможному варианту: уровню, достигаемому на конец кампании топливной загрузки реактора.

- Температура воздуха в боксе реакторной установки ИСБ-1 считается линейно нарастающей вплоть до термического равновесия с металлом основного оборудования экспериментального стенда (аналогия отказа блочной системы вентиляции).

- Окончанием расчетного эксперимента является достижение опасных значений температур оболочками имитаторов ТВЭЛ (480 °С – критическая температура для имитаторов ТВЭЛ ИСБ-1).

Начальный период аварийного процесса характеризуется резким снижением тепловой мощности активной зоны вследствие срабатывания аварийной защиты с соответствующим понижением температуры (рис. 4) и давления (рис. 5) теплоносителя. Снижение параметров наблюдается на протяжении около 600 секунд. Однако, в парогенераторах, отключенных от приемников пара, в условиях продолжающейся его генерации начинается рост давления (рис. 5) и, соответственно, температуры насыщения котловой воды. Это вызывает повышение температуры теплоносителя, как на выходе, так и на входе в ЯР (рис. 4). При этом циркуляция теплоносителя по

контур и надежный отвод теплоты из активной зоны обеспечивается благодаря движущему напору ЕЦ. Отмечается устойчивость расходов теплоносителя в одинарной и тройной петлях (рис. 6) с незначительными колебаниями вплоть до 8000-ой секунды (более 2-х часов).

Примерно с 20-ой минуты из-за периодического подрыва предохранительных клапанов парогенератора процесс приобретает колебательный характер. При каждом срабатывании арматуры происходит выброс из ПГ некоторого объема пароводяной смеси, уменьшение массы рабочего тела и снижение его давления. Понижается температура насыщения рабочего тела и растет температурный напор между рабочими средами первого и второго контуров, что кратковременно улучшает условия отвода теплоты от теплоносителя и приводит к понижению его температуры. Однако с посадкой предохранительных клапанов рост давления пара в ПГ возобновляется и описанный выше процесс повторяется.

По мере нарастания суммарных потерь питательной воды из парогенераторов наблюдается ступенчатое снижение весового уровня (уровня кипящей воды) в межтрубном пространстве (рис. 7), приводящее к постепенному оголению трубной системы ПГ, что, в свою очередь, означает потерю все большей части поверхности теплоотвода для первого контура.

Поскольку уже к концу 1-го часа после останова реактора мощность остаточных тепловыделений меняется слабо (она почти постоянна во времени), то передача в парогенераторах от первого контура второму практически одного и того же количества теплоты через неуклонно сокращающуюся поверхность теплообмена возможна только лишь за счет роста температурного напора. Это подчеркивает необходимость повышения температуры теплоносителя в рассматриваемом аварийном процессе. В тоже время нарастание температуры теплоносителя является свидетельством общего ухудшения условий теплоотвода в системе.

Примерно на 4500-ой секунде (через 1 час 15 минут с начала аварийного процесса) весовой уровень в ПГ достигает нулевой отметки, что означает отсутствие жидкой фазы в полости второго контура ПГ. С этого момента трубные пучки совершенно оголены, находятся в среде насыщенного пара и, практически, прекращают выполнять роль теплообменной поверхности. Поэтому дальнейший рост температуры теплоносителя продолжается уже более интенсивно (рис. 4). Увеличение среднего удельного объема теплоносителя вследствие разогрева влечет за собой его переток в компенсатор давления, подъем в нем весового уровня жидкости (рис. 8) с достижением значения давления первого контура уставки срабатывания предохранительных клапанов (ПК) КД. По этой причине и благодаря надежной работе ПК КД давление в первом контуре уже более не поднимается выше достигнутой границы до конца эксперимента.

Особенностью данного режима для условий стенда ИСБ-1 является относительная стабильность расходов теплоносителя в петлях после оголения трубных пучков в ПГ. Это подтверждает сохранение движущего напора ЕЦ в первом контуре, а также наличие некоторого отвода теплоты от металлоконструкций оборудования РУ в окружающую среду.

К 8000-ой секунде (2 часа 14 мин процесса) температура теплоносителя на выходе из реактора (рис. 4) достигает значения температуры насыщения и начинается кипение в активной зоне. Генерация пара в реакторе вызывает рост давления в контуре и частые срабатывания ПК КД. При этом из первого контура сбрасывается уже не пар, а насыщенная вода, заполняющая КД практически целиком. Таким образом, первый контур начинает терять теплоноситель, и развивающийся в РУ процесс переходит в разряд «аварии с потерей теплоносителя».

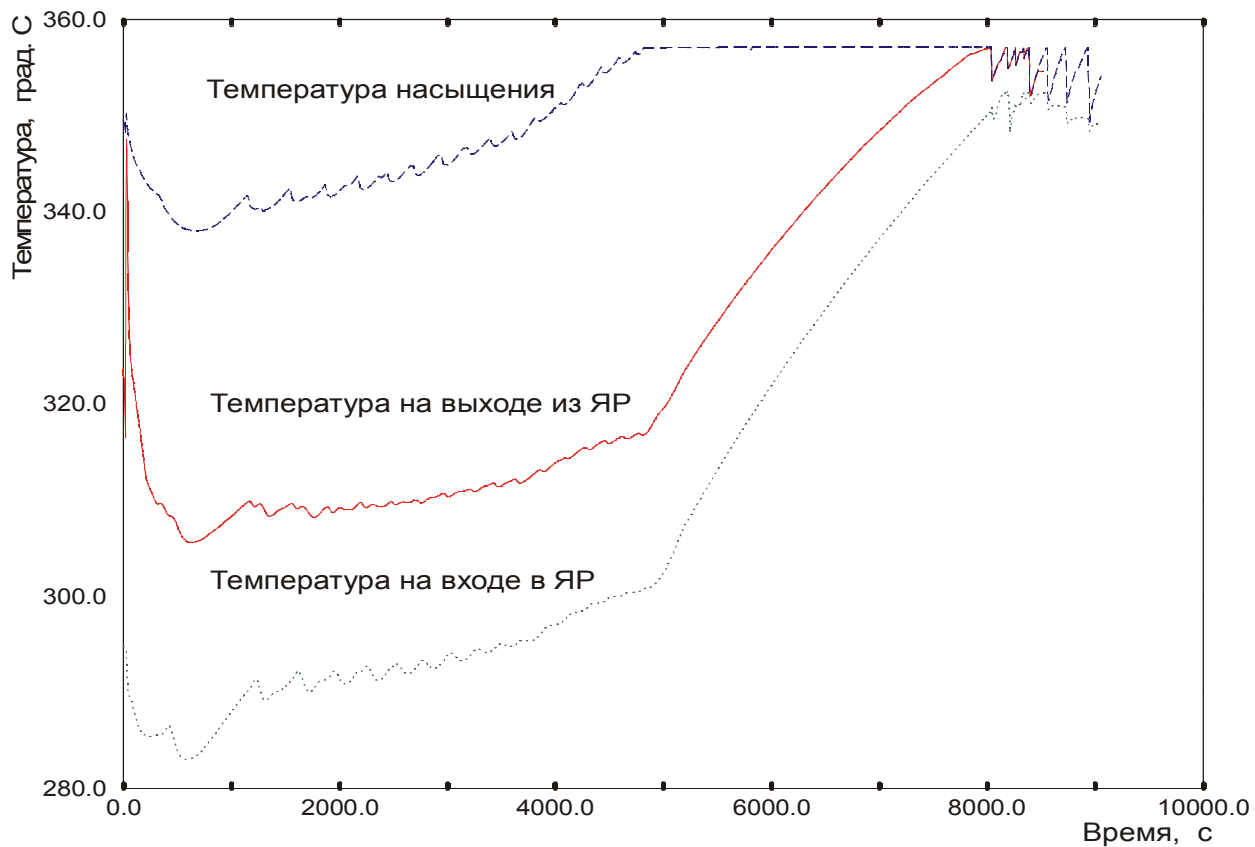


Рис. 4. Температура теплоносителя в ЯР

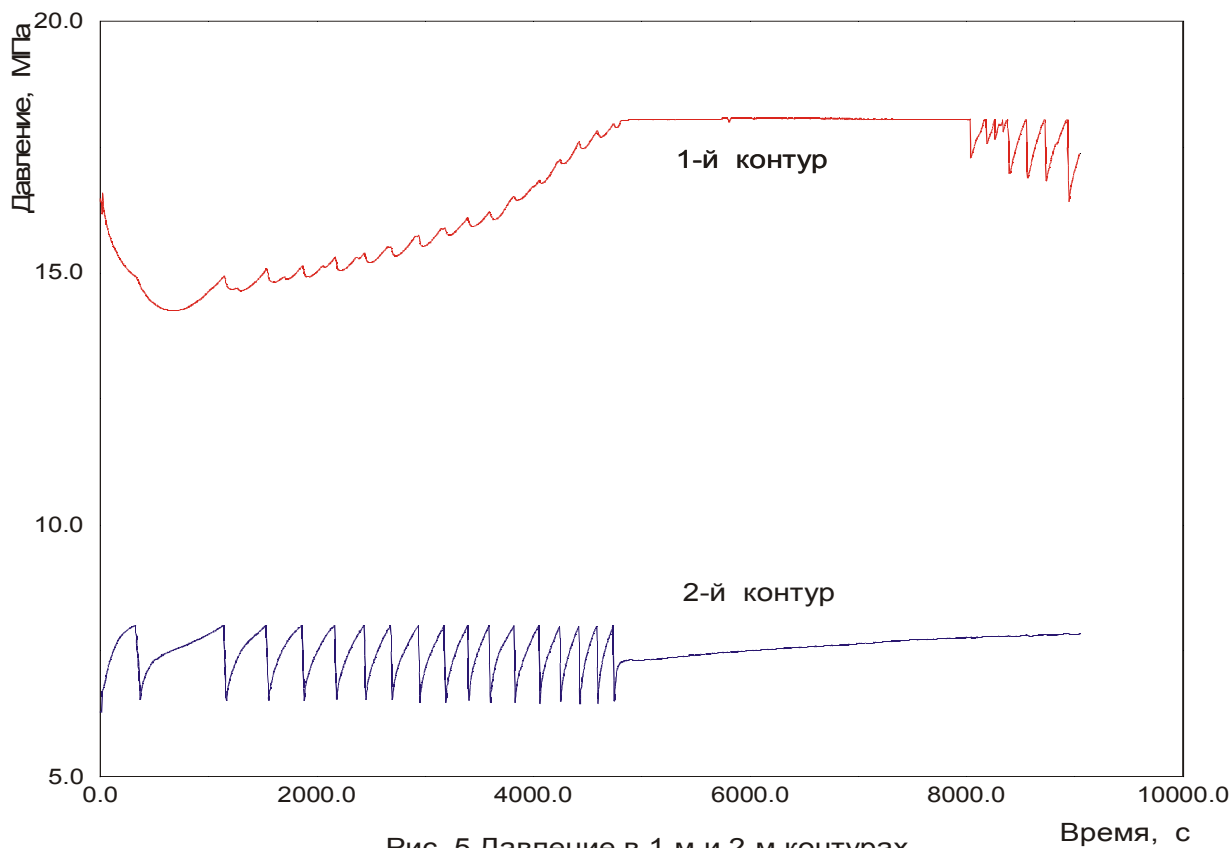


Рис. 5 Давление в 1-м и 2-м контурах

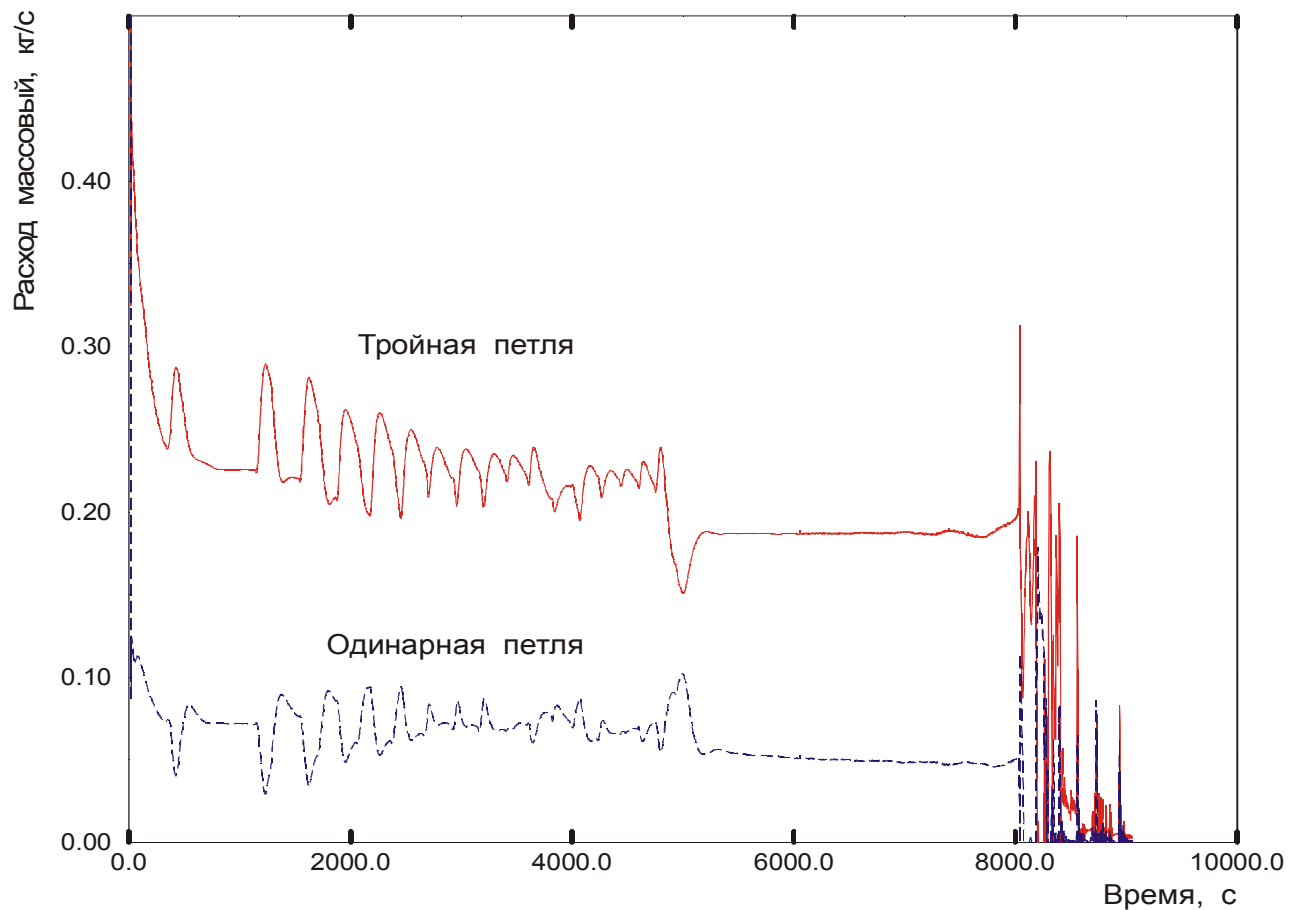


Рис. 6. Расходы в одинарной и тройной петлях

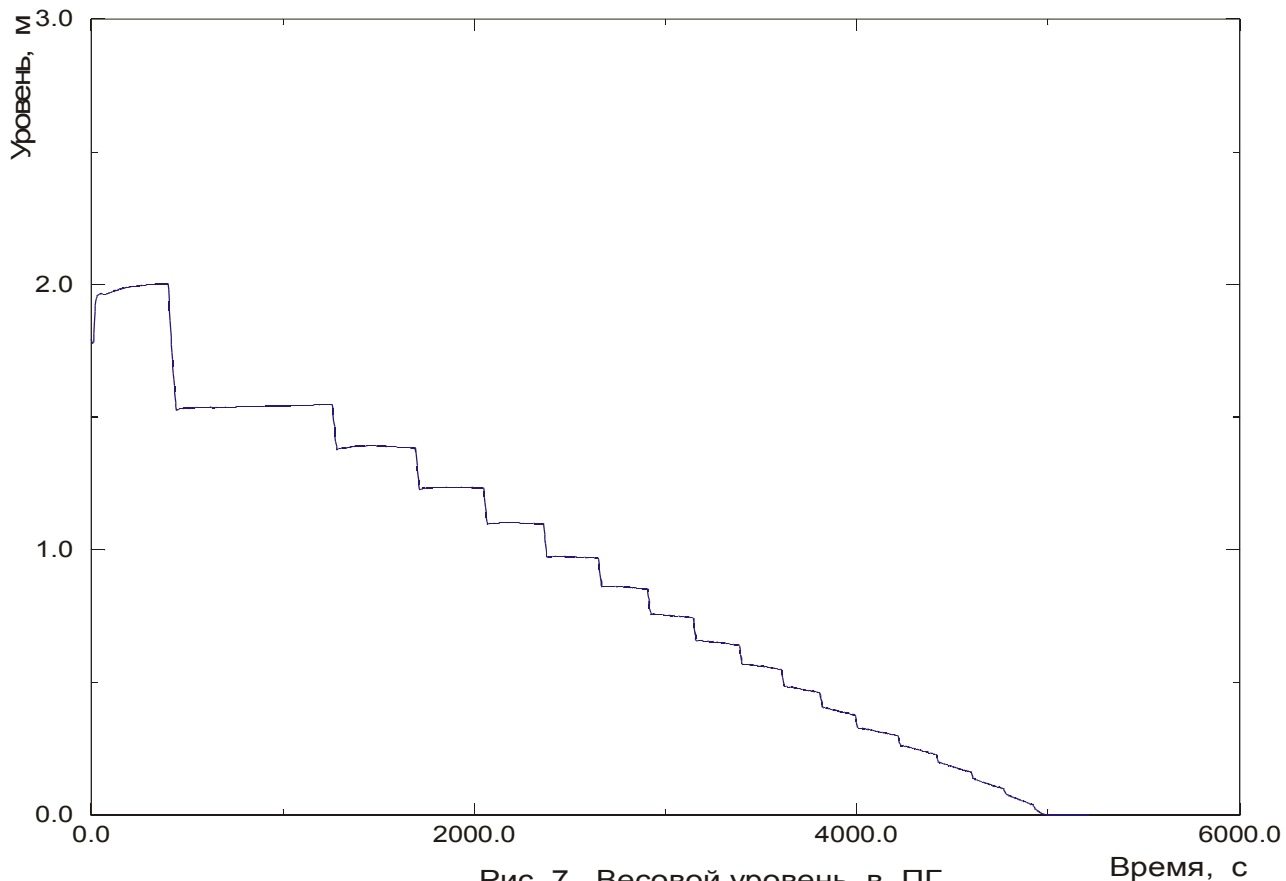


Рис. 7. Весовой уровень в ПГ

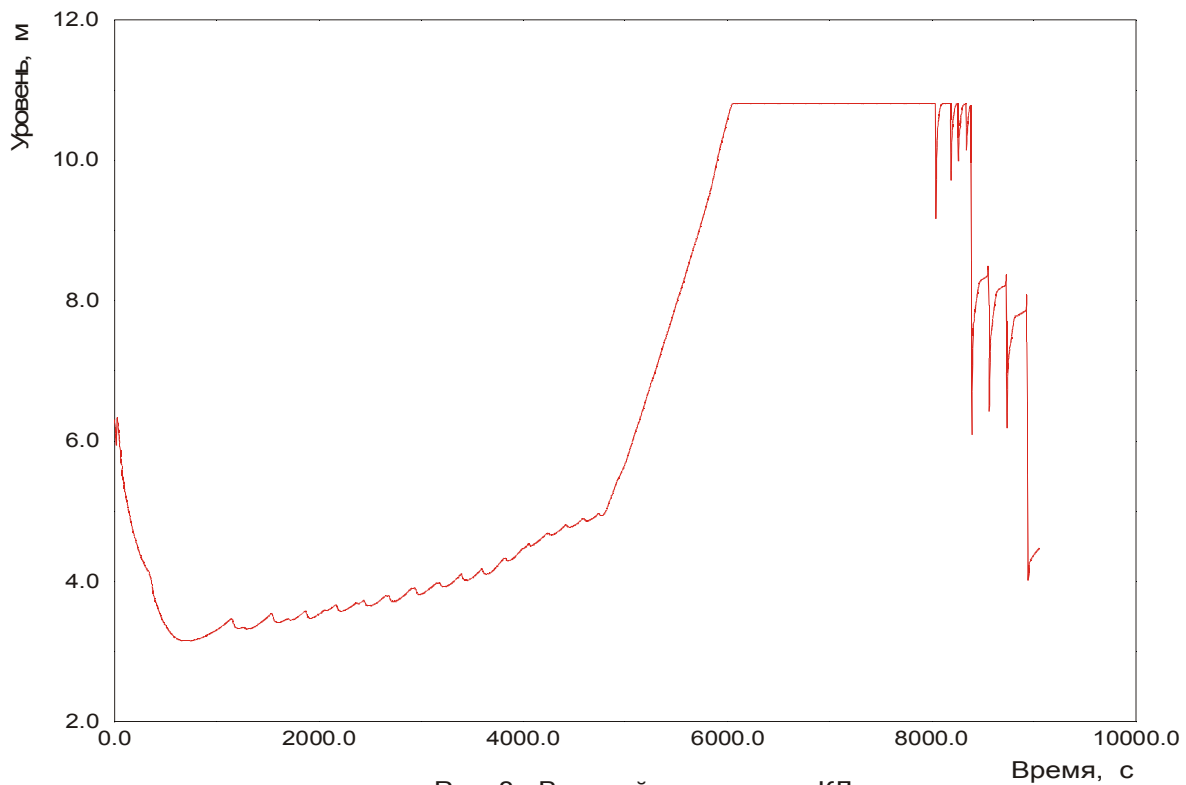


Рис. 8. Весовой уровень в КД

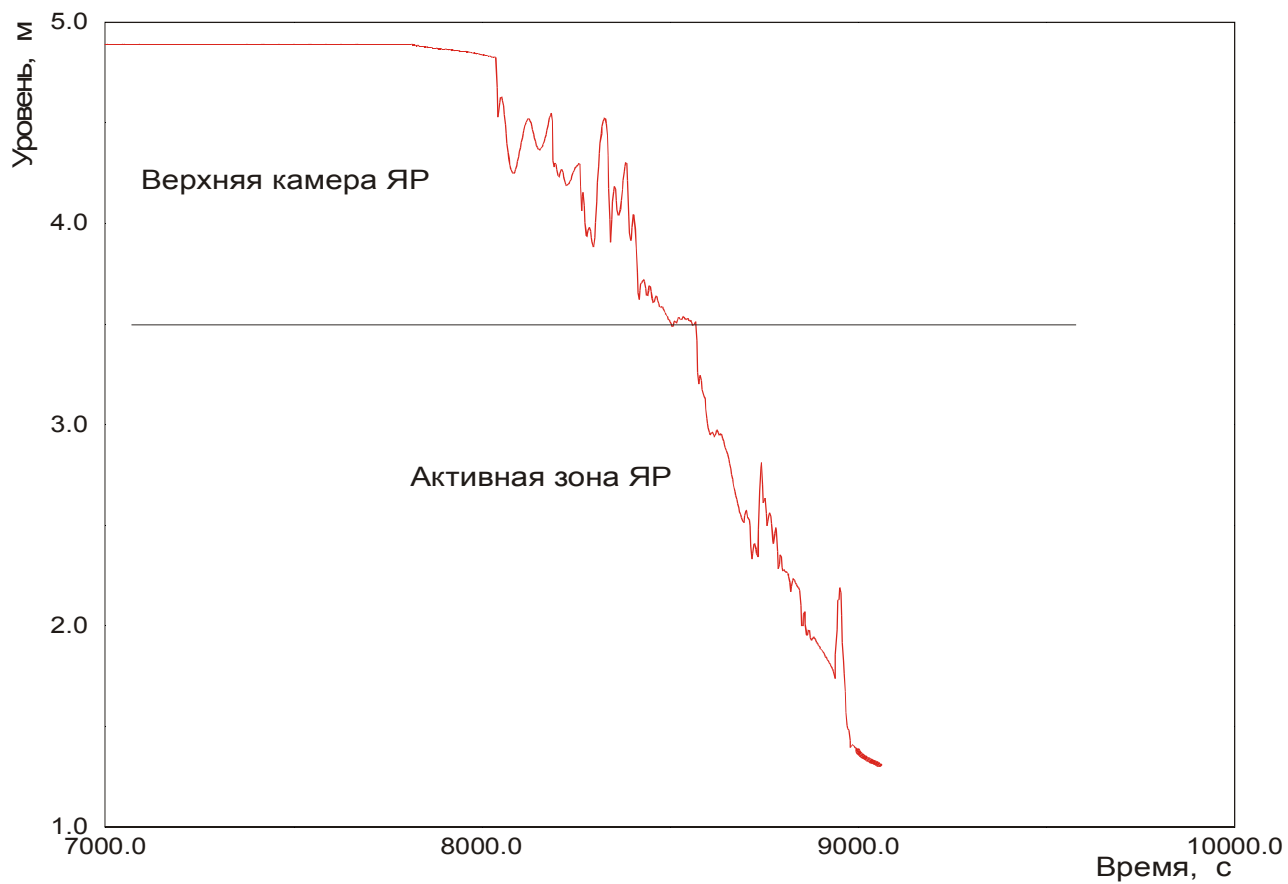
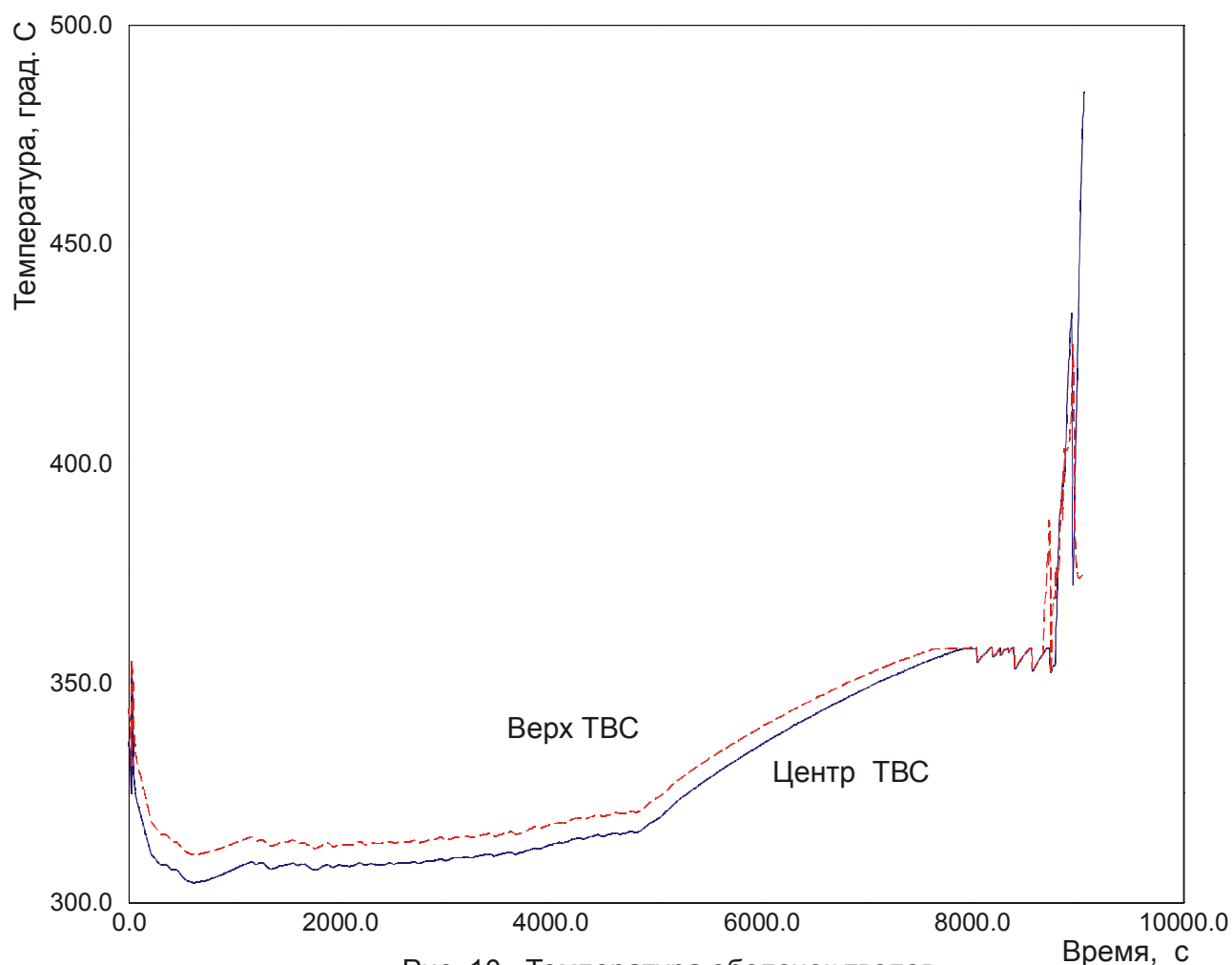


Рис. 9. Уровень весовой от низа активной зоны



Кипение в активной зоне ведет к накоплению пара в верхней части корпуса реактора, постепенному снижению уровня в АЗ (рис. 9) из-за выдавливания воды из реактора и постепенному оголению греющей поверхности ТВЭЛов. По этой же причине происходит срыв циркуляции теплоносителя (рис. 6) с падением расходов в циркуляционных петлях до нуля.

Вследствие резкого снижения коэффициента теплоотдачи от ТВЭЛов при переходе на теплоотвод к пару на 8800-ой секунде (примерно через 2,5 часа с начала процесса) в активной зоне создаются условия кризиса теплоотдачи, начинается скачкообразный рост температур оболочек ТВЭЛов (рис. 10) до опасных значений. По достижении критической температуры для имитаторов ТВЭЛов ИСБ-1 эксперимент был остановлен.

Таким образом, результаты расчетного моделирования режима аварийного расхолаживания для рассмотренных условий показывают, что эффективный отвод остаточных тепловыделений через камеры ПГ возможен в течение одного часа с момента начала аварии.

4. Пассивная система отвода остаточных тепловыделений на основе ДТС

Разработка и экспериментальные исследования перспективных систем безопасности, обеспечивающих аварийное расхолаживание стационарных и транспортных ЯЭУ проводятся в СНИЯЭиП и СевНТУ (г. Севастополь) более двадцати лет.

Предлагается принципиально новая пассивная система безопасности РУ энергоблока АЭС с ВВЭР на основе теплообменника с низкотемпературными двухфазными термосифонами (ДТС) для отвода остаточных тепловыделений при аварийном расхолаживании реактора в условиях полного длительного обесточивания. Основным преимуществом таких теплообменников является то, что каждый из элементов, образующих теплопередающую поверхность, является автономным замкнутым промежуточным контуром теплопередачи и обеспечивает надежность разделения «активного» теплоносителя и охлаждающей среды. Разгерметизация одного или нескольких ДТС не сказывается на работоспособности всего ТОА, поэтому термосифонную сборку можно рассматривать как систему параллельно включенных независимых элементов.

Теплообменное оборудование на основе ДТС надежно разделяет теплоносители смежных контуров, обладает низким термическим сопротивлением и высокой компактностью из-за отсутствия камер для подвода (отвода) теплоносителя. Соответствующая организация движения теплообменивающихся сред в межтрубном пространстве таких ТОА как в зоне теплоподвода, так и теплоотвода, позволяет получить минимальное гидравлическое сопротивление по контурам внешнего теплоносителя при его естественной циркуляции.

На рис. 11 представлена схема новой пассивной системы безопасности с термосифонным теплообменником [10]. Отвод остаточных тепловыделений в течение длительного периода времени осуществляется при ЕЦ теплоносителя первого контура через промежуточный теплообменник с ДТС и промежуточный двухфазный контур, обеспечивающий теплосброс в атмосферу через выносной воздушный теплообменник-конденсатор. Теплоперенос в промконтуре осуществляется при кипении на наружной поверхности конденсаторов ДТС промежуточного ТОА и конденсации в теплообменнике-конденсаторе.

Система безопасности представляет собой ряд параллельных контуров с промежуточными термосифонными ТОА (по два на каждой петле первого контура) и секционированным воздушным теплообменником-конденсатором, вынесенным за гермооболочку. Сборка ДТС является дополнительным промежуточным контуром между первым контуром и промконтуром, выводимым за пределы гермозоны и соединяющим его с воздушным теплообменником-конденсатором, что существенно повышает экологическую безопасность в рассматриваемой аварийной ситуации.

Теплопередающими элементами теплообменника является сборка низкотемпературных термосифонов цилиндрической формы, расположенных вертикально в треугольной решетке. Материал корпуса теплообменника и сборки ДТС – сталь 12Х18Н10Т. Теплоноситель ДТС – бидистиллят, промежуточного контура расхолаживания – дистиллят.

Перед заправкой теплоносителем термосифоны теплообменника расхолаживания и промконтур вакуумируются. Система заполняется промежуточным теплоносителем и находится в режиме постоянной эксплуатационной готовности. В режиме ожидания весь теплоноситель промконтура находится в промежуточном ТОА. В полости теплообменника-конденсатора в этом случае теплоносителя нет, поэтому отсутствует опасность его «размораживания» при отрицательных температурах окружающего воздуха в зимний период.

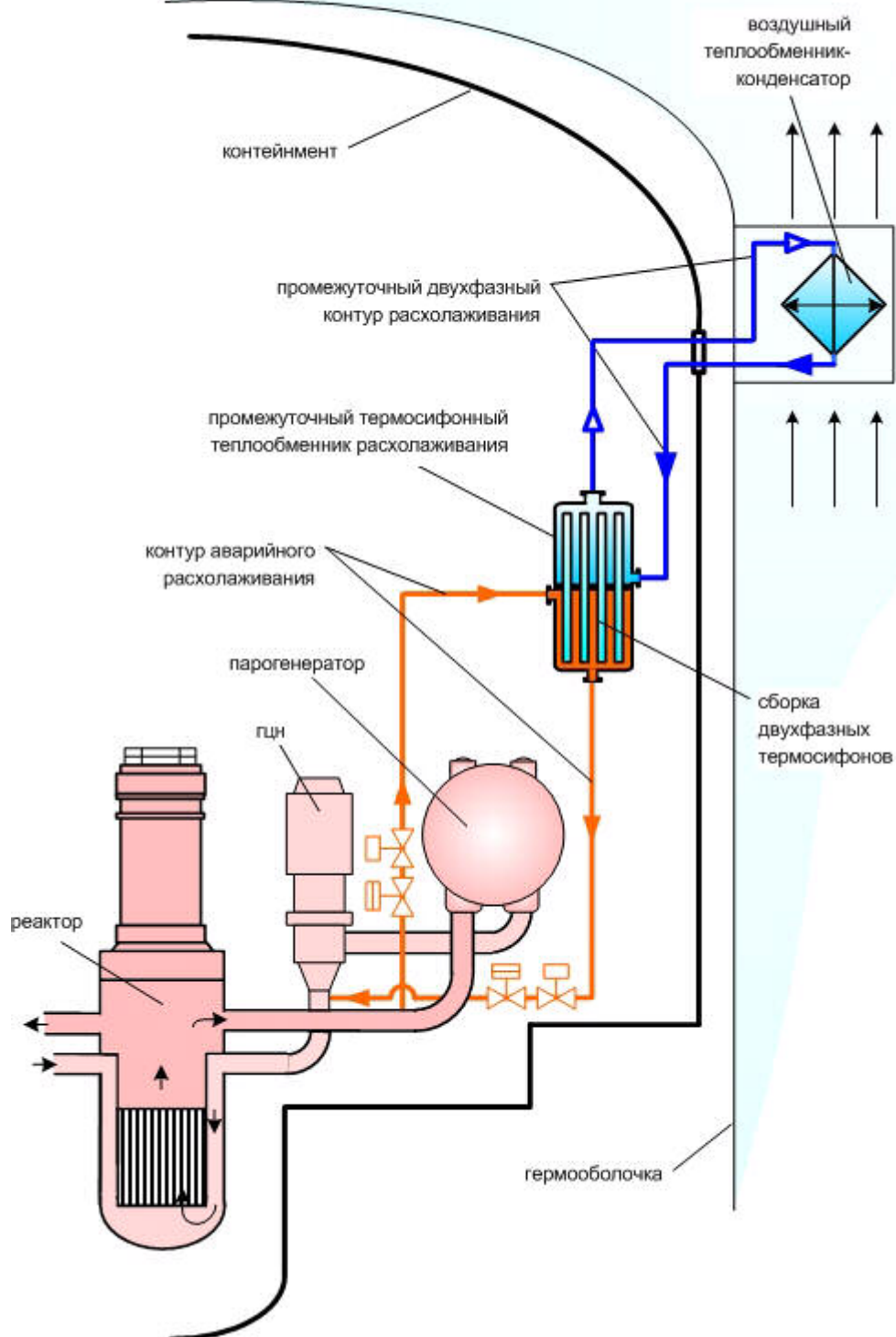


Рис.11. Пассивная система аварийного расхолаживания энергоблока АЭС с ВВЭР с отводом остаточных тепловыделений через промежуточный теплообменник на основе двухфазных термосифонов

Запорная арматура системы расхолаживания двойная, установлена только на трубопроводах первого контура. Принцип пассивности ее открытия обеспечивается вначале обесточиванием соленоидов, удерживающих арматуру в закрытом положении, что позволит автоматически подключить систему в аварийной ситуации, а за

тем сигналом срабатывания ПК КД, свидетельствующим о полном испарении котловой воды из парогенератора. Таким образом, на режиме аварийного расхолаживания после отвода основного количества теплоты через камеры парогенераторов и выкипания котловой воды из их межтрубного пространства, отвод остаточных тепловыделений, начиная примерно с 1,4 %-го уровня мощности реактора, пере водится на пассивную систему с термосифонными ТОА. Для ВВЭР-1000 этот момент будет соответствовать окончанию первого часа от начала аварии [2].

Основным преимуществом предлагаемой системы является ее автономность. Протекание процесса аварийного теплосъема через термосифонное теплообменное оборудование совершенно не зависит от падения давления в камерах парогенераторов из-за возможного нарушения герметичности трубной системы ПГ либо разрыва паровой или питательной магистрали. А поскольку продолжительность отвода остаточных тепловыделений измеряется сутками, неделями и даже месяцами, задействовать такой теплообменник как парогенератор, учитывая его достаточно низкие показатели надежности, нежелательно.

Использование теплообменного оборудования на основе низкотемпературных ДТС в СПОТ проекта новой реакторной установки повышенной безопасности с отказом от парогенераторов как промежуточных ТОА длительного отвода остаточных тепловыделений поможет существенно повысить показатели надежности ее ПСБ. Безопасность установки на режиме аварийного расхолаживания будет обеспечена в течение максимально возможного времени протекания данного аварийного процесса при длительном обесточивании блока.

Экспериментальные исследования рассмотренной пассивной системы проведены на стенде натуральных параметров. Исследовались статические и динамические характеристики системы расхолаживания с определением значения максимальной теплопередающей способности термосифонной сборки промежуточного теплообменника.

Теплопередающая сборка экспериментального теплообменника расхолаживания состояла из тридцати одного ДТС, расположенных в треугольной решетке с шагом $3,4 \cdot 10^{-2}$ м. Термосифоны (рис. 12 а) - цилиндрические наружным диаметром $(2,5 \times 0,25) \cdot 10^{-2}$ м и длиной 1,0 м. В центральной части теплообменного аппарата располагалась трубная решетка, которая являлась несущим элементом сборки термосифонов (рис. 12 б). Наружные поверхности теплообмена со стороны зоны испарения и конденсации ДТС одинаковы и составляли по $1,2 \text{ м}^2$. Теплообменник (рис. 12 в) имел цилиндрический корпус, на образующих которого вваривались патрубки для подвода охлаждаемого теплоносителя первого контура и конденсата из промконтура, а на торцевых крышках – патрубки для отвода охлаждаемого теплоносителя первого контура и пара промконтура. Материал корпуса теплообменника и сборки ДТС – сталь 12Х18Н10Т.

Заправка термосифонов теплоносителем осуществлялась через специальные штенгели, выведенные с помощью штуцерных соединений на корпус теплообменника, что давало возможность осуществлять перезаправку ДТС теплоносителем при проведении экспериментальных исследований. Два термосифона для оперативного изменения степени заполнения теплоносителем на штенгелях имели игольчатые клапаны, штенгели остальных ДТС после заправки пережимались и обваривались. В четырех термосифонах, расположенных в различных рядах сборки, устанавливались зондовые термодатчики. Для оперативного контроля давления при работе теплообменника на штенгелях этих термосифонов были установлены мановакуумметры.

Исследовано влияние различных эксплуатационных факторов на теплофизические характеристики термосифонной системы: степени заполнения теплоносителем ДТС и промежуточного контура расхолаживания, глубины начального вакууми-

рования промконтура, а также проведены испытания системы расхолаживания при различных условиях наброса и сброса тепловой нагрузки.

Максимальная тепловая мощность термосифонной сборки экспериментального теплообменника расхолаживания, полученная при температуре первого контура 340 °С, составила 261 кВт, что соответствует теплопередающей способности одного ДТС – 8,4 кВт, при плотностях радиального теплового потока 280 кВт/м² и осевого – 27000 кВт/м².

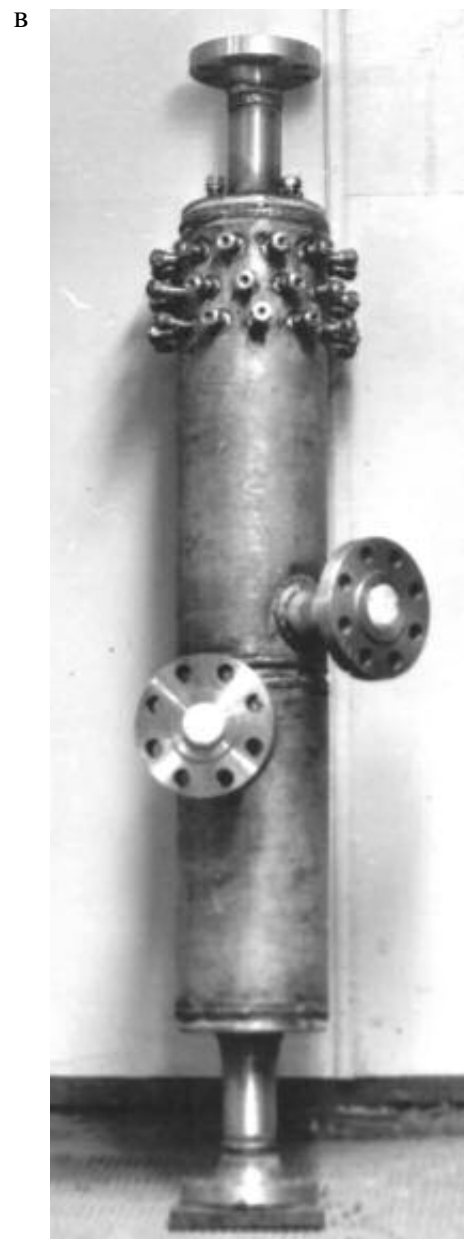
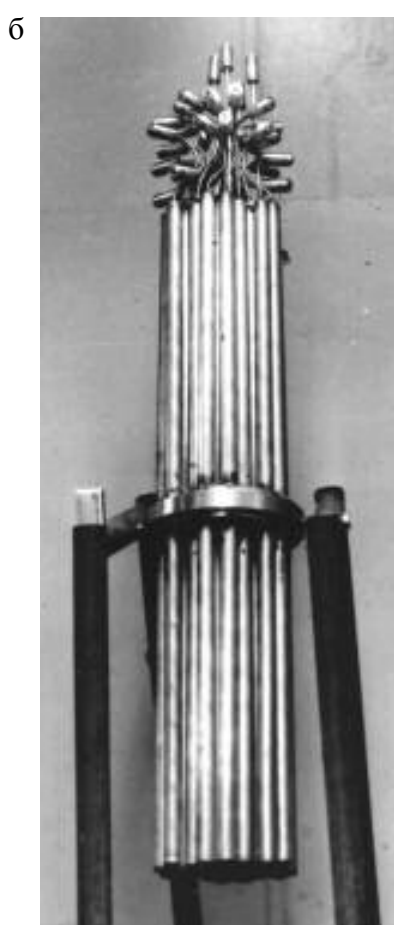
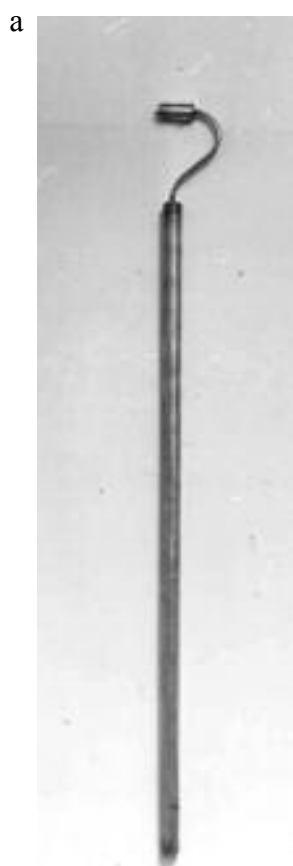


Рис. 12. Экспериментальный теплообменник системы расхолаживания на основе двухфазных термосифонов

Наброс тепловой нагрузки на систему расхолаживания производился при разогретом имитаторе реактора путем его подключения к термосифонному теплообменнику открытием запорной арматуры по первому контуру. Сброс тепловой нагрузки имитировался отключением подачи греющего пара на имитатор реактора. Заполнение промконтура теплоносителем рассматривалось по отношению к уровню верхних торцов сборки термосифонов промежуточного теплообменника, что соответствовало 100 %-му заполнению испарителя промконтура. Рассматривалось также сниженное, 50 %-е заполнение, и избыточное, 150 %-е, соответствующее уровню теплообменника-конденсатора.

На рис. 13-16 представлены экспериментальные характеристики переходных процессов в режиме наброса и сброса тепловой нагрузки на систему расхолаживания с влиянием начального вакуумирования промконтуров на температурный режим каждого из контуров системы. Для сравнения приведены значения температур сред, взятые в наиболее характерных точках первого контура, центрального термосифона из сборки промежуточного теплообменника и промконтуров.

Все температурные характеристики первого контура, промконтуров и термосифонов имеют относительно плавный характер. Значительное изменение параметров при набросе нагрузки проявляется в течение 1...2-ой минуты, при сбросе нагрузки – в течение 2...3-х минут, а затем происходит их стабилизация при общей продолжительности основного переходного процесса 7...15 минут. При сбросе нагрузки в условиях 100 %-го заполнения промконтуров при его начальном вакуумировании $P_{нач} = 0,05 \cdot 10^5$ Па теплоотвод от первого контура происходит более интенсивно за счет уменьшения температуры насыщения промконтуров с увеличением общего температурного напора.

Изменение термодинамического состояния одного из контуров системы расхолаживания существенным образом влияет на параметры остальных. Снижение температуры в испарителе промконтуров влечет за собой падение параметров в сборке ДТС промежуточного теплообменника. Соответственно снижается температура стенок испарительных участков термосифонов, а это, в свою очередь, приводит к повышению температурного перепада и движущего напора естественной циркуляции первого контура. Кроме того, начальное вакуумирование позволяет удалить неконденсирующиеся примеси из промежуточного контура.

Влияние начального вакуумирования в промконтуре, позволяющее повысить мощность теплосъема всей системы, для различных заполнений промконтуров теплоносителем проявляется по-разному. Для 50 и 150 %-го заполнения начальное вакуумирование повышает тепловую мощность системы при ее максимальных нагрузках на 12...16 %, а при 100 %-м заполнении это повышение составляет 6 %.

Заполнение, отличное от 100 %-го, ухудшает условия работы промконтуров: при сниженном заполнении часть теплопередающей поверхности испарителя исключается из работы, при избыточном – наблюдается сильный унос жидкости в циркуляционный тракт. Более того, при 150 %-м заполнении промконтуров влияние его начального вакуумирования снижается. Процессу всплытия пузырей препятствует большой слой жидкости, находящийся над испарителем.

100 %-е заполнение обеспечивает в испарителе промконтуров оптимальный уровень динамического двухфазного слоя с полным смачиванием всей теплопередающей поверхности термосифонов во всем диапазоне нагрузок. Причем, фактор заполнения в данном случае столь эффективен, что при наложении на него фактора начального вакуумирования, влияние последнего проявляется только на малых тепловых нагрузках, когда в промконтуре уровень давления еще ниже атмосферного. В таких условиях образующиеся паровые пузыри, имеющие достаточно большие размеры (их отрывной диаметр достигает нескольких десятков миллиметров), вытесняют часть жидкости из довольно тесного пространства испарителя промконтуров, обеспечивая при этом теплопередачу через тончайшую пленку жидкости, на которую эти пузыри опираются. Крупные пузыри создают благоприятные условия для испарения в них жидкости. Кроме того, интенсификация теплообмена происходит еще и из-за активизации процесса парообразования, когда с ростом тепловой нагрузки резко сокращается период времени от момента отрыва пузыря до зарождения нового.

Несмотря на то, что с ростом тепловой нагрузки положительное влияние вакуумирования на изменение тепловой мощности снижается, начальное вакуумирование промконтуров остается положительным фактором, влияющим на повышение эффек-

тивности термосифонной системы расхолаживания, позволяющим при равных условиях передавать бóльшие тепловые потоки. Поэтому одним из основных условий нахождения предлагаемой системы безопасности в режиме ожидания в составе РУ является наличие вакуума в промконтуре с вытекающими требованиями по обеспечению ее герметичности.

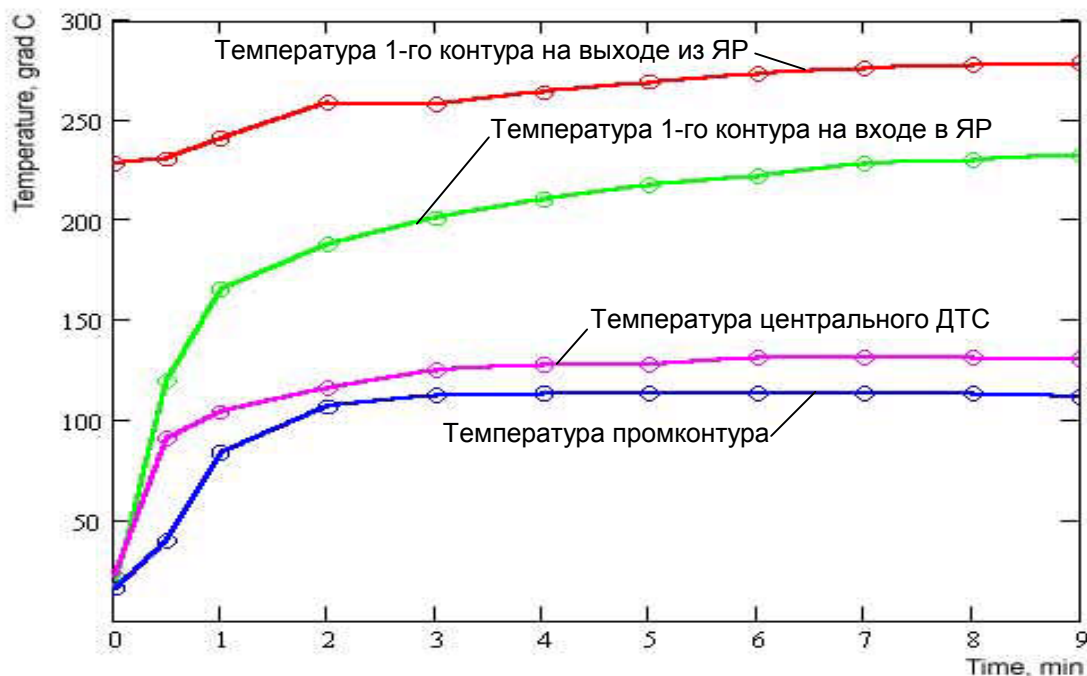


Рис 13. Режим наброса тепловой нагрузки на систему расхолаживания с ДТС с первоначально откакумированным промконтуром $P_{нач} = 0,05 \cdot 10^5$ Па

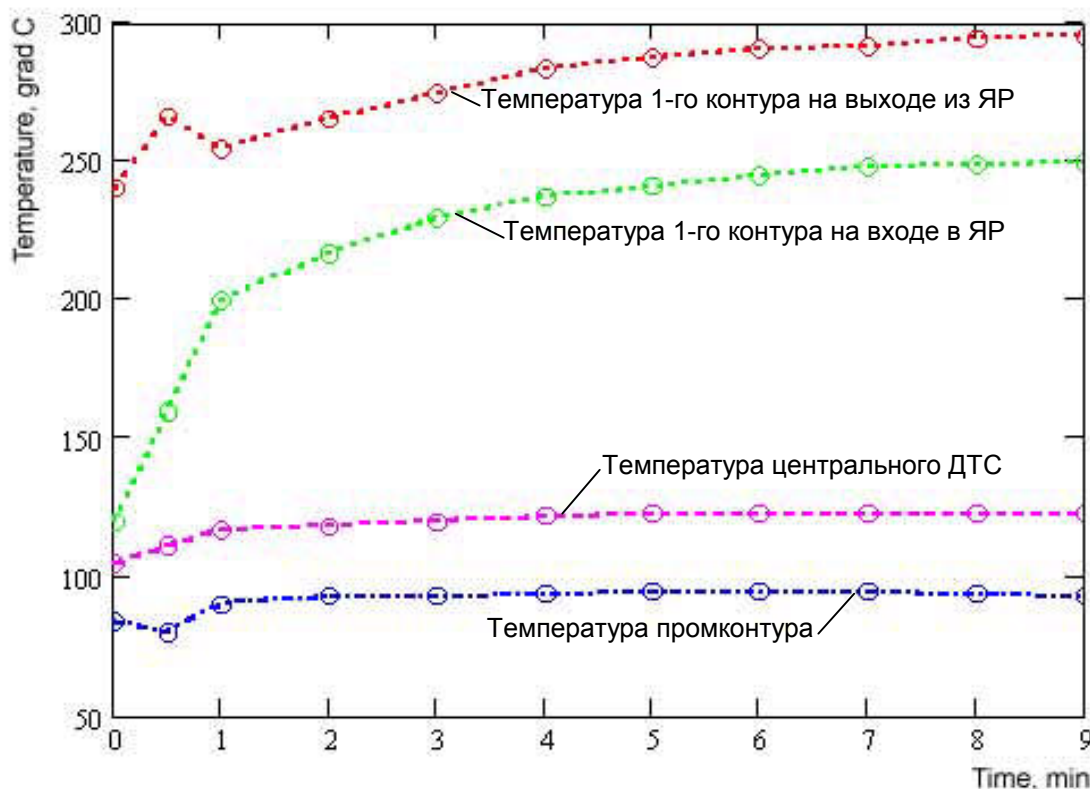


Рис 14. Режим наброса тепловой нагрузки без предварительного вакуумирования промконтуров $P_{нач} = 1,0 \cdot 10^5$ Па

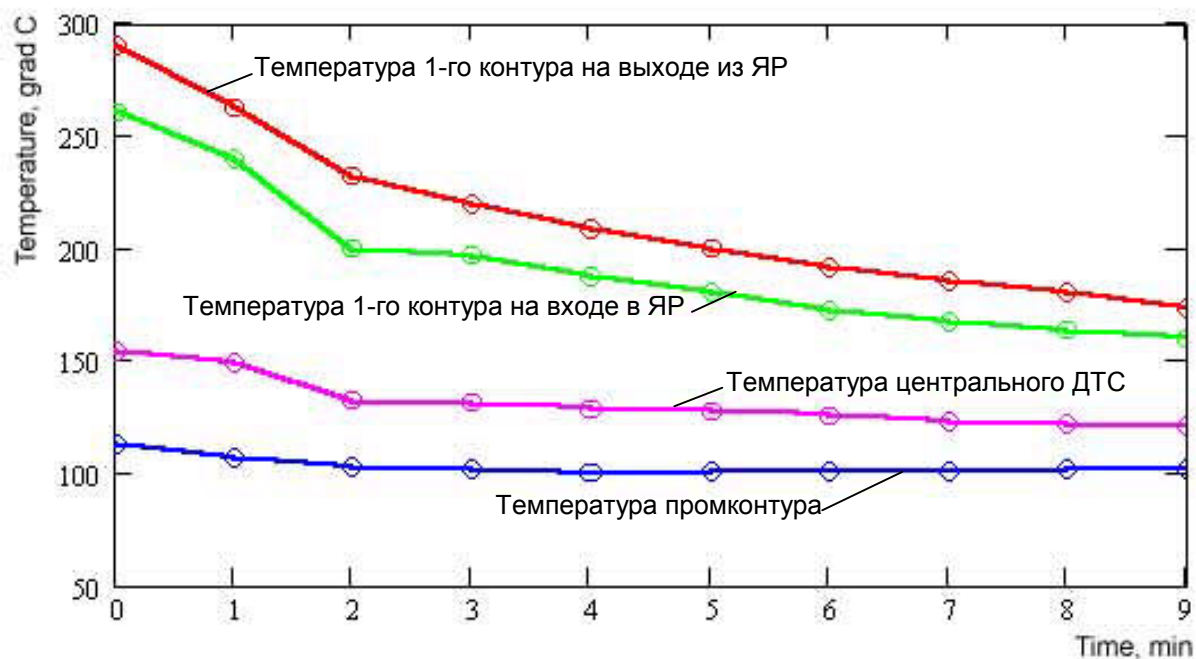


Рис 15. Режим сброса тепловой нагрузки с предварительно отвакуумированным промконтуром $P_{нач} = 0,05 \cdot 10^5$ Па

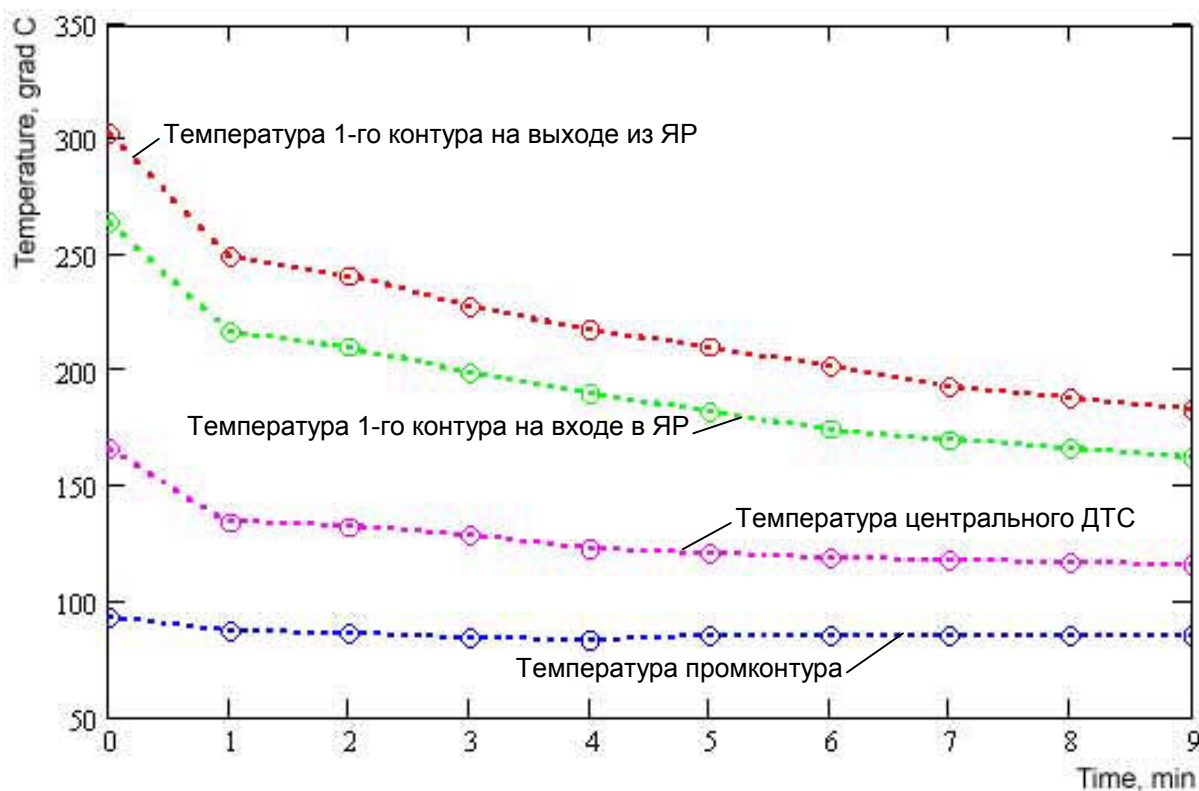


Рис 16. Режим сброса тепловой нагрузки без предварительного вакуумирования промконтура $P_{нач} = 1,0 \cdot 10^5$ Па

Совершенствование систем безопасности ЯЭУ с ВВЭР с учетом внедрения новых ПСБ с термосифонным теплообменным оборудованием и выносными конденсаторами позволит существенно повысить показатели надежности систем защиты, а также безопасность энергоблока в целом.

Выводы

1. Анализ аварийной ситуации с полной длительной потерей электроснабжения собственных нужд блока АЭС с ВВЭР, выполненный на основе результатов расчетного моделирования, указывает на ее исключительную опасность ввиду возможности перерастания аварии в максимальную запроектную, с плавлением активной зоны вследствие нарушения теплоотвода.

2. Использование парогенератора как промежуточного ТОА для сброса основной доли теплоты после срабатывания АЗ на режиме аварийного расхолаживания является наиболее обоснованным решением при реализации пассивной системы безопасности реакторной установки. Длительный отвод остаточных тепловыделений через парогенератор ввиду его сравнительно низких показателей надежности, нежелателен.

3. Для отвода остаточных тепловыделений в течение максимально продолжительного периода времени в условиях запроектной аварии с потерей питания собственных нужд наиболее предпочтительным является переход на автономную пассивную систему расхолаживания.

4. Использование теплообменного оборудования на основе ДТС позволяет создать принципиально новые пассивные системы безопасности ЯЭУ, обеспечивающие аварийное расхолаживание реактора при запроектной аварии с полным длительным обесточиванием энергоблока, незапуском всех аварийных дизельгенераторов и невозможностью подключения внешних источников энергии.

5. Надежность термосифонного теплообменного оборудования существенно превышает надежность традиционных кожухотрубных ТОА. Сборки ДТС надежно разделяют теплоносители смежных контуров, обладают низким внутренним термическим и внешним гидравлическим сопротивлением, высокой компактностью и удобством организации ЕЦ теплоносителей.

6. Экспериментальные исследования модели системы расхолаживания с ДТС на стенде натурных параметров позволили определить основные конструктивные и режимные характеристики предлагаемой пассивной системы безопасности, ее максимальную теплопередающую способность, удельные характеристики.

7. Рассматриваемая система аварийного расхолаживания с ДТС предлагается для совершенствования пассивных систем безопасности проекта энергоблока АЭС с ВВЭР-640 и для модернизации систем безопасности эксплуатируемых в настоящее время энергоблоков АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 с целью повышения показателей надежности и безопасности реакторной установки.

Литература

1. Руководство по управлению запроектными авариями на Запорожской АЭС. 00.ГТ.Рг.04. – 1998. - С. 21-23.

2. Альбом нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора энергоблока № 5 ЗАЭС. Кампания № 10. 05.ОБ.УН.ИЭ.14.10. – ОП ЗАЭС. – 1998. – С. 47.

3. Воронин Л.М., Татарников В.П., Беркович В.М. Основные пути дальнейшего повышения безопасности атомных электростанций с реакторами типа ВВЭР // Теплоэнергетика. - № 12. – 1989. – С. 2-6.

4. Афров А.М., Рогов М.Ф., Федоров В.Г., Кухтевич И.В., Безлепкин В.В., Мигров Ю.А., Хабенский В.Б. Методические особенности обоснования пассивных систем безопасности АЭС с ВВЭР-640. // Процессы тепломассообмена и гидродинамики в системах безопасности АЭС с ВВЭР-640: Сб. трудов. – СПб: АООТ НПО ЦКТИ, 1997. – С. 12-22.

5. Кухтевич И.В., Безлепкин В.В., Солодовников А.С., Молчанов А.В., Семашко С.Е. Обоснование конструктивных и технологических решений, применяемых в пассивной системе отвода тепла через парогенераторы. // Там же. – С. 60-64.
6. Фольтов И.М., Хохлов В.К., Семенова Л.С. Итоги работы атомных станций Украины в 2000 году // Новини енергетики. - № 3. – 2001. - С. 58-62.
7. Трунов Н.Б., Денисов В.В., Драгунов Ю.Г., Банюк Г.Ф., Харитонов Ю.В. Работоспособность теплообменных труб ПГ АЭС с ВВЭР // ОКБ «Гидропресс», 2001. – 16 с.
8. Trunov N., Denisov V. Current status of WWER steam generators tube integrity. Proceedines of IAEA Regional Workshop on 'Steam Generator Degradation and Inspection', Saint Denis, France, 1999.
9. Федосеев А.Е., Буланова Т.М., Гончаренко Ю.Д. Исследование характера повреждения теплообменных труб парогенератора 2 блока Балаковской АЭС. // Новые технологии для энергетики, промышленности и строительства. ГНЦ РФ НИИАР. – Димитровград, 1998. – С. 38-42.
10. Зенов В. М., Кондрахин А. М., Сухов А. К. Анализ теплогидравлических особенностей малой течи первого контура по данным теплофизического эксперимента на интегральном стенде безопасности ИСБ-1. В сб. научных трудов СИЯЭиП. - Севастополь: СИЯЭиП, № 3, 2001. - С. 30-35.
11. Зенов В. М., Кондрахин А. М. Анализ теплогидравлических особенностей средней течи первого контура на интегральном стенде безопасности ИСБ-1 по результатам расчетов стандартной проблемы № 2 с помощью кода RELAP5/MOD3.2. В сб. научных трудов СИЯЭиП. - Севастополь: СИЯЭиП, № 4, 2001. - С. 15-21.
12. Свириденко И.И., Сухов А.К. Пассивная система безопасности АЭС с ВВЭР на основе низкотемпературных двухфазных термосифонов. / Стратегия развития ядерной энергетики: выбор Украины: Сб. тезис. докл. Межд. конф. УкрЯО. Под ред. акад. НАН Украины Вишневого И.Н. и Трофименко А.П. – Киев, 2001. – С. 36-37.