Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом»
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ – ФИЗИКО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ИМЕНИ А.И. ЛЕЙПУНСКОГО»
(АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»)

На правах рукописи

Сахипгареев Азамат Радикович

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ НЕКОНДЕНСИРУЮЩИХСЯ ГАЗОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПАРОГЕНЕРАТОРА ВВЭР В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

Специальность: 2.4.9 – Ядерные энергетические установки, топливный цикл, радиационная безопасность (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук
Морозов А.В.

Обнинск 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5
Глава 1. Современное состояние пассивных систем охлаждения реакторов в проектах зарубежных и отечественных АЭС 12
1.1 Пассивные системы охлаждения активной зоны зарубежных реакторов 12
1.1.1 Реактор AP-1000 (США) 13
1.1.2 Реактор Hualong One (КНР) 16
1.2 Пассивные системы охлаждения активной зоны отечественных реакторов. 19
1.2.1 Реактор ВВЭР-1000 (проект В-392) 19
1.2.2 Реактор ВВЭР-1200 (проекты В-392М и В-491) 24
1.2.3 Реактор ВВЭР-ТОИ (В-510) 31
1.3 Анализ факторов, ограничивающих длительность автономного функционирования существующих пассивных систем безопасности реакторов с водой под давлением 34
1.4 Перспективные способы продления длительности функционирования пассивных систем безопасности реакторов ВВЭР 36
1.4.1 Процессы теплообмена при конденсации парогазовой смеси внутри воздухоохлаждаемых вертикальных трубок 39
1.4.2 Процессы теплообмена при контактной конденсации пара из парогазовой смеси на свободно падающей струе жидкости в теплообменнике смешивающего типа 41
Выводы по главе 1 46
Глава 2. Экспериментальное оборудование и методика проведения экспериментов 48
2.1 Рабочий участок «Устройство удаления газов» 48
2.1.1 Технические характеристики стенда с рабочим участком УУГ 48
2.1.2 Контрольно-измерительные приборы 52
2.1.3 Методика проведения экспериментов 57
2.2 Рабочий участок «Конденсация на струях» 60

2.2.1 Описание экспериментальной установки с рабочим участком КНС 60
2.2.2 Контрольно-измерительные приборы 62
2.2.3 Методика проведения экспериментов 63
2.3 Оценка погрешностей измерения основных параметров экспериментов..... 65
Выводы по главе 2 70
Глава 3. Экспериментальное исследование влияния неконденсирующихся газов на работу воздухоохлаждаемого оребренного теплообменника устройства удаления газов 71
3.1 Исследование влияния вида поверхности теплообмена на эффективность работы устройства удаления неконденсирующихся газов 72
3.2 Оценка влияния состава парогазовой смеси на конденсационную мощность модели теплообменника-конденсатора..... 82
3.3 Влияние отвода парогазовой смеси из теплообменника УУГ в межоболочечное пространство на длительность и эффективность его работы .. 88
Выводы по главе 3 92
Глава 4. Экспериментальное исследование влияния контактной конденсации пара из парогазовой смеси на свободно падающей струе жидкости на работу пассивных систем безопасности ВВЭР..... 94
4.1 Гидродинамические испытания..... 95
4.2 Определение интенсивности конденсации «чистого» пара на свободно падающей струе недогретой жидкости..... 96
4.3 Исследование влияния состава и параметров парогазовой смеси на теплообмен при контактной конденсации..... 100
4.4 Оценка воздействия температуры жидкости, истекающей в паровой объем, на процессы теплообмена при конденсации 107
4.5 Расчетная оценка температуры прогрева истекающей струи жидкости в паровой объем имитатора гидроемкости второй ступени 110
4.6 Определение эффективного коэффициента теплоотдачи при контактной конденсации пара из парогазовой смеси на струе жидкости 114

Выводы по главе 4 118

Глава 5. Использование экспериментальных данных по исследованию процесса конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов для оценки длительности работы пассивных систем безопасности АЭС с ВВЭР 119

5.1 Предложения по оптимизации характеристик устройства удаления газов из парогенератора ВВЭР 119

5.1.1 Оценка необходимой конденсационной мощности теплообменников-конденсаторов УУГ для реальной реакторной установки 121

5.1.2 Анализ результатов экспериментов для использования при проектировании пассивной системы безопасности для реакторной установки 125

5.1.3 Влияние сдувки парогазовой смеси из УУГ на эффективность работы системы пассивной фильтрации 128

5.2 Определение характеристик системы удаления неконденсирующихся газов из парогенератора при впрыске воды в паровой объём гидроемкостей второй ступени 131

5.2.1 Оценка необходимого запаса теплоносителя для осуществления отвода ПГС в объём ГЕ-2 конденсационным методом 132

5.2.2 Расчёт процесса конденсации «чистого» пара на сплошной струе воды ... 133

5.2.3 Расчет процесса конденсации пара на сплошной струе воды в присутствии неконденсируемых газов 138

5.2.4 Общий запас жидкости для конденсации пара, поступающего с парогазовой смесью в гидроемкости ГЕ-2 143

Выводы по главе 5 144

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 146

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 149

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Современное общество в больших объемах потребляет электроэнергию, как для бытовых целей, так и в промышленности. Одним из основных источников электрогенерации является атомная энергетика [1].

На сегодняшний день атомные электростанции оснащаются активными и пассивными системами безопасности (СБ). Активные СБ для своего функционирования требуют наличия источников аварийного питания и контроля со стороны оператора АЭС, и напротив, пассивные системы безопасности (ПСБ) действуют за счет естественных законов природы.

Внедрение дополнительных пассивных систем не только повышает безопасность АЭС, но и также увеличивает стоимость её сооружения. Таким образом, перед разработчиками систем безопасности стоит задача создания ПСБ, которые были бы эффективными в течение длительного времени и при этом минимизировали неизбежные дополнительные затраты на пассивные системы безопасности при сооружении АЭС по сравнению с существующими проектами.

В случае гипотетической аварии на АЭС с реакторной установкой (РУ) ВВЭР-1200, вызванной разрывом главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) на полное сечение (гильотинный разрыв), происходит резкое снижение давления в первом контуре, сопровождающееся массивным парообразованием в активной зоне реактора. В такой ситуации задачей пассивных систем безопасности является компенсация уменьшающегося объема теплоносителя. Для этого в проекте РУ предусмотрены системы гидроемкостей первой (ГЕ-1) и второй (ГЕ-2) ступеней. При снижении параметров среды второго контура ниже параметров теплоносителя первого контура парогенератор (ПГ) переводится в конденсационный режим работы, задачей которого является конденсация среды первого контура. При этом пар, образующийся при кипении теплоносителя второго контура в парогенераторе, направляется в теплообменники системы пассивного отвода тепла (СПОТ), расположенные за пределами защитной оболочки (ЗО), где он конденсируется и

возвращается в парогенератор. Системы ГЕ-2 и СПОТ совместно с ПГ, работающим в конденсационном режиме, обеспечивают эффективный отвод остаточного тепловыделения в течение 24 ч с момента аварии [2].

Согласно рекомендациям МАГАТЭ и EUR время автономного функционирования пассивных систем безопасности современных энергоблоков должно составлять не менее 72 ч. Разработка дополнительных систем, способных обеспечивать отвод тепла в течение заданного времени ведется как в Российской Федерации, так и за рубежом.

На длительность работы пассивных систем безопасности могут оказывать влияние различные факторы: например, наличие неконденсирующихся газов в трубном пучке парогенератора; ограниченные габариты размещения компонентов системы внутри объема защитной оболочки и климатические особенности местности, где размещается АЭС.

Основной причиной, ограничивающей время эффективного функционирования воздухоохлаждаемой системы СПОТ ВВЭР, является скопление газов в трубном пучке ПГ, препятствующих конденсации пара через сутки от начала аварии. В первые сутки с начала аварии ПГС из трубного пучка парогенератора ВВЭР по трубопроводам связи отводится в освобождающиеся от запасенного теплоносителя гидроемкости второй ступени. Затем, через 24 ч, когда давление в сосудах ГЕ-2 сравняется с параметрами первого контура, отток парогазовой смеси из трубного пучка ПГ прекратится.

Одним из возможных способов продления описанного ранее процесса отвода ПГС является снижение давления в гидроемкостях второй ступени путем использования теплообменников поверхностного или смешивающего типов, что, в свою очередь, может обеспечить работу парогенератора в конденсационном режиме до 72 ч.

В диссертационной работе **актуальность** поставленных и решаемых задач обусловлена необходимостью поддержания конденсационной мощности парогенератора в течение более длительного времени, чем предусмотрено в настоящий момент в проекте реакторной установки ВВЭР-1200.

Таким образом, обоснование работоспособности предложенных проектантом концепций систем удаления неконденсирующихся газов из парогенератора за счет снижения давления в гидроемкостях системы ГЕ-2 с целью использования их в перспективных проектах энергоблоков с ВВЭР, позволит повысить уровень безопасности АЭС.

Степень разработанности темы диссертации

В процессе подготовки диссертационной работы был проведен поиск литературных источников, посвященных исследованию работы ПСБ, применяемых в проектах существующих и разрабатываемых реакторных установок с водой под давлением.

Особый вклад в исследования по экспериментальному обоснованию работоспособности пассивных систем безопасности ВВЭР внесли С.Г. Калякин, О.В. Ремизов, Ю.С. Юрьев, А.А. Цыганок, Ю.В. Чернухина, А.В. Морозов, Д.С. Калякин, В.М. Беркович, Г.С. Таранов и др.

Анализ результатов работ указанных авторов показал, что не были рассмотрены вопросы, посвященные продлению времени автономного функционирования существующих пассивных систем безопасности отечественных водо-водяных энергетических реакторов при длительном (до 72 ч) аварийном охлаждении их активной зоны.

Цели и задачи

Целью диссертационной работы является комплексное экспериментальное и расчетное исследование теплообмена при конденсации пара из парогазовой смеси на струях свободно падающей жидкости и внутри пучка вертикальных оребренных труб, охлаждаемых воздухом. Исследование направлено на обоснование проектных функций, заложенных разработчиками в технические решения, обеспечивающие снижение давления в гидроемкостях второй ступени.

Задачи диссертационного исследования:

– разработка методики проведение опытов на экспериментальной установке (ЭУ) с рабочими участками «Устройство удаления газов» и «Конденсация на струях»;

– проведение опытов для обоснования работоспособности систем удаления неконденсирующихся газов и обработка полученных экспериментальных данных;

– выявление закономерностей процесса конденсации пара на струях свободно падающей жидкости и внутри оребренных теплообменных труб в присутствии неконденсирующихся газов;

– оценка необходимой конденсационной мощности теплообменников-конденсаторов устройства удаления газов (УУГ) для реальной реакторной установки;

– оценка необходимого запаса теплоносителя для осуществления отвода парогазовой смеси в объём гидроемкости системы ГЕ-2 конденсационным методом.

Объектом исследования являются процессы теплообмена при конденсации пара в теплообменниках поверхностного и смешивающего типов.

Предмет исследования – влияние неконденсирующихся газов на работоспособность систем удаления газов из парогенераторов ВВЭР, работающих в аварийном конденсационном режиме.

Научная новизна

1. Впервые получены экспериментальные данные о влиянии вида теплообменной поверхности, состава парогазовой смеси и места отвода газов из теплообменника-конденсатора на эффективность функционирования системы удаления неконденсирующихся газов из парогенератора, работающего в конденсационном режиме, для условий, имеющих место через 24 ч после начала аварии с гильотинным разрывом главного циркуляционного трубопровода и полным обесточиванием АЭС с ВВЭР-1200.

2. Получены экспериментальные результаты влияния параметров парогазовой смеси (состава и давления) и струи жидкости (начальной температуры истечения из цилиндрического отверстия) на теплообмен при контактной конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов при параметрах среды в гидроемкостях второй ступени после её работы в течение 24 ч.

3. Получены обобщающие зависимости для расчетной оценки параметров процесса конденсации пара из парогазовой смеси внутри теплообменников смешивающего и поверхностного типов, отличающиеся от известных зависимостей тем, что применимы для условий, имеющих место через 24 ч после начала аварии с гильотинным разрывом главного циркуляционного трубопровода и полным обесточиванием АЭС с ВВЭР-1200.

Теоретическая и практическая значимость

Результаты исследования теплообмена при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов, применительно к работе ПСБ реакторов типа ВВЭР в диапазоне параметров, характерных для аварийной ситуации с разрывом ГЦТ полного сечения и наложением потери источников переменного тока собраны в базу экспериментальных данных, которая предназначена для использования при разработке перспективных проектов АЭС с ВВЭР.

Методология и методы исследования

Исследования основаны на современном уровне понимания и подходах к моделированию процессов конденсации пара в теплообменниках поверхностного и смешивающего типов. В качестве методологической базы использовались нормативные документы, материалы национальных и международных конференций, рецензируемые периодические издания.

Положения, выносимые на защиту

1. Экспериментальные результаты, полученные в ходе исследования процесса конденсации пара в теплообменнике поверхностного типа в присутствии неконденсирующихся газов для условий, имеющих место через 24 ч после начала аварии с гильотинным разрывом главного циркуляционного трубопровода и полным обесточиванием АЭС с ВВЭР-1200.

2. Экспериментальные результаты, полученные в ходе исследования процесса контактной конденсации пара в смешивающем теплообменнике в присутствии неконденсирующихся газов при параметрах среды в гидроемкостях второй ступени после её работы в течение 24 ч.

3. Обобщающие зависимости для расчета процесса конденсации пара из парогазовой смеси внутри теплообменников смешивающего и поверхностного типов исследуемых в работе систем удаления неконденсирующихся газов.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов исследований обоснована использованием общепризнанных методов и подходов для описания процессов тепломассообмена между фазами. Достоверность результатов экспериментов обеспечивается:

– своевременной поверкой использованной аппаратуры, предварительной тарировкой всех используемых первичных датчиков;

– воспроизводимостью результатов эксперимента и согласованностью их с имеющимися в литературе данными.

Основные положения и результаты работы докладывались на: 16–22-й Международных конференциях молодых специалистов по ядерным энергетическим установкам (АО ОКБ «Гидропресс», г. Подольск, 2014–2019, 2022), VI-й Российской национальной конференции по теплообмену (РНКТ-6) (НИУ «МЭИ», г. Москва, 2014), 9-й Международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР» (АО ОКБ «Гидропресс», г. Подольск, 2015), 14-й Международной конференции «Безопасность АЭС и подготовка кадров» (ИАТЭ НИЯУ МИФИ, г. Обнинск, 2015), IV-й Международной научно-технической конференции «Инновационные проекты и технологии ядерной энергетики» (МНТК НИКИЭТ – 2016) (АО «НИКИЭТ», г. Москва, 2016), Научно-технических конференциях «Теплофизика реакторов нового поколения» (АО «ГНЦ РФ – ФЭИ», г. Обнинск, 2015, 2016, 2018, 2022).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 7 печатных изданиях: 4 публикации в журналах, входящих в перечень ВАК, 3 – в других изданиях.

Личный вклад

Автор диссертационной работы в качестве ответственного исполнителя занимался: поиском и отбором научно-технической информации; разработкой

методики проведения исследований и программы экспериментов. Участвовал в проведении пуско-наладочных и режимных экспериментов на ЭУ. По итогу последних выполнил обработку и анализ полученных экспериментальных данных, на основе которых сделаны выводы, изложенные в диссертации. Постановка целей и задач исследования осуществлялась совместно с научным руководителем.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и списка использованных источников из 94 наименований. Работа представлена на 160 страницах и содержит 54 иллюстрации, 17 таблиц.

Благодарности

Автор выражает глубокую признательность своему научному руководителю доктору технических наук А.В. Морозову за постоянное внимание к работе, ценные методические и практические указания по улучшению ее направленности и содержания, за постоянный интерес к проблемам, решаемым в диссертации и ценные, полезные советы в процессе подготовки и выполнения программы исследований.

Особую благодарность автор выражает коллективу специалистов Отделения ядерной энергетики АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» за большую помощь, оказанную ими на различных этапах подготовки диссертационной работы.

Глава 1. Современное состояние пассивных систем охлаждения реакторов в проектах зарубежных и отечественных АЭС

1.1 Пассивные системы охлаждения активной зоны зарубежных реакторов

Применение пассивных систем безопасности в зарубежных проектах АЭС началось ещё в семидесятых годах прошлого века. В основном они применялись для преодоления начальных переходных процессов аварии до запуска в работу активных систем безопасности [3]. Но после событий, произошедших в 1979 г. на АЭС «Три Майл Айленд», принципы обеспечения безопасности на существующих атомных электростанциях были пересмотрены. Данная авария послужила стимулом как для повышения безопасности АЭС в целом, так и развития пассивных систем безопасности в частности [4].

Первыми зарубежными проектами, в которых были применены системы безопасности, работающие на пассивных принципах, стали проекты реактора с водой под давлением AP-600 (компании «Westinghouse») и кипящего реактора SBWR (компании «General Electric») средней электрической мощности ~ 600 МВт [5]. Оба этих проекта в итоге не были реализованы.

Компания «General Electric» приостановила работу над своим проектом средней мощности и направила ресурсы на разработку реакторов большой мощности ESBWR и ABWR. Четыре энергоблока с реактором ABWR (с активными системами безопасности) были сооружены в Японии [6]. Реактор ESBWR, в котором широко применяются пассивные системы безопасности, в настоящий момент находится на стадии проектирования.

Проект AP-600 был признан экономически неэффективным, поэтому на его основе компания «Westinghouse» создала проект реактора большей мощности – AP-1000 [6].

1.1.1 Реактор АР-1000 (США)

Реактор АР-1000 относится к реакторам типа PWR (Pressurized Water Reactor) поколения III+. Основные технические характеристики данного реактора представлены в таблице 1.1 [7, 8].

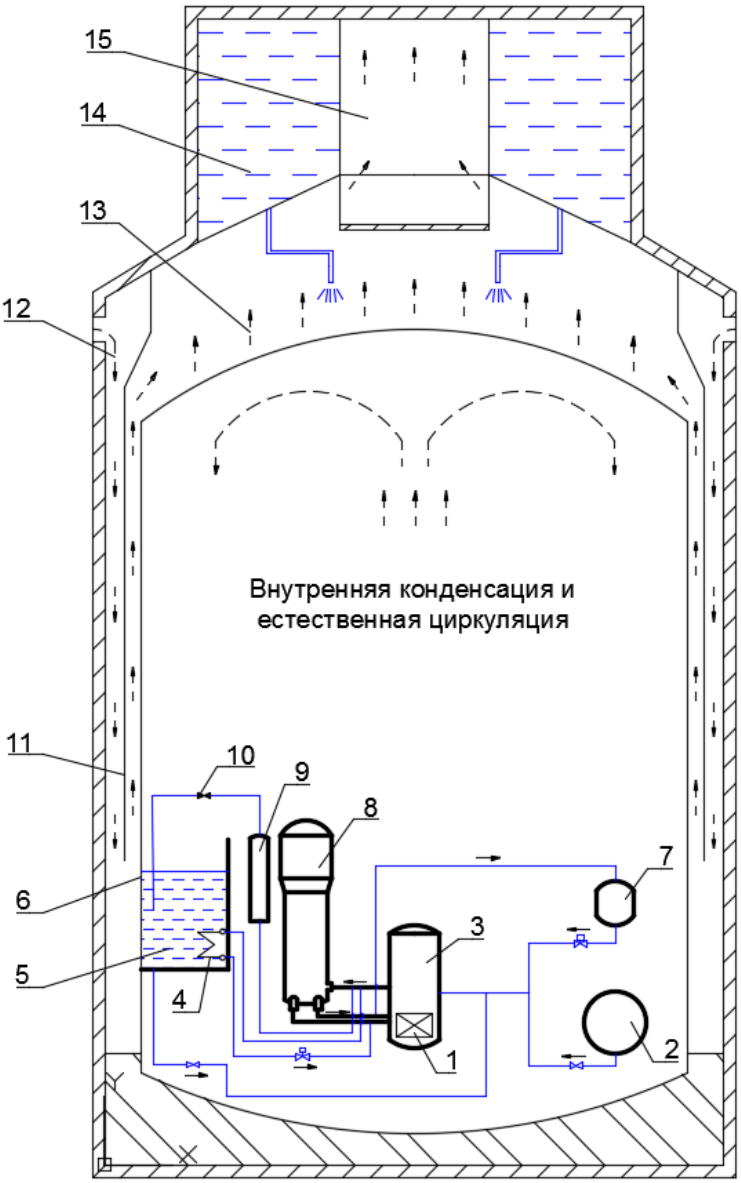
Таблица 1.1 –Технические характеристики РУ АР-1000

Характеристика	Величина
Тепловая мощность, МВт	3400
Электрическая мощность, нетто МВт	1110
Температура теплоносителя на входе / выходе из активной зоны, °С	279,4/324
Температура пара, °С	272,8
Номинальное давление в первом контуре, МПа	15,5
Номинальное давление пара, МПа	5,76
Количество ТВС, шт	157
Срок эксплуатации, лет	60
Кампания реактора, месяцев	18
Длительность автономного функционирования ПСБ, ч	72

В случае аварии, при которой происходит полное обесточивание энергоблока, охлаждение активной зоны осуществляется благодаря пассивным системам безопасности, рассчитанным на отведение остаточного тепловыделения до 72 ч [9]. На рисунке 1.1 показаны пассивные системы безопасности, применяемые в проекте АР-1000.

В проекте АР-1000 основной системой расхолаживающей реактор во время аварии с разрывом ГЦТ является система пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ). Система включает в свой состав три подсистемы, которые включаются в работу последовательно, по мере расхолаживания активной зоны.

Первая подсистема представляет собой баки аварийной подпитки активной зоны *7* (рисунок 1.1). Каждый бак *7* соединен с холодной веткой первого контура. Раствор борной кислоты высокой концентрации подается непосредственно в корпус реактора *3*. Подсистема может запускаться в работу при любом давлении в первом контуре, так как работа основана на разности плотностей горячего теплоносителя (в контуре) и холодного раствора (в баках) [10].



1 – активная зона; 2 – гидроемкости; 3 – реактор; 4 – теплообменник пассивной системы отвода тепла; 5 – бассейн перегрузки топлива и хранения подпиточной воды; 6 – стальная защитная оболочка; 7 – баки аварийной подпитки; 8 – парогенератор; 9 – компенсатор давления; 10 – клапаны системы автоматического сброса давления; 11 – перегородка, направляющая воздушный поток; 12 – приток атмосферного воздуха; 13 – испаряющаяся водяная пленка; 14 – водяной бак; 15 – вентиляционный проем для отводимого воздуха
Рисунок 1.1 – Пассивные системы безопасности реактора АР-1000

При падении давления ниже 5 МПа в работу включается вторая подсистема, представленная двумя сферическими гидроемкостями *2*, подключенными к корпусу реактора через те же патрубки, что и первая подсистема. Гидроемкости на 15 % заполнены азотной подушкой под давлением ~ 5 МПа. Для исключения протечек на линии истечения предусмотрены обратные клапаны.

Данная подсистема способна обеспечить пассивный залив активной зоны на первых этапах тяжелой аварии с гильотинным разрывом «горячей» ветки ГЦТ диаметром 790 мм (наибольший диаметр из всех трубопроводов первого контура АР-1000) и кратковременной потерей теплоносителя [9].

Третья подсистема выполнена в виде большого (объемом свыше 2000 м³) бассейна для перегрузки топлива и хранения подпиточной воды (БП) *5*, расположенного внутри стальной защитной оболочки *6* (рисунок 1.1) выше активной зоны. Давление в БП *5* соответствует давлению в защитной оболочке, поэтому подача воды в активную зону организована за счет гидростатического напора. Сброс давления первого контура реактора выполняется через специальные пассивные клапаны *10* в бассейн перегрузки топлива *5*. Запуск в работу третьей подсистемы происходит по уставке снижения давления до ~ 0,2 МПа, при этом срабатывают защитные клапаны, и вода из БП *5* начинает поступать в активную зону [10].

Второй функцией, которую выполняет бассейн перегрузки топлива, является пассивный отвод тепла от первого контура. Для этого формируется альтернативный контур, обеспечивающий охлаждение теплоносителя. В этом «аварийном» контуре теплоотвод осуществляется в обход парогенераторов, через специальный теплообменник *4* (ТО), погруженный в БП. В таком случае вода в бассейне *5* через некоторое время закипает. Образующийся пар конденсируется на внутренней поверхности металлической защитной оболочки *6* и стекает со стен в виде конденсата, который, в конечном итоге, возвращается в бассейн перегрузки по специальным каналам.

В результате формируются пассивная рециркуляция в контурах аварийного охлаждения СПЗАЗ, а также круговорот воды в разных агрегатных состояниях внутри защитной оболочки, возвращающий её в систему охлаждения.

Стальная внутренняя оболочка контейнмента *6*, толщиной около 4,5 см, служит эффективной поверхностью теплообмена. В пространство между внешней железобетонной и внутренней металлической оболочками открыт доступ воздуха (рисунок 1.1). Поступающий воздух омывает внутреннюю оболочку и выходит

через трубу *15*, размещенную на вершине внешней бетонной оболочки. Отводящую трубу окружает специальный кольцевой резервуар *14*, содержащий около 3000 т воды. При сильном разогреве пространства внутри гермообъема вода из резервуара *14* стекает по внешней стороне стальной оболочки, интенсифицируя ее расхолаживание и, соответственно, конденсацию пара внутри контейнмента [10].

В процессе аварии, из-за разрыва ГЦТ и функционирования ПСБ в нижней части защитной оболочки скапливаются вытекший теплоноситель и образующийся конденсат, которые по специальным каналам поступают в шахту реактора для охлаждения корпуса последнего. За счет этого действует система удержания расплавленной активной зоны в корпусе реактора, заменяющая ловушку расплава, применяемую в ряде других современных реакторов.

Длительность работы пассивных систем безопасности проекта AP-1000 ограничена запасом воды в кольцевом резервуаре *14* (рисунок 1.1). При истечении всей жидкости на металлическую защитную оболочку, охлаждение последней предполагается только воздухом, что в значительной мере снижает эффективность конденсации пара под защитной оболочкой. Также небольшая толщина самой стальной оболочки является её слабым местом с точки зрения барьеров безопасности АЭС в концепции глубокоэшелонированной защиты.

1.1.2 Реактор Hualong One (КНР)

Проект реактора Hualong One (он же HPR-1000) является результатом развития серии китайских коммерческих проектов атомных электростанций, разработанных корпорациями China National Nuclear Corporation (CNNC) и China General Nuclear Power Group (CGN) [11].

Основные технические характеристики реактора Hualong One представлены в таблице 1.2.

Реактор HPR-1000 оснащен комбинацией активных и пассивных СБ, представленных на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Технические показатели реакторной установки HPR-1000

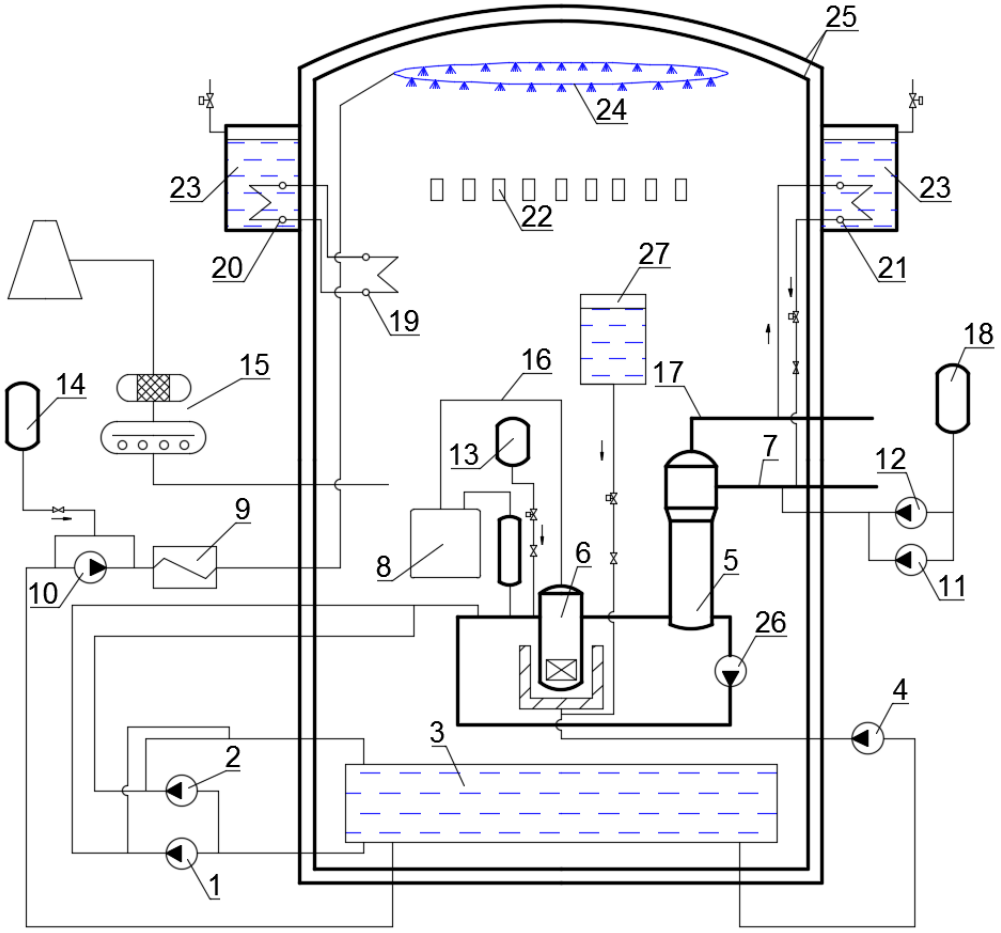
Характеристика	**Величина**
Тепловая мощность, МВт	3050
Электрическая мощность, нетто МВт	1180
Температура теплоносителя на входе / выходе из активной зоны, °С	291,5/328,5
Расчетная температура пара, °С	316
Номинальное давление в первом контуре, МПа	15,5
Номинальное давление пара, МПа	6,8
Количество ТВС, шт	177
Срок эксплуатации, лет	60
Кампания реактора, месяцев	18
Длительность автономного функционирования ПСБ, ч	72

Система быстрой разгерметизации *8* (рисунок 1.2) используется для экстренного сброса давления во время тяжелых аварий, тем самым предотвращая выброс расплавленного кориума, который способен вызвать прямой нагрев защитной оболочки *25*. Данная система состоит из двух резервных параллельных нагнетательных линий, соединенных с соплом в верхней части компенсатора давления. На каждой линии последовательно установлены задвижка и вентиля.

Система вентилирования верхней части корпуса реактора *16* предназначена для отвода неконденсирующихся газов в аварийных условиях с целью снижения неблагоприятного воздействия на теплопередачу активной зоны.

Аварийная система пассивного отвода тепла от парогенератора (СПОТ ПГ) обеспечивает подачу питательной воды во второй контур и приводится в действие в случае аварии с потерей всех источников энергоснабжения или выхода из строя насосов питательной воды с турбинным приводом *11*. Система состоит из трех каналов, соединенных с тремя ПГ *5* соответственно. Естественная циркуляция (ЕЦ) осуществляется между вторым контуром парогенератора и теплообменником *21*, погруженным в резервуар *23* в верхней части внешней защитной оболочки. Система рассчитана на функционирование в течение 72 ч [12].

Система фильтрации и вентиляции защитной оболочки *15* позволяет предотвратить превышение давления в контейнменте *25* путем постоянно действующей и плановой вентиляции.



1, 2 – насосы среднего и низкого напора соответственно; 3 – бассейн-хранилище для перегрузки топлива; 4 – насос системы охлаждения нижней части корпуса реактора; 5 – парогенератор; 6 – реактор; 7 – трубопровод питательной воды; 8 – система быстрой разгерметизации; 9 – теплообменник; 10 – насос спринклерной системы; 11 – насос с турбинным приводом; 12 – насос с приводом от двигателя; 13 – гидроемкости; 14 – емкость с химическими реагентами; 15 – система фильтрации и вентилирования защитной оболочки; 16 – трубопроводы системы вентилирования верхней части корпуса реактора; 17 – паропровод второго контура; 18 – емкость с запасом питательной воды; 19, 20 – теплообменники СПОТ от защитной оболочки; 21 – теплообменники СПОТ ПГ; 22 – рекомбинаторы водорода; 23 – резервуар с водой; 24 – спринклеры; 25 – двойная защитная оболочка; 26 – главный циркуляционный насос (ГЦН); 27 – емкость пассивной части системы охлаждения нижней части корпуса реактора

Рисунок 1.2 – Системы безопасности реактора Hualong One

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки *20* (СПОТ ЗО) предназначена для снижения давления и температуры внутри ЗО с целью не превышения проектных пределов во время запроектной аварии. Высокотемпературная парогазовая смесь внутри защитной оболочки конденсируется на трубках теплообменников *19*, размещенных в верхней области

на внутренней поверхности защитной оболочки. Резервуар с водой *23* размещается вне ЗО. За счет разницы температур между ПГС в защитной оболочке и водой в теплообменном резервуаре, а также перепада высот между емкостью с водой и теплообменниками обеспечивается естественная циркуляция для отвода тепла от ЗО. Запас теплоносителя обеспечивает работу системы в течение 72 ч [13].

Основным фактором, лимитирующим длительность работы СПОТ ПГ и СПОТ ЗО, является запас охлаждающей воды в резервуаре *23*, вынесенном за пределы защитной оболочки.

1.2 Пассивные системы охлаждения активной зоны отечественных реакторов

В нашей стране событием, вызвавшим развитие и внедрение пассивных систем безопасности в проекты атомных электростанций, послужила авария на Чернобыльской АЭС (СССР, 1986 г.).

Начиная с реакторной установки ВВЭР-1000 проекта В-392 (по классификации АО ОКБ «Гидропресс»), активно развивается концепция безопасности, основанная на применении пассивных систем, дублирующих активные. ПСБ выполняют все ключевые функции безопасности, будь то контроль реактивности, охлаждение топлива или удержание радиоактивности, с высокой надежностью и автономностью [14].

На сегодняшний день в Российской Федерации развиваются и строятся преимущественно реакторные установки типа ВВЭР. В диссертационной работе рассмотрены проекты ВВЭР, в которых реализованы эффективные технические решения, принципиально влияющие на повышение безопасности и надежности в аварийных режимах эксплуатации РУ, и учитывающие запроектные и тяжелые аварии.

1.2.1 Реактор ВВЭР-1000 (проект В-392)

Реактор ВВЭР-1000 является самым распространённым в линейке реакторных установок с ВВЭР [14].

В настоящее время существует несколько проектов АЭС ВВЭР-1000, наиболее распространенным является проект «большой серии» – В-320. Реакторная установка проекта В-320 оснащена, в основном, активными системами безопасности. Однако среди них есть система аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ), включающая гидроаккумуляторы с запасом раствора борной кислоты с концентрацией 16 г/кг (пассивная часть), которые обеспечивают подачу охлаждающей жидкости в первые секунды аварии в момент запуска в работу активных систем безопасности.

С целью повышения безопасности РУ ВВЭР-1000 была модернизирована за счет добавления пассивных систем безопасности. Проект В-392 получил ряд улучшений и послужил основой для таких проектов АЭС ВВЭР-1000, как В-412 (АЭС «Куданкулам», Индия) и В-446 (АЭС «Бушер», Иран).

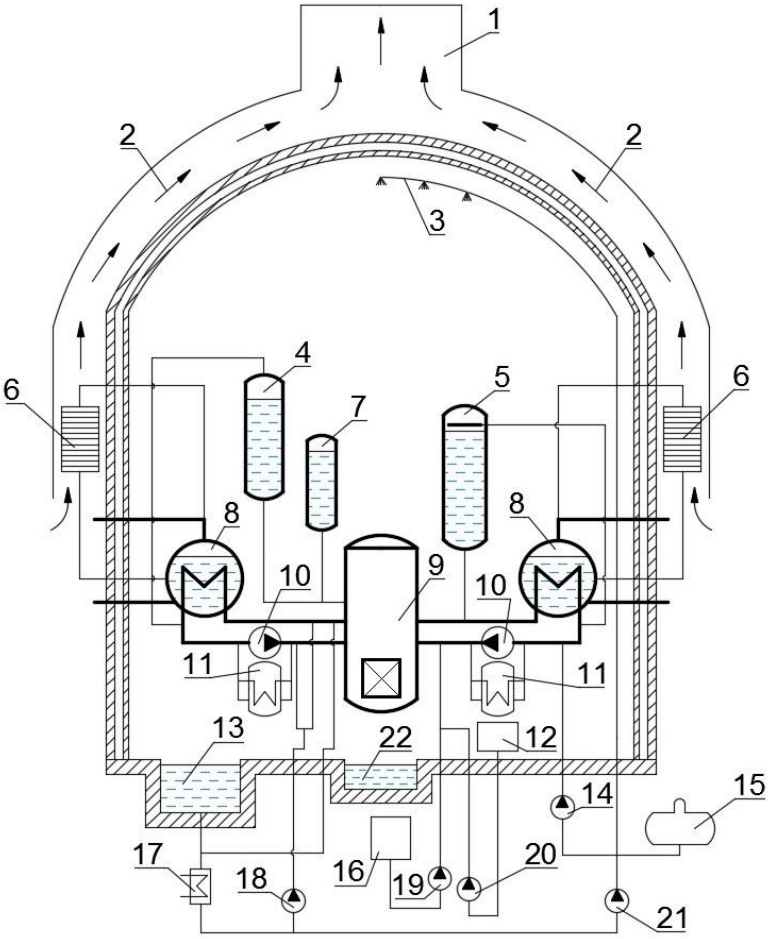
В таблице 1.3 представлено сравнение технических характеристик основного оборудования реакторов ВВЭР проектов В-320 и В-392 [14, 15, 16].

Таблица 1.3 – Сравнение характеристик основного оборудования РУ с ВВЭР-1000 проектов В-320 и В-392

Характеристика	**Величина**	
	В-320	В-392
Тепловая мощность, МВт	3000	3000
Электрическая мощность, брутто МВт	1000	1000
Температура теплоносителя на входе / выходе из активной зоны, °С	289,7/320	289,7/320
Проектная температура пара, °С	278,5	278,5
Номинальное давление в первом контуре, МПа	15,7	15,7
Номинальное давление пара, МПа	6,27	6,27
Количество ТВС, шт	163	163
Срок эксплуатации, лет	30	40
Кампания реактора, месяцев	24-36	36-48
Длительность автономного функционирования ПСБ, ч	–	24

Как уже было сказано ранее, в проекте В-392 используется усовершенствованная конструкция реактора и внутрикорпусных устройств. СБ дополнены системами пассивного залива активной зоны из гидроемкостей второй ступени (система ГЕ-2) и пассивного отвода тепла от парогенераторов [14, 17].

На рисунке 1.3 показаны системы, обеспечивающие безопасность РУ ВВЭР-1000 проекта В-392.



1 – общий коллектор-дефлектор; 2 – движение воздуха в тяговых шахтах; 3 – спринклеры; 4 – гидроемкости второй ступени; 5 – компенсатор давления; 6 – система пассивного отвода тепла; 7 – гидроемкости первой ступени; 8 – парогенераторы; 9 – реактор; 10 – главные циркуляционные насосы; 11 – пассивная система быстрого ввода бора; 12, 16 – баки борного раствора; 13 – бак-приямок с запасом борного раствора; 14 – насос системы подпитки первого контура; 15 – деаэратор подпитки; 17 – теплообменник аварийного расхолаживания; 18 – насос расхолаживания системы САОЗ; 19, 20 – насосы аварийного впрыска борного раствора высокого давления; 21 – насос спринклерной системы; 22 – система удержания и охлаждения кориума

Рисунок 1.3 – Принципиальная схема размещения оборудования и систем безопасности АЭС с ВВЭР-1000 проекта В-392

Активные системы безопасности проекта В-392 не претерпели существенных изменений в сравнении с проектом В-320 [17]. Однако к ним были добавлены пассивные системы безопасности, а именно: система быстрого ввода бора (СБВБ);

СПОТ; система ГЕ-2; система удержания и охлаждения кориума (ловушка расплавленного топлива).

Количество каналов системы быстрого ввода бора соответствует числу петель главного циркуляционного контура (ГЦК). Каждый канал СБВБ включает в свой состав контур байпасирования ГЦН *10* (рисунок 1.3), содержащий гидроемкость концентрированного раствора бора (40 г/кг) и трубопроводы с мгновенно открывающимися задвижками, связывающими сосуды системы с соответствующей холодной петлей ГЦК [15]. Если происходит авария и отсутствует сигнал о снижении мощности, мгновенно открывающееся устройство открывается, и раствор бора под давлением, нагнетаемым главным циркуляционным насосом *10*, впрыскивается в теплоноситель первого контура.

СПОТ ПГ имеет в своем составе четыре независимых и замкнутых канала-контура с естественной циркуляцией. Каждый канал подключен ко второму контуру одного из парогенераторов *8*. В состав одного канала СПОТ входят: модули паровоздушных теплообменников *6*, расположенных вне здания защитной оболочки; трубопроводы подачи пара и отвода конденсата; воздуховоды, подающие и отводящие атмосферный воздух; воздушные заслонки и устройства управления и регулирования [16].

В аварийной ситуации пар, образующийся в ПГ, начинает поступать в теплообменники СПОТ, где он конденсируется в оребренных теплообменных трубках. Охлаждающей средой для теплообменников СПОТ является атмосферный воздух, проходящий через воздуховоды *2*. Сконденсировавшаяся жидкость самотёком направляется обратно в парогенератор по нисходящим трубопроводам. Таким образом, внутри контура СПОТ – ПГ устанавливается естественная циркуляция [16].

В случае аварии с полным обесточиванием АЭС воздушные заслонки – шиберы прямого действия [15], расположенные на входе и выходе из теплообменников СПОТ, автоматически открываются за счет выключения удерживающих их электромагнитов. Внутри каждого модуля теплообменника

тепло передается от пара к воздуху, поступающему в тяговые части воздуховодов, заканчивающихся общим коллектором-дефлектором наверху контейнмента [16].

СПОТ ПГ способна отводить тепло равное двум процентам от номинальной мощности РУ. Для обеспечения заложенных проектом функций достаточно трех каналов системы [15].

Четырехканальная система гидроемкостей второй ступени состоит из восьми баков объемом 120 $м^3$ каждый – по два одинаковых сосуда на каждый канал. Теплоноситель (раствор борной кислоты с концентрацией 16 г/кг) из емкостей системы поступает в реактор по трубопроводам пассивной части САОЗ. Система ГЕ-2 включается в работу при снижении давления в первом контуре ниже 1,5 МПа [18]. Происходит открытие предохранительных клапанов, и среда гидроемкостей начинает поступать в активную зону. Движущий напор создается за счет перепада высот между сосудами ГЕ-2 и реактором. Также гидроемкости системы в верхней части имеют трубопроводы связи с парогенераторами. По ним в объем емкостей поступает парогазовая смесь из ПГ.

При полном обесточивании АЭС в случае аварии LOCA запасенного раствора борной кислоты достаточно для непрерывного залива активной зоны на протяжении первых суток с момента запуска системы ГЕ-2 в работу [18]. В отличие от СПОТ, данная система спроектирована по принципу резервирования 4х25 %.

В случае аварии, сопровождаемой расплавлением активной зоны и корпуса реактора, в проекте В-392 предусмотрена система удержания и охлаждения кориума *22*, которая содержит специальный жертвенный материал способный удержать расплавленные фрагменты топлива и внутрикорпусных устройств. Ловушка расплава представляет собой тигель, который располагается в бетонной шахте под реакторной установкой [19].

К основным факторам, ограничивающим длительность автономной работы пассивных систем безопасности, отводящих тепло от активной зоны РУ проекта В-392 в процессе аварии, относятся:

– запас охлаждающей жидкости в гидроемкостях второй ступени;

– неконденсирующиеся газы (азот, водород и т.д.), накапливающиеся в трубном пучке парогенератора, работающем в аварийном конденсационном режиме. К источникам газов в первом контуре можно отнести: радиолиз воды; азот, растворенный в теплоносителе, запасенном в гидроемкостях пассивной части САОЗ; а также газы, поступающие через разрыв ГЦТ при массообменных процессах между защитной оболочкой и первым контуром.

1.2.2 Реактор ВВЭР-1200 (проекты В-392М и В-491)

В АО «ОКБ «Гидропресс» были разработаны две основные модификации реакторной установки ВВЭР-1200 – проекты В-392М (Нововоронежская АЭС-2) и В-491 (Ленинградская АЭС-2). Оба проекта относятся к реакторным установкам поколения 3+, что является эволюционным развитием проектов ВВЭР-1000 с улучшенными технико-экономическими показателями [14]. На их базе в АО «ОКБ «Гидропресс» были разработаны проекты других реакторных установок для российских и зарубежных АЭС с РУ ВВЭР-1200.

Однако основные технические характеристики реакторных установок двух проектов идентичны (таблица 1.4) [20, 21].

Таблица 1.4 – Технические показатели реакторной установки ВВЭР-1200

Характеристика	**Величина**
Тепловая мощность, МВт	3200
Электрическая мощность, брутто МВт	1170
Температура теплоносителя на входе / выходе из активной зоны, °С	298,2/328,9
Проектная температура пара, °С	283,8
Номинальное давление в первом контуре, МПа	16,2
Номинальное давление пара, МПа	6,8
Количество ТВС, шт	163
Срок эксплуатации, лет	60
Кампания реактора, месяцев	12
Длительность автономного функционирования ПСБ, ч	24

Существует ряд ключевых отличий в конструкциях реакторных установок проектов В-392М и В-491:

– только в проекте В-491 есть система пассивного отвода тепла от защитной оболочки (СПОТ ЗО);

– наличие системы гидроаккумуляторов второй ступени для залива активной зоны предусмотрено только в проекте В-392М;

– в проекте В-491 внедрены активные системы аварийного впрыска при высоком и низком давлении;

– основной упор в конструкции В-392М сделан на пассивные системы безопасности, в то время как в проекте В-491 больше активных систем.

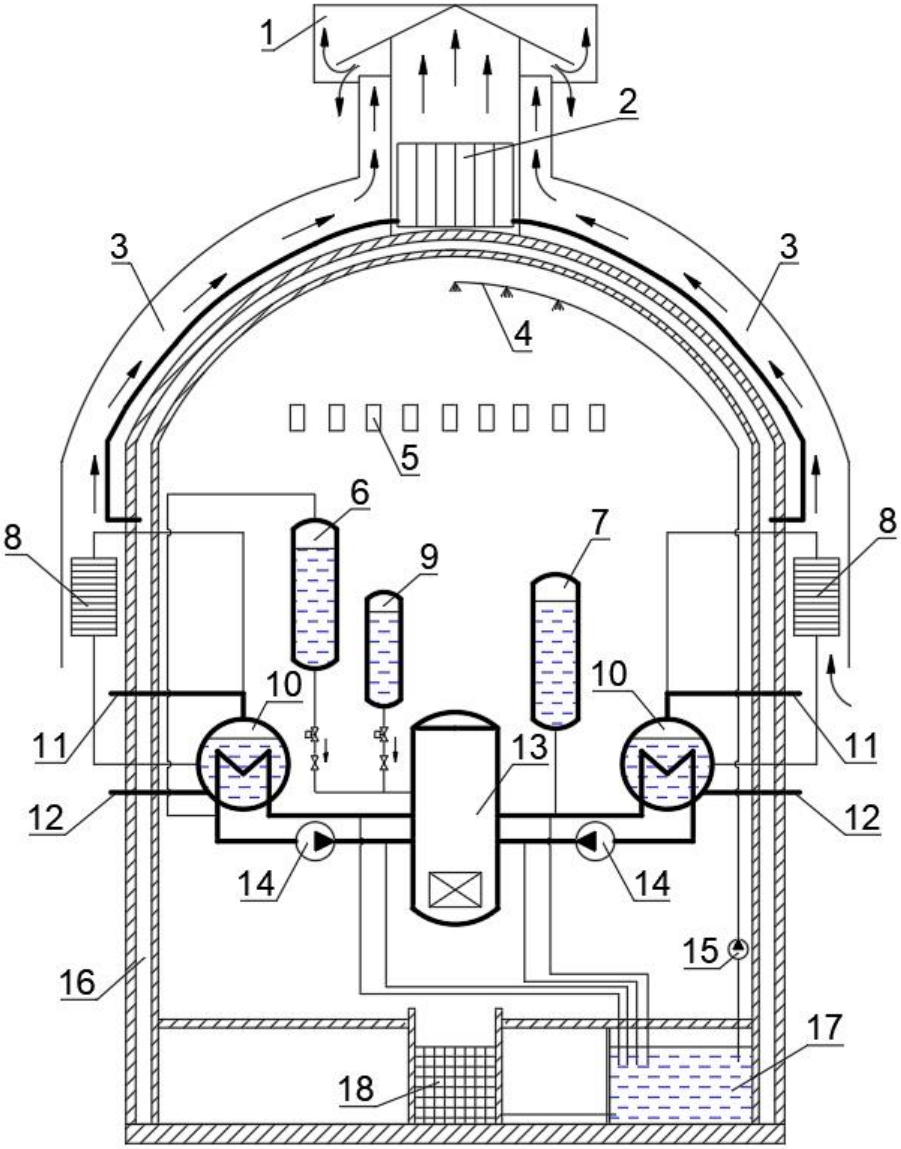
Различия в проектах являются следствием того, что их разработка выполнялась двумя независимыми проектными организациями – проектировщиком второй очереди Нововоронежской АЭС (РУ В-392М) являлось ОАО «Атомэнергопроект» (г. Москва), а ОАО «СПб АЭП» (г. Санкт-Петербург) является генеральным проектантом Ленинградской АЭС-2 с РУ В-491.

1.2.2.1 Системы безопасности проекта В-392М

Использованные в проекте В-392М системы безопасности в большинстве своем базируются на технических решениях, примененных в ВВЭР-1000 с РУ В-392. В состав активных систем безопасности включены: системы аварийного расхолаживания парогенераторов, аварийного газоудаления, аварийного впрыска бора, аварийного и планового расхолаживания первого контура и бассейна выдержки отработавшего топлива, локализации острого пара и спринклерная система [20].

К пассивным системам безопасности проекта В-392М относятся: пассивная часть САОЗ (система ГЕ-1); система пассивного залива активной зоны из гидроемкостей второй ступени (система ГЕ-2); СПОТ; двойная защитная оболочка; ловушка расплава активной зоны; пассивная система фильтрации (ПСФ) [20]. Для преодоления проектных аварий предполагается функционирование и активных, и пассивных систем. В случае развития запроектных аварий с потерей внешних источников электроэнергии обеспечение безопасности осуществляется только за счет работы пассивных систем.

На рисунке 1.4 представлены системы безопасности реактора ВВЭР-1200 проекта В-392М.



1 – общий коллектор-дефлектор; 2 – пассивная система фильтрации; 3 – тяговые шахты; 4 – спринклеры; 5 – рекомбинаторы водорода; 6 – система гидроемкостей второй ступени; 7 – компенсатор давления; 8 – теплообменники СПОТ; 9 – система гидроемкостей первой ступени; 10 – парогенераторы; 11 – паропроводы; 12 – трубопроводы питательной воды; 13 – реактор; 14 – ГЦН; 15 – насос спринклерной системы; 16 – двойная защитная оболочка; 17 – бассейн выдержки отработанного топлива; 18 – ловушка расплава активной зоны

Рисунок 1.4 – Принципиальная схема размещения оборудования и систем безопасности АЭС с ВВЭР-1200 проекта В-392М

Гидроемкости первой ступени *8* (рисунок 1.4) пассивной части САОЗ обеспечивают залив активной зоны раствором борной кислоты с концентрацией 16-20 г/кг при течах теплоносителя из разрыва первого контура. Срабатывание системы происходит при снижении давления в ГЦК ниже 5,9 МПа [20]. Общий запас воды в гидроаккумуляторах равен 200 м^3. Трубопроводы от гидроаккумуляторов

подсоединены непосредственно к корпусу реактора. Они оборудованы двумя обратными клапанами Dy 300 для предотвращения поступления среды первого контура в сосуды ГЕ-1. Для исключения попадания азота в первый контур при истечении теплоносителя из гидроемкости в трубопроводы вмонтированы быстродействующие задвижки, отсекающие сосуды ГЕ-1 от реактора.

При дальнейшем снижении давления (ниже 1,5 МПа) в первом контуре в работу включается система гидроемкостей второй ступени *5*, обеспечивающая залив активной зоны борной кислоты с концентрацией 16 г/кг. Система ГЕ-2 была первоначально спроектирована и применена в ВВЭР-1000 проекта В-392. Характеристики системы подробно описаны ранее в пункте 1.2.1. Запаса охлаждающего раствора (960 м^3) достаточно для залива тепловыделяющих сборок в течение не менее 24 ч в случае аварии LOCA, а также для заполнения отсеков бассейна перегрузки топлива на остановленном реакторе [20, 22, 23].

В проекте В-392М для отвода остаточного энерговыделения на протяжении 24 ч от начала развития аварийной ситуации применена система пассивного отвода тепла от парогенератора [20, 22, 24, 25]. Принципиально данная СПОТ схожа с аналогичной системой, используемой на АЭС с ВВЭР-1000 проекта В-392.

В случае аварии с разрывом ГЦК для исключения выхода радиоактивности в окружающую среду в проекте В-392М предусмотрена двойная защитная оболочка *16* [22]. Наружная оболочка диаметром 51,8 м является физической защитой внутренней оболочки (диаметром 44 м) от всех внешних воздействий. ЗО рассчитана на максимальное избыточное давление 0,4 МПа.

Для локализации и охлаждения жидких и твердых фрагментов разрушенной активной зоны (кориума) в случае тяжелой аварии в проекте предусмотрена ловушка расплава *14* [26].

При возникновении проектных аварийных режимов очистка межоболочечного пространства двойной защитной оболочки от возможных протечек радиоактивных веществ осуществляется с помощью активной системы вытяжной вентиляции [27], ограничивая тем самым уровень выбросов в атмосферу на границе санитарно-защитной зоны.

Однако при полном обесточивании станции вытяжная вентиляция не может выполнять свои функции. В связи с этим в проекте В-392М для очистки воздушной среды в межоболочечном пространстве предусмотрена пассивная система фильтрации *2*, основное оборудование которой вынесено в верхнюю часть защитной оболочки. Принцип действия системы заключается в следующем: загрязненная воздушная среда из МОП по трубам направляется на фильтровальную установку через тяговые шахты теплообменников СПОТ. Далее, если данная среда содержится капли жидкости, то в процессе движения по трубам она осушается, за счет тепловой энергии обтекающего трубы горячего воздуха. Проходя через фильтры, очищенная от радиоактивных веществ среда направляется в выходной коллектор-дефлектор *1*, через который выбрасывается атмосферу [20, 27].

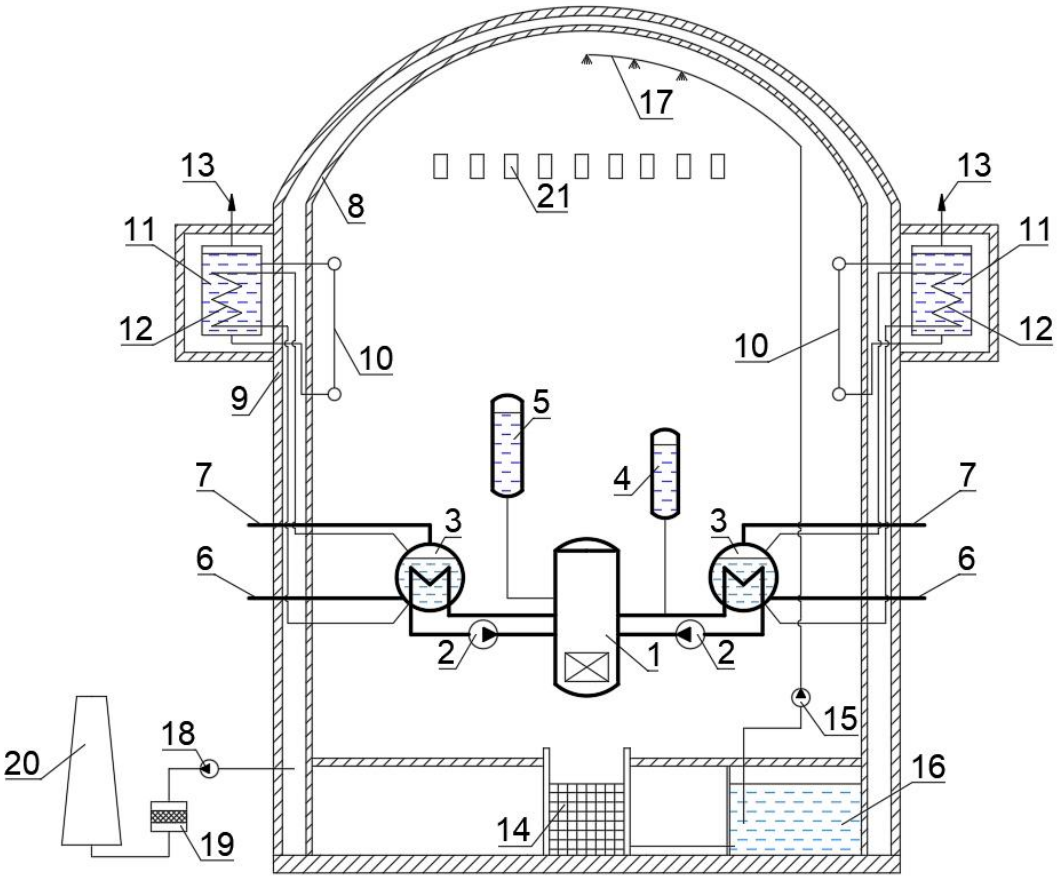
1.2.2.2 Системы безопасности проекта В-491

Системы безопасности проекта реакторной установки В-491, сооруженной на ЛАЭС-2, используют некоторые технические решения проекта ВВЭР-640 с РУ В-407.

В состав СБ включены: системы аварийного впрыска высокого и низкого давления; система защиты первого контура от превышения давления; система защиты второго контура от превышения давления; система аварийного газоудаления; система аварийного ввода бора; система аварийной питательной воды; система хранения борированной воды; пассивная часть САОЗ; СПОТ ПГ; СПОТ ЗО; ловушка расплава; двойная защитная оболочка; система удаления водорода из защитной оболочки [21, 28].

Согласно концепция безопасности проекта В-491 безопасность станции при проектных авариях обеспечивается активными и пассивными СБ, в то время как при запроектных авариях – только за счет пассивных систем безопасности.

На рисунке 1.5 представлены системы безопасности реакторной установки В-491.



1 – реактор; 2 – ГЦН; 3 – парогенераторы; 4 – компенсатор давления; 5 – гидроемкости САОЗ; 6 – трубопроводы питательной воды; 7 – паропроводы; 8 – внутренняя герметичная оболочка; 9 – наружная защитная оболочка; 10 – теплообменник-конденсатор СПОТ ЗО; 11 – бак аварийного отвода тепла СПОТ; 12 – теплообменник аварийного расхолаживания СПОТ ПГ; 13 – клапан сброса давления; 14 – устройство локализации (ловушка) расплава; 15 – насос спринклерной системы; 16 – бак-приямок; 17 – спринклеры; 18 – вентиляционная установка аварийного создания разряжения в межоболочечном пространстве; 19 – фильтр; 20 – вентиляционная труба; 21 – пассивные рекомбинаторы водорода

Рисунок 1.5 – Принципиальная схема размещения оборудования и систем безопасности АЭС с ВВЭР-1200 проекта В-491

Пассивная часть системы САОЗ, состоящая из четырех каналов, выполнена по принципу резервирования 4х50 %, то есть два канала способны обеспечить заданные функции системы. Гидроаккумуляторы системы предназначены для залива активной зоны в первые секунды аварии с потерей теплоносителя, что позволяет выиграть время для запуска других систем безопасности [21, 28].

Система пассивного отвода тепла от парогенераторов состоит из четырех независимых каналов, каждый из которых представляет собой контур ПГ *3* – теплообменники аварийного расхолаживания (ТОАР) *12*. ТОАР размещаются в

баках аварийного отвода тепла (БАОТ) *11*. На паро- и конденсатопроводах связи установлена регулирующая арматура [29]. Баки БАОТ вынесены за пределы защитной оболочки и размещены по периметру верхней части здания реактора. В результате такой конструкции в каждом канале системы за счет нивелированного перепада высот между ПГ и теплообменниками СПОТ организуется контур естественной циркуляции. Баки аварийного отвода тепла в режиме нормальной эксплуатации станции заполнены водой с температурой ~ 60 °С [30]. СПОТ ПГ проекта В-491 выполнена с резервированием 4х33 %.

Система пассивного отвода тепла от защитной оболочки спроектирована, таким образом, чтобы при запроектных авариях, связанных с разливом теплоносителя внутри контейнмента, снизить и затем поддерживать давления внутри ЗО в заданных проектом пределах в течение как минимум 72 ч с начала аварии [28, 30, 31]. СПОТ ЗО по аналогии со СПОТ ПГ – четырехканальная система. Три из четырех независимых каналов способны выполнить функции системы в полном объеме (резервирование 4х33 %).

Система локализации расплава *14* при тяжелой запроектной аварии, связанной с выходом расплавленной активной зоны за пределы корпуса реактора, обеспечивает охлаждение расплавленных материалов активной зоны, внутрикорпусных устройств и корпуса реактора на внекорпусной стадии протекания тяжелой аварии вплоть до полного затвердевания расплава [30].

Двойная защитная оболочка в проекте В-491 состоит из внутренней герметичной оболочки *8* и наружной защитной оболочки *9* [32, 33]. Обе оболочки выполнены из железобетона (при этом внутренняя – из предварительно напряженного железобетона) и в форме цилиндра и куполами в виде полусфер. Для придания большей герметичности изнутри герметичная оболочка *8* покрыта сварной облицовкой из углеродистой стали, что, в дополнение к этому, обеспечивает и конденсацию пара на ней.

Реакторная установка проекта В-491 оснащена системой удаления водорода из защитной оболочки, в состав которой входят пассивные автокаталитические рекомбинаторы водорода *21* и стенд для проведения контрольно-выборочных испытаний [32].

Исходя из вышеописанного, можно сделать вывод, что основными ограничивающими факторами, влияющими на длительность функционирования пассивных систем безопасности в данных проектах РУ ВВЭР-1200, являются:

– ограниченный объем баков аварийного отвода тепла (проект В-491);

– располагаемый запас теплоносителя в системе ГЕ-2 (проект В-392М);

– неконденсирующиеся газы, накапливающиеся в трубном пучке парогенератора, работающем в аварийном конденсационном режиме (проект В-392М).

1.2.3 Реактор ВВЭР-ТОИ (В-510)

ВВЭР-ТОИ – типовой оптимизированный и информатизированный проект АЭС с реактором ВВЭР [34, 35]. Проект самой современной на сегодняшний день отечественной реакторной установки ВВЭР (В-510) выполнен с максимальным учетом опыта разработки РУ ВВЭР-1200 проекта В-392М. Первые энергоблоки с реакторами ВВЭР-ТОИ сооружаются на площадке Курской АЭС-2 [36].

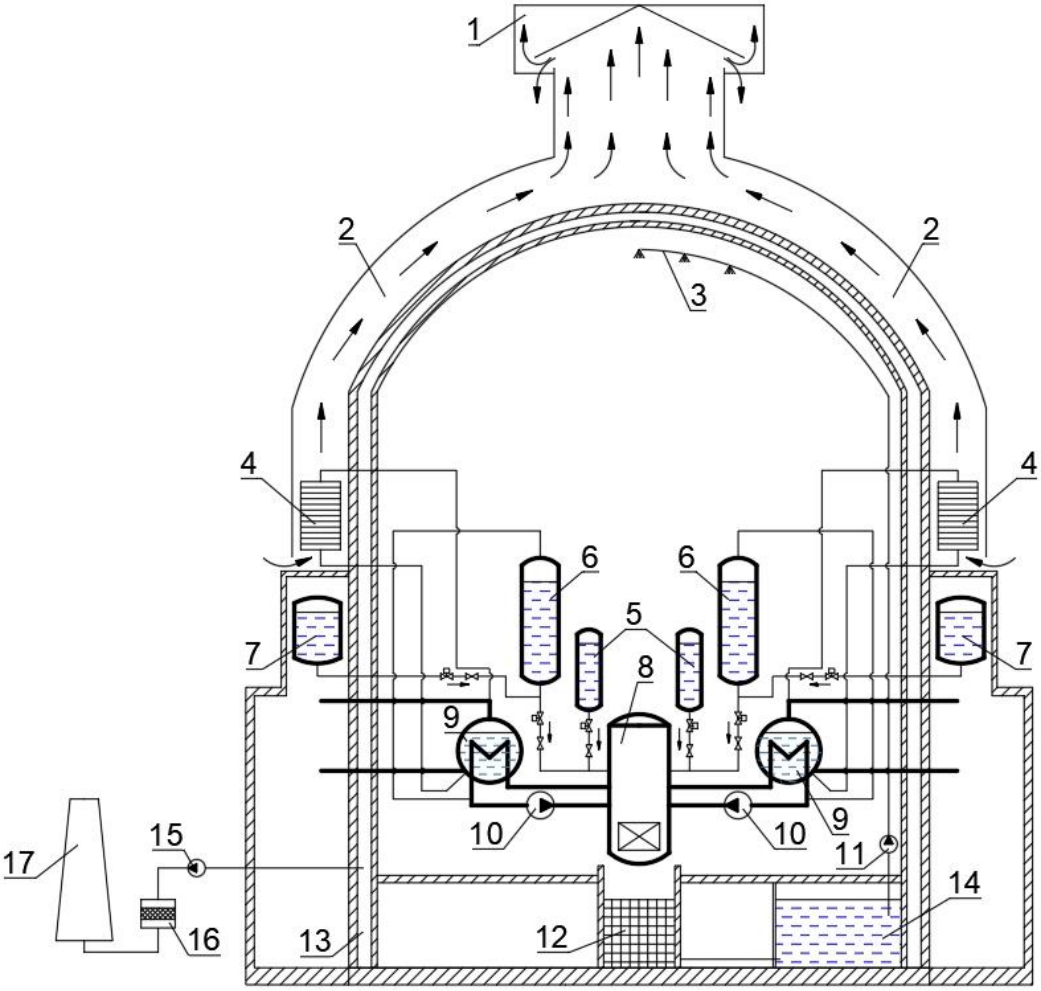
В таблице 1.5 представлены технические характеристики энергоблока АЭС ВВЭР-ТОИ с РУ В-510 [37].

Таблица 1.5 – Основные технические показатели проекта РУ ВВЭР-ТОИ

Характеристика	**Величина**
Тепловая мощность, МВт	3300
Электрическая мощность, брутто МВт	1300
Температура теплоносителя на входе / выходе из активной зоны, °С	297,2/328,8
Проектная температура пара, °С	288,5
Номинальное давление в первом контуре, МПа	16,2
Номинальное давление пара, МПа	6,5
Количество ТВС, шт	163
Срок эксплуатации, лет	60
Кампания реактора, месяцев	18
Длительность автономного функционирования ПСБ, ч	72

Сохраняя преемственность проекту В-392М, в АЭС ВВЭР-ТОИ безопасность обеспечивается пассивными и активными системами [34].

На рисунке 1.6 представлены системы безопасности ВВЭР-ТОИ с реакторной установкой В-510 [38].



1 – общий коллектор-дефлектор; 2 – тяговые шахты; 3 – спринклеры; 4 – теплообменники СПОТ; 5 – система ГЕ-1; 6 – система ГЕ-2; 7 – система ГЕ-3; 8 – реактор; 9 – парогенераторы; 10 – ГЦН; 11 – насос спринклерной системы; 12 – ловушка расплава активной зоны; 13 – двойная защитная оболочка; 14 – бассейн выдержки отработанного топлива; 15 – вентиляционная установка аварийного создания разряжения в МОП; 16 – фильтр; 17 – вентиляционная труба

Рисунок 1.6 – Принципиальная схема размещения оборудования и систем безопасности АЭС ВВЭР-ТОИ с реакторной установкой В-510

При описываемой ранее аварии ПСБ проекта В-510 совместно с парогенераторами, работающими в конденсационном режиме, способны отводить тепло, выделяемое топливными сборками, в течение 72 ч.

К пассивным системам безопасности проекта В-510 относятся [35, 37]: система пассивного залива активной зоны; система пассивного отвода тепла;

двойная защитная оболочка; ловушка расплава активной зоны; система удаления водорода из объема защитной оболочки; пассивная система фильтрации.

Система пассивного залива активной зоны является пассивной частью САОЗ, однако в отличие от последней она выполняет свои функции по поддержанию уровня теплоносителя в активной зоне и бассейне выдержки отработавших ТВС и отводу остаточных тепловыделений при тяжелых авариях в течение 72 ч [39]. Для этого в её состав включены гидроемкостей первой, второй и третьей ступеней (системы ГЕ-1, ГЕ-2 и ГЕ-3). Системы ГЕ-1 *5* (рисунок 1.6) и ГЕ-2 *6* проекта В-510 по принципу работы, резервированию и конструкции соответствуют аналогичным системам, описанным в пункте 1.2.1 и подпункте 1.2.2.1.

После исчерпания запаса охлаждающей жидкости в гидроемкостях второй ступени происходит открытие арматуры на трубопроводах связи между сосудами *7* системы ГЕ-3 и реакторной установкой *8*. С момента своего запуска система ГЕ-3 из двенадцати гидроемкостей (по 60 м^3 каждая) заливает в активную зону 720 м^3 раствора борной кислоты в течение 48 ч. Данная система рассчитана на совместную работу с системой СПОТ в интервале от 24 ч до 72 ч с момента начала аварии [39]. Система ГЕ-3 выполнена по четырехканальной схеме с резервированием 4х33 %.

Общий запас борированного теплоносителя во всех гидроемкостях первой, второй и третьей ступеней составляет 1880 м^3.

Гидроемкости второй и третьей ступеней также дополнительно выполняют функцию поддержания парогенератора ВВЭР-ТОИ в работоспособном состоянии за счет оттока в их освобождающийся объем неконденсирующихся газов, поступающих в парогенератор из активной зоны.

Система пассивного отвода тепла от парогенераторов выполнена с резервированием 4х33 % и по своей конструкции аналогична таковой в реакторной установке В-392М. Максимальная мощность системы СПОТ проекта В-510 составляет 76,8 МВт против 64 МВт в проекте В-392М [39].

В результате анализа найденных публикаций было установлено, что на длительность автономного функционирования пассивных систем безопасности

ВВЭР-ТОИ с РУ В-510 оказывают влияние факторы характерные и для предшествующих проектов реакторных установок – В-392 и В-392М.

Однако помимо ограниченного запаса теплоносителя в емкостях СПЗАЗ и неконденсирующихся газов, препятствующих работе ПГ в конденсационном режиме, значительное влияние на процесс длительного охлаждения активной зоны оказывает борная кислота с концентрацией 16-20 г/кг, которая в виде раствора запасена в емкостях систем ГЕ-1, ГЕ-2 и ГЕ-3 [40].

В случае аварии, связанной с разрывом ГЦТ по полному сечению, в результате снижения давления в первом контуре неизбежно закипает теплоноситель. Из-за длительности процесса кипения (72 ч) и низкого содержания бора в паре может наступить момент, когда борная кислота начнет кристаллизоваться в активной зоне, ухудшая теплоотвод. В дополнении к этому, как показали результаты экспериментального исследования [41], кристаллизация борной кислоты начинается на относительно холодных поверхностях, которых в нижней части активной зоны (то есть на входе в неё) большое количество: хвостовики ТВС, опорная (нижняя) дистанционирующая решетка и т.д. Следовательно, может произойти блокировка проходных сечений для поступающего из гидроемкостей теплоносителя. Результаты расчетного анализа, представленного в работе [42], показали возможность существенного превышения предельной концентрации борной кислоты на заключительной стадии аварии.

1.3 Анализ факторов, ограничивающих длительность автономного функционирования существующих пассивных систем безопасности реакторов с водой под давлением

Анализ представленной в литературе информации показал, что современные ПСБ различных АЭС способны к длительному автономному расхолаживанию активной зоны в случае аварии, однако существуют факторы, ограничивающие продолжительность их работы. В таблице 1.6 представлены данные о длительности

работы пассивных систем безопасности в случае возникновения запроектной аварии на реакторах с водой под давлением, рассмотренных в подразделах 1.1 и 1.2 диссертационной работы.

Из таблицы 1.6 видно, что в ряде рассмотренных проектов реакторов ВВЭР ПСБ выполняют свои функции только в течение 24 ч против 72 ч в проектах зарубежных реакторов с водой под давлением. В связи с этим, в настоящее время продолжаются работы по усовершенствованию существующих пассивных систем безопасности отечественных водо-водяных реакторов.

Таблица 1.6 – Факторы, ограничивающие длительность автономного функционирования пассивных систем безопасности в зарубежных и отечественных проектах водоохлаждаемых реакторов

Проекты реакторных установок	**Лимитирующие факторы**	**Длительность работы пассивных систем безопасности, ч**
AP-1000	Запас воды в кольцевой гидроемкости на крыше реакторного задания	72
HPR-1000	Запас воды в резервуаре, вынесенном за пределы защитной оболочки, обеспечивающем работу СПОТ ЗО и СПОТ ПГ	72
ВВЭР, проекты В-392, В-392М	Запас теплоносителя в системе ГЕ-2; неконденсирующиеся газы, накапливающиеся в парогенераторе	24
ВВЭР, проект В-491	Ограниченный объем баков аварийного отвода тепла	24
В-510	Повышение концентрации борной кислоты при длительном аварийном охлаждении за счет системы ГЕ-3	72

1.4 Перспективные способы продления длительности функционирования пассивных систем безопасности реакторов ВВЭР

В отечественных реакторных установках ВВЭР проектов В-392М и В-510 во время описанной ранее аварии за счет совместного действия пассивных систем СПОТ и СПЗАЗ происходит снижение давления во втором контуре. При достижении им величины давления первого контура, режим работы парогенератора меняется на конденсационный, то есть в трубном пучке ПГ будет конденсироваться пар, поступающий из реактора. С паром также в пучок труб попадают и неконденсирующиеся газы, такие как: продукты радиолиза воды (водород и кислород) и гидразингидрата; азот, растворенный в теплоносителе гидроемкостей первой ступени; газообразные продукты деления, попадающие в теплоноситель первого контура через возможные дефекты в оболочках тепловыделяющих элементов. В результате их скопления ухудшается теплообмен между первым и вторым контурами реакторной установки, что напрямую оказывает влияние на падение конденсационной мощности парогенератора. Это негативно сказывается на длительности функционирования СПОТ.

В проектах В-392М и В-510 частичное решение проблемы накопления неконденсирующихся газов внутри трубного пучка парогенератора реализовано следующим образом: по мере истечения борированного раствора из гидроаккумуляторов систем ГЕ-2 и ГЕ-3 (только для проекта В-510), их освобождающийся объем самопроизвольно заполняется парогазовой смесью из ПГ [43]. После полного осушения (после 24 ч и 72 ч – для проектов В-392М и В-510 соответственно) гидроемкости будут заполнены ПГС и дальнейший отток неконденсирующихся газов из ПГ прекратится. В конечном счете, это может стать причиной расплавления активной зоны, так как заполнение трубок парогенератора неконденсирующимися газами приведет к снижение его конденсационной мощности и уменьшению расхода конденсата в реактор [44].

В проекте В-510 данная ситуация дополнительно осложняется тем, что в процессе залива теплоносителя из гидроемкостей третьей ступени в активную зону

высока вероятность превышения концентрации борной кислоты значения предела растворимости. В итоге это приведет к кристаллизации бора на элементах ТВС и другом внутриреакторном оборудовании.

На основании анализа источников научно-технической информации автором сделан вывод о том, что проблема накопления неконденсирующихся газов в трубном пучке ПГ ВВЭР и их влияния на работу парогенератора в режиме конденсации пара остается не решенной.

Для организации оттока ПГС из парогенераторов с целью поддержания их конденсационной мощности после окончания первых 24 ч с момента начала рассматриваемой аварийной ситуации необходимо обеспечить снижение давления в гидроемкостях второй ступени.

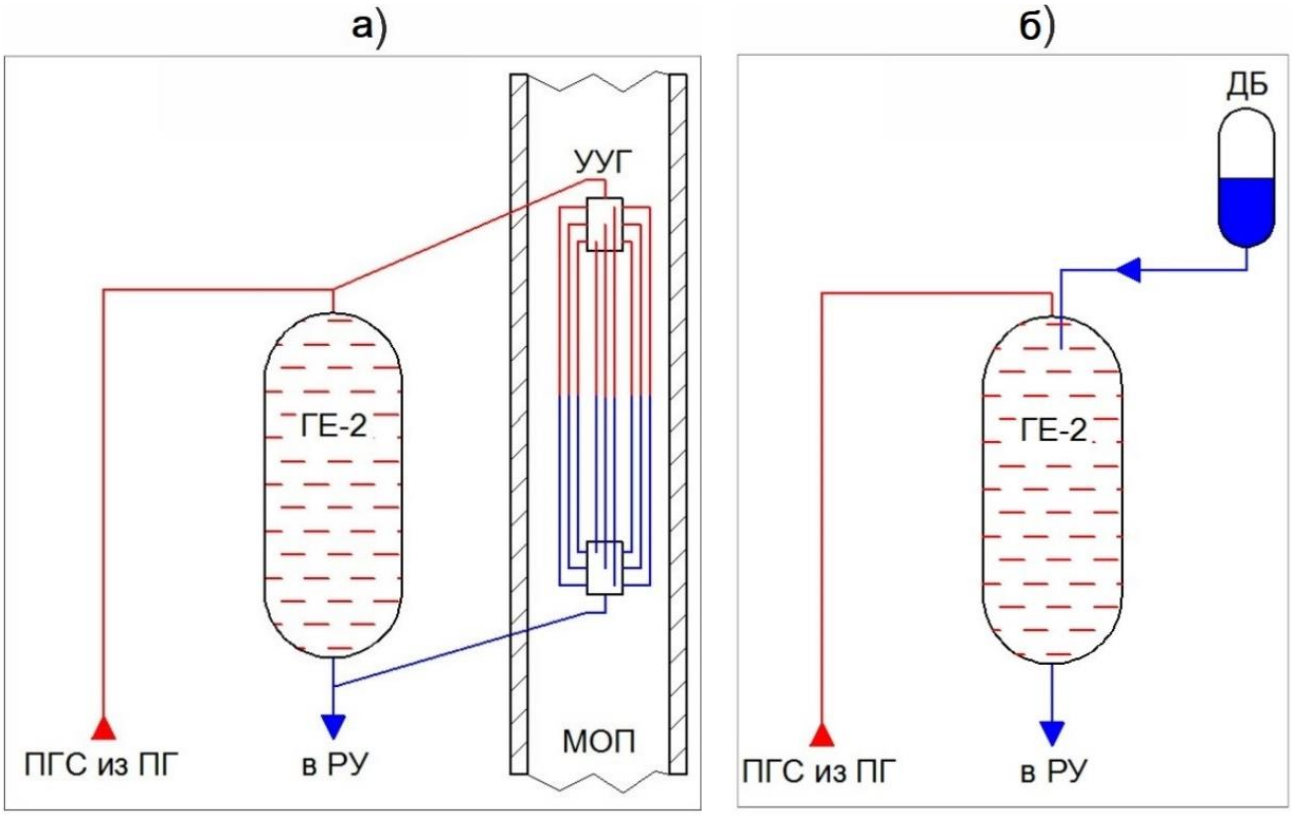
В перспективных проектах ВВЭР для решения данной проблемы проектантом рассматриваются различные концепции модернизации существующих пассивных систем безопасности.

Среди возможных технических решений по продлению времени функционирования пассивных систем безопасности ВВЭР в аварийной ситуации, выделяются два варианта (рисунок 1.7) удаления неконденсирующихся газов из парогенератора, работающего в конденсационном режиме [45]:

1) Система, состоящая из теплообменников-конденсаторов (ТК), подключенных параллельно к сосудам системы ГЕ-2 и размещенных в межоболочечном пространстве контейнмента [45]. На рисунке 1.7а показан принцип реализации данного способа продления работы СПОТ. ТК обеспечивают конденсацию пара из гидроемкостей системы ГЕ-2, понижая в них давление, вызывая отток парогазовой смеси из парогенератора, и, тем самым, продлевая функционирование системы пассивного отвода тепла.

2) Система, продлевающая отток ПГС из трубного пучка ПГ в объем гидроемкостей второй ступени, уже заполненных парогазовой смесью, за счёт процесса контактной конденсации пара на струях недогретой жидкости [45]. Принципиальная схема данной системы представлена на рисунке 1.7б. Недогретая жидкость подается из дополнительных баков, размещаемых выше сосудов ГЕ-2 (для

случая подачи за счет гидростатического напора), или ниже (в случае использования газовой подушки в баках). Жидкость в виде струй поступает в объем гидроемкостей, снижает давление в них за счет конденсации пара, тем самым создавая движущий напор для отвода парогазовой смеси из парогенератора.



а, б – принципиальные схемы систем удаления газов из ПГ за счет конденсации пара из ПГС: на внутренней поверхности теплообменников-конденсаторов и на струях жидкости в гидроемкости второй ступени соответственно;
ГЕ-2 – гидроемкость второй ступени; ДБ – дополнительная емкость с раствором борной кислоты; ПГС из ПГ – поступление парогазовой смеси из парогенератора; в РУ – подача жидкости из гидроемкости в реакторную установку;
УУГ – теплообменник-конденсатор системы удаления неконденсирующихся газов; МОП – межоболочечное пространство
Рисунок 1.7 – Возможные способы удаления неконденсирующихся газов из парогенератора в перспективных проектах ВВЭР

Первая из описанных выше систем, основана на применении теплообменников поверхностного типа, в которых пар или парогазовая смесь движутся в трубках, охлаждаемых потоком воздуха. Вторая система представляет собой теплообменник смешивающего типа, в котором один теплоноситель (пар)

отдает тепло охлаждающему телу (воде) при их непосредственном контакте. С целью исследованию теплообмена при конденсации пара в указанных теплообменных аппаратах был дополнительно проведен обзор литературных источников.

1.4.1 Процессы теплообмена при конденсации парогазовой смеси внутри воздухоохлаждаемых вертикальных трубок

Воздухоохлаждаемые теплообменные аппараты в большинстве своем обладают сравнительно большими габаритами и стоимостью по отношению к теплообменникам, охлаждаемым водой. Однако в местах, где отсутствует доступ к водным ресурсам, которые можно использовать в технических целях, альтернативного решения не существует. Из современного уровня техники известно, что при проектировании и создании воздухоохлаждаемых теплообменников-конденсаторов часто проводят исследования, в которых применяются методы численного моделирования совокупности сопряженных процессов аэродинамики и тепломассообмена [46–58].

К примеру, в работах [46, 47, 49, 51] описываются исследования, проводимые с целью создания воздухоохлаждаемых конденсаторов с высокими коэффициентами теплопередачи. Анализ работы эксплуатируемых на российских тепловых электростанциях воздушных конденсаторов и результаты собственных исследований позволили авторам данных работ сформулировать требования к энергоэффективным воздушным конденсаторам с оребренными трубками. Отмечается, что высокая интенсивность теплообмена достигается в результате повышения скорости конденсирующегося пара по всему тракту его движения, обеспечивающей сдув воздушного диффузионного слоя с теплообменной поверхности [46].

В работе [48] коллективом авторов в своих исследованиях выявлен ряд проблем, связанных с эксплуатацией воздухоохлаждаемых конденсаторов. Отмечается неравномерность распределения пара по отдельным трубкам, особенно проявляющаяся для рядов труб, расположенных по ходу потока воздуха. Для

рассматриваемых авторами [48] теплообменников-конденсаторов, работающих при давлении ниже атмосферного, присутствие неконденсирующихся газов в паровой среде приводит к значительному падению коэффициента теплоотдачи при конденсации пара внутри труб. В связи с этим авторы рекомендуют оборудовать теплообменники-конденсаторы системой отвода газов. Также, по мнению авторов [48], к значимым проблемам относится отсутствие универсальных и надежных методик расчета воздушных теплообменников с конденсацией пара внутри вертикальных и наклонных труб.

Авторы работы [50] разработали математическую модель, используемую для численного анализа процессов тепломассообмена в модели воздушного конденсатора, оснащенного трубками с поперечным оребрением, экспериментально исследованного в работах [46, 47]. Расчеты проводились при следующих режимных параметрах: расход парогазовой смеси составлял (0,22-2,78) кг/с; мольная доля воздуха на входе в теплообменник – 0,05 %; температура охлаждающего воздуха на входе в конденсатор изменялась в диапазоне (1-20) °С; его расход – $(0{,}4\text{-}0{,}8\cdot10^6)$ м^3/ч [50]. Данные, полученные авторами в ходе исследований, предназначены для анализа влияния ветровых нагрузок на воздушные конденсаторы и оптимизации их конструкции под конкретные условия эксплуатации.

В результате проведенного обзора публикаций [46–58] не выявлено универсальной методики расчета теплообмена при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов внутри оребренных труб. В указанных работах наблюдаются разногласия в отношении выбора характерных размеров, что в итоге приводит лишь к приближенному описанию геометрии трубного пучка. Из-за ряда причин расчетные зависимости, полученные авторами [46–58], в основном, носят эмпирический характер и показывают неудовлетворительные результаты при описании новых экспериментальных данных. Вот несколько из них:

– сложная картина течения воздушного потока в межреберных каналах и межтрубном пространстве;

– физический механизм переноса тепла в области смешанного ламинарно-турбулентного режима течения пограничного слоя;

– совместное влияние числа рядов и размеров ребер на турбулентность потока в пучке, а также их взаимозависимость. По этой причине для упрощения их часто рассматривают как независящие друг от друга параметры.

Проведенный анализ литературных источников показал, что для условий, характерных для гипотетической аварийной ситуации с разрывом трубопровода первого контура на АЭС с ВВЭР, не существует экспериментальных данных по исследованию процессов конденсации пара в оребренных теплообменных трубах, охлаждаемых воздухом. Такая авария характеризуется тем, что давление в реакторе спустя сутки от её начала будет находиться в диапазоне (0,2-0,4) МПа [59]. В течение этого времени гидроемкости второй ступени освобождаются от запасенного раствора борной кислоты, постепенно заполняясь парогазовой смесью, состоящей из пара, «тяжелых» (таких как азот и кислород) и «легких» (водород) газов. Источниками данных газов являются процессы, происходящие, как при нормальной эксплуатации (растворимость азота в воде гидроемкостей первой ступени в режиме ожидания), так и в случае аварии (например, радиолиз воды и гидразин гидрата).

1.4.2 Процессы теплообмена при контактной конденсации пара из парогазовой смеси на свободно падающей струе жидкости в теплообменнике смешивающего типа

Конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов имеет место в теплообменниках смешивающего (или контактного) типа. К преимуществам таких аппаратов, по сравнению с теплообменниками поверхностного типа, можно отнести: высокую интенсивность теплообмена; меньшее коррозионное воздействие сред на оборудование; отсутствие отложений на поверхностях нагрева; простоту конструкции теплообменника и снижение капитальных затрат. Однако такие теплообменники не лишены недостатков, среди которых: загрязнение теплоносителей друг другом; ограниченность предельных температур охлаждения и нагрева сред; значительные потери температурного напора; сложность организации равномерного распределения потоков [60].

В теплообменных аппаратах контактного типа в результате соприкосновения рабочих сред теплообмен сопровождается массообменом (например, при конденсации пара на поверхности воды), который может в значительной степени влиять на происходящие в теплообменнике процессы.

Тепло- и массоперенос, происходящий в контактных теплообменниках чрезвычайно сложен. Он характеризуется следующими особенностями: совместный тепломассообмен; деформация границы раздела теплоносителей в пространстве и времени; активное продольное и поперечное перемешивание теплоносителей; наличие вертикальной конвекции; отсутствие постоянства распределения частиц теплоносителей и другие [60].

В связи с этим при компьютерном моделировании для описания процессов тепломассообмена, протекающих в контактных теплообменниках, используют существенные упрощения, а также часто используют экспериментальные данные.

Так как конденсация пара на поверхности струй и капель жидкости является одним из способов реализации теплообменных аппаратов смешивающего типа, то исследование их работы, а также процессов тепломассопереноса в них имеет большое практическое и научное значение.

В работе [60] представлены исследования конденсации пара на струях и при распылении воды форсункой. Автором [60] получены эмпирические зависимости для расчета безразмерной среднемассовой температуры диспергированной струи воды, впрыскиваемой в объем, заполненный как паром, так и с паро-азотной смесью. При этом конденсация пара происходит на струе без сплошного участка на выходе из форсунки и при малых концентрациях азота в ПГС (менее 1 %).

В монографии [61] приводятся обобщающие зависимости для расчета процесса теплопередачи при конденсации пара на свободно падающих струях со скоростями истечения (0,4-2) м/с, вытекающих из цилиндрических отверстий диаметром не более 7 мм, при этом сплошной участок струи не превышает 450 мм от места истечения. В предложенных С.С. Кутателадзе формулах не учтено влияние неконденсирующихся газов, в значительной мере препятствующих полной конденсации пара только на сплошном участке струи.

Результаты экспериментальных и теоретических исследований тепломассообмена при движении струй и капель в паровом и воздушном пространстве опубликованы в работах [62–65]. Так, процесс распадения струи жидкости на капли в воздухе описан в [64]. Также в данной работе представлены формулы скорости падения и времени пролета капель диаметром до 4 мм. В книге [65] представлено математическое описание процессов тепломассообмена при движении частиц (капель) в газовой среде. Рассматривается движение капель размером 10^{-2} мм при давлении 1 МПа.

В публикациях [66, 67] представлены результаты исследования конденсации пара на распыляемых спринклерной системой АЭС с ВВЭР каплях жидкости в присутствии неконденсирующихся газов в объеме защитной оболочки. Авторами [66] на основе экспериментальных и расчетных исследований установлено влияние размера капель на эффективность работы спринклерной системы. Так, капли меньше 3 мм прогреваются задолго до конечной точки пролета и на большей части своего пути между ними и парогазовой средой под защитной оболочкой не происходит теплообмена. Это приводит к неравномерности полей температур и паросодержания, а также ухудшает водородную безопасность в подкупольной части ЗО. В свою очередь капли диаметром свыше 5 мм не полностью прогреваются при пролете от места своего распыления до низа защитной оболочки (согласно расчетам для капель размером 5 мм недогрев может составлять 35 %). Таким образом, авторами [66] определен оптимальный размер капли от 3 до 5 мм, при котором происходит теплообмен с парогазовой средой на всем пути пролета.

В работах [68, 69] рассматривается функционирование спринклерной системы зарубежного реактора типа PWR. Расчетно-экспериментальные исследования направлены на исследование явления, происходящие при распылении воды: перемешивание, вызванное уносом брызг, и тепломассообмен на каплях. В докладе [68] представлено сравнение результатов, полученных с использованием различных расчетных кодов, с данными экспериментов, полученными на ЭУ TOSQAN, позволяющей моделировать процессы конденсации

внутри защитной оболочки АЭС с реакторами с водой под давлением, которая может быть заполнена как паровой, так и парогазовой средой.

В известной работе [70] авторами выполнено экспериментальное изучение конденсации пара на поверхности полого конуса жидкости. В опыты проводились только с «чистым» паром.

В опубликованных работах [71, 72] представлены результаты экспериментального исследования контактной конденсации пара на ламинарных и диспергированных струях воды в присутствии воздуха (не более 0,02 %). На стенде применялись сопла трех диаметров: 2,18, 3,1 и 6,07 мм. За счет насосов жидкость подавалась из сопла со скоростями от 2,1 до 11,9 м/с. Эксперименты проводились при давлении среды в диапазоне (0,147-0,157) МПа. Особое внимание авторами уделялось изучению влияния на интенсивность теплопередачи при конденсации пара таких факторов, как теплопроводность межфазное трение и геометрические струй, капель и сопел.

В работах [73, 74] специалистами Калужского турбинного завода были обобщены экспериментальные данные по контактной конденсации «чистого» пара на вертикальных сплошных и диспергированных струях воды. Диапазоны параметров, которые варьировались в опытах, представленных в [73]: скорость истечения воды из сопла (9-26) м/с, давление пара (0,15-1) кгс/см^2, скорость пара (10-30) м/с, количество струй – (1-46).

В ходе проведенных исследований авторами [73, 74] были определены наиболее существенные факторы, влияющие на процессы конденсации пара на вертикальных струях, к которым относятся скорость истечения воды из сопла и такие параметры струи, как диаметр и длина. Влияние температурного напора между паром и водой на интенсивность теплоотдачи незначительно.

В работе [75] описаны результаты экспериментального исследования охлаждения паровоздушной смеси в закрытом сосуде диспергированной струей воды. Жидкость подавалась через форсунки диаметрами 7 и 14 мм со скоростью (13-25) м/с. Опыты проводились на конденсаторе при перепадах давления воды в форсунке (0,1-0,3) МПа, среднем эквивалентном диаметре капель (0,7-1,3) мм,

высота падения струи составляла ~ 2 м, при начальном давлении паровоздушной смеси в герметичном сосуде (0,15-0,6) МПа. Авторы [75] установили, что на прогрев струи оказывают наибольшее влияние температура ПГС, концентрация газа в смеси, скорость истечения воды из форсунки, начальная температура воды, степень дисперсности распыла жидкости и высота падения струи, определяющая наряду с другими параметрами время падения капель, среднемассовую температуру капель и теплофизические параметры сред.

В статьях [76, 77] опубликованы результаты исследования конденсации пара из пароводяной смеси на впрыскиваемых струях холодной воды при давлении в объеме теплообменника (1-17) МПа. Опыты были проведены на экспериментальной установке, моделирующей натурный смесительный подогреватель, при следующих параметрах: паросодержание в пароводяной смеси – (20-98) %; скорость истечения воды из сопла – (0,5-8) м/с; диаметры насадок для распыления струй жидкости – 4, 10 и 20 мм; шаг между струями – 5, 10 и 20 мм; температурный напор между паром и водой на входе в ЭУ 35, 70, 110 и 150 °С.

Авторами [76, 77] было установлено, что в исследуемом диапазоне параметров на конденсацию пара оказывают влияние такие факторы, как: температурный напор между пароводяной смесью и струёй воды; объёмное паросодержание; скорость истечения струи из сопла и давления в смесительном подогревателе. Так, например, состояние пароводяной смеси не влияет на длину зоны прогрева, но недогрев струи уменьшается с ростом паросодержания. С увеличением перепада температур между струей и пароводяной смесью, процесс конденсации пара протекает эффективнее и, соответственно, уменьшается недогрев струи до насыщения. Также было определено, что недогрев уменьшается при повышении скорости впрыскиваемых струй. Фактором, снижающим эффективность конденсации, авторами отмечается повышение давления среды в подогревателе. Это объясняется тем, что скрытая теплота парообразования уменьшается, пар отдаёт воде меньшее количество тепла, что в свою очередь приводит к росту недогрев струи до температуры насыщения.

Таким образом, на основе проведенного обзора литературных источников можно сделать следующий вывод. Большинство представленных исследований

проведено с подачей жидкости за счет работы насосов через форсунки, заранее разбивающие поток жидкости на капли диаметром менее 4 мм. В нашем случае применение активных систем, а значит и форсунок, обладающих достаточно большим гидравлическим сопротивлением, нецелесообразно, так как рассматривается вопрос продления времени функционирования пассивных систем безопасности ВВЭР. Поэтому предусматривается подача жидкости в объем сосудов ГЕ-2 в виде ламинарных струй. Следовательно, процессы, исследуемые в представленных работах, в значительной мере отличаются от процессов, которые могут иметь место при контактной конденсации пара из ПГС, поступающей в объем гидроемкостей второй ступени в аварийной ситуации.

Выводы по главе 1

Проведенный обзор литературных источников позволил выявить разнообразие пассивных систем безопасности, используемых для охлаждения современных водоохлаждаемых реакторов. Выяснено, что в ряде рассмотренных отечественных реакторных установок (построенных и эксплуатируемых в настоящее время), ПСБ способны выполнять свои функции только в течение 24 ч. В зарубежных проектах реакторов с водой под давлением и в отечественной АЭС ВВЭР-ТОИ с РУ В-510 время автономной работы ПСБ составляет 72 ч.

В результате рассмотрения последовательности процессов, сопровождающих работу пассивных систем в аварийной ситуации на реакторах ВВЭР, установлено, что наибольшее влияние на длительность функционирования ПСБ могут оказывать неконденсирующиеся газы, скапливающиеся в парогенераторах, и тем самым нарушающие работу последних в режиме конденсации пара.

Для организации оттока ПГС из парогенераторов с целью поддержания их конденсационной мощности после окончания первых 24 ч с момента начала рассматриваемой аварии необходимо обеспечить снижение давления в гидроемкостях второй ступени.

В перспективных проектах ВВЭР для решения данной проблемы проектантом рассматриваются различные концепции систем удаления неконденсирующихся газов с использованием теплообменников поверхностного и смешивающего типов.

В ходе выполненного анализа выявленных литературных источников установлено, что на сегодняшний день в работах, посвященных исследованию воздухо-охлаждаемых теплообменников, нет экспериментальных данных, описывающих теплообмен при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов внутри труб, охлаждаемых воздухом, при параметрах, характерных для аварии с разрывом ГЦТ с одновременной потерей источников электроснабжения на АЭС с ВВЭР.

Обзор литературных источников показал, что процессы теплообмена при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов на свободно падающих струях и каплях жидкости при параметрах, характерных для аварии с потерей теплоносителя на АЭС с ВВЭР и условиях работы пассивных систем, недостаточно изучены.

Таким образом, целью работы является комплексное экспериментальное и расчетное исследование теплообмена при конденсации пара из парогазовой смеси на струях свободно падающей жидкости и внутри пучка вертикальных оребренных труб, охлаждаемых воздухом. Исследование направлено на обоснование проектных функций, заложенных разработчиками в технические решения, обеспечивающие снижение давления в гидроемкостях второй ступени.

Глава 2. Экспериментальное оборудование и методика проведения экспериментов

Для проведение экспериментального исследования процесса конденсации пара внутри вертикальных труб, охлаждаемых воздухом, и на струе свободно падающей жидкости в присутствии неконденсирующихся газов при параметрах, соответствующих аварийному состоянию ГЦК реакторной установки ВВЭР, в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» с учетом принципа объемно-мощностного моделирования при участии автора диссертации была спроектирована и создана экспериментальная установка. В состав ЭУ включены два рабочих участка «Устройство удаления газов» (УУГ), «Конденсация на струях» (КНС) и вспомогательные системы, обеспечивающие её функционирование в процессе экспериментов.

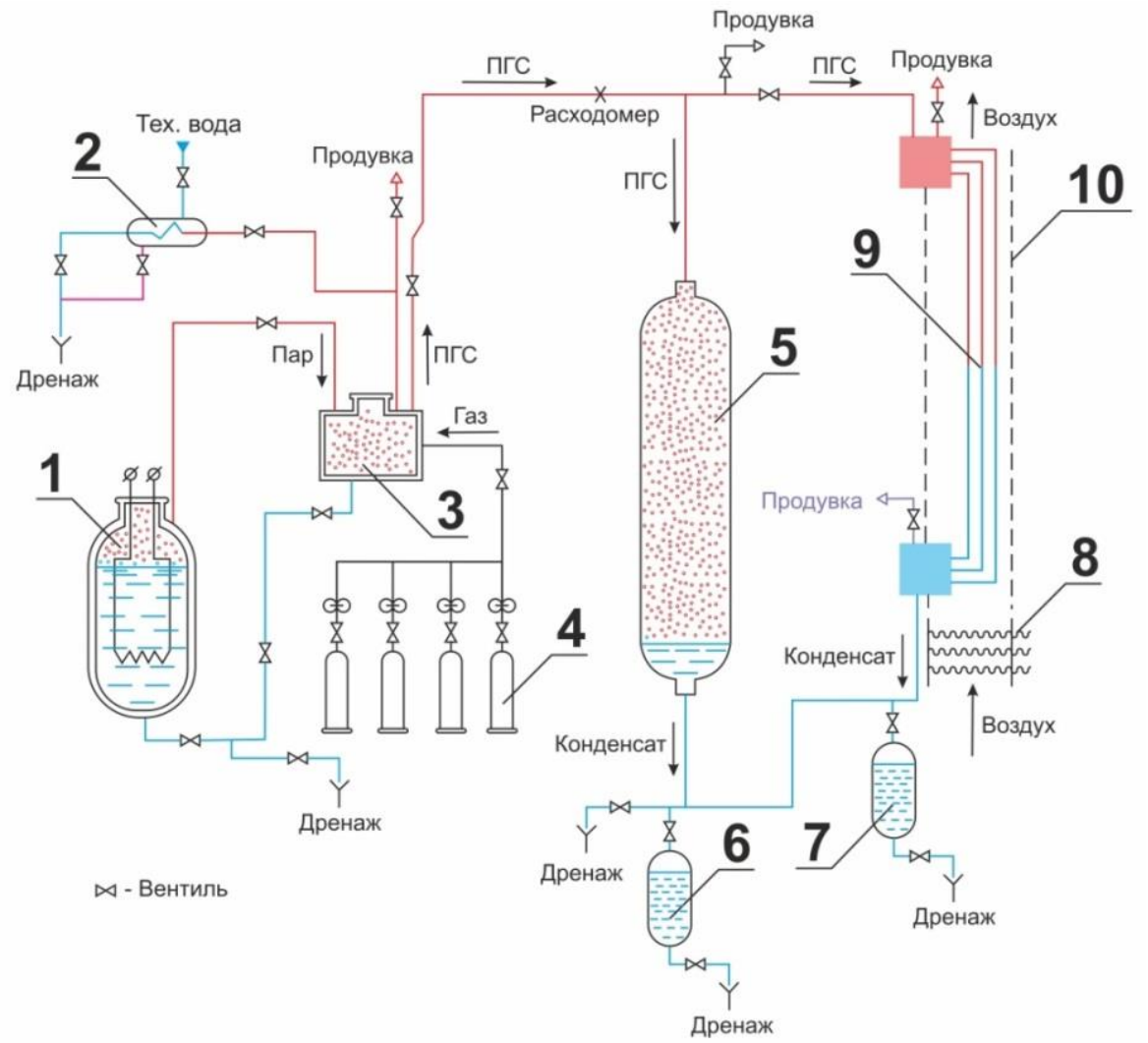
2.1 Рабочий участок «Устройство удаления газов»

2.1.1 Технические характеристики стенда с рабочим участком УУГ

Целью проведения экспериментов на рабочем участке УУГ являлось изучение влияния неконденсирующихся газов на конденсацию пара внутри вертикальных труб с внешним продольным оребрением, охлаждаемых воздухом, и исследование факторов, влияющих на эффективность работы устройства удаления газов.

Принципиальная схема установки с движением среды в ней приведена на рисунке 2.1.

Рабочий участок *9* – модель натурного ТК системы удаления неконденсирующихся газов – представляет вертикальный воздухоохлаждаемый теплообменник-конденсатор с трубками диаметром 16х1,5 мм, длиной 4 м, изготовленными из стали 20. Эксперименты проводились с использованием двух вариантов трубок: гладкие и оребренные.



1 – парогенератор; 2 – конденсатор системы поддержания давления; 3 – бак подготовки смеси (БПС); 4 – система подачи газа; 5 – имитатор ГЕ-2; 6, 7 – мерные емкости; 8 – система подогрева воздуха; 9 – модель теплообменника-конденсатора; 10 – металлический кожух, имитирующий защитную оболочку

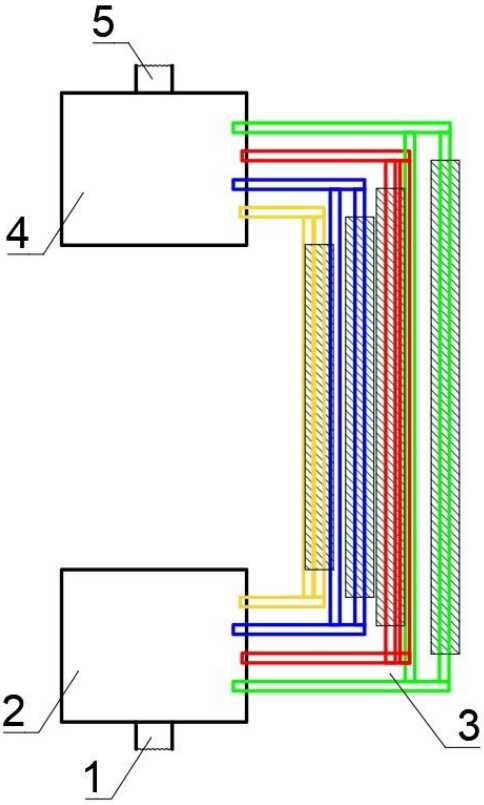
Рисунок 2.1 – Принципиальная схема экспериментальной установки с рабочим участком «Устройство удаления газов»

Оребренные трубки имеют следующую конфигурацию: пять наружных прямых ребер, приваренных вдоль вертикального участка трубы длиной 3 м, высота ребра составляет 16 мм, а толщина – 1 мм. Теплообменные трубки соединяют раздаточный (верхний) и накопительный (нижний) коллекторы. Каждый коллектор выполнен в форме цилиндра диаметром 300 мм. В исследуемой модели теплообменных трубок примерно в 7 раз меньше в сравнении с предполагаемым натурным ТК системы удаления неконденсирующихся газов, т.е. 14 вместо 100.

Для имитации межоболочечного пространства защитной оболочки на стенде предусмотрен металлический кожух *10*, в котором располагается рабочий участок. Для повышения температуры воздуха, поступающего в имитатор МОП, использовалась система подогрева воздуха *8*, представляющая собой электрообогреваемую цилиндрическую печь (диаметром 0,5 м и высотой 0,7 м) с нихромовыми нагревателями. Печь была установлена внизу соосно с кожухом *10*. За счет работы нагревателей происходило увеличение температуры воздуха с 23 °С в боксе до 42 °С на входе в модель УУГ.

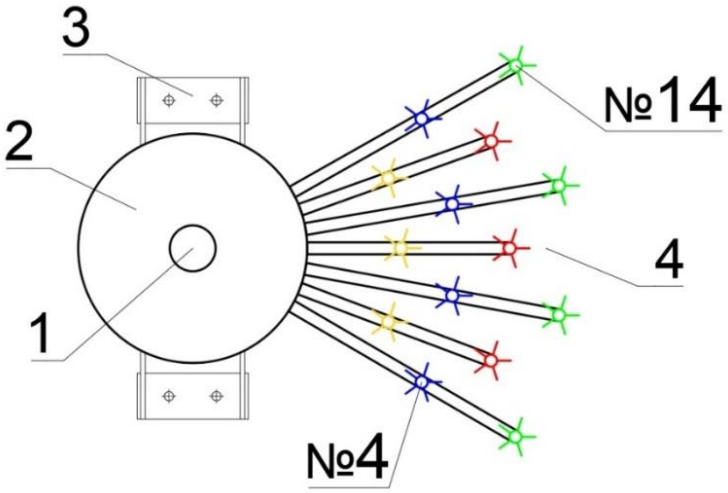
Рабочий участок УУГ спроектирован так, чтобы при необходимости он мог быть полностью отсечен от остальной ЭУ. Для этого на линии подачи в него парогазовой смеси размещен вентиль, с помощью которого регулируется расход ПГС.

Более подробно рабочий участок стенда изображен на рисунках 2.2 и 2.3 (оребрение теплообменных трубок показано частично).



1 – отводящий трубопровод; 2 – накопительный коллектор; 3 – оребренный трубный пучок; 4 – раздаточный коллектор; 5 – подводящий паропровод

Рисунок 2.2 – Рабочий участок «Устройство удаления газов»



1 – подводящий паропровод; 2 – раздаточный коллектор; 3 – опоры; 4 – оребренный трубный пучок; №4, №14 – теплообменные трубки №4 и 14 с размещенными в них термопарами

Рисунок 2.3 – Вид сверху на рабочий участок УУГ

Вспомогательные системы предназначены для создания необходимых условий при проведении экспериментов. К ним относятся: парогенератор *1* (рисунок 2.1), бак подготовки смеси *3*, модель гидроемкости второй ступени *5*, два мерных сосуда – емкости *6* и *7*, система поддержания давления *2* (основным элементом является конденсатор), газовая система *4*, система подогрева воздуха *8* на входе в имитатор МОП.

Парогенератор *1* представляет собой трехсотлитровую емкость. Генерация пара с расходом до 0,006 кг/с осуществляется за счет размещенного внутри ПГ электрического нагревателя мощностью 12 кВт.

Для создания парогазовой смеси с требуемыми параметрами в состав экспериментальной установки включен бак подготовки смеси объемом 48 л, в который поступает пар из ПГ и неконденсирующиеся газы из газовой системой стенда.

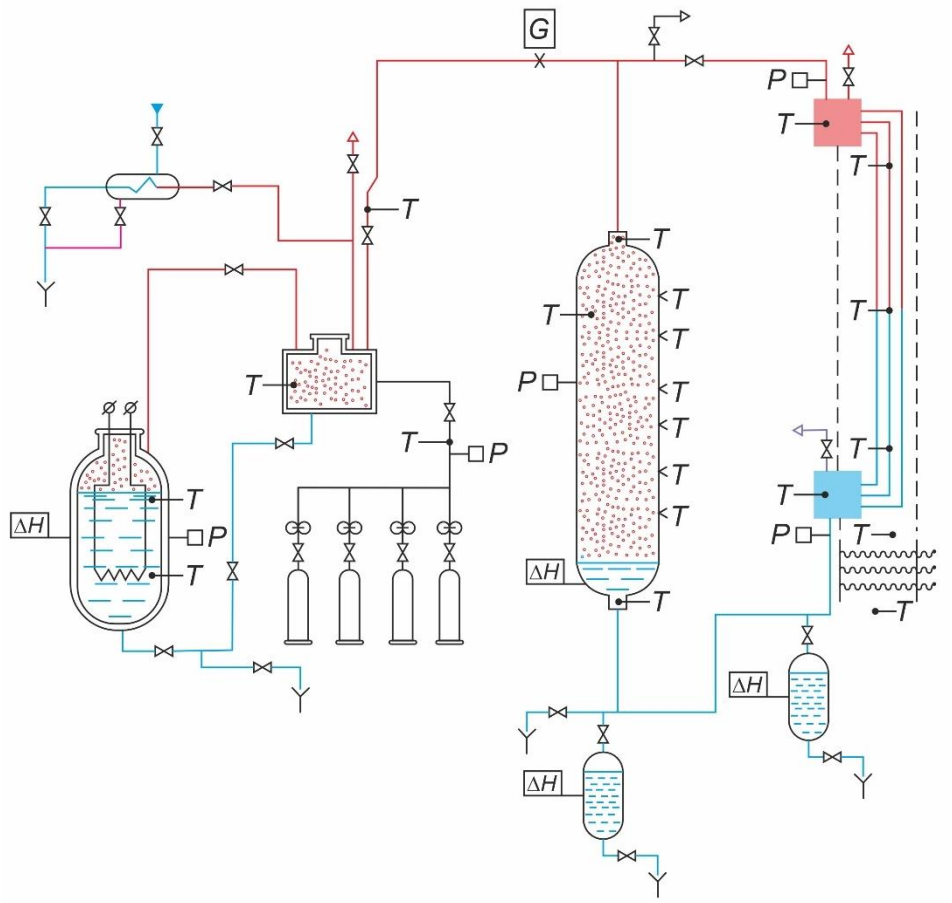
Для имитации гидроемкости системы ГЕ-2 предназначена, входящая в состав ЭУ, цилиндрическая емкость с полусферическими днищем и крышкой. Её высота составляет 3160 мм, диаметр 530 мм при толщине стенки 10 мм. Пар, сконденсировавшийся на стенках имитатора ГЕ-2 и внутри рабочего участка, самотеком движется в 14-литровые мерные сосуды *6* и *7*.

Основным элементом системы поддержания давления является водяной конденсатор *2*, предназначенный для конденсации избыточного пара из бака подготовки смеси.

Оборудование ЭУ и рабочий участок УУГ соединены между собой трубопроводами с арматурой. Также контур экспериментальной установки оборудован воздушными клапанами.

2.1.2 Контрольно-измерительные приборы

Для регистрации теплофизических параметров экспериментальная установка оснащена системой контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА). На рисунке 2.4 представлено размещение контрольно-измерительных приборов.



G – расходомер; *T* – термопары; Δ*H* – уровнемеры; *P* – датчики давления

Рисунок 2.4 – Размещение контрольно-измерительных приборов на экспериментальной установке с рабочим участком «Устройство удаления газов»

В ходе эксперимента обеспечивался контроль следующих параметров:

– давление и температура среды в рабочем участке, ПГ и имитаторе гидроемкости ГЕ-2;

– расход парогазовой смеси, поступающей в теплообменник УУГ и имитатор гидроемкости;

– уровень жидкости в парогенераторе, имитаторе ГЕ-2 и мерных баках;

– температура поверхности стенок имитатора ГЕ-2;

– температура воздуха, подходящего снизу к трубному пучку рабочего участка;

– скорость воздуха на входе и выходе имитатора МОП;

– температура потока и внешней поверхности трубок, а также температура воздуха в межтрубном пространстве в трех сечениях по высоте теплообменных труб № 4 и № 14.

Давление сред в элементах стенда контролировалось с помощью дифференциальных преобразователей МЕТРАН-100-ДИ. Измерение уровней в корпусе ПГ, в имитаторе ГЕ-2 и мерных емкостях производилось гидростатическим методом с помощью дифманометров типа Метран-ДД.

Температура среды внутри основных элементов стенда, в имитаторе межоболочечного пространства и в экспериментальном боксе регистрировалась кабельными термопарами типа хромель-копель (ХК) (термопарный кабель типа КТМС, диаметром 1 мм).

С помощью вихревого расходомера Rosemount-8800D, установленного на паропроводе до модели ГЕ-2 и рабочего участка, контролировался расход ПГС. Согласно паспорту прибора нижняя граница регистрации объемного расхода составляет $1{,}5 \cdot 10^{-3}$ м^3/с.

Скорость и температура воздушного потока на входе и выходе имитатора МОП замерялись с помощью термоанемометра Testo 425, паспортные характеристики которого следующие:

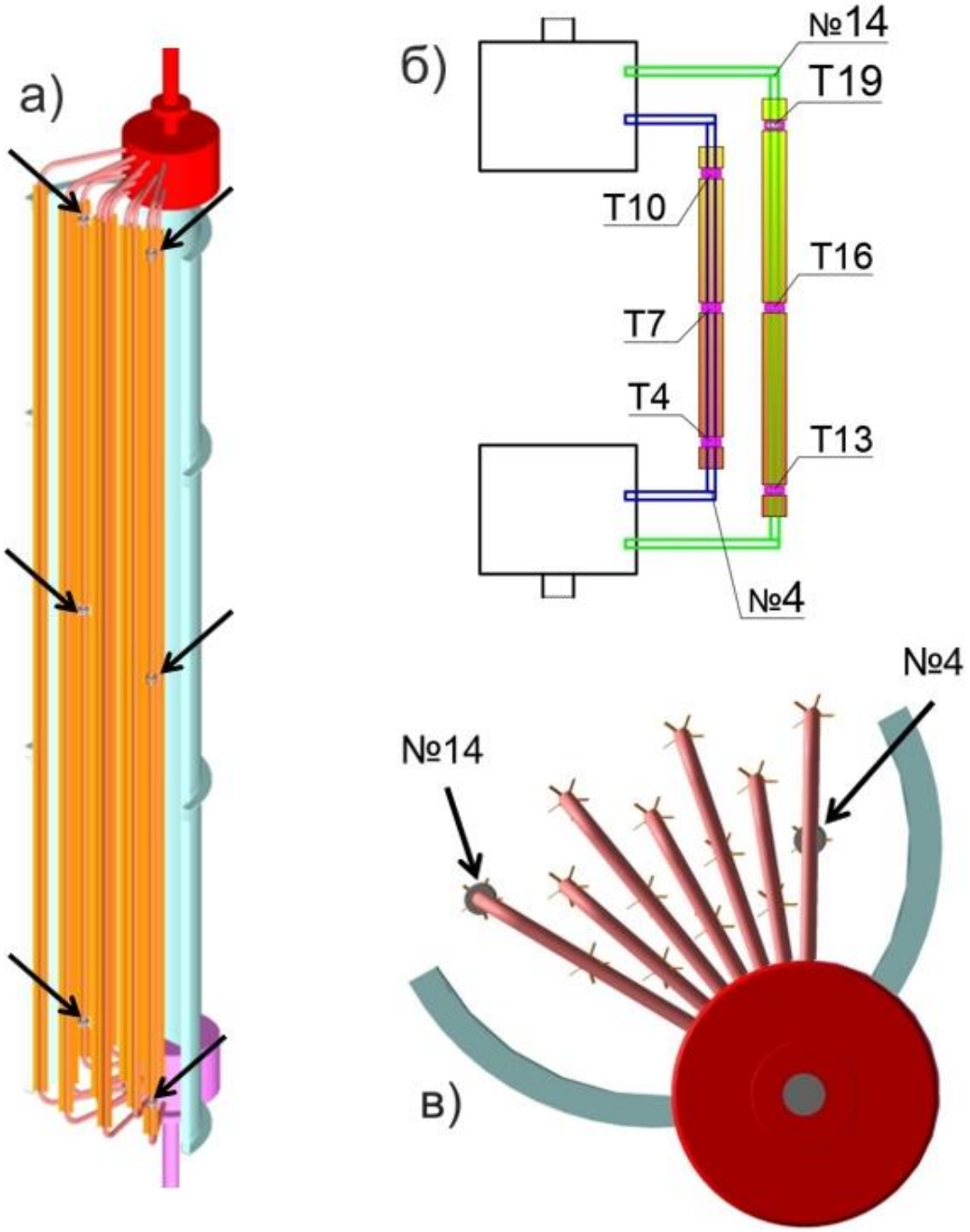
– диапазон измеряемых температур: от –20 до +70 °С;

– диапазон измеряемых скоростей: от 0 до 20 м/с (точность ±0,03 м/с).

Термоанемометр Testo 425 соответствует стандарту 89/336/EEC и предназначен для измерения скорости воздушного потока в воздуховодах

посредством подсоединенного зонда. При измерении скорости воздуха показания прибора усреднялись в течение 60 с.

На рисунке 2.5 показан рабочий участок УУГ с отмеченными стрелками местами размещения термопар. Для наглядности трубки № 4 и № 14 показаны отдельно.



а) – общий вид на теплообменник-конденсатор; б) – размещение термопар по высоте трубок №4 и №14; в) – вид сверху на рабочий участок; T4, T7, T10 – термопары внутри трубки №4; T13, T16, T19 – термопары внутри трубки №14

Рисунок 2.5 – Теплообменник-конденсатор УУГ

Система сбора данных фиксировала показания датчиков с частотой 4 Гц. Перечень измеряемых на стенде параметров с указанием высотных отметок размещения датчиков приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Контрольно-измерительные приборы, установленные на стенде

Обозна-чение	**Измеряемая величина**	**Высотная отметка, мм**
1	2	3
T1	температура в имитаторе ГЕ-2 (верх), ºС	5730
T2	температура в имитаторе ГЕ-2 (низ), ºС	1920
T3	температура в имитаторе ГЕ-2 (середина), ºС	5340
T4	температура среды внутри теплообменной трубки №4 (нижнее сечение), ºС	4790
T5	температура внутренней поверхности стенки теплообменной трубки №4 (нижнее сечение), ºС	
T6	температура наружной поверхности стенки теплообменной трубки №4 (нижнее сечение), ºС	
T7	температура среды внутри теплообменной трубки №4 (среднее сечение), ºС	5915
T8	температура внутренней поверхности стенки теплообменной трубки №4 (среднее сечение), ºС	
T9	температура наружной поверхности стенки теплообменной трубки №4 (среднее сечение), ºС	
T10	температура среды внутри теплообменной трубки №4 (верхнее сечение), ºС	7580
T11	температура внутренней поверхности стенки теплообменной трубки №4 (верхнее сечение), ºС	
T12	температура наружной поверхности стенки теплообменной трубки №4 (верхнее сечение), ºС	7580
T13	температура среды внутри теплообменной трубки №14 (нижнее сечение), ºС	4705
T14	температура внутренней поверхности стенки теплообменной трубки №14 (нижнее сечение), ºС	
T15	температура наружной поверхности стенки теплообменной трубки №14 (нижнее сечение), ºС	
T16	температура среды внутри теплообменной трубки №14 (среднее сечение), ºС	6210
T17	температура внутренней поверхности стенки теплообменной трубки №14 (среднее сечение), ºС	

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
T18	температура наружной поверхности стенки теплообменной трубки №14 (среднее сечение), ºС	6210
T19	температура среды внутри теплообменной трубки №14 (верхнее сечение), ºС	7550
T20	температура внутренней поверхности стенки теплообменной трубки №14 (верхнее сечение), ºС	
T21	температура наружной поверхности стенки теплообменной трубки №14 (верхнее сечение), ºС	
T24	температура воздуха на входе в теплообменник, ºС	4370
T26	температура среды на входе в верхний коллектор теплообменника УУГ, ºС	8200
T27	температура среды на выходе из нижнего коллектора теплообменника УУГ, ºС	4120
T28	температура на поверхности корпуса имитатора гидроемкости ГЕ-2, ºС	5120
T29	температура на поверхности корпуса имитатора гидроемкости ГЕ-2, ºС	4520
T30	температура на поверхности корпуса имитатора гидроемкости ГЕ-2, ºС	3920
T31	температура на поверхности корпуса имитатора гидроемкости ГЕ-2, ºС	3320
T32	температура на поверхности корпуса имитатора гидроемкости ГЕ-2, ºС	2720
T33	температура на поверхности корпуса имитатора гидроемкости ГЕ-2, ºС	2120
T36	температура среды в парогенераторе, ºС	4030
P5	давление в накопительном баке, МПа	4760
P6	давление на входе в модель ТК УУГ, МПа	8230
P7	давление на выходе из модели ТК УУГ, МПа	4200
P8	давление в имитаторе гидроемкости ГЕ-2, МПа	5760
P9	давление азота, МПа	–
P10	давление гелия, МПа	–
G3	объемный расход пара на входе в стенд, $м^3$/ч	8800
dP7	уровень в сливном баке, кПа	700/1800
dP8	уровень в мерном баке, кПа	520/1690
dP9	уровень в парогенераторе, кПа	3430/5360
V1	скорость воздуха на входе в трубный пучок, м/с	4390
V2	скорость воздуха на выходе из трубного пучка, м/с	7640

В процессе экспериментов информация от системы КИПиА передается на систему автоматизированного сбора научной информации (АСНИ) на базе персонального компьютера. АСНИ предназначена для сбора, накопления, хранения и отображения информации.

Термопары подключаются к входу контроллеров WAGO 750-469. Каждая термопара была предварительно проградуирована.

Датчики давления, расхода пара, уровней жидкости имеют токовый выходной сигнал 4-20 мА и подключаются ко входу контроллеров WAGO 750-466.

Персональный компьютер осуществляет управление сбором исходной информации, ее накопление, обработку, хранение и отображение на дисплее в табличной и графической форме. Вся система управляется интерактивной программой оператора, написанной с помощью программного пакета LabView. Программы контроллеров выполнены при помощи среды разработки WAGO-I/O-PRO32 (МЭК 16131-3).

Подготовка системы АСНИ к работе и работа с оборудованием, входящим в состав системы, осуществлялась в соответствии с руководством пользователя.

2.1.3 Методика проведения экспериментов

Эксперименты проводились автором диссертации в несколько этапов в соответствии с разработанной им методикой.

На первом этапе целью выполнения опытов было определение максимальной конденсационной мощности модели ТК как при использовании гладких теплообменных труб, так и оребренных.

Далее, на втором этапе, были выполнены эксперименты по исследованию влияния состава парогазовой смеси на эффективную работу теплообменника-конденсатора. Для получения представительных результатов начальные параметры парогазовой смеси соответствовали параметрам ПГС в первом контуре на момент включения устройства удаления газов в работу. Расчетным путем было получено, что в этот момент давление в первом контуре составляет ~ 0,36 МПа. Концентрация азота в смеси, направляемой в теплообменник-охладитель, составляет

0,25 кг азота/кг пара, и соответствует концентрации смеси газов, которые накапливаются в «холодном» коллекторе парогенератора к концу первых суток после начала аварии. Данные результаты были получены экспериментально коллективом исследователей (С.Г. Калякин, А.В. Морозов, О.В. Ремизов и др.) в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» при исследовании работы гидроемкостей второй ступени на крупномасштабном стенде ГЕ-2М [78].

Безопасность проводимых экспериментальных исследований, согласно общепринятой практике, обеспечивается использованием гелия вместо водорода, который образуется в первом контуре РУ. Поэтому помимо паро-азотной смеси использовались паро-гелиевая и паро-азотно-гелиевая смеси.

На первом этапе исследования проводились по следующей методике. Перед непосредственными измерениями производится подготовка стенда. Для этого в баке подготовки смеси *3* и парогенераторе *1* (здесь и далее обозначены позиции, представленные на рисунке 2.1) за счет работы электронагревателей последнего повышаются давление и температура пара до требуемых значений. Затем осуществляется прогрев основных элементов стенда до установления изотермического режима, что обеспечивает компенсацию тепловых потерь. В это время по мере поступления пара в ЭУ теплообменник-конденсатор УУГ заполняется конденсатом. Часть генерируемого пара из БПС отводится системой поддержания давления *2*, а также стравливается через воздушный клапан в атмосферу.

В процессе разогрева ЭУ, с помощью системы подогрева воздуха *8* достигается требуемая температура воздуха на входе в имитатор межоболочечного пространства *10*. Температура нагрева контролируется термопарами, рассредоточенными по высоте в трех сечениях ТК (таблица 2.1).

Прогрев стенда продолжается до установления изотермического режима в его основных элементах. После этого открываются вентили на линии связи между имитатором ГЕ-2 и рабочим участком. Далее происходит открытие арматуры на мерных емкостях.

Движение среды из БПС в модель ТК происходит из-за возникающего в процессе конденсации пара внутри теплообменных трубок разряжения.

Образующийся конденсат стекает в мерный бак *7*, где с помощью датчика МЕТРАН-100-ДД регистрируется изменение количества сконденсировавшегося в рабочем участке пара. По скорости накопления конденсата рассчитывается расход пара, отводимого ТК. Аналогичным способом определяется расход пара, сконденсированного в имитаторе гидроемкости ГЕ-2.

Измерение конденсационной мощности проводится при стабилизации расхода пара, то есть после выхода ЭУ на стационарный режим работы. После снятия показаний выполняются технологические операции по останову стенда.

На втором этапе исследований описанная ранее методика проведения экспериментов дополняется следующими действиями. После установления стационарного режима с помощью системы подачи газа *4* в БПС *3* поступает газ заданной концентрации. Разряжение, возникающее при конденсации пара в УУГ, обеспечивает движение парогазовой смеси в рабочий участок и имитатор емкости ГЕ-2, что приводит к их постепенному заполнению газом. При этом закономерно снижается расход ПГС в модель ТК, а давление в баке подготовке смеси повышается, что может привести к нарушению постоянства показаний давления, температуры и концентрации неконденсирующихся газов на протяжении эксперимента. В такой ситуации, чтобы избежать превышения давления в БПС, избыточное количество парогазовой смеси перенаправляется в конденсатор *2* системы поддержания давления.

В опытах показания приборов записываются до полного прекращения поступления ПГС в модель теплообменника УУГ, которое определяется по прекращению роста уровня конденсата в мерных баках. Затем выполняются технологические операции по останову стенда.

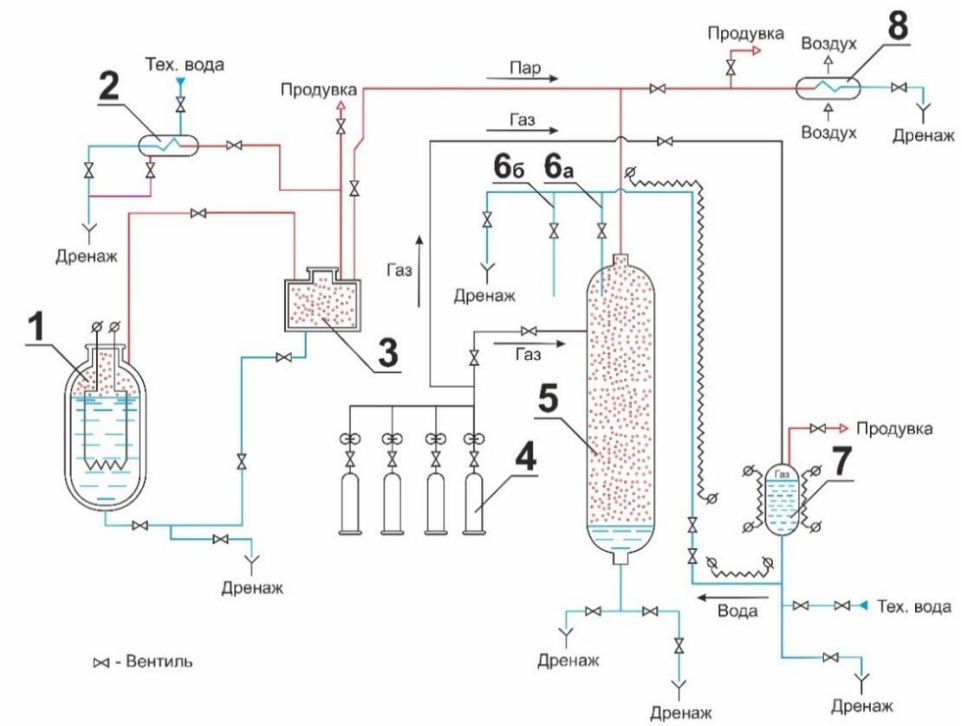
На третьем этапе исследований были проведены эксперименты, задачей которых было определение возможных способов поддержания конденсационной мощности теплообменника-конденсатора для продления времени функционирования самой системы удаления неконденсирующихся газов. Для этого, согласно методике второго этапа исследований, одновременно с подачей ПГС в рабочий участок открывается сбросной вентиль (воздушник), расположенный на нижнем коллекторе

теплообменника-конденсатора. С его помощью происходит стравливание скапливающихся газов в пространство кожуха (модель межоболочечного пространства). Таким образом обеспечивается поддержание конденсационной мощности теплообменника УУГ. После снятия показаний выполняются технологические операции по останову стенда.

2.2 Рабочий участок «Конденсация на струях»

2.2.1 Описание экспериментальной установки с рабочим участком КНС

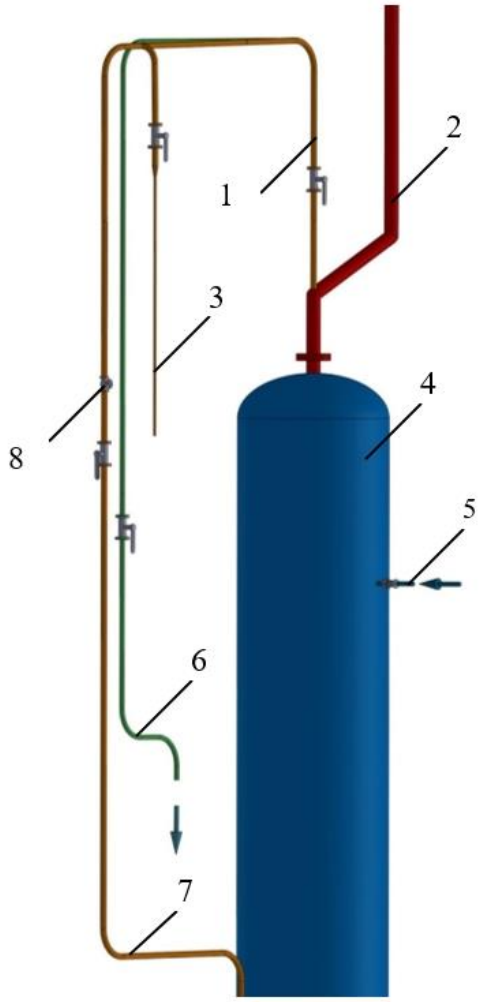
Целью проведения экспериментов на рабочем участке КНС являлось изучение контактной конденсации пара и струи жидкости в присутствии неконденсирующихся газов. На рисунке 2.6 представлена принципиальная схема ЭУ для исследования контактной конденсации пара.



1 – парогенератор; 2 – конденсатор системы поддержания давления; 3 – бак подготовки смеси; 4 – баллоны системы подачи газа; 5 – модель гидроемкости второй ступени; 6 – основная (а) и дублирующая (б) линии трубки подачи воды; 7 – напорный бак; 8 – воздушный теплообменник

Рисунок 2.6 – Принципиальная технологическая схема экспериментальной установки с рабочим участком КНС

Фактическое расположение трубок рабочего участка КНС показано на рисунке 2.7.



1 – основная подающая трубка; 2 – паропровод от БПС; 3 – дублирующая трубка; 4 – модель гидроемкости второй ступени; 5 – линия связи с газовой системой; 6 – продувочная трубка; 7 – напорная линия; 8 – игольчатый вентиль

Рисунок 2.7 – Рабочий участок КНС

Рабочий участок «Конденсация на струях» представляет собой две параллельные трубки наружным диаметром 8 мм с толщиной стенки 1 мм, соединенные с напорным баком. Основная трубка *6а* входит в имитатор гидроемкости второй ступени (описан в пункте 2.1.1). По ней в объем имитатора поступает жидкость в виде струи, которая через некоторое расстояние дробится на капли. Дублирующая трубка *6б* выведена в атмосферу, что позволяет визуально исследовать характер истечения струи из цилиндрического отверстия. Жидкость в

трубки *6а* и *6б* подается из напорной емкости *7*. Из-за её размещения ниже имитатора гидроемкости *5* для подъема жидкости на необходимую высоту и обеспечения постоянного расхода струи в напорном баке *7* с помощью газовой системы нагнетается избыточное давление.

Вспомогательные системы (парогенератор *1* (рисунок 2.6), бак подготовки смеси *3*, мерные емкости, конденсатор системы поддержания давления *2,* и газовая система *4*) экспериментальной установки соответствуют системам, описанным в пункте 2.1.1.

Воздушный теплообменник *8* – это модель теплообменника-конденсатора УУГ, обеспечивающая возможность измерения расхода пара на стенде, так как используемый расходомер Rosemount-8800D способен регистрировать объемный расход пара только при его значении выше 5,5 $м^3$/ч. Поэтому после прогрева стенда и выхода его на стационарный режим пар с фиксированным расходом направляется в теплообменник *8,* тем самым выводя расходомер в рабочую область измерений.

2.2.2 Контрольно-измерительные приборы

Датчики, применяемые в системе сбора данных, и параметры, регистрируемые ими, соответствуют описанным ранее в пункте 2.1.2 диссертационной работы. Однако, для проведения опытов на рабочем участке КНС экспериментальная установка была дооснащена необходимыми КИП, которые позволяет регистрировать:

– температуру среды на входе в имитатор гидроемкости ГЕ-2;

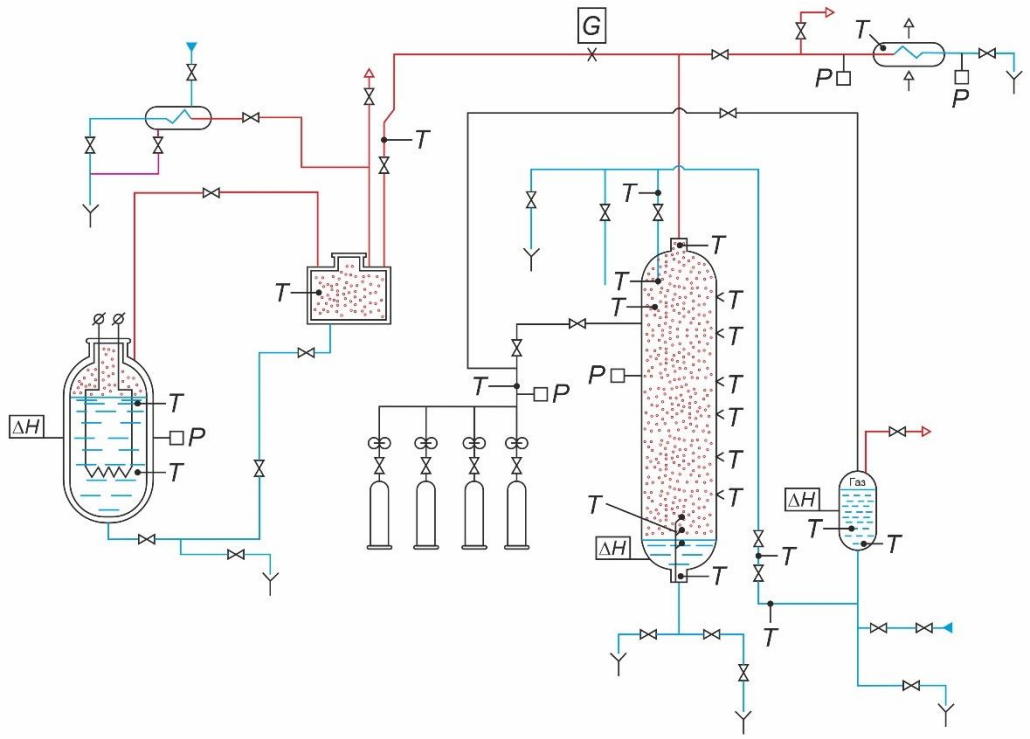
– температуру конденсата в нижней части имитатора гидроемкости;

– температуру жидкости в напорном баке;

– температуру поверхности стенки трубки, соединяющей напорный бак и имитатор гидроемкости;

– температуру воды внутри трубки, входящей в имитатор ГЕ-2 (одна перед входом в сосуд, другая за 10 мм до среза трубки).

Размещение измерительных приборов на экспериментальной установке представлено на рисунке 2.8.



G – расходомер; *T* – термопары; Δ*H* – уровнемеры; *P* – датчики давления
Рисунок 2.8 – Размещение контрольно-измерительных приборов на экспериментальной установке с рабочим участком «Конденсация на струях»

В процессе дооснащения экспериментальной установки контрольно-измерительными приборами система автоматизированного сбора научной информации также была модернизирована под соответствующие требования к проводимым экспериментам.

2.2.3 Методика проведения экспериментов

Опыты на стенде с рабочим участком КНС проводились в несколько этапов, по разработанной автором диссертации методике.

Первый этап – предварительный. В ходе экспериментов проводилась тарировка игольчатого вентиля *8* (рисунок 2.7), с помощью которого регулируется расход жидкости. С этой целью напорный бак заполнялся водой. Для организации последующего движения жидкости в верхнюю часть бака с помощью газовой системы закачивался азот и создавалось избыточное давление. После этого начинали дискретно открывать игольчатый вентиль. Жидкость по дублирующей трубке *6б* (рисунок 2.6) в виде струи вытекала в атмосферу. По скорости снижения уровня

жидкости в напорном баке определялся расход, соответствующий конкретному положению вентиля.

Параллельно с этим проводилась фотосъёмка струи, в результате которой определялись такие параметры, как длина сплошного участка, диаметр капель. Затем вентиль на напорной линии перекрывался, и напорный бак снова заполнялся до начального уровня. Процедуры повторялись требуемое число раз. После проведения опытов производились операции по останову ЭУ.

Второй этап – исследование конденсации «чистого» пара на струе жидкости, подаваемой непосредственно в имитатор ГЕ-2. Перед каждым экспериментом выполняются операции по разогреву стенда, аналогичные тем, что описаны в пункте 2.1.3. Пульсации давления в ходе экспериментов не превышали ±0,002 МПа.

После прогрева основных элементов ЭУ расход пара в модель ГЕ-2 опускается за пределы нижней границы измерения вихревого расходомера Rosemount-8800D, в результате чего при подаче воды в объем гидроемкости становится невозможным контроль за изменением расхода пара. В связи с этим, для создания постоянного «базового» расхода пара, который способен регистрировать используемый расходомер, открывается арматура на линии связи с воздушным теплообменником *8* (рисунок 2.6).

После стабилизации показаний расходомера открывается вентиль на основной трубке *6а* (рисунок 2.6) и в объем имитатора ГЕ-2 начинает поступать струя воды, на которой происходит конденсация пара, которая приводит к повышению притока пара из ПГ в имитатор гидроемкости. Конденсат и вода, поступившая из напорного бака за время одного впрыска, накапливаются в нижней части модели ГЕ-2.

После стабилизации показаний расходомера на новом уровне, подача жидкости прекращается (посредством перекрытия вентиля на основной трубке) и расход пара возвращается к прежним значениям. Напорный бак вновь наполняется до начального уровня. Далее на игольчатом вентиле *8* (рисунок 2.7) выставляется новое положение, и подача жидкости осуществляется с другим расходом. Так эксперименты выполняются по описанной выше методике пока не будет пройден заданный диапазон расходов.

Третий этап – исследование конденсации пара на струе жидкости в присутствии неконденсирующихся газов. Отличие методики заключается в том, что после первой подачи жидкости в «чистый» пар, с помощью газовой системы в объем имитатора гидроемкости закачивается необходимая масса азота или гелия, таким образом, создается парогазовую смесь. Также в проводимых экспериментах расход пара выбран из условий организации оптимальной длительности подачи жидкости из напорного бака.

После стабилизации показаний расходомера Rosemount-8800D в имитатор гидроемкости подается струя воды, и эксперименты выполняются по методике второго этапа до тех пор, пока не будет пройден заданный диапазон концентраций газов.

В процессе проводимых исследований непрерывно регистрируются: расход пара, параметры сред (давление и температура) и уровень воды (а также конденсата) в парогенераторе, имитаторе ГЕ-2 и напорном баке.

2.3 Оценка погрешностей измерения основных параметров экспериментов

Погрешность измерения параметров, чаще всего, включает в себя несколько составляющих: инструментальную (точность средств измерения, используемых на стенде), методическую (связанную с несовершенством методики измерения; применением приближённых («упрощённых») формул в случае косвенных измерений; отличием реального объекта от принятой модели) и погрешность отсчета (точность модулей системы сбора данных, снимающих показания со средств измерения).

Количественно методическую составляющую погрешности для однократных измерений единичных экспериментов оценить представляется достаточно сложной задачей. Это связано с тем, что требуется проведение дополнительного экспериментального метрологического исследования принятого метода измерения [79]. Однако о влиянии выбранной методики проведения экспериментов на общую погрешность можно судить по результатам измерений каких-либо параметров,

выполненных как минимум двумя различными способами. Так в ходе проводимых экспериментов расход пара определялся по показаниям вихревого расходомера «Rosemount-8800D и по скорости накопления конденсата в мерном баке. Расхождение в показаниях расхода пара, измеряемого по двум методам, не превышало 4,5 %.

Основной вклад в погрешности прямых однократных измерений теплофизических параметров вносила погрешность используемых измерительных приборов. Как было отмечено ранее в пункте 2.1.2, в состав измерительной системы входят персональный компьютер и система сбора фирмы WAGO. К системе сбора подключаются термопары, датчики давления, расходов и уровней, которые были предварительно поверены и аттестованы.

В таблице 2.2 представлены погрешности основных параметров, измеряемых датчиками (при доверительной вероятности 0,95).

Таблица 2.2 – Погрешности средств измерений, размещенных на экспериментальной установке

Параметр	Первичный датчик	Вторичный измерительный преобразователь
Температура среды в элементах стенда	Термопары КТМС с индивидуальной градуировкой 0,1 %	Контроллер WAGO 750-469, ошибка измерения 0,8 %
Давление среды в элементах ЭУ	Датчик «Метран-100 ДИ», погрешность 0,25%, индивидуальная градуировка 0,4 %	Контроллер WAGO 750-466, ошибка измерения 0,2 %
Объемный расход пара/ПГС перед модели ТК и имитатором ГЕ-2	Датчик «Rosemount-8800D», погрешность 1,0 %	Контроллер WAGO 750-466, ошибка измерения 0,2 %
Уровень жидкости в мерных баках	Датчик «Метран-100 ДД», погрешность 0,25 %, индивидуальная градуировка 0,4 %	Контроллер WAGO 750-466, ошибка измерения 0,2 %
Скорость воздуха на входе/выходе трубного пучка модели ТК УУГ	Термоанемометр Testo 425, погрешность измерений: ± 0,03 м/с + 5 % значения	–

Погрешность каналов измерения температуры состоит из погрешности усилителей (0,8 %) и погрешности тарировочной характеристики термопар (0,1 %) и составляет 0,81 %.

Погрешность каналов измерения давления состоит из погрешностей усилителей – (0,2 %), датчика «Метран-100 ДИ» – (0,25 %) и погрешности тарировочной характеристики по показаниям образцового манометра – (0,4 %) и составляет 0,51 %.

Погрешность каналов измерения перепадов давления состоит из погрешностей усилителей – (0,2 %), датчика «Метран-100 ДД» – (0,25 %) и погрешности тарировочной характеристики по показаниям образцового манометра – (0,4 %) и равняется 0,51 %.

Погрешность измерения объемного расхода пара на стенд складывается из относительной погрешности вихревого расходомера «Rosemount-8800D (1 %) погрешности усилителя – (0,2 %) и составляет 1,02 %.

Погрешность термоанемометра Testo 425 состоит из погрешностей показаний скорости воздуха – (0,68 %) и температуры воздуха – (0,81 %) и составляет 1,06 %.

Следующие измерения являлись косвенными: массовые расходы пара и воды, массовая концентрация газов.

Погрешности косвенных измерений определяются по стандартному соотношению [79].

$$\Delta Y = \sqrt{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\partial Y}{\partial X_i}\Delta X_i\right)^2}, \qquad (2.1)$$

где Y – измеряемая величина косвенным способом, ΔX_i – погрешности прямых экспериментальных измерений.

Массовый расход пара G_{s1} определялся по прямым измерениям объемного расхода пара Q_s, полученным от расходомера «Rosemount-8800D, и плотности пара ρ_s, определенной по таблице термодинамических свойств воды и водяного пара по давлению и температуре. Последние были получены прямыми измерениями с помощью датчика давления Метран-100 ДИ и термопары.

$$G_{s1} = Q_s \cdot \rho_s. \qquad (2.3)$$

Таким образом, погрешность измерения массового расхода пара определялась, как:

$$\Delta G_{s1} = \sqrt{\left(\frac{\partial G_{s1}}{\partial Q_s}\Delta Q_s\right)^2 + \left(\frac{\partial G_{s1}}{\partial \rho_s}\Delta \rho_s\right)^2} = \sqrt{\left(\rho_s \cdot \Delta Q_s\right)^2 + \left(Q_s \cdot \Delta \rho_s\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\rho_s{}^2 \cdot Q_s{}^2\left(\delta Q_s{}^2 + \delta \rho_s{}^2\right)} = \tag{2.4}$$

$$= Q_s \cdot \rho_s \cdot \sqrt{\delta Q_s{}^2 + \left(\sqrt{\delta T_s{}^2 + \delta P_s{}^2}\right)^2} = Q_s \cdot \rho_s \cdot \delta G_{s1},$$

где $\delta G_{s1} = \sqrt{\delta Q_s{}^2 + \delta T_s{}^2 + \delta P_s{}^2}$ – относительная погрешность измерения массового расхода пара с помощью вихревого расходомера.

Также массовый расход пара G_{s2} определялся по изменению массы $m_ж$ конденсата, скапливающегося в мерных баках, за время эксперимента τ. Изменение массы есть функция изменения объема жидкости $V_ж$, который в свою очередь зависит от её уровня $\Delta h_ж$. Уровень жидкости измерялся по показаниям уровнемера, в качестве которого использовался Метран-100 ДД. Диаметр мерных емкостей был измерен с помощью штангенциркуля ШЦ-3-500 (погрешность измерения 0,01 %). Приведенная погрешность измерения времени равна 10^{-5} %.

$$G_{s2} = G_ж = \frac{\Delta m_ж}{\tau} = \frac{\rho_ж \cdot V_ж}{\tau} = \frac{\rho_ж}{\tau} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \Delta h_ж = \frac{\rho_ж}{\tau} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot \frac{\Delta P}{\rho_ж \cdot g} = \frac{\pi \cdot \Delta P \cdot d^2}{4 \cdot \tau \cdot g}. \tag{2.5}$$

Отсюда получим, что $G_{s2} = A \cdot \frac{\Delta P \cdot d^2}{\tau}$, где коэффициент $A = \frac{\pi}{4g} = const$.

Погрешность измерения массового расхода пара по данному способу определялась по следующему соотношению:

$$\Delta G_{s2} = \sqrt{\left(\frac{\partial G_{s2}}{\partial \Delta P}\Delta(\Delta P)\right)^2 + \left(\frac{\partial G_{s2}}{\partial d}\Delta d\right)^2 + \left(\frac{\partial G_{s2}}{\partial \tau}\Delta \tau\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{A \cdot d^2}{\tau} \cdot \Delta P \cdot \delta(\Delta P)\right)^2 + \left(\frac{2A \cdot \Delta P \cdot d}{\tau} \cdot d \cdot \delta d\right)^2 + \left(-\frac{A \cdot \Delta P \cdot d^2}{\tau^2} \cdot \tau \cdot \delta \tau\right)^2} = \tag{2.6}$$

$$= A \cdot \frac{\Delta P \cdot d^2}{\tau} \cdot \sqrt{\delta(\Delta P)^2 + 4 \cdot \delta d^2 + \delta \tau^2} = \frac{\pi \cdot \Delta P \cdot d^2}{4 \cdot \tau \cdot g} \cdot \delta G_{s2},$$

где $\delta G_{s2} = \sqrt{\delta(\Delta P)^2 + 4 \cdot \delta d^2 + \delta\tau^2}$ – относительная погрешность измерения расхода пара по изменению уровня образующегося конденсата.

Аналогичным способом определялся расход воды G_w, истекающей из напорного бака по трубке в паровое пространство имитатора гидроемкости.

Массовую концентрацию газов в паре C_g определялась как отношение массовых расходов газа G_g и пара G_{s1}.

$$C_g = \frac{G_g}{G_{s1}}. \tag{2.7}$$

Массовый расход газа вычислялся по следующему соотношению:

$$G_g = \frac{m_g}{\tau} = \frac{\rho_g \cdot V_б}{\tau}, \tag{2.8}$$

где m_g – масса газа, τ – время подачи газа, $V_б = const$ – объем баллона, заполненного газом.

Погрешность измерения массовой концентрации газа в паре была оценена по соотношению

$$\begin{gathered}
\Delta C_g = \sqrt{\left(\frac{\partial C_g}{\partial \Delta\rho_g}\Delta\rho_g\right)^2 + \left(\frac{\partial C_g}{\partial G_{s1}}\Delta G_{s1}\right)^2 + \left(\frac{\partial C_g}{\partial \tau}\Delta\tau\right)^2} = \\
= \sqrt{\left(\frac{V_б}{G_{s1}\cdot\tau}\Delta\rho_g\right)^2 + \left(-\frac{\rho_g \cdot V_б}{G_{s1}^{\ 2}\cdot\tau}\Delta G_{s1}\right)^2 + \left(-\frac{\rho_g \cdot V_б}{G_{s1}\cdot\tau^2}\Delta\tau\right)^2} = \\
= \sqrt{\left(\frac{V_б}{G_{s1}\cdot\tau}\cdot\rho_g\cdot(\sqrt{\delta P_g^{\ 2} + \delta T_g^{\ 2}})\right)^2 + \left(-\frac{\rho_g \cdot V_б}{G_{s1}^{\ 2}\cdot\tau}\cdot G_{s1}\cdot\delta G_{s1}\right)^2 + \left(-\frac{\rho_g \cdot V_б}{G_{s1}\cdot\tau^2}\cdot\tau\cdot\delta\tau\right)^2} = \\
= \frac{\rho_g \cdot V_б}{G_{s1}\cdot\tau}\cdot\sqrt{\delta P_g^{\ 2} + \delta T_g^{\ 2} + \delta G_{s1}^{\ 2} + \delta\tau^2} = \frac{\rho_g \cdot V_б}{G_{s1}\cdot\tau}\cdot\delta C_g,
\end{gathered} \tag{2.9}$$

где $\delta C_g = \sqrt{\delta P_g^{\ 2} + \delta T_g^{\ 2} + \delta G_{s1}^{\ 2} + \delta\tau^2}$ – относительная погрешность измерения концентрации газа в паре.

Таким образом, погрешности определения косвенных величин составили:

– для массового расхода пара, рассчитываемого по формуле (2.3) – 1,40 %;

– для массовых расходов пара и воды, определяемых по (2.5) – 0,51 %;

– для массовой концентрации газа в паре, вычисляемой по (2.7) – 1,70 %;

– для безразмерного комплекса $\frac{\Delta G_{s0}}{G_w}$ – 1,49 %.

Выводы по главе 2

Для проведения экспериментального моделирования процессов конденсации пара внутри пучка вертикальных оребренных труб и на струях свободно падающей жидкости в присутствии неконденсирующихся газов при параметрах, соответствующих аварийному состоянию главного циркуляционного контура РУ ВВЭР, в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» при участии автора диссертации была создана установка с рабочими участками «Устройство удаления газов» и «Конденсация на струях», оборудованная системой автоматизированного измерения и сбора основных параметров.

Для проведения экспериментов на данном стенде автором были разработаны оригинальные программы-методики.

Была проведена оценка погрешности определения основных измеряемых и косвенных параметров.

Глава 3. Экспериментальное исследование влияния неконденсирующихся газов на работу воздухоохлаждаемого оребренного теплообменника устройства удаления газов

Для исследования теплообмена при конденсации пара внутри оребренных труб, охлаждаемых воздухом, при описанных ранее параметрах и обоснования применимости устройства удаления неконденсирующихся газов из парогенератора в перспективных проектах ВВЭР в АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» автором диссертации были выполнены экспериментальные работы на ЭУ с рабочим участком УУГ.

Экспериментальные исследования для удобства обработки полученных результатов были разделены на четыре этапа.

На первом этапе определялась конденсационная мощность модели ТК при использовании гладких и оребренных труб. Для этого в трубный пучок подавался «чистый» пар. Сначала опыты выполнялись с гладкими трубками диаметром 16 мм и толщиной стенки 1,5 мм. Затем была произведена замена гладких труб на оребренные. Диаметр, толщина стенки и длина теплопередающих трубок соответствуют проектным размерам трубки теплообменника-конденсатора (более подробная информация приведена ранее в пункте 2.1.1).

Далее на втором этапе исследовалось влияние неконденсирующегося газа на длительность работы рабочего участка с различным видом трубного пучка [80, 81]. В проводимых опытах в модель ТК поступала паро-азотная смесь с концентрацией азота 0,25 кг азота/кг пара, соответствующей эквивалентной концентрации всех газов, скапливающихся в «холодном» коллекторе парогенератора спустя 24 ч после начала аварии [45]. Давление сред как «чистого» пара, так и ПГС поддерживалась постоянной – 0,36 МПа.

На третьем этапе были выполнены опыты, цель которых заключалась в исследовании влияния «легкого» газа, а также смеси «легких» и «тяжелых» газов на конденсационную мощность теплообменника-конденсатора [82, 83]. В данных экспериментах использовался только оребренный трубный пучок.

И наконец, на четвертом этапе исследований была рассмотрена возможность поддержания конденсационной мощности модели ТК в течении длительного времени при поступлении в неё парогазовой смеси. Для этого были проведены опыты с отводом ПГС из верхнего и нижнего коллекторов рабочего участка.

Во всех проводимых экспериментах температура воздуха на входе в имитатор межоболочечного пространства поддерживалась в диапазоне (42–48) °С.

Ключевые параметры проведенных опытов представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Отличительные параметры экспериментов

<table>
<tr><th>№ опыта</th><th>Вид трубного пучка УУГ</th><th>Среда на входе в модель ТК</th><th>Наличие/отсутствие сдувки ПГС из теплообменника УУГ</th></tr>
<tr><td>1</td><td>Гладкий</td><td rowspan="2">«Чистый» пар</td><td rowspan="6">Сдувка ПГС отсутствует</td></tr>
<tr><td>2</td><td>Оребрённый</td></tr>
<tr><td>3</td><td>Гладкий</td><td rowspan="2">Паро-азотная смесь</td></tr>
<tr><td>4</td><td rowspan="5">Оребрённый</td></tr>
<tr><td>5</td><td>Паро-гелиевая смесь</td></tr>
<tr><td>6</td><td rowspan="3">Паро-азотно-гелиевая смесь</td></tr>
<tr><td>7</td><td rowspan="2">Присутствует сдувка ПГС</td></tr>
<tr><td>8</td></tr>
</table>

3.1 Исследование влияния вида поверхности теплообмена на эффективность работы устройства удаления неконденсирующихся газов

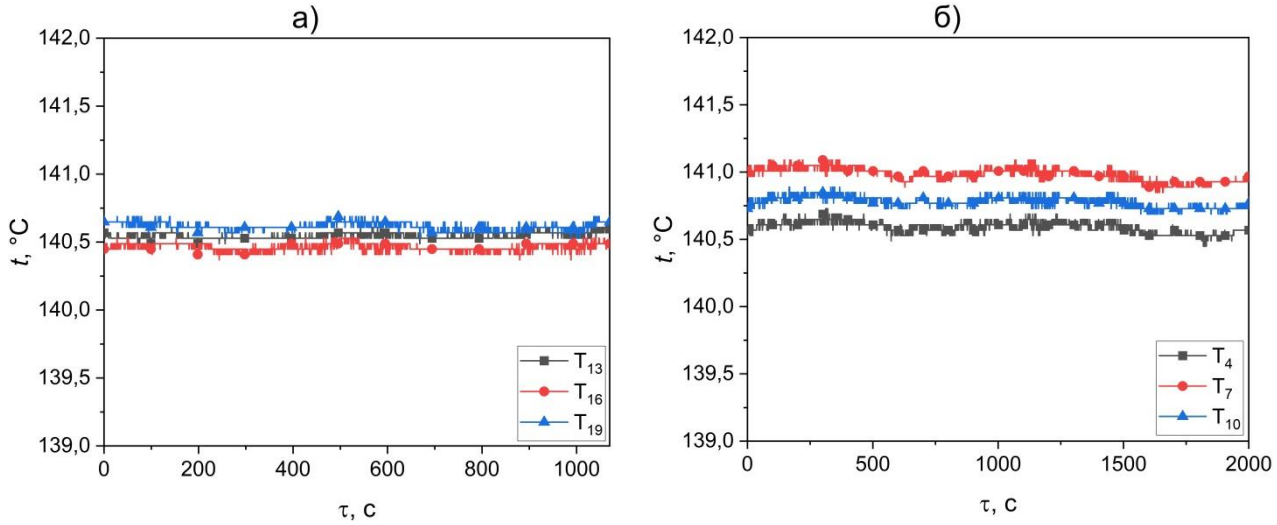
Сначала рассмотрим результаты экспериментов с подачей в рабочий участок «чистого» пара, которые проводились с целью определения максимальной конденсационной мощности рабочего участка УУГ [80]. Для определения максимальной конденсационной мощности на стенде были получены стационарные режимы при давлении пара для обоих видов трубного пучка.

В таблице 3.2 представлены основные параметры проведенных опытов. Следует отметить, что указанные в таблице 3.2 эксперименты являются наиболее длительными стационарными режимами на «чистом» паре, которые предшествуют перед подачей ПГС в опытах № 3 и № 4.

Таблица 3.2 – Основные параметры экспериментов

№ опыта	Давление среды в основных элементах стенда, МПа	Вид трубного пучка	Среда на входе в теплообменник-конденсатор
1	0,367	Гладкий	«Чистый» пар
2	0,366	Оребрённый	

На рисунке 3.1 представлены показания термопар, размещенных внутри гладкой трубки № 14 и оребренной трубки № 4.



а) эксперимент № 1 – гладкие трубки; б) эксперимент № 2 – оребренные трубки; T_{13}, T_{16}, T_{19} – температура в нижней, средней и верхней частях гладкой трубки № 14 соответственно; T_4, T_7, T_{10} – температура в нижней, средней и верхней частях оребренной трубки № 4 соответственно; τ – время

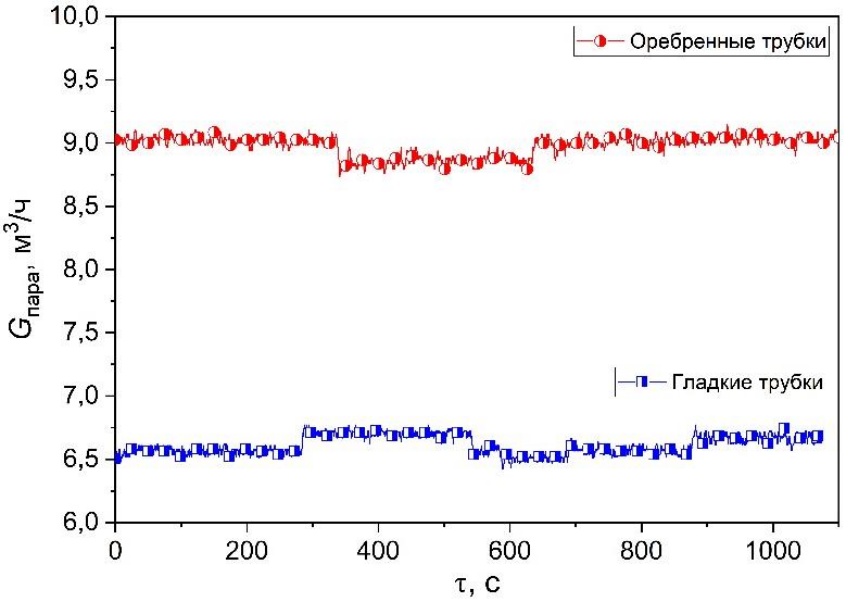
Рисунок 3.1 – Температура среды внутри теплообменных трубок УУГ

Из рисунка 3.1 видно отсутствие скачков температуры в теплообменных трубках модели ТК, что говорит о надлежащем прогреве экспериментальной установки и выходе её на стационарный уровень. Также это является одним из показателей отсутствия в основных элементах стенда неконденсирующихся газов.

На рисунке 3.2 представлены показания вихревого расходомера, установленного на паропроводе в опытах № 1 и № 2.

Проанализировав экспериментальные данные, было определено, что вид трубного пучка значительно влияет на расход пара (на ~ 26 % возрастает после замены гладких труб на оребренные). Это обусловлено тем, что использование

оребренной теплопередающей поверхности увеличивает теплоотдачу от трубок к охлаждающему воздуху.



τ – время; $G_{пара}$ – объемный расход пара

Рисунок 3.2 – Показания расходомера Rosemount-8800D в опытах № 1 и № 2

Результаты сравнения расходов пара, поступающего в рабочий участок УУГ, по показаниям вихревого расходомера и по скорости накопления конденсата в мерном баке представлены на рисунке 3.3 [81].

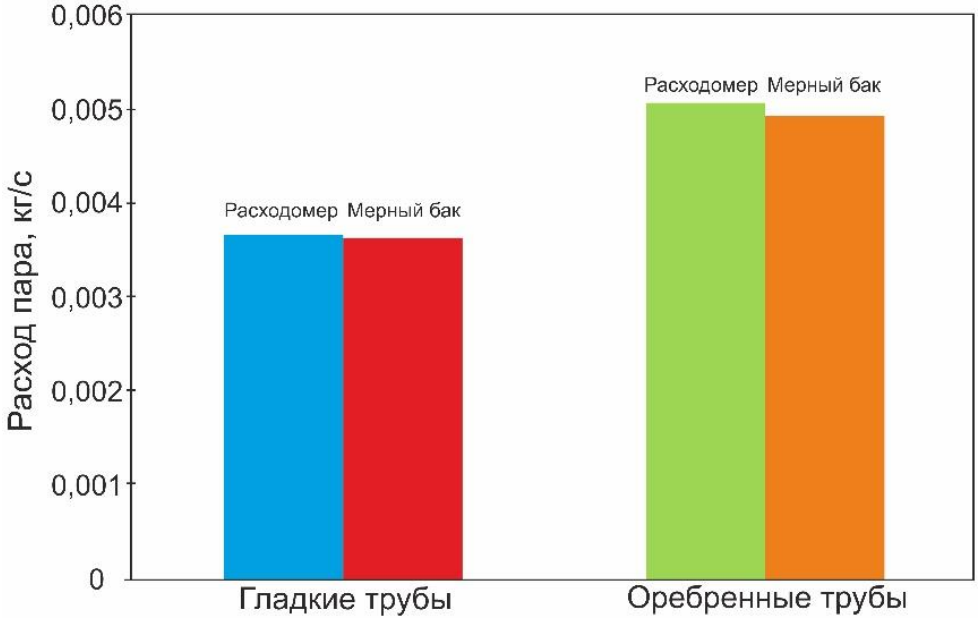


Рисунок 3.3 – Сравнение расходов пара в опытах с разным видом трубного пучка

Как видно из рисунка 3.3, в обоих экспериментах разница сравниваемых значений расходов не превышает 4 %, что говорит о правильности подхода по определению расхода пара по скорости накопления конденсата из модели теплообменника-конденсатор.

Далее полученные экспериментальные данные по температуре, давлению и расходу пара были использованы для определения конденсационной мощности и коэффициента теплопередачи от пара внутри трубок к воздуху для обоих типов теплопередающей поверхности.

В таблице 3.3 представлены исходные данные для расчетной оценки конденсационной мощности.

Таблица 3.3 – Исходные данные для оценки коэффициента теплоотдачи от трубок к охлаждающему воздуху

Характеристика	**Гладкие трубки**	**Оребренные трубки**
Расход пара, кг/с	0,0037	0,0050
Температура пара, °С	140,6	140,7
Теплопроводность материала трубки λ, Вт/(м·°С)	51	51
Давление пара, МПа	0,367	0,366
Средняя температура воздуха, °С	55	51
Геометрия теплообменника	14 трубок, диаметр 16×1,5 мм, длина 3,4 м	

Расчет коэффициента теплопередачи по высоте трубки состоит из нескольких этапов.

Сначала рассчитывается тепловая или конденсационная мощность теплообменника по известному расходу пара на теплообменник и удельной теплоте парообразования, определенной по известной температуре пара, по формуле $N = G_{\text{пара}} r$. Затем, используя известную геометрию теплообменника определяется площадь наружной гладкой поверхности теплообменника $F = \pi \cdot d \cdot h \cdot n$.

Зная рассчитанные выше величины и измеренные температуры пара внутри трубок $t_{\text{пара}}$ и воздуха в межтрубном пространстве $t_{\text{возд}}$, вычисляется коэффициент

теплопередачи $k = N \Big/ \left[(t_{\text{пара}} - t_{\text{возд}}) \cdot F \right]$. В таблице 3.4 представлены результаты расчетов.

Таблица 3.4 – Результаты, полученные в ходе расчета коэффициента теплоотдачи

Характеристика	**Гладкие трубки**	**Оребренные трубки**
Тепловая мощность, кВт	7,86	10,67
Коэффициент теплоотдачи, Вт/(м^2·°С)	38,43	49,75

Как видно из таблицы 3.4 применение теплообменника-конденсатора с продольно-оребренными теплообменными трубками приводит к росту его конденсационной мощности на ~ 26 %. Увеличение коэффициента теплоотдачи составило ~ 23 %.

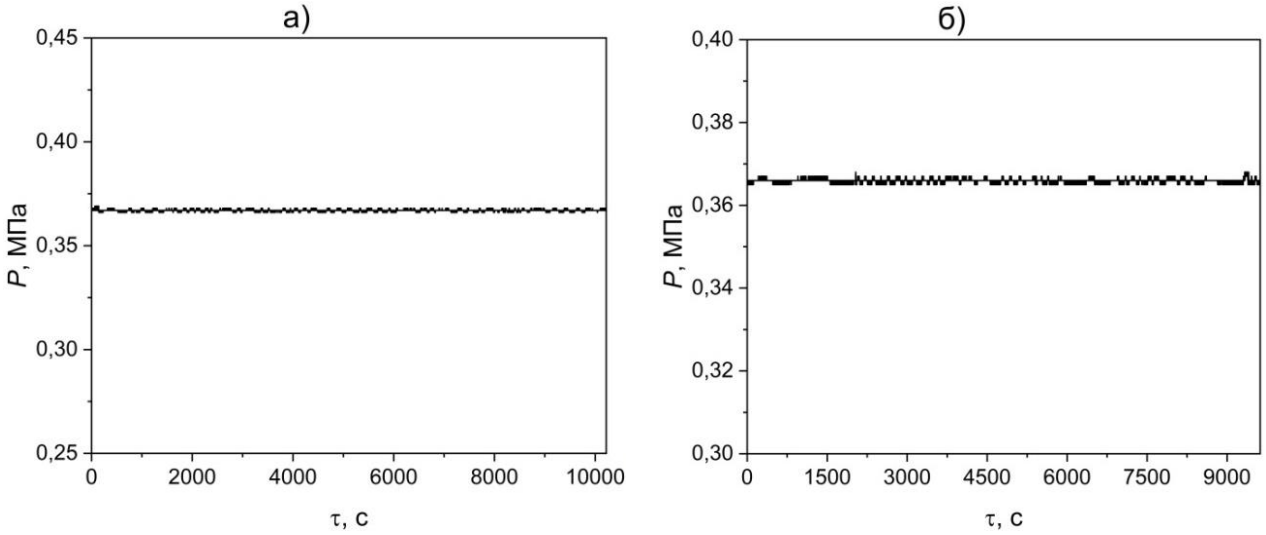
Представленные результаты опытов на «чистом» паре позволили определить основные характеристики теплообменника-конденсатора и послужили базой для проведения экспериментов с ПГС [82]. Эксперименты проводились до момента, когда расход исследуемой смеси на ТК прекращался.

Основные параметры опытов № 3 и № 4 с подачей паро-азотной смеси представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Основные параметры экспериментов с паро-азотной смесью

№ опыта	**Давление, МПа**	**Вид трубного пучка**	**Концентрация азота в паре, кг/кг**	**Начальный расход пара, м^3/ч**	**Температура воздуха на входе, °С**	**Начало подачи газов, с**	**Окончание конденсации, с**
3	0,367	гладкий	0,248	6,89	46,2	784	10100
4	0,366	оребрённый	0,248	8,96	43,5	2031	7100

Результаты измерений основных параметров представлены на рисунках 3.4-3.9.



а) эксперимент № 3; б) эксперимент № 4; τ – время; *P* – давление

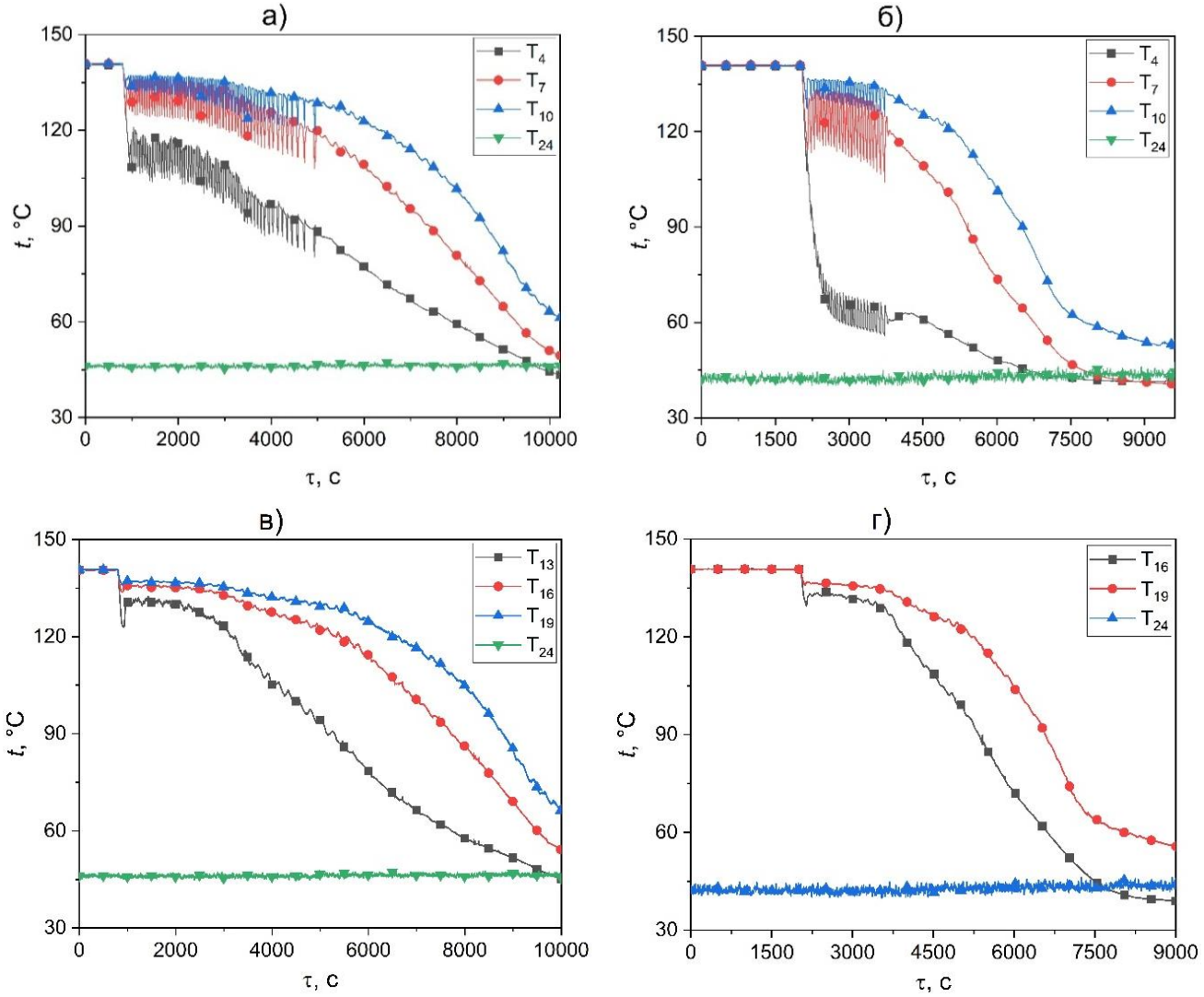
Рисунок 3.4 – Давление парогазовой смеси в баке подготовки смеси стенда

Как видно из рисунка 3.4, давление в баке подготовки смеси поддерживается постоянным на протяжении всей длительности проводимых экспериментов несмотря на то, что расход парогазовой смеси, поступающей в модель ТК, снижается до нуля по мере накопления в нем неконденсирующихся газов. Это достигается за счет сброса части ПГС в конденсатор системы поддержания давления.

Изменение температуры среды внутри трубок, приведенное на рисунке 3.5, в рассматриваемых экспериментах носит однотипный характер.

Из представленных графиков видно, что происходит равномерное снижение температуры паро-азотной смеси от верхнего сечения к нижнему. Это обусловлено тем, что по мере конденсации пара из ПГС, возрастает концентрация неконденсирующегося газа. Минимальная температура среды определяется параметрами охлаждающего воздуха.

Из рисунка 3.5 видно, что термопары, установленные по высоте трубок, по-разному реагируют на присутствие газа в смеси. Азот неравномерно распределяется в объеме верхнего коллектора и в первую очередь поступает в трубки, подключенные к его нижней части – одной из них является трубка № 4 (см. рисунок 2.5б пункта 2.1.2).



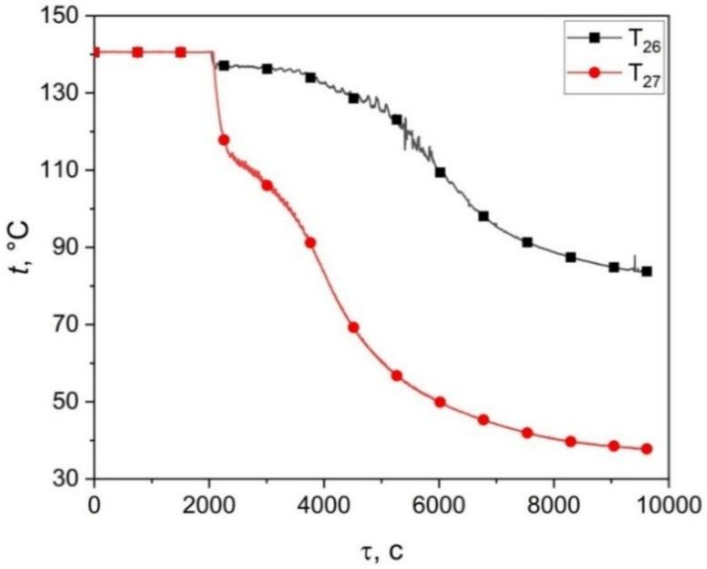
а), в) эксперимент № 3; б), г) эксперимент № 4; τ – время; T_4, T_7, T_{10} – термопары, установленные в нижней, средней и верхней частях трубки № 4; T_{13}, T_{16}, T_{19} – термопары, установленные в нижней, средней и верхней частях трубки № 14; T_{24} – термопара, установленная на входе в имитатор МОП

Рисунок 3.5 – Температура среды внутри трубок № 4 (а, б) и № 14 (в, г)

Стоит также отметить пульсации показаний термопар, установленных по высоте теплообменных трубок (рисунок 3.5). Причем их амплитуда значительно меньше в опытах с оребренными трубками. Можно предположить, что причиной пульсаций является активный массоперенос паро-азотной смеси из верхней части теплообменника в нижнюю.

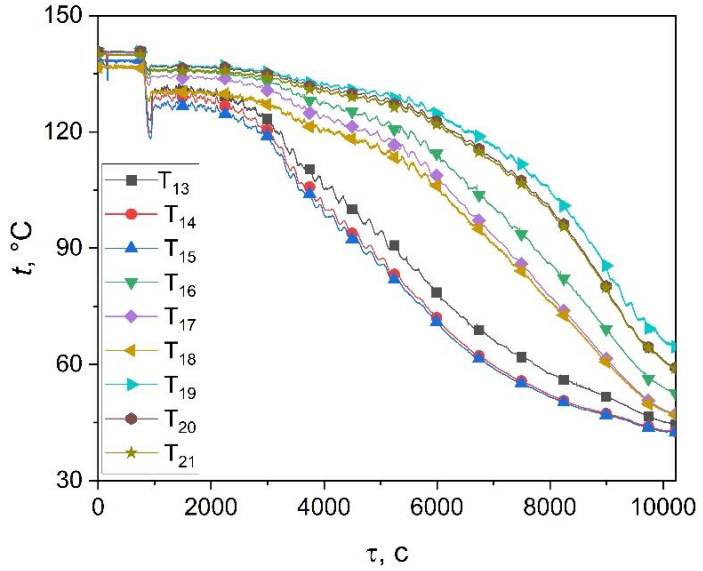
На рисунке 3.6 представлены показания термопар, размещенных в верхнем и нижнем коллекторах теплообменника-конденсатора.

Распределение температуры среды по высоте в трубке № 14 в эксперименте № 3 с гладкими трубками представлено на рисунке 3.7.



τ – время; T_{26}, T_{27} – термопары, установленные в верхнем и в нижнем коллекторах соответственно

Рисунок 3.6 – Температура среды в нижнем и верхнем коллекторах модели УУГ в эксперименте № 4 с оребренными трубками



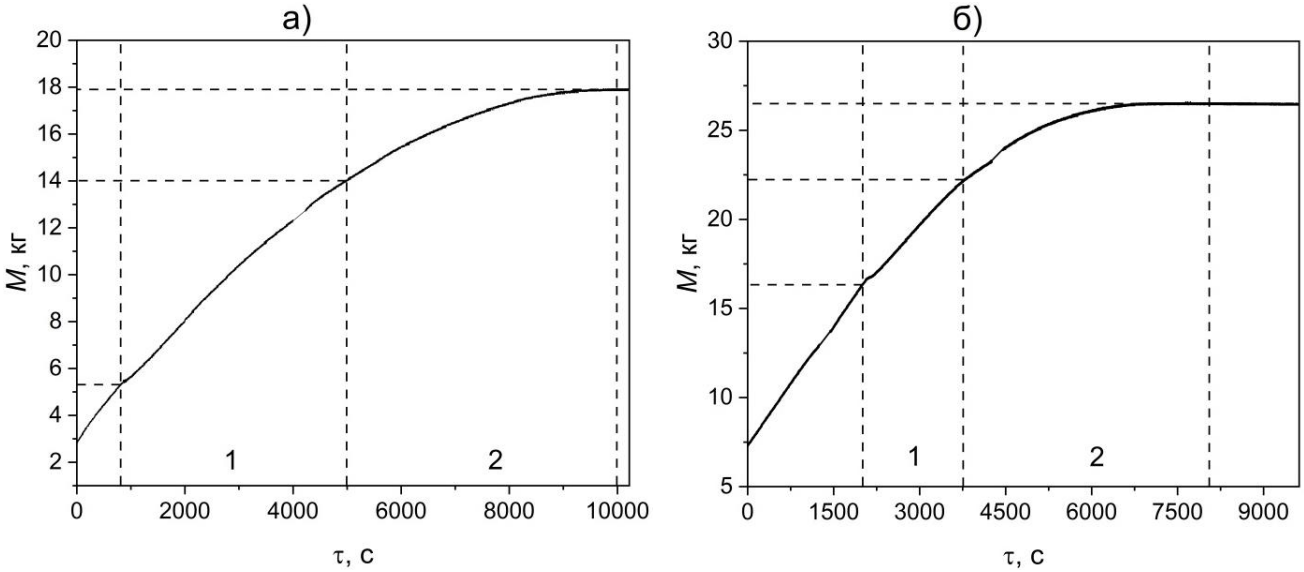
τ – время; T_{13}, T_{14}, T_{15} – термопары, показывающие температуру в нижнем сечении; T_{16}, T_{17}, T_{18} – термопары, показывающие температуру в среднем сечении; T_{19}, T_{20}, T_{21} – термопары, показывающие температуру в верхнем сечении трубки

Рисунок 3.7 – Температура среды в ядре потока, на внутренней и наружной поверхностях стенки трубки № 14

Из рисунка 3.7 видно, что между ядром парогазового потока и стенкой есть термическое сопротивление. Оно складывается из термического сопротивления пленки конденсата и термического сопротивления диффузионного пограничного слоя на границе ядро потока – пленка конденсата, причем в нижней части разность

температур основного потока и стенки больше из-за более высокой концентрации неконденсирующегося газа.

В рассматриваемых экспериментах, для сравнения массовых расходов пара, поступающего в модель ТК, использовались показания уровнемера, установленного на мерном баке (рисунок 3.8). Анализ кривой изменения массы конденсата подтверждает гипотезу о причинах возникновения температурных пульсаций. В опыте № 3 с гладкими трубками (рисунок 3.8а) за временной интервал длительностью ~ 4100 с, когда имеют место пульсации температуры, наблюдается примерно в 2,3 раза больший прирост массы конденсата по сравнению с последующим периодом времени (~ 5000 с).



а) эксперимент № 3 – гладкие трубки; б) эксперимент № 4 – оребренные трубки; 1, 2 – промежутки времени с пульсациями температур и без них соответственно; τ – время; *M* – масса конденсата

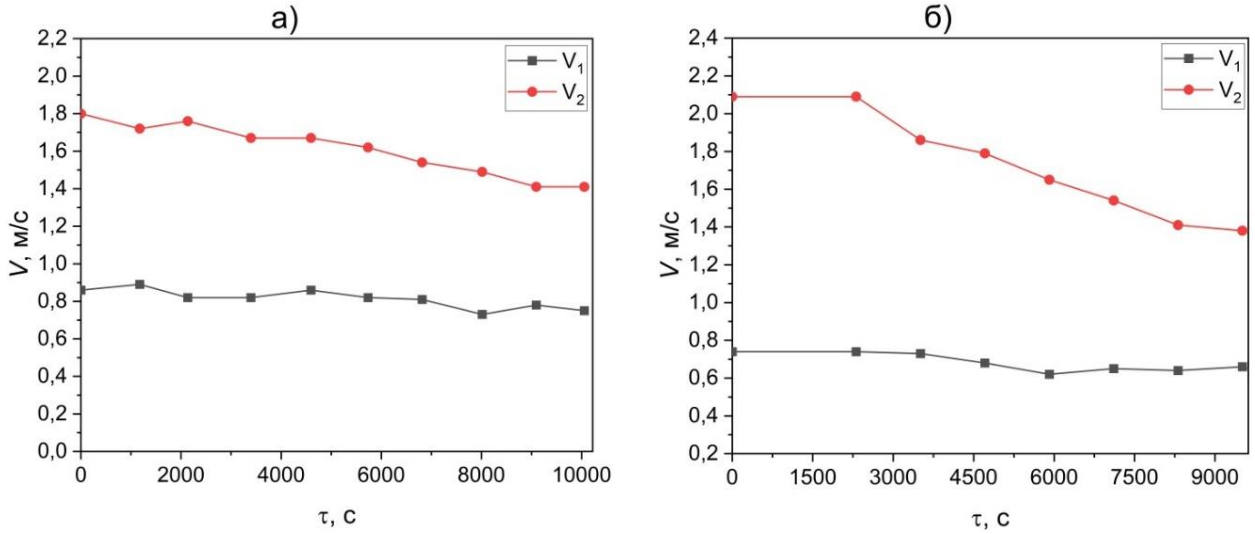
Рисунок 3.8 – Накопление конденсата в мерной емкости при работе модели УУГ

В эксперименте № 4 с оребренными трубками (рисунок 3.8б) рост массы сконденсировавшегося пара за время колебаний температуры (~ 1600 с) составил на 33 % больше, чем в последующий период (~ 4350 с).

Также по результатам представленными на рисунке 3.8 можно судить о длительности работы модели УУГ в присутствии неконденсирующихся газов в паре. Так видно, что при использовании оребренных труб, конденсационная

мощность теплообменника возрастает (о чем свидетельствует рост массы конденсата на ~ 27 %), однако, длительность сокращается по сравнению с гладкими трубками.

Изменение скорости потока охлаждаемого воздуха в имитаторе межоболочечного пространства представлено на рисунке 3.9.



а) эксперимент № 3 – гладкие трубки; б) эксперимент № 4 – оребренные трубки; τ – время; V_1 – скорость воздуха на входе; V_2 – скорость воздуха на выходе

Рисунок 3.9 – Скорость воздуха на входе/выходе в имитатор МОП

В процессе экспериментов из-за заполнения теплообменных трубок газом, постепенно снижалась их температура и, соответственно, уменьшалась тяга внутри имитатора межоболочечного пространства. И как видно из рисунка 3.9 в зависимости от вида трубного пучка начальные значения скорости воздуха внутри металлического кожуха снизились на 22 % в опыте с гладкими трубами и на 33 % – с оребренными.

Дополнительно с помощью кода RELAP 5/mod 3.2 было проведено расчетное моделирование процессов, протекающих в экспериментальной установке при подаче паро-азотной смеси (рабочее давление парогазовой смеси 0,367 МПа) [82]. Сравнения полученных результатов расчета массового расхода конденсата с экспериментальными данными, полученными в опытах № 3 и № 4 представлено рисунке 3.10.

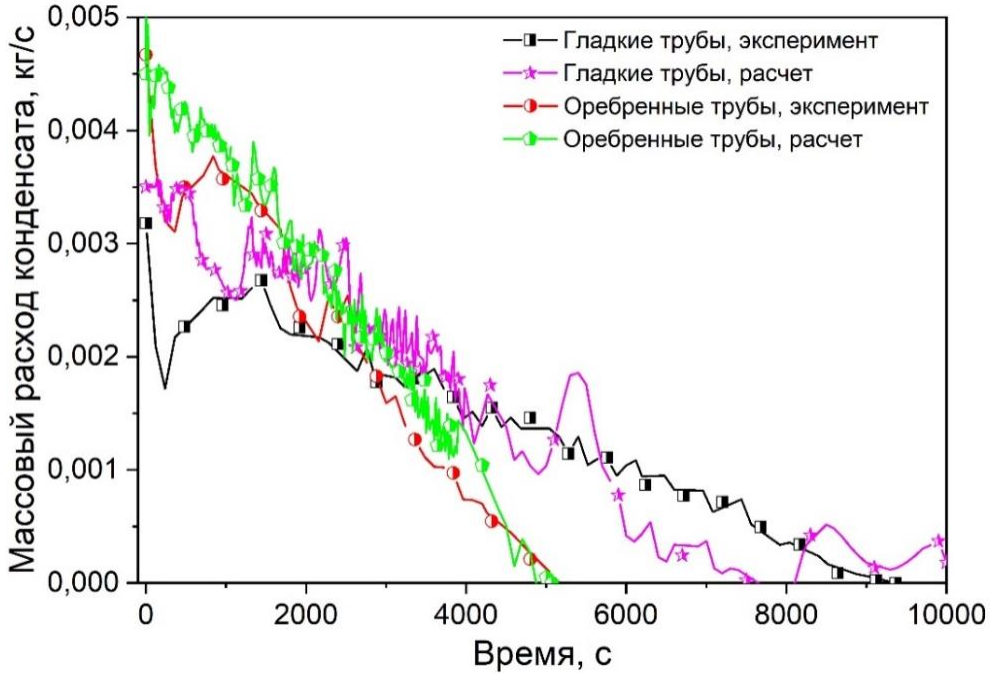


Рисунок 3.10 – Сравнение экспериментальных и расчетных результатов изменения массового расхода конденсата

Из рисунка 3.10 видно, что полученные расчетным и экспериментальным путями значения массового расхода конденсата удовлетворительно согласуются друг с другом. Результаты показывают, что время работы модели УУГ с гладкими трубками при подаче парогазовой смеси на ~ 40 % больше, чем в опытах с оребренными трубками. При этом начальная конденсационная мощность модели ТК с оребренными трубками на ~ 25 % выше схожего показателя при использовании гладких труб.

3.2 Оценка влияния состава парогазовой смеси на конденсационную мощность модели теплообменника-конденсатора

На следующем этапе опытов исследовалось влияние паро-азотной, паро-гелиевой и паро-азотно-гелиевой смесей на конденсационную мощность модели ТК [82, 83]. Основные параметры проведенных экспериментов представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Основные параметры экспериментов

№ опыта	Давление, МПа	Среда на входе в ТК	Концентрация газа в паре, кг/кг	Начальный расход пара, м^3/ч	Температура воздуха на входе, °С	Начало подачи газов, с	Окончание конденсации, с
4	0,366	Паро-азотная	0,248	8,96	43,5	2031	7100
5	0,361	Паро-гелиевая	0,245	9,43	36,5	2308	14500
6	0,366	Паро-азотно-гелиевая	0,191	8,50	45,2	396	2625

В виду того, что в рассматриваемых экспериментах на теплообменник УУГ поступала ПГС с разными газами, то для сравнения результатов гелия с азотом была введена эквивалентная по азоту концентрация гелия:

$$C_{\text{экв}} = C_{\text{He}} \cdot \frac{M(\text{N}_2)}{M(\text{He})}, \tag{3.1}$$

где C_{He} – концентрация гелия, кг гелия/кг смеси; $M(\text{N}_2)$, $M(\text{He})$ – молярные массы азота и гелия соответственно, г/моль.

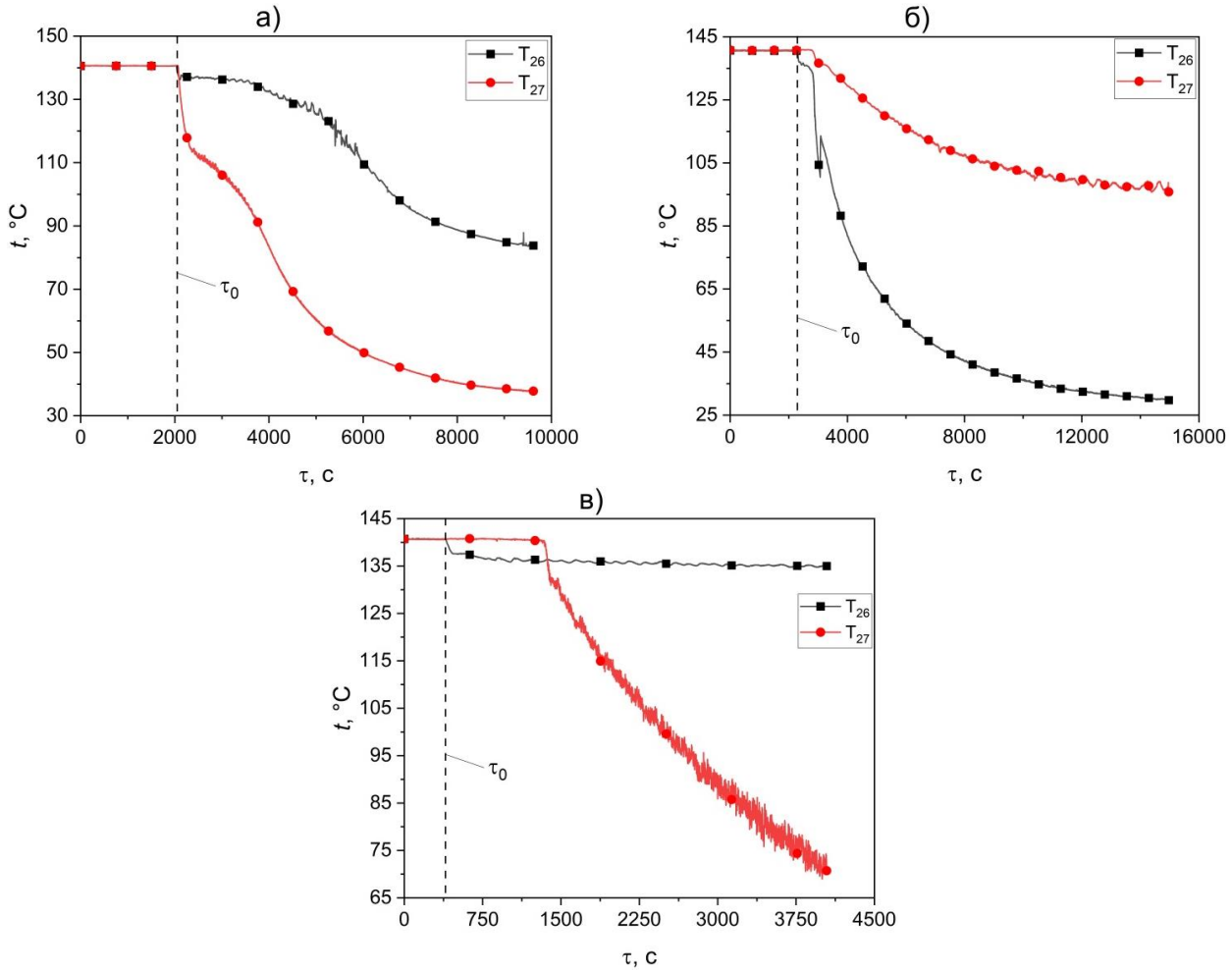
Таким образом концентрация газов в экспериментах с паро-азотно-гелиевая смеси определялась, как сумма концентрации азота и эквивалентной по азоту концентрации гелия – $C_{\text{N}_2} + C_{\text{экв}}$.

На рисунках 3.11-3.12 представлены показания термопар, установленных внутри верхнего и нижнего коллекторов модели УУГ, а также внутри теплообменных трубок №4 и №14.

Из рисунков 3.11 и 3.12 видно, что состав парогазовой смеси сильно влияет на процессы, протекающие в УУГ, что следует из показаний термопар, установленных внутри теплообменника-конденсатора.

Так, в эксперименте №4 с паро-азотной смесью (рисунки 3.11а, 3.12а) в момент подачи газа нижние термопары (T_4, T_{27}) реагируют первыми, другими словами, азот, как более тяжелый по сравнению с водяным паром газ, сразу опускается в нижнюю часть модели УУГ. Природа пульсаций наблюдаемых на рисунке 3.11а ранее была описана в предыдущем подразделе 3.1. Причиной пульсаций является активный

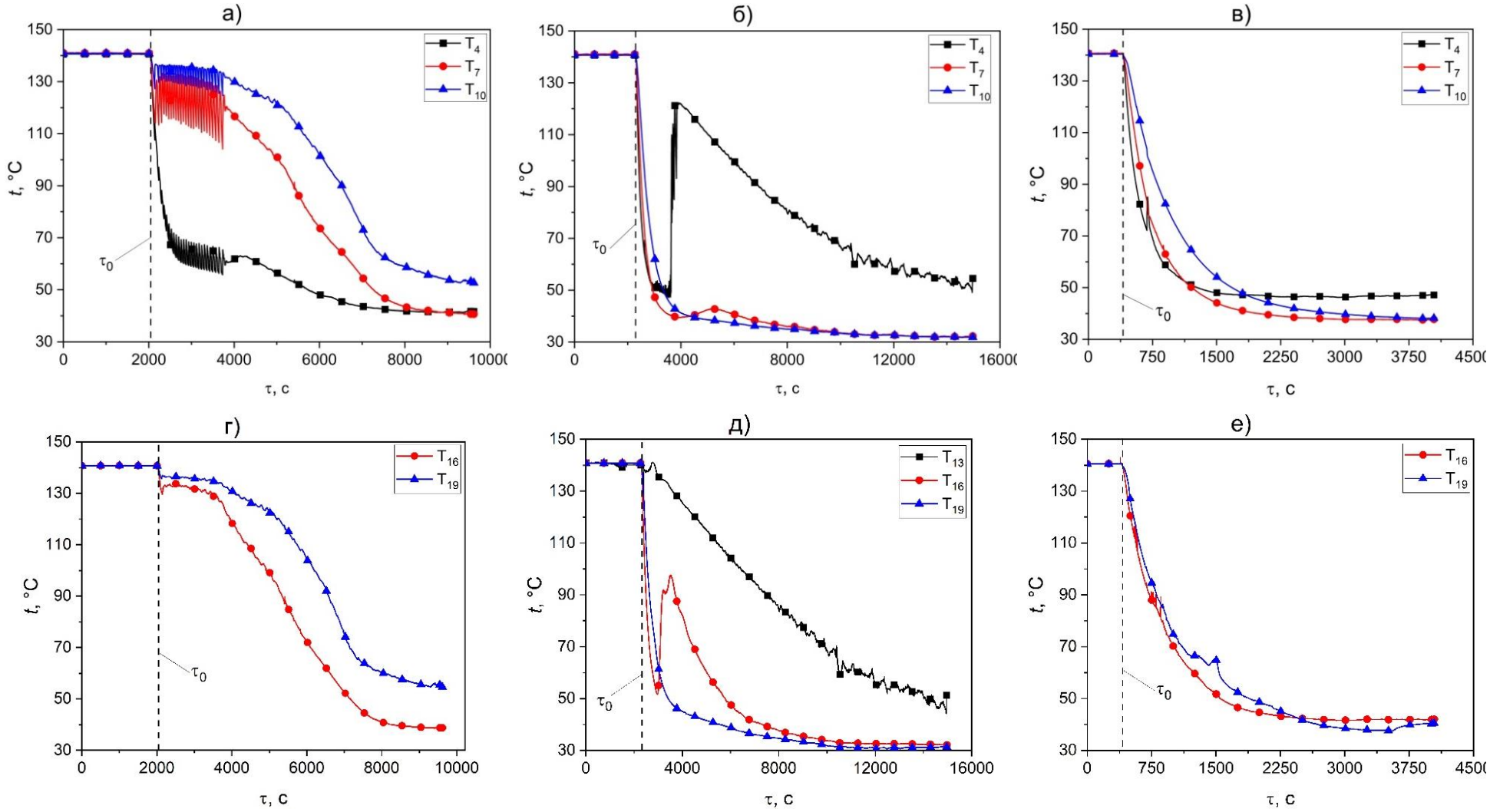
массоперенос паро-азотной смеси из верхней части модели теплообменника в нижнюю.



а) эксперимент № 4 – паро-азотная смесь; б) эксперимент № 5 – паро-гелиевая смесь; в) эксперимент № 6 – паро-азотно-гелиевая смесь; τ – время; τ_0 – момент начала подачи смеси в теплообменник; T_{26}, T_{27} – температуры ПГС в верхнем и в нижнем коллекторах соответственно

Рисунок 3.11 – Температура среды в нижнем и верхнем коллекторах модели УУГ

В опыте № 5 с паро-гелиевой смесью распределение температур по высоте модели теплообменника УУГ показывает, что в начальный момент времени после подачи смеси показания всех термопар, установленных по высоте трубок, снижаются (рисунки 3.12б и 3.12д). Это свидетельствует о том, что во всем объеме труб скапливается неконденсирующийся газ или парогазовая смесь с повышенной его концентрацией. Можно предположить, что это происходит из-за того, что интенсивность теплоотвода в нижней части трубки выше.



а), г) эксперимент № 4; б), д) эксперимент № 5; в), е) эксперимент № 6; τ – время; τ_0 – начало подачи ПГС в теплообменник; T_4, T_7, T_{10} – термопары, установленные в нижней, средней и верхней частях трубки № 4; T_{13}, T_{16}, T_{19} – термопары, установленные в нижней, средней и верхней частях трубки № 14

Рисунок 3.12 – Температура среды внутри трубок № 4 (а, б, в) и № 14 (г, д, е)

Разный темп остывания труб в экспериментах № 4 и № 5 (рисунки 3.12а, г и 3.12б, д) говорит о том, что имеет место неравномерность теплоотвода от различных трубок в пучке. Это в свою очередь создает неравномерность плотностей газа в трубках, а следовательно, и разность пьезометрических напоров, что может вызвать вторичные течения газа внутри труб.

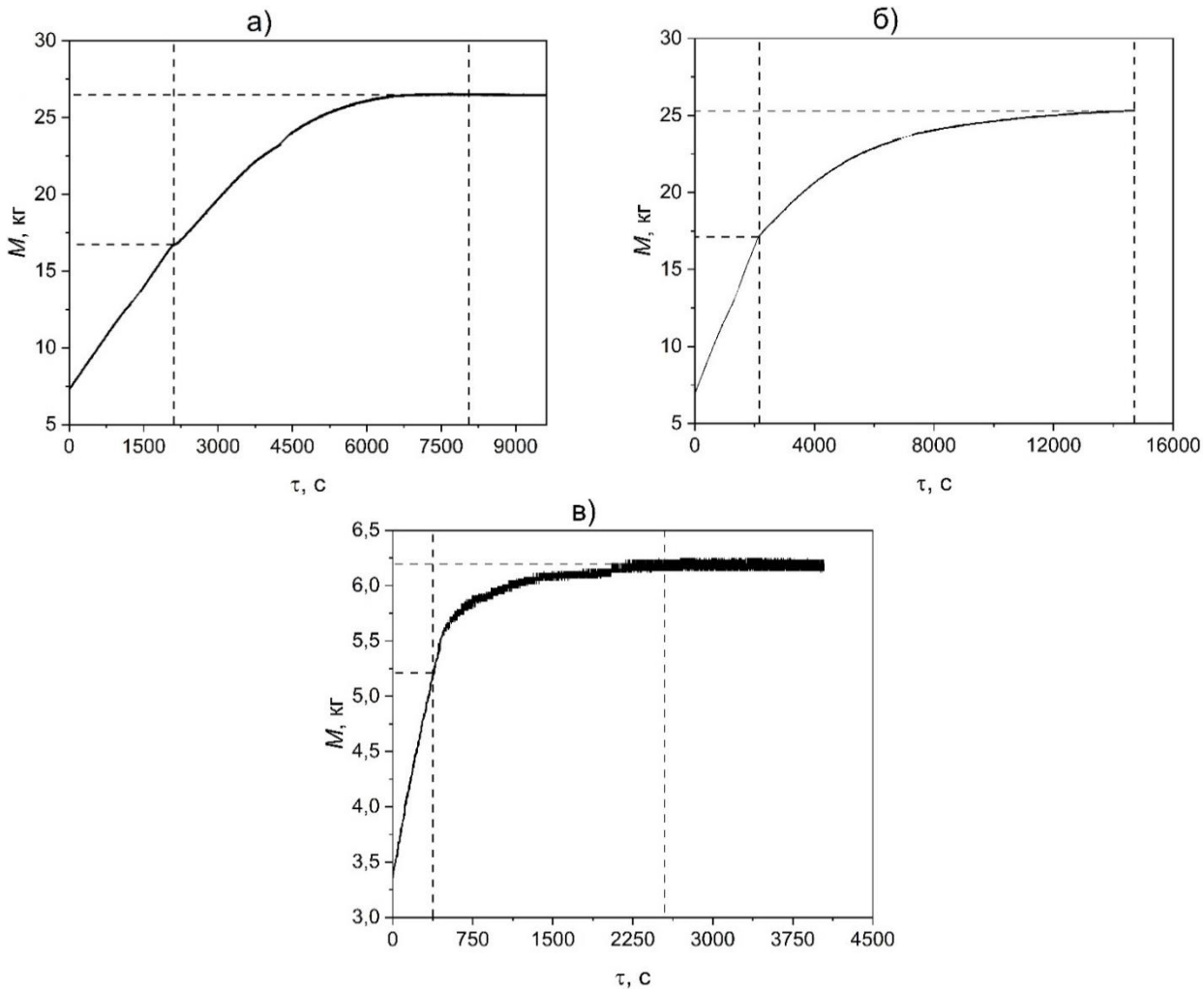
В то же время по показаниям термопар (рисунки 3.12в и 3.12е) видно, что процесс конденсации пара в эксперименте № 6 с подачей паро-азотно-гелиевой смеси значительно отличается от опытов № 4 и № 5 с подачей только паро-азотной или паро-гелиевой смесей. Добавление и «легкого» гелия, и «тяжелого» азота в пар приводит к резкому сокращению времени функционирования устройства.

Из рисунка 3.12в видно, что в опыте № 6 после подачи смеси в рабочий участок в результате скопления гелия в верхней части трубного пучка происходит быстрое снижение температуры среды по всей высоте теплопередающей трубки. При этом осуществляется блокировка движения пара, однако в то же время «тяжелый» азот опускается в нижний коллектор, что и отражено на рисунке 3.11в. В результате одновременного воздействия двух разнородных газов конденсационная мощность модели УУГ снизилась до нуля в ~ 2,5 раза быстрее, чем в эксперименте № 4 с паро-азотной смесью, и в ~ 6 раз быстрее по сравнению с опытом № 5 с паро-гелиевой смесью.

На рисунке 3.13 показано накопление образующегося в УУГ конденсата в мерном баке, определяемое по данным, поступающем с уровнемера.

Из представленного рисунка 3.13 видно, что за время работы модели ТК наибольшая масса конденсата образовалась в опыте № 4 с паро-азотной смесью (рисунок 3.13а). Однако дольше всего конденсат накапливается в эксперименте № 5 с паро-гелиевой смесью (рисунок 3.13б). И наконец, меньше всего и за самое меньшее время сконденсировалось пара при подаче паро-азотно-гелиевой смеси (рисунок 3.13в).

Ранее отмечалось, что при обработке результатов массовый расход конденсата рассчитывался по показаниям уровнемера. На рисунке 3.14 представлено изменение расходов в экспериментах №№ 4–6.

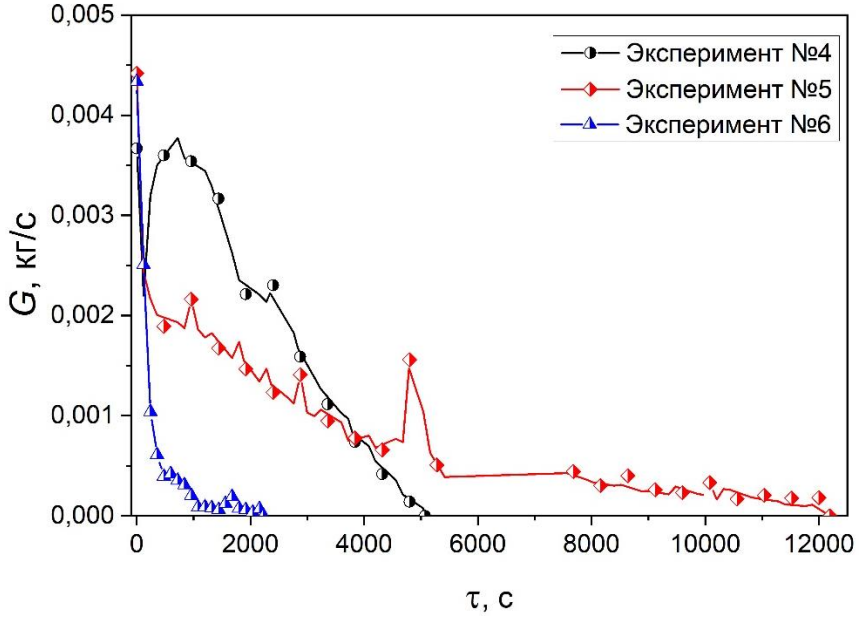


а) эксперимент № 4 – паро-азотная смесь; б) эксперимент № 5 – паро-гелиевая смесь; в) эксперимент № 6 – паро-азотно-гелиевая смесь; τ – время; *M* – масса конденсата

Рисунок 3.13 – Характер накопления конденсата в мерном баке в процессе работы модели УУГ

Из рисунка 3.14 видно, что массовый расход конденсата, а соответственно, и конденсационная мощность модели теплообменника УУГ в опыте № 6 с парогазовой смесью, содержащей азот и гелий, снижается до нуля значительно быстрее (более чем в 3 раза) по сравнению с экспериментами № 4 и № 5 с паро-азотной и паро-гелиевой смесью.

Также из рисунка 3.14 видно, что эффективность конденсации пара при поступлении паро-гелиевой смеси в теплообменник достаточно невелика, но при этом поддерживается более продолжительное время по сравнению с паро-азотной смесью.



τ – время; *G* – расход конденсата

Рисунок 3.14 – Изменение массового расхода конденсата, образующегося в теплообменнике УУГ, после начала подачи парогазовой смеси

Представленные ранее зависимости изменения расхода пара показали, что тип теплообменной поверхности влияет лишь на величину конденсационной мощности, что сказывается на времени работы УУГ до отравления. При этом состав подаваемой смеси оказывает более существенное влияние на величину расхода пара на теплообменник. Накопление неконденсирующихся газов в различных частях трубного пучка и коллекторов модели ТК вынуждает искать способы их отвода из УУГ для продления времени его функционирования.

3.3 Влияние отвода парогазовой смеси из теплообменника УУГ в межоболочечное пространство на длительность и эффективность его работы

Одним из вариантов удаления газов, накапливающихся в трубном пучке УУГ, является сдувка части ПГС, поступающей из парогенератора, в межоболочечное пространство защитной оболочки путем открытия клапанов, расположенных на коллекторах теплообменников-конденсаторов УУГ.

Для выбора оптимальной точки сдувки были проведены эксперименты, основные параметры которых представлены в таблице 3.7.

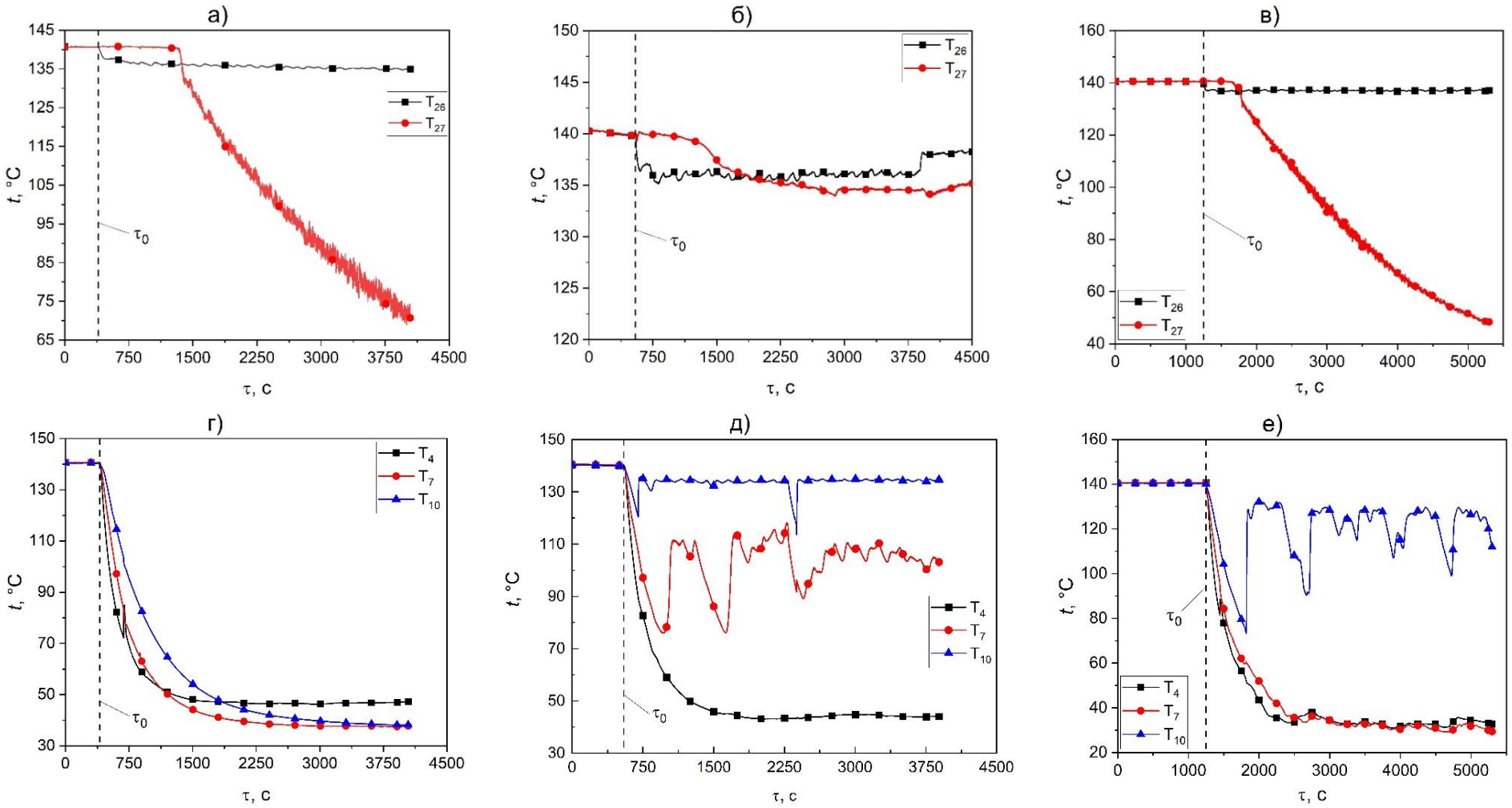
Таблица 3.7 – Основные параметры экспериментов

№ опыта	Давление, МПа	Среда на входе в ТК	Суммарная концентрация газов в паре, кг/кг	Начальный расход пара, $м^3/ч$	Температура воздуха на входе, °С	Начало подачи газов, с	Окончание конденсации, с
6	0,366	Паро-азотно-гелиевая	0,191	8,50	45,2	396	2625
7				9,71	40,6	555	–
8				9,88	42,8	1239	–

В соответствии разработанной автором диссертации методикой проведения экспериментов, описанной в пункте 2.1.3, длительность выполненных опытов была ограничена объемом мерной емкости, которая заполнялась конденсатом из трубного пучка. Данные, полученные в опытах № 7 и № 8, сравнивались с результатами эксперимента № 6, выполненного при подаче паро-азотно-гелиевой смеси в оребренный трубный пучок модели УУГ [84].

Стравливание парогазовой смеси в эксперименте № 7 осуществлялось через продувочный вентиль, установленный на нижнем коллекторе модели теплообменника УУГ с расходом 0,5 $м^3/ч$ или 0,139 л/с. С аналогичным расходом, но из верхнего коллектора рабочего участка, через продувочный вентиль, сдувалась ПГС в опыте № 8. На рисунке 3.15 представлено сравнение результатов экспериментов №№ 6–8.

Из показаний термопар, представленных на рисунке 3.15, видно, что наиболее эффективным способом поддержания мощности теплообменника-конденсатора является сдувка части потока парогазовой смеси через воздушный вентиль, расположенный на нижнем коллекторе (рисунки 3.15б и 3.15д). ПГС в опытах № 7 и № 8 сбрасывается в имитатор МОП.



а), г) эксперимент № 6 без отвода парогазовой смеси; б), д) эксперимент № 7 с отводом ПГС из нижнего коллектора; в), е) эксперимент № 8 с отводом ПГС из верхнего коллектора; τ – время; τ_0 – начало подачи среды в теплообменник; T_{26}, T_{27} – температуры ПГС в верхнем и в нижнем коллекторах; T_4, T_7,T_{10} – термопары; установленные в нижней, средней и верхней частях трубки №4

Рисунок 3.15 – Температура среды в нижнем и верхнем коллекторах модели УУГ (а, б, в) и внутри трубки № 4 (г, д, е)

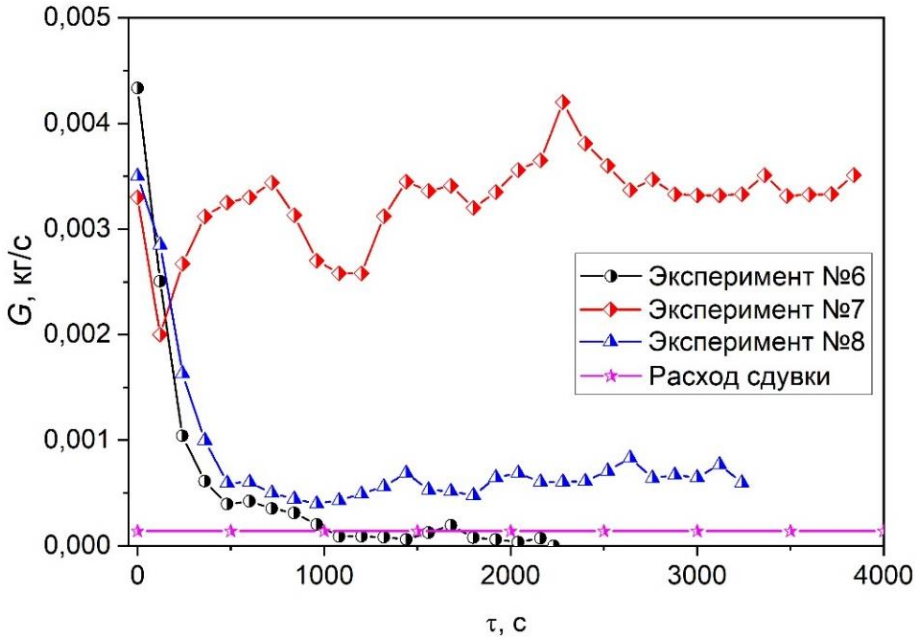
В эксперименте № 6 без сдувки (рисунки 3.15а и 3.15г) в момент подачи ПГС наблюдается резкое снижение температур по высоте рабочего участка. Ожидаемо, верхние термопары реагируют первыми (гелий скапливается в верхней части). Практически сразу, показания средней и нижней термопар начинают снижаться и спустя ~ 1000 с неконденсирующиеся газы достигают нижнего коллектора теплообменника. То есть азот, как более тяжелый газ по сравнению с водяным паром и гелием, опускается в нижнюю часть модели ТК.

В опыте № 8 (рисунок 3.15в и 3.15е) показания термопар свидетельствуют о том, что сдувкой из верхнего коллектора не отводятся накапливающиеся в трубном пучке теплообменника-конденсатора газы. Термопара T_{10}, установленная в верхнем сечении теплообменной трубки № 4, фиксирует движение среды в опыте № 8, в остальном показания других термопар практически идентичны таковым в эксперименте № 6 без сдувки.

Однако наибольший интерес представляют результаты, полученные в ходе эксперимента № 7 со сдувкой из нижнего коллектора (рисунки 3.15б и 3.15д). Температура в выходном коллекторе незначительно уменьшается, согласуясь, со снижением во входном коллекторе из-за присутствия в верхнем сечении гелия. Затем в течение продолжительного времени она поддерживается постоянной, что объясняется движением скапливающихся неконденсирующихся газов из верхней части в нижнюю и последующим отводом этих газов в пространство имитатора межоболочечного пространства. Таким образом, обеспечивается поддержание конденсационной мощности модели УУГ.

На рисунке 3.16 представлены результаты сравнения массовых расходов конденсата в экспериментах №№ 6–8 со сдувкой парогазовой смеси из модели теплообменника-конденсатора УУГ и без неё.

Из рисунка 3.16 видно, что сдувка из нижнего коллектора рабочего участка (опыт № 7) позволяет обеспечить стабильный отвод парогазовой смеси с практически постоянным расходом и конденсационной мощностью.



τ – время; *G* – расход конденсата

Рисунок 3.16 – Изменение массового расхода конденсата, образующегося в теплообменнике УУГ после подачи парогазовой смеси

В то же время, рассматривая вариант концепции со сдувкой из верхнего коллектора (опыт № 8) становится понятно, что она несущественно влияет на длительность работы устройства удаления неконденсирующихся газов. Расход конденсата на выходе из теплообменника за время ~ 1000 с достигает значения в ~ 7 раз меньшего, чем было до начала подачи парогазовой смеси. При этом в эксперименте № 6 без сдувки расход конденсата снизился практически до нуля за те же 1000 с от момента подачи парогазовой смеси.

Таким образом, в результате сдувки парогазовой смеси, поступающей в теплообменники-конденсаторы устройства удаления газов, можно обеспечить её длительный отток из парогенератора ВВЭР через 24 ч после начала аварии, когда гидроемкости второй ступени уже заполнены неконденсирующимися газами.

Выводы по главе 3

Автором диссертации на экспериментальной установке с рабочим участком «Устройство удаления газов» были выполнены исследования данных процессов, и получены экспериментальные данные для верификации расчетных кодов.

Проведенные опыты позволили сделать следующие выводы:

– вид теплообменной поверхности (гладкой или оребренной) оказывает существенное влияние (до ~ 30 %) на конденсационную мощность модели УУГ;

– в то же время, в опытах с паро-азотной смесью повышенная конденсационная мощность оребренного трубного пучка, сокращает время работы модели УУГ на ~ 35 % по сравнению с гладкими трубами;

– наличие в парогазовой смеси «легких» или «тяжелых» компонент влияет на конденсационную мощность установки, следующим образом: в опытах с паро-азотной смесью скорость образования расход конденсата снижается до нуля в два раза быстрее по сравнению с экспериментами с паро-гелиевой смесью;

– добавление к пару сразу и азота, и гелия приводит к резкому сокращению времени работы установки за счет комплексного воздействия как «легкого», так и «тяжелого» газов;

– отвод ПГС из нижнего коллектора теплообменника в МОП может продлить время функционирования УУГ и обеспечить длительный отток парогазовой смеси из парогенератора ВВЭР через 24 ч после начала аварии. Учитывая, что парогазовая смесь на реальной АЭС содержит как «легкие» (водород), так и «тяжелые» (азот, кислород) газы, автору диссертации представляется целесообразным осуществление отвода ПГС из ТК УУГ в объем МОП с выводом её через систему фильтрации.

Глава 4. Экспериментальное исследование влияния контактной конденсации пара из парогазовой смеси на свободно падающей струе жидкости на работу пассивных систем безопасности ВВЭР

С целью определения характеристик системы, отводящей парогазовую смесь из трубного пучка парогенератора в емкости ГЕ-2 за счёт конденсации пара на струях и каплях жидкости, впрыскиваемой в объем последних, было выполнено экспериментальное исследование процессов теплообмена при параметрах, соответствующих аварийному состоянию реактора ВВЭР.

Работа исследуемой в данной главе системы сопровождается несколькими особенностями:

– жидкость (низко-концентрированный раствор борной кислоты) в виде струй подается из дополнительных баков в объем гидроемкостей системы ГЕ-2 только за счет гидростатического напора между ними, то есть пассивным способом;

– скорости истечения жидкости не превышают 1 м/с;

– высокие концентрации неконденсирующихся газов в объеме гидроемкостей, так как рассматривается этап аварии через 24 ч после её начала.

Через сутки после начала гипотетической аварии защитная оболочка и гидроемкости второй ступени уже будут прогреты до температуры насыщения при давлении в ГЦК. Поэтому поступающая из парогенератора в сосуды ГЕ-2 парогазовая смесь не конденсируется. Соответственно, концентрация неконденсирующихся газов в ней эквивалентна доле газов в смеси, находящейся в «холодном» коллекторе парогенератора. Эта концентрация была определена экспериментально и достигает 0,25 кг газа/кг пара [44].

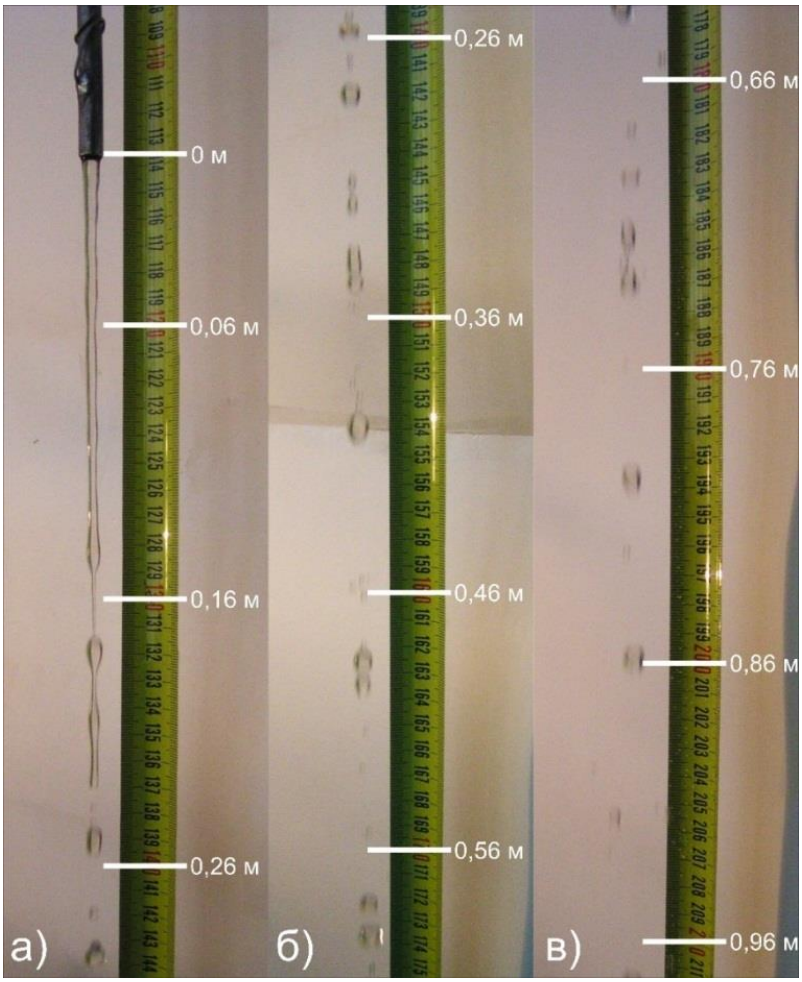
Согласно разработанной автором диссертации программы исследований эксперименты проводились в следующем порядке: гидродинамические испытания, опыты на «чистом» паре и эксперименты с парогазовой смесью.

В выполненных опытах раствор борной кислоты, поступающей в гидроемкость, заменен водой, а водород в составе парогазовой смеси на гелий (в целях обеспечения безопасности работ).

4.1 Гидродинамические испытания

В рамках данных испытаний был определен оптимальный диапазон расхода жидкости, при котором на выходе из дублирующей трубки, выведенной в атмосферу, сохраняется сплошной участок струи в течение всего времени истечения жидкости [85]. Длина основной трубки, введенной внутрь гидроемкости имитирующей ГЕ-2, составляет 1100 мм, внутренний диаметр – 6 мм, толщина стенки 1 мм. Геометрические размеры дублирующей трубки соответствуют основной.

При подаче струи жидкости через дублирующую трубку в атмосферу выполнялась фото- и видеофиксация. Результаты одного экспериментальных режимов истечения представлены на рисунке 4.1 (фрагмент длиной 1 м) [85].



а) 0-0,26 м; б) 0,26-0,56 м; в) 0,66-0,96 м от выхода из трубки

Рисунок 4.1 – Истечение струи жидкости в воздух

Из рисунка 4.1 отчетливо видно, что струя при скоростях истечения менее 1 м/с имеет и сплошной (на выходе из трубки), и раздробленный участки. При этом целостность струи сохраняется на небольшом расстоянии от среза трубки и зависит от скорости (расхода) истечения жидкости из трубки (по данным проведенных экспериментов максимальное значение длины достигал 160 мм и сокращался при увеличении расхода). Раздробленный участок струи представляет собой структуру, состоящую из крупных, движущихся по траектории падения исходной струи, и мелких капель, образующих, так называемый, «факел» струи, который увеличивается по мере удаления от места дробления.

Длины сплошных участков при различных скоростях истечения были использованы при анализе результатов последующих опытов.

4.2 Определение интенсивности конденсации «чистого» пара на свободно падающей струе недогретой жидкости

Для определения максимальной конденсационной мощности исследуемой системы был проведен эксперимент с подачей струи жидкости в объем имитатора емкости ГЕ-2, заполненной «чистым» паром.

В таблице 4.1 представлены основные параметры режимов на «чистом» паре в опыте № 1. При этом была использована следующая схема для обозначения номера экспериментального режима: первая цифра – номер эксперимента, вторая цифра – номер режима в эксперименте.

За счет изменения расхода воды, скорость истечения струи из цилиндрического отверстия в опыте менялась от 0,27 до 0,68 м/с.

В ходе эксперимента струя подавалась в объем емкости только после стабилизации температурного поля по её высоте.

На рисунке 4.2 представлены показания термопар, регистрирующих изменение температуры по высоте внутренней поверхности стенки имитатора гидроемкости, непосредственно перед началом подачи струи жидкости во всех режимах опыта № 1.

Таблица 4.1 – Основные параметры экспериментальных режимов в опыте № 1

№	Давление среды в имитаторе ГЕ-2 до подачи жидкости, МПа	Средняя температура среды по высоте имитатора ГЕ-2, °С	Средний расход воды G_w, г/с	Приращение расхода пара ΔG_{s0}, г/с
1-1	0,198	117,1	7,39	1,30
1-2	0,198	117,0	8,45	1,53
1-3	0,198	116,9	10,28	1,86
1-4	0,198	116,8	11,73	2,18
1-5	0,197	116,7	13,39	2,45
1-6	0,199	117,6	16,09	2,69
1-7	0,199	117,9	16,31	2,83
1-8	0,199	117,9	18,60	3,25
1-9	0,199	117,9	18,99	3,24

На рисунке 4.2 маркерами отмечены высоты размещения термопар, где h – расстояние, отсчитываемое от верхней крышки имитатора гидроемкости.

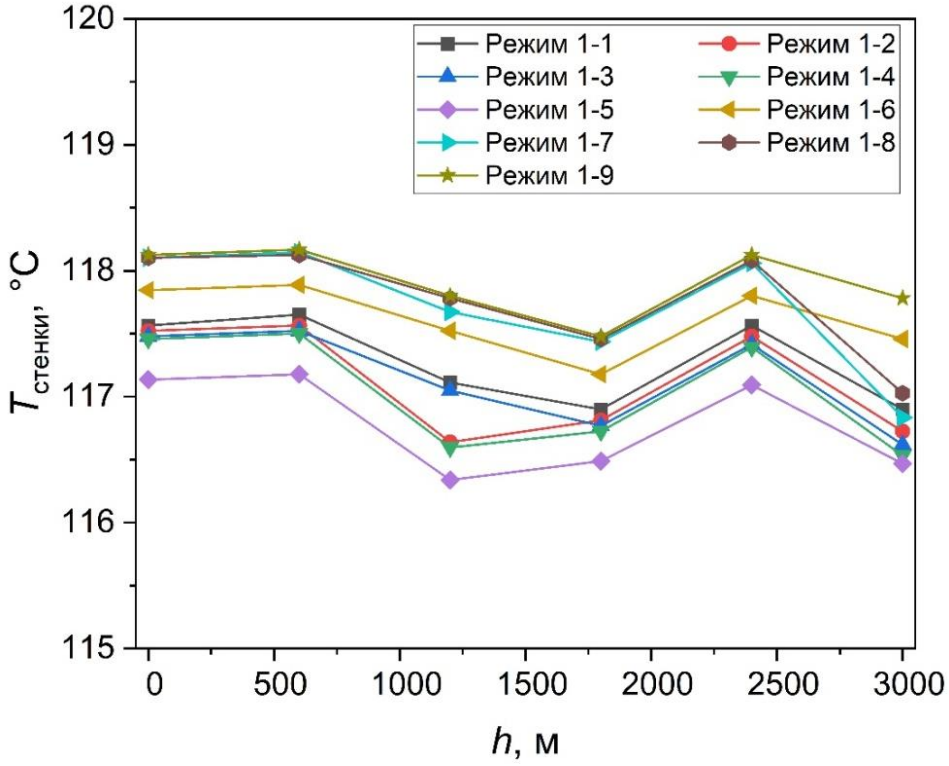
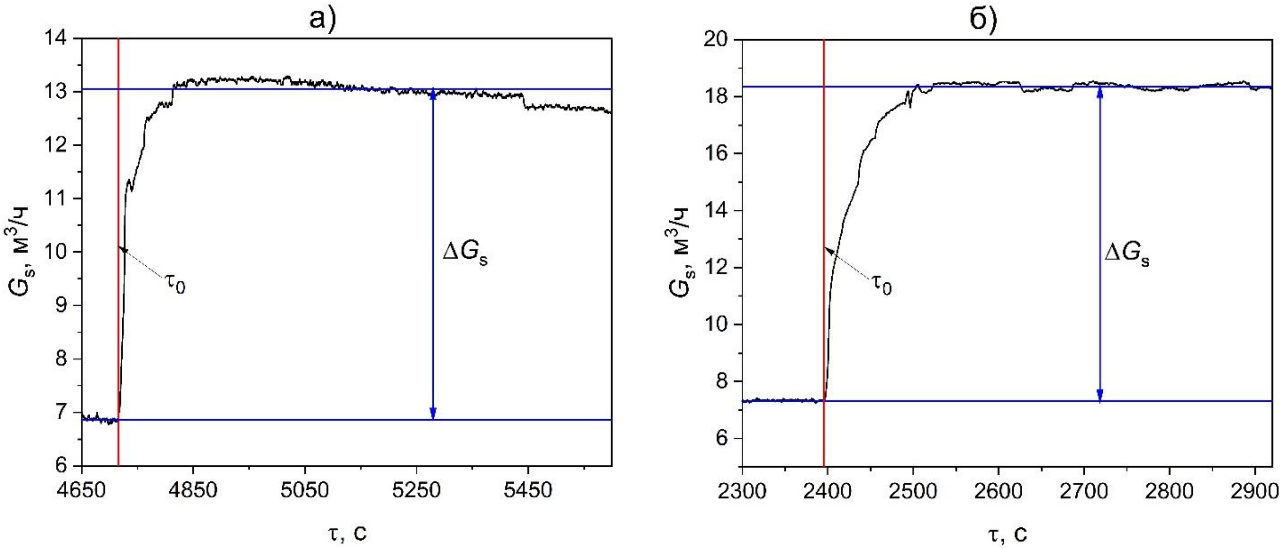


Рисунок 4.2 – Изменение температуры по высоте имитатора ГЕ-2 в опыте № 1

В процессе подачи струи в объем емкости, заполненной либо «чистым» паром, либо парогазовой смесью, в результате контактной конденсации

происходит снижение давления, что в свою очередь приводит к повышению расхода пара из ПГ стенда.

На рисунке 4.3 показано приращение расхода пара в опыте № 1 для двух режимов: 1-3 и 1-9.



а) режим 1-3; б) режим 1-9; G_S – объемный расход пара; τ – время; τ_0 – начало подачи струи воды; ΔG_S – приращение расхода пара за счет конденсации

Рисунок 4.3 – Изменение расхода пара во время подачи струи воды в объем имитатора гидроемкости в эксперименте № 1

Как видно из рисунка 4.3, в результате конденсации пара на струе жидкости происходит резкий рост расхода пара из парогенератора до некоторого нового стабильного значения. Также, сравнивая графики 4.3а и 4.3б, можно понять, что увеличение расхода G_w (а, соответственно, скорости истечения) струи воды приводит к повышению приращения расхода пара (ΔG_s) из ПГ в имитатор емкости ГЕ-2. Величина ΔG_s определялась после стабилизации параметров стенда, как разность между показаниями расходомера до и после подачи жидкости с расходом G_w в имитатор гидроемкости.

Для оценки и сравнения интенсивности конденсации пара на струе жидкости в выполненных экспериментах автором диссертации был введен безразмерный комплекс $\Delta G_{s0}/G_w$ – равный отношению изменения расхода пара к расходу подаваемой жидкости.

Полученные в опыте № 1 на «чистом» паре данные (рисунок 4.4) могут быть описаны следующей зависимостью (сплошная линия на рисунке):

$$\frac{\Delta G_{s0}}{G_w} = 0,099 - 19,85 \cdot G_w^{-3}, \tag{4.1}$$

где G_w – расход жидкости, г/с.

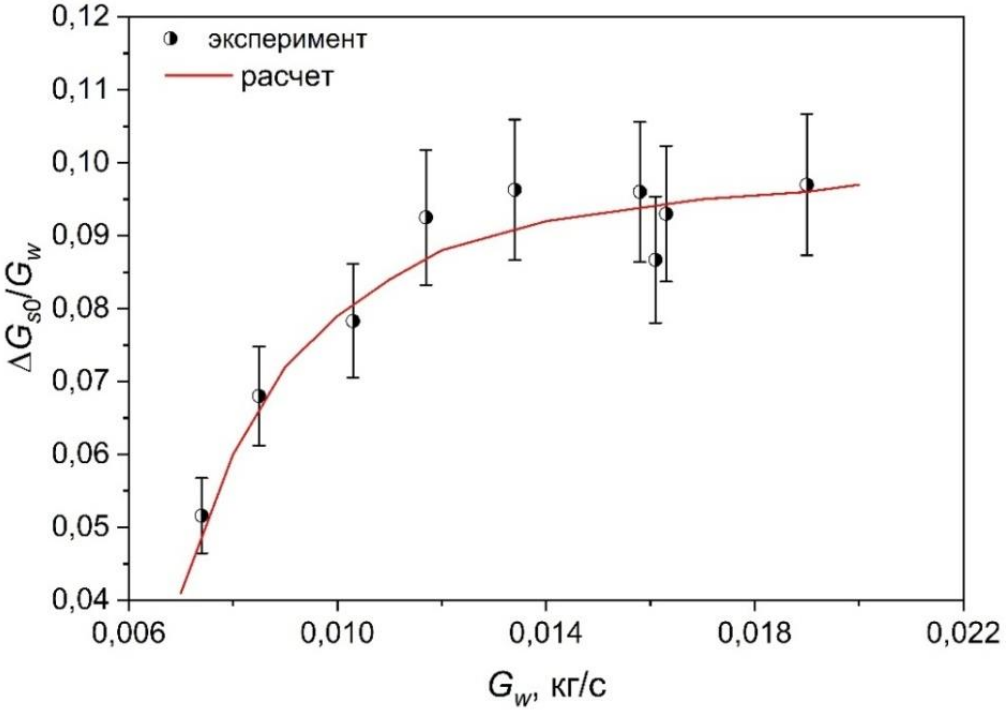


Рисунок 4.4 – Зависимость изменения интенсивности конденсации пара от расхода подаваемой жидкости в эксперименте № 1

Ожидаемо, что с увеличением расхода (скоростью истечения из сопла) жидкости повышается интенсивность конденсации пара. Однако, из рисунка 4.4 также видно, что при значениях расхода выше 17 г/с рост $\Delta G_{s0}/G_w$ не значителен. В связи с этим, было принято решение не увеличивать расход подаваемой жидкости выше 17 г/с в дальнейших опытах. Запасенный объем жидкости в напорном баке стенда (~ 10 л) позволил в экспериментах с парогазовой смесью достаточно долго поддерживать её расход в интервале от 15 до 17 г/с, тем самым обеспечивая выход системы на новый стационарный уровень по расходу пара.

Далее, используя результаты, полученные в опыте на «чистом» паре, были проведены эксперименты с парогазовой смесью.

4.3 Исследование влияния состава и параметров парогазовой смеси на теплообмен при контактной конденсации

В условиях аварийной ситуации с разрывом ГЦТ и полным обесточиванием энергоблока, в результате функционирования ПСБ парогенераторы не разорванных веток переходят в конденсационный режим работы, благодаря чему снижается давление в первом контуре и к концу первых суток достигает диапазона значений (0,2-0,4) МПа [44, 86]. Гидроемкости второй ступени в процессе излива запасенного теплоносителя в активную зону реактора будут заполняться смесью пара с неконденсирующимися газами. Среди них есть газы, плотность которых как выше (азот), так и ниже (водород) пара. Эксперименты по исследованию влияния различного состава парогазовой смеси на теплообмен при контактной конденсации проводились внутри диапазона давления, характерного для данного этапа аварийной ситуации [87]. Температура подаваемой воды в экспериментах изменялась в диапазоне (20-60) °С. Для сравнения опытов с паро-гелиевой смесью с экспериментами с паро-азотной смесью использовалась эквивалентная по азоту концентрация гелия, определенная по формуле (3.1), приведенной в подразделе 3.2.

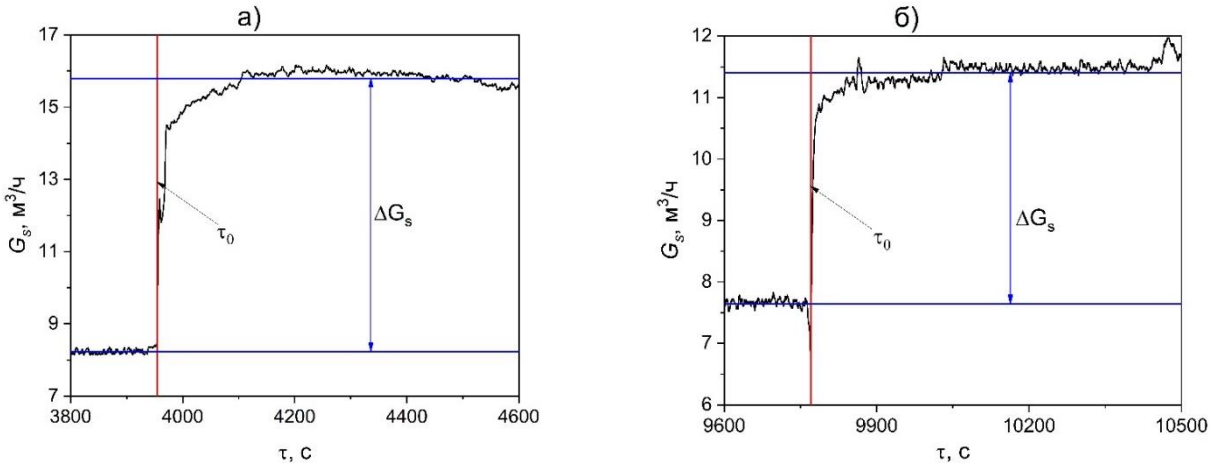
Основные параметры экспериментов занесены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Основные параметры экспериментов

№ опыта	Газ в смеси	Давление среды в имитаторе $P_{ГЕ-2}$, МПа	Концентрация $C_{экв}$, кг газа/кг смеси	Температура истечения струи t_0, °С
2	N_2	0,2	0; 0,05; 0,09; 0,13; 0,2; 0,26; 0,31; 0,35; 0,41	20
3		0,2	0; 0,2; 0,33; 0,43; 0,5; 0,56	26
4		0,3	0; 0,2; 0,33; 0,43; 0,5; 0,6	26
5		0,2	0; 0,2; 0,33; 0,43; 0,5	50
6		0,2	0; 0,33; 0,43; 0,5; 0,56; 0,6	55
7		0,3	0; 0,2; 0,33; 0,43; 0,5; 0,6	60
8	He	0,2	0; 0,33; 0,64; 0,91; 1,40; 1,82; 2,17	20
9		0,2	0; 0,64; 1,40	55

В указанной таблице и на графиках для опытов с паро-азотной смесью $C_{экв}$ равна его концентрации C_{N_2}.

Сначала рассмотрим эксперименты с присутствием только азота в парогазовой смеси. Первичные данные по изменению расхода пара в эксперименте № 3 с паро-азотной смесью для режимов с разной концентрацией газа представлены на рисунке 4.5.



а) C_{N_2} = 0,2 кг газа/кг смеси; б) C_{N_2} = 0,5 кг газа/кг смеси;
G_s – объемный расход пара; τ – время; τ_0 – начало подачи струи воды;
ΔG_s – приращение расхода пара за счет конденсации

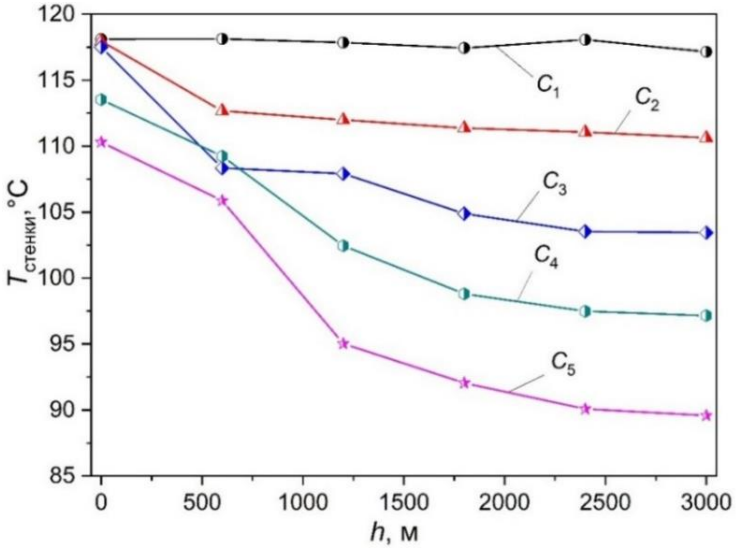
Рисунок 4.5 – Изменение расхода пара во время подачи струи воды в объем имитатора ГЕ-2 в эксперименте № 3

Как видно из рисунка 4.5, после начала подачи струи, за счет конденсации происходит резкое увеличение расхода пара в гидроемкость до некоторого нового стационарного уровня. Непосредственно после подачи воды наблюдается нестабильность расхода пара, связанная с активным перемещением парогазовой смеси по объему имитатора гидроемкости. В связи с этим, величина приращения расхода пара (на рисунке ΔG_s) определялась после стабилизации параметров стенда, как разница между средними значениями расхода пара до и после подачи струи жидкости.

Основной вывод по рисунку 4.5 заключается в следующем: повышение концентрации азота в ПГС приводит к снижению притока пара. Так для режима с паро-азотной смесью с концентрацией 0,2 кг газа/кг смеси (рисунок 4.5а) расход

повысился в 1,9 раза, в то время как в режиме с концентрацией 0,5 кг газа/кг смеси (рисунок 4.5б) это значение составило 1,54.

На рисунке 4.6 представлены показания термопар, закрепленных на внутренней стенке по высоте имитатора гидроемкости, за несколько тактов системы сбора данных (1-2 секунды) до подачи струи жидкости для различных экспериментальных режимов в опыте № 3. Аналогично рисунку 4.2 маркерами отмечены высоты размещения термопар на внутренней поверхности емкости имитаторе ГЕ-2.

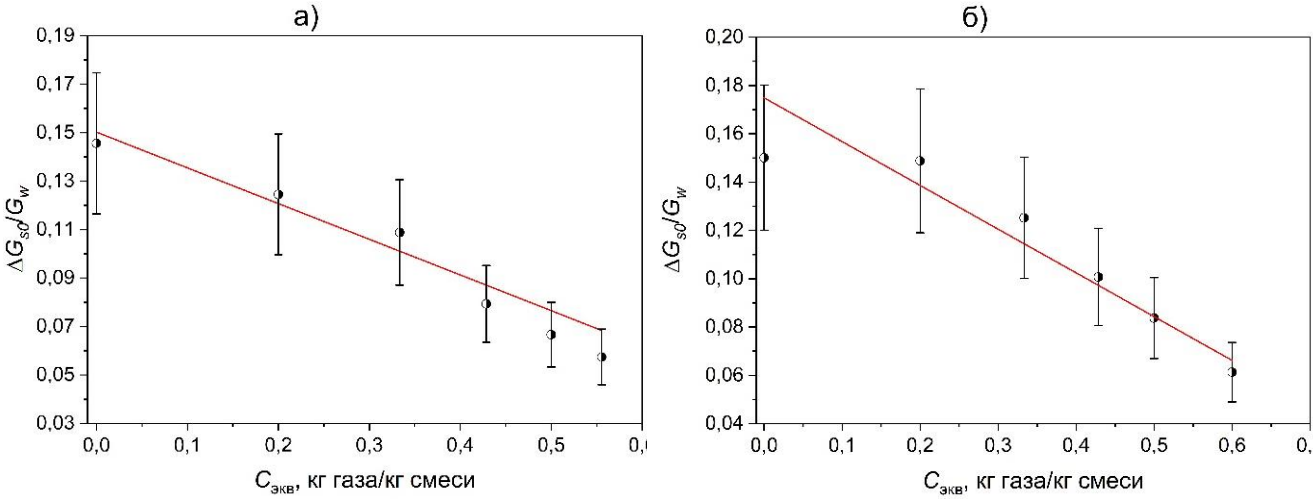


h – расстояние от верхней крышки гидроемкости; C_1 – C_5 – концентрации азота в смеси, равные 0, 0,2, 0,33, 0,43, 0,5 кг газа/кг смеси соответственно

Рисунок 4.6 – Изменение температуры стенки по высоте имитатора ГЕ-2 в эксперименте № 3

Из рисунка 4.6 видно, что с увеличением концентрации газа в смеси, показания термопар снижается, тем сильнее, чем больше газа в объеме имитатора ГЕ-2. При этом также видно, что азот скапливается преимущественно в нижней части емкости, так как имеет большую плотность по сравнению с паром. Для оценки степени этого снижения был проведен анализ полученных экспериментальных данных.

На рисунке 4.7 представлено изменение безразмерного комплекса $\Delta G_{s0}/G_w$ в зависимости от концентрации газа в паро-азотной смеси в экспериментах № 3 (с давлением 0,2 МПа) и № 4 (при 0,3 МПа).

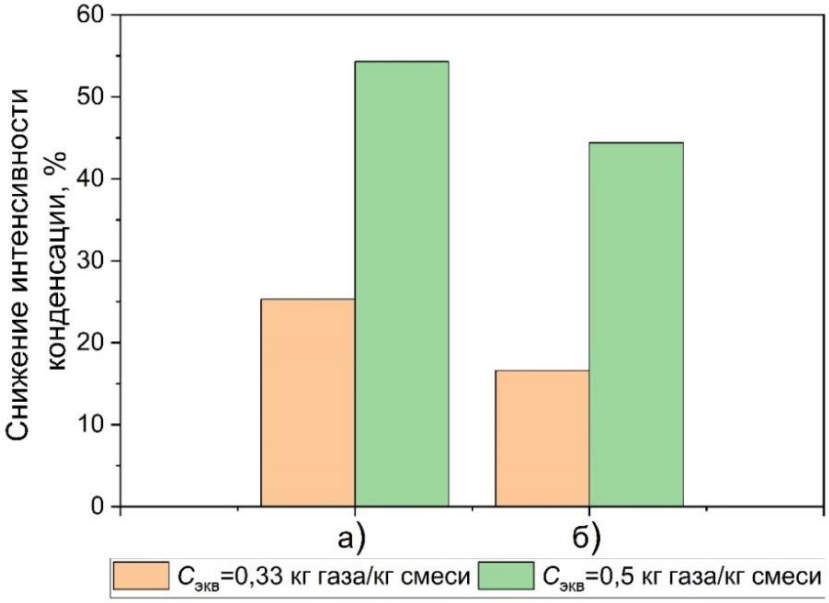


а) эксперимент № 3 $P_{ГЕ-2}$ = 0,2 МПа; б) эксперимент № 4 $P_{ГЕ-2}$ = 0,3 МПа;
$\Delta G_{s0}/G_w$ – безразмерный комплекс; $C_{экв}$ – концентрация азота в смеси

Рисунок 4.7 – Изменение интенсивности конденсации пара при подаче жидкости в зависимости от концентрации газа

Из рисунка 4.7 видно, что при увеличении $C_{экв}$ до 0,6 кг газа/кг смеси интенсивность конденсации пара на струе жидкости в присутствии азота в ПГС падает до ~ 40 % от аналогичного значения $\Delta G_{s0}/G_w$ в режиме на «чистом» паре.

На рисунке 4.8 представлена диаграмма снижения интенсивности контактной конденсации для двух экспериментальных режимов из рассмотренных опытов.

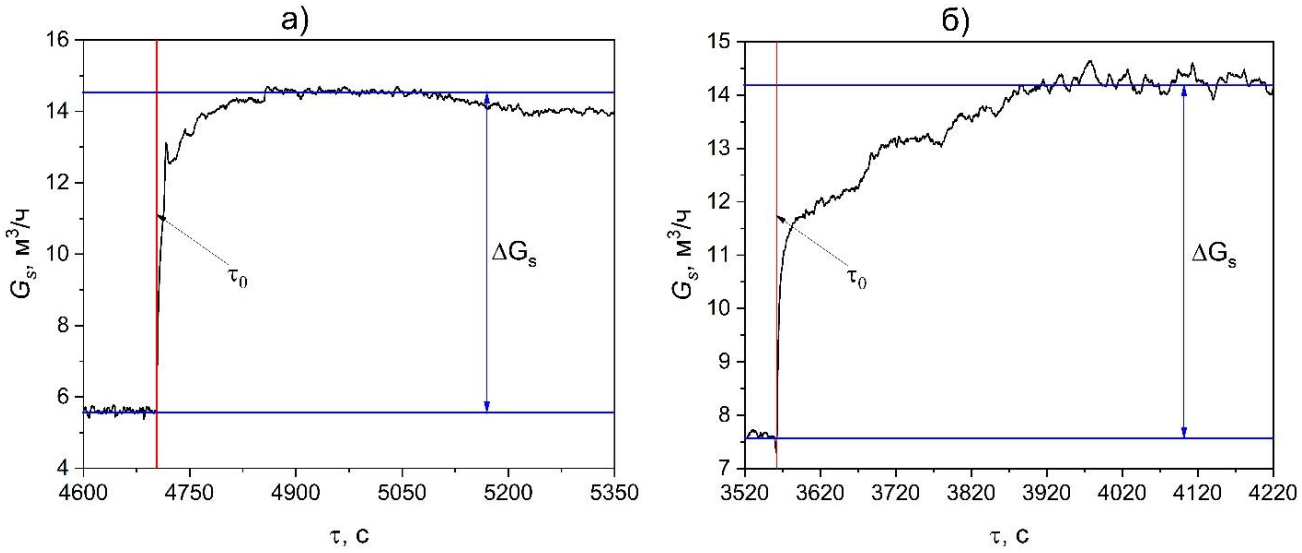


а) эксперимент № 3 $P_{ГЕ-2}$ = 0,2 МПа; б) эксперимент № 4 $P_{ГЕ-2}$ = 0,3 МПа;
$C_{экв}$ – концентрация азота в смеси

Рисунок 4.8 – Снижения интенсивности контактной конденсации пара на струе недогретой жидкости в присутствии азота

Как видно из рисунков 4.7 и 4.8, повышение концентрации азота в ПГС приводит к снижению интенсивности конденсации пара. При этом повышение давления (температуры) среды в модели гидроемкости при фиксированной начальной температуре струи приводит к меньшему снижению $\Delta G_{s0}/G_w$ в рассматриваемом диапазоне изменения параметров.

Далее рассмотрим эксперименты с присутствием различных газов в смеси: азота и гелия. Первичные данные по изменению расхода пара в экспериментах № 2 (паро-азотная смесь) и № 8 (паро-гелиевая смесь) для режимов с разной концентрацией газа представлены на рисунке 4.9.



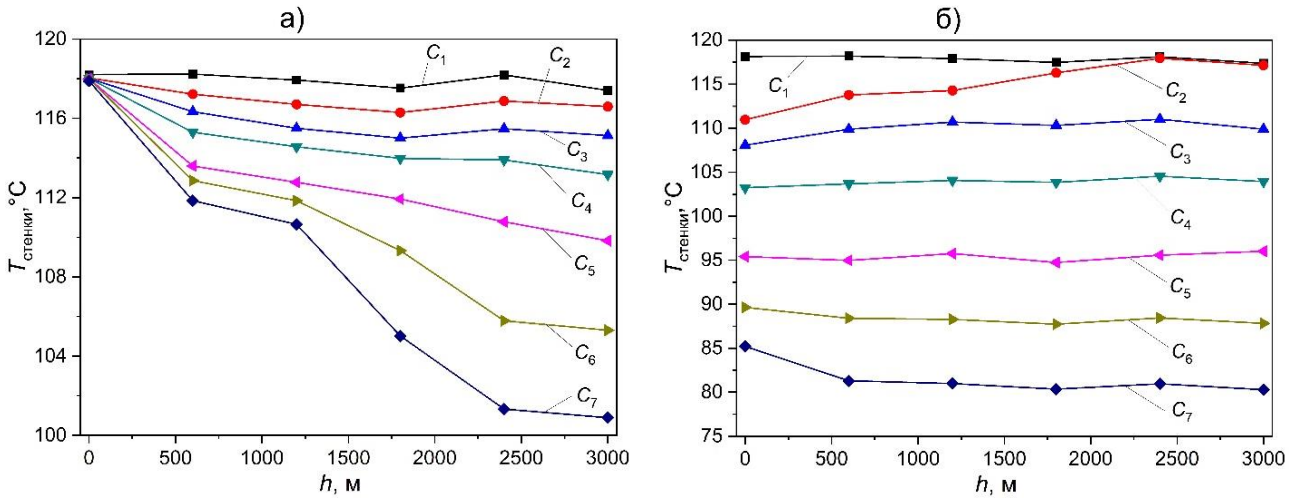
а) эксперимент № 2 с азотом ($C_{экв}$ = 0,09 кг газа/кг смеси); б) эксперимент № 8 с гелием ($C_{экв}$ = 0,64 кг газа/кг смеси); τ – время; τ_0 – начало подачи струи воды; G_s – объемный расход пара; ΔG_s – приращение расхода пара за счет конденсации

Рисунок 4.9 – Изменение расхода пара во время подачи струи воды в объем имитатора гидроемкости

Из рисунка 4.9 видно, что при подаче струи в объем имитатора ГЕ-2, указанные газы оказывает неодинаковое влияние на приращение расхода пара. Как и в других экспериментах, при подаче струи происходит конденсация пара, что приводит к повышению его расхода в объем имитатора гидроемкости. При этом в опыте № 2, с азотом, переход расхода на новый стационарный уровень происходит быстрее (на ~ 37 %) по сравнению с опытом № 8 с гелием.

На рисунке 4.10 представлено сравнение показаний термопар, закрепленных по высоте стенки имитатора гидроемкости, в экспериментах № 2 (с азотом в

составе ПГС) и № 8 (с гелием) в зависимости от концентрации газов в парогазовой смеси. Приведенные на рисунке данные, характеризуют момент за 1-2 секунды до открытия вентиля на трубки подачи струи.



а) опыт № 2 с азотом; б) опыт № 8 с гелием; h – расстояние от верхней крышки гидроемкости; C_1 – C_7 – эквивалентные концентрации газов в смеси

Рисунок 4.10 – Изменение температуры стенки по высоте имитатора гидроемкости

Показанные на рисунке 4.10 результаты соответствуют следующим концентрациям неконденсирующихся газов:

– эксперимент № 2 с паро-азотной смесью – C_1=0 (пар), C_2=0,05 кг/кг, C_3=0,09 кг/кг, C_4=0,13 кг/кг, C_5=0,2 кг/кг, C_6=0,26 кг/кг, C_7=0,31 кг/кг;

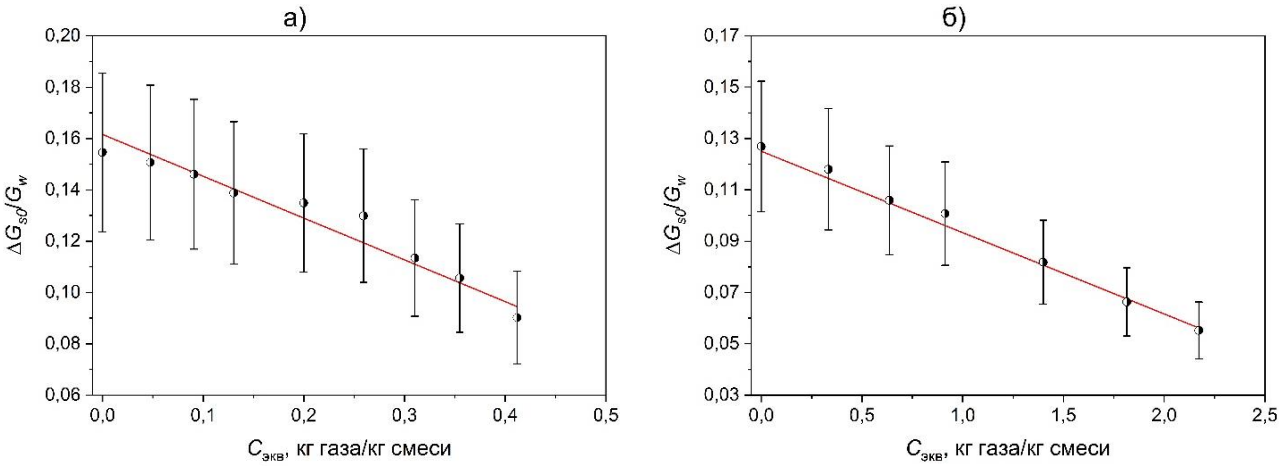
– эксперимент № 8 с паро-гелиевой смесью – C_1=0 (пар), C_2=0,33 кг/кг, C_3=0,64 кг/кг, C_4=0,91 кг/кг, C_5=1,40 кг/кг, C_6=1,82 кг/кг, C_7=2,17 кг/кг.

Из рисунка 4.10 видно, что азот и гелий в составе ПГС оказывают различные влияние на контактную конденсацию. При закачке паро-азотной смеси происходит более быстрое снижение температуры в нижней части имитатора ГЕ-2 (рисунок 4.10а). Причины этого были описаны ранее при рассмотрении экспериментов с азотом.

В опыте № 8 (рисунок 4.10б) из-за меньшей плотности гелия по сравнению с водяным паром, при первой накачке газ преимущественно занимает верхнюю и центральную части объема имитатора ГЕ-2, приводя к снижению температуры ПГС в этой области. По мере роста концентрации, гелий заполняет весь объем модели

гидроемкости сверху вниз, что и фиксируют термопары расположенные на внутренней поверхности стенки емкости.

Влияние различных газов на $\Delta G_{s0}/G_w$ представлено на рисунке 4.11.



а) эксперимент № 2 с азотом; б) эксперимент № 8 с гелием;
$C_{экв}$ – эквивалентная концентрация газов в смеси

Рисунок 4.11 – Зависимость приращения расхода пара при подаче жидкости от концентрации газов в смеси

Из представленных на рисунке 4.11 результатов видно, что по мере увеличения концентрации азота до 0,31 кг газа/кг смеси (рисунок 4.11а) значение $\Delta G_{s0}/G_w$ снижается на ~ 27 %. В эксперименте с гелием (рисунок 4.11б) повышение эквивалентной концентрации гелия до 0,33 кг газа/кг смеси приводит к снижению $\Delta G_{s0}/G_w$ только на ~ 7 %. Это связано с плотностями сравниваемых газов и их распределением по объему модели гидроемкости (пояснение было приведено ранее для рисунков 4.6 и 4.10).

Таким образом, в ходе обработки и анализа экспериментальных данных, полученных на рабочем участке КНС, подтверждено, что с уменьшением паровой составляющей в составе парогазовой смеси, происходит снижение интенсивности конденсации пара на струе жидкости.

4.4 Оценка воздействия температуры жидкости, истекающей в паровой объем, на процессы теплообмена при конденсации

На следующем этапе работы исследовалось влияние начальной температуры струи на теплообмен при контактной конденсации. Были проанализированы результаты экспериментов №№ 3–5, 7 (с подачей азота) и 8, 9 (с подачей гелия), основные параметры которых представлены в таблице 4.2 подраздела 4.3 диссертации.

Автором получена зависимость для определения интенсивности конденсации пара на струе жидкости:

$$\frac{\Delta G_{s0}}{G_w} = A + B \cdot C_{\text{экв}}, \tag{4.2}$$

где для азота $C_{\text{экв}}$ равна его концентрации C_{N_2}, а для гелия $C_{\text{экв}}$ определяется по формуле (3.1), представленной ранее в подразделе 3.2.

Слагаемое A и коэффициент B для парогазовых смесей имеют вид:

– паро-азотная смесь

$$A = (19 \cdot (t_s - t_0) - 284) \cdot 10^{-4},$$

$$B = (-26 \cdot (t_s - t_0) + 970) \cdot 10^{-4};$$

– паро-гелиевая смесь

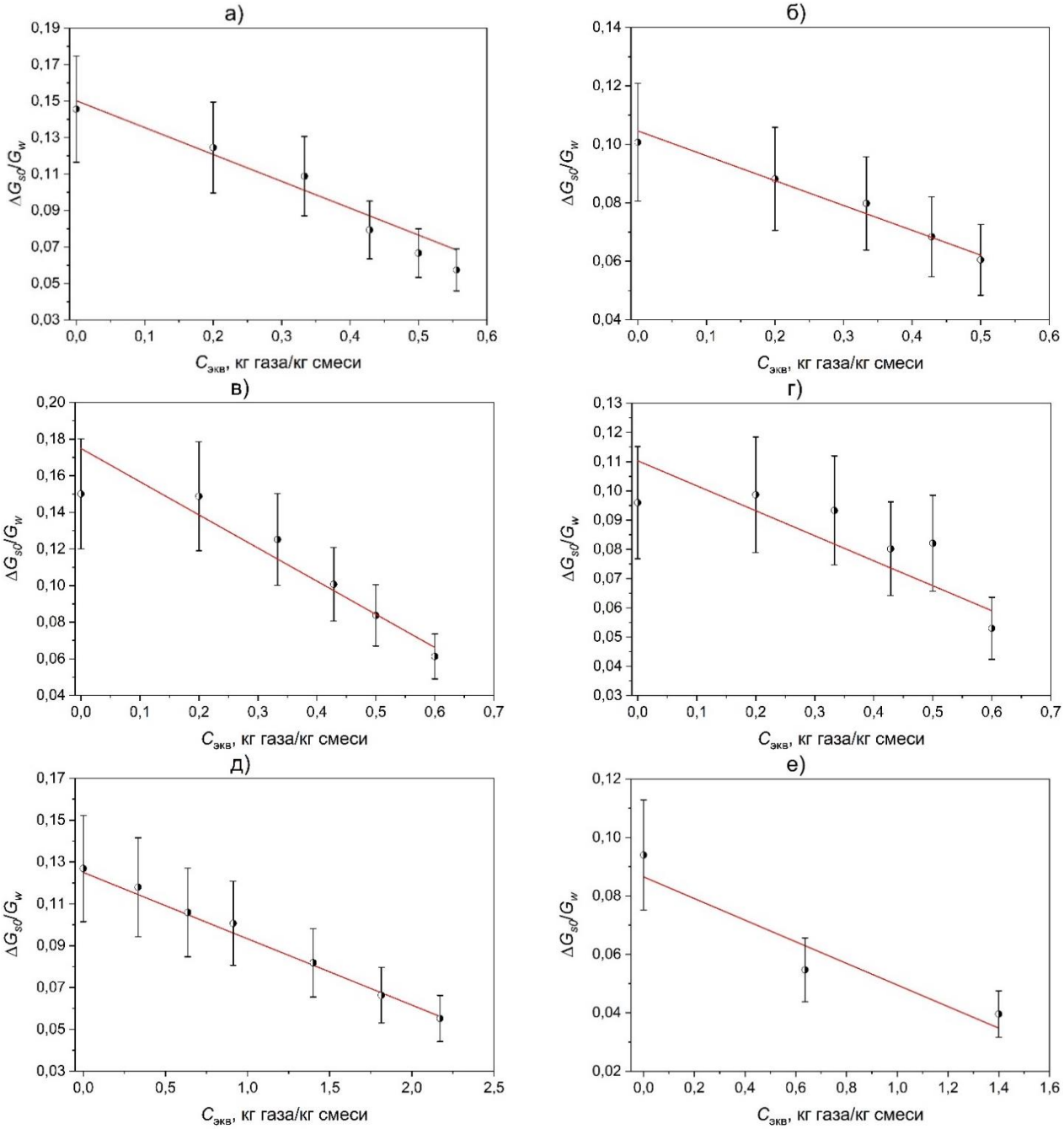
$$A = (11 \cdot (t_s - t_0) + 150) \cdot 10^{-4},$$

$$B = (13 \cdot (t_s - t_0) - 4670) \cdot 10^{-5},$$

здесь t_s – температура среды внутри модели гидроемкости, °C; t_0 – начальная температура истекающей струи, °C.

На рисунке 4.12 представлены результаты исследования влияния начальной температуры струи на безразмерный комплекс $\Delta G_{s0}/G_w$.

Прямой линией на графиках рисунка 4.12 показана расчетная зависимость (4.2). Попарно сравнивались эксперименты с паро-азотной смесью при давлении 0,2 и 0,3 МПа, а также опыты с паро-гелиевой смесью при давлении 0,2 МПа.



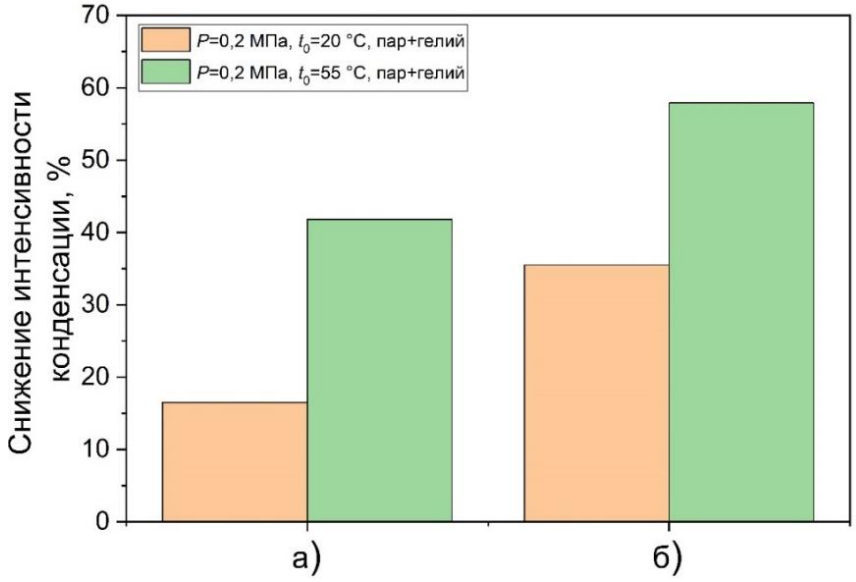
а) эксперимент № 3; б) эксперимент № 4; в) эксперимент № 5; г) эксперимент № 7; д) эксперимент № 8; е) эксперимент № 9

Рисунок 4.12 – Зависимость относительного приращения расхода пара при подаче жидкости от эквивалентной концентрации газов в смеси

Сравнивая парами эксперименты № 3 (рисунок 4.12а) и № 5 (рисунок 4.12в), № 4 (рисунок 4.12б) и № 7 (рисунок 4.12г), № 8 (рисунок 4.12д) и № 9 (рисунок 4.12е) можно сделать вывод о том, что повышение начальной температуры струи при одинаковом давлении (температуре) среды в имитаторе гидроемкости ухудшает теплообмен между паром и струёй и интенсивность конденсации ($\Delta G_{s0}/G_w$) снижается. Наиболее явно это проявляется в опытах с

гелием, так как он в отличие от азота из-за существенно меньшей плотности распределяется по всему объему модели гидроемкости и начинает оказывать свое влияние на конденсацию сразу при выходе струи из отверстия.

В качестве примера на рисунке 4.13 представлена диаграмма, иллюстрирующая характер влияния начального недогрева струи до температуры среды на интенсивность контактной конденсации в экспериментах с паро-гелиевой смесью.



а) $C_{экв}$ = 0,64 кг газа/кг смеси; б) $C_{экв}$ = 1,40 кг газа/кг смеси

Рисунок 4.13 – Снижение интенсивности контактной конденсации пара в присутствии гелия в опытах № 8 и 9

Из диаграммы видно, что чем выше начальная температура струи, то есть меньше её начальный недогрев до температуры среды в имитаторе гидроемкости, тем сильнее ухудшается интенсивность конденсации пара. Так, при увеличении концентрации гелия в ПГС с 0 до 0,64 кг газа/кг смеси (рисунок 4.13а) в эксперименте № 8 с начальной температурой истекающей жидкости 20 °C происходит снижение безразмерного комплекса $\Delta G_{s0}/G_w$ на 17 %, а в опыте № 9 с начальной температурой истекающей жидкости 55 °C – на 42 %. При повышении концентрации газа до 1,40 кг газа/кг смеси (рисунок 4.13б) наблюдается более значительное снижение интенсивности конденсации: для опыта № 8 оно составляет 36 %, а для эксперимента № 9 – 58 %.

Зависимость (4.2) применима для расчета интенсивности конденсации пара на диспергированной свободно падающей струе в присутствии неконденсирующихся газов в следующем диапазоне параметров:

– давление ПГС P = (0,2-0,3) МПа;

– средняя температура струи жидкости на выходе из цилиндрического сопла t_0 = (20-60) °С;

– скорость истечения жидкости из цилиндрического сопла u_0 = (0,5-0,6) м/с;

– концентрация азота в смеси C_{N_2} = (0-0,6) кг газа/кг смеси;

– эквивалентная концентрация гелия в смеси $C_{экв}$ = (0-2,17) кг газа/кг смеси;

– внутренний диаметр цилиндрического сопла d = 6 мм.

Отклонение рассчитанных по формуле (4.2) значений от результатов экспериментальных измерений не превышает 20 %.

Таким образом, на основе анализа полученных экспериментальных данных определены факторы, оказывающие значительное влияние на исследуемый процесс конденсации, а именно: концентрация неконденсирующихся газов, начальная температура истечения струи и состав газов в смеси.

4.5 Расчетная оценка температуры прогрева истекающей струи жидкости в паровой объем имитатора гидроемкости второй ступени

Представленный в пункте 1.4.2 анализ литературных данных показал, что в настоящее время не существует единой экспериментальной методики для определения температуры струи на всём её протяжении в случае, когда она дробится на сплошной (от места истечения до начала дробления) и капельный (от места дробления до нижней точки исследования, что для проводимых автором экспериментов соответствует дну имитатора гидроемкости второй ступени) участки. Причиной этого является сложность исследования процесса контактной конденсации пара на диспергированных струях с начальным сплошным участком по сравнению с конденсацией только на сплошных струях.

Результаты гидродинамических испытаний, представленные в подразделе 4.1, показали, что длина сплошного участка струи достигает 0,16 м при скорости её истечения 1 м/с.

Для дальнейшей оценки были использованы данные, полученные в экспериментах №№ 2–7 с паро-азотной смесью (таблица 4.2).

Начальная температура струи в опытах определялась экспериментально по показаниям термопары, установленной за 0,01 м до среза трубки основной линии подачи жидкости. Температура струи на конце сплошного участка рассчитывалась согласно методике, представленной в [61]. Для свободно падающей цилиндрической струи можно воспользоваться следующей зависимостью:

$$t_L = t_s - 0,6915 \cdot (t_s - t_0) \cdot \exp\left(-5,784 \cdot \left(\frac{aL}{u_0 R_0^2} + \frac{2\varepsilon_* u_0^2}{5\varphi^{\frac{5}{2}} g R_0} \cdot \left[\left(1 + \frac{2\varphi^2 g L}{u_0^2}\right)^{\frac{5}{4}} - 1\right]\right)\right), \quad (4.3)$$

где t_L – температура струи на расстоянии L от места истечения, °С; t_s – температура насыщения пара при давлении насыщения, °С; t_0– средняя температура струи при истечении из цилиндрического сопла, °С; a – коэффициент температуропроводности, м^2/с; L – длина сплошного участка струи, м; u_0 – скорость истечения струи, м/с; R_0 – радиус струи, м; $\varepsilon_* = 5 \cdot 10^{-4}$ – безразмерная константа; $\varphi = 0,85$ – коэффициент сужения струи; $g = 9,81$ – ускорение свободного падения, м/с^2 [61].

Применимость формулы (4.3) ограничена двумя параметрами: скоростью истечения струи – до 2 м/с и диаметром цилиндрических отверстий – до 7 мм. При таких скоростях и диаметрах сплошной участок сохраняется на расстоянии 300-450 мм от среза трубки [61].

Температура t_k, до которой струя сможет прогреться при пролете парогазового пространства имитатора гидроемкости второй ступени, получена с использованием уравнения энергетического баланса на основе анализа опытных данных по расходам пара и жидкости:

$$t_k = t_0 + \frac{\Delta G_{s0}}{G_w} \cdot \frac{r}{c_P}, \quad (4.4)$$

где t_0 – средняя начальная температура струи, °С; $\Delta G_{s0}/G_w$ – безразмерный комплекс, рассчитываемый по формуле (4.5); r – теплота парообразования, Дж/кг; c_P – изобарная теплоемкость, Дж/кг·К.

По мере пролета струи от места истечения до дна сосуда, она будет прогреваться от начальной температуры t_0 до некой конечной температуры t_k, при этом в месте дробления достигая значения t_L. Используя зависимости (4.2) – (4.4), были построены графики изменения температуры диспергированной свободно падающей струи t_{jet} от высоты пролёта жидкости внутри модели ГЕ-2, которые могут быть описаны полуэмпирической зависимостью:

$$t_{jet} = t_0 + A \cdot \left(\frac{H}{d_{in}} \right)^B , \qquad (4.5)$$

где H/d_{in} – высота пролета капли, отнесенная к внутреннему диаметру трубки, из которой происходит истечение.

Коэффициент A и показатель степени B имеют вид:

$$A = (55,0 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta t_0 - 26,3) \cdot C_{\text{экв}} + (13,0 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta t_0 + 8,7),$$

$$B = (18,0 \cdot 10^{-2} - 5,0 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t_0) \cdot C_{\text{экв}} + (1,2 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta t_0 + 8,0 \cdot 10^{-2}),$$

где $C_{\text{экв}}$ – эквивалентная концентрации газа в смеси, кг газа/кг смеси; $\Delta t_0 = t_s - t_0$ – начальный недогрев струи жидкости до температуры насыщения, °С. По аналогии с формулой (4.2) для азота $C_{\text{экв}}$ равна его концентрации C_{N_2}.

Зависимость (4.5) применима для определения температуры прогрева диспергированной свободно падающей струи в парогазовой смеси в следующем диапазоне величин:

– давление ПГС в имитаторе ГЕ-2 P = (0,2-0,3) МПа;

– средняя температура струи жидкости на выходе из цилиндрической трубки t_0 = (20-60) °С;

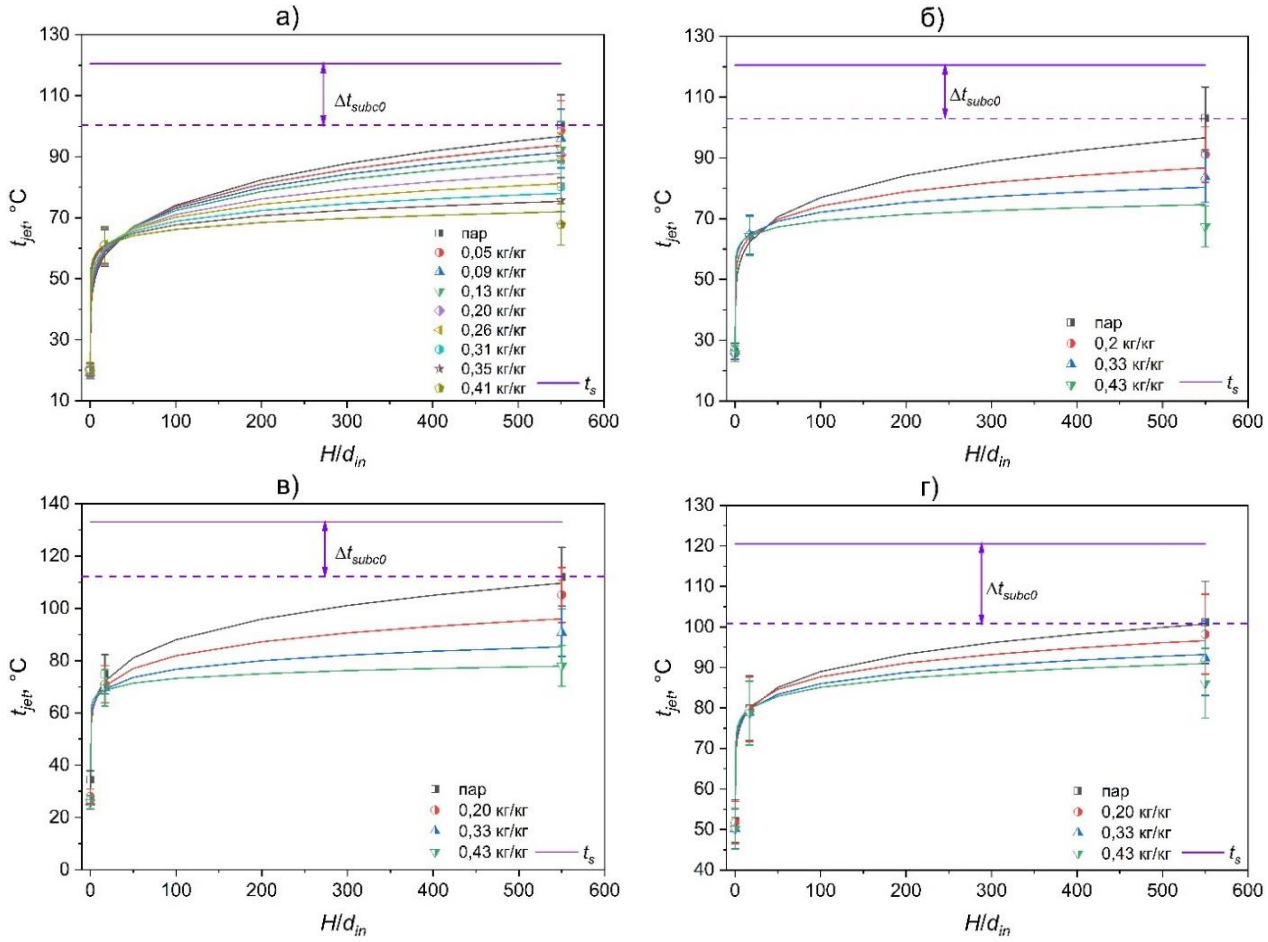
– внутренний диаметр трубки, через которую струя поступает в объем емкости d = 6 мм;

– скорость истечения жидкости из цилиндрического сопла u_0 = (0,5-0,6) м/с;

– концентрация азота в смеси C_{N_2} = (0-0,6) кг газа/кг смеси;

– эквивалентная по азоту концентрация гелия в смеси $C_{экв}$ = (0-0,6) кг газа/кг смеси.

На рисунке 4.14 представлены зависимости изменения температуры струи от расстояния пролета для опытов №№ 2–5 с паро-азотной смесью.



а) эксперимент № 2; б) эксперимент № 3; в) эксперимент № 4; г) эксперимент № 5

Рисунок 4.14 – Зависимости изменение температуры струи от безразмерной высоты имитатора ГЕ-2 при наличии азота в водяном паре

Из рисунка 4.14 видно, что струя жидкости в паровом пространстве за время пролёта до нижней точки не прогревается до температуры насыщения. При росте концентрации газа в смеси величина недогрева жидкости увеличивается. Так в режимах на «чистом» паре недогрев Δt_{subc0} составляет примерно (20-25) °С, а при максимально заданной концентрации 0,43 кг газа/кг пара недогрев струи составляет (50-55) °С.

4.6 Определение эффективного коэффициента теплоотдачи при контактной конденсации пара из парогазовой смеси на струе жидкости

Из литературы известно, что для описания конденсации «чистого» пара на сплошной струе применяют интегральный коэффициент теплоотдачи $\bar{\alpha}$. В [51] представлена формула для его определения без учета влияния газов:

$$\bar{\alpha} = \frac{1}{4}\rho_{ж} c_{Pж} u_0 \frac{d_c}{L} \ln\left(\frac{t_s - t_0}{t_s - t_L}\right) \cdot \left(1 + \frac{1}{K_{фаз}} \cdot \frac{t_s - t_L}{t_s - t_0}\right)^{-1}, \qquad (4.6)$$

здесь $\rho_{ж}$ – плотность воды, кг/м^3; u_0 – скорость истечения струи из сопла, м/с; d – диаметр струи на выходе из сопла, м; L – длина сплошного участка струи, м; $K_{фаз} = \dfrac{r}{c_{Pж} \cdot (t_s - t_0)}$ – критерий фазового перехода; r – удельная теплота парообразования, Дж/кг; $c_{Pж}$ – изобарная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К); t_L – средняя по сечению температура струи (4.3) на расстоянии L от выхода из сопла, °C; t_0 – средняя температура струи на выходе из сопла, °C; t_s – температура насыщения, °C.

Однако, для условий аварии с потерей теплоносителя к моменту излива раствора борной кислоты из гидроемкостей второй ступени их объем будет заполнен не «чистым» паром, а парогазовой смесью, газы входящие в состав которой препятствуют эффективной конденсации пара на сплошных участках струй. То есть конденсация будет продолжаться и на каплях. Ввиду того, что и в реальной гидроемкости, и в её имитаторе есть существенный запас по высоте (для последнего – более 3 м, что значительно длины сплошного участка струи), поэтому для описания диспергируемой струи необходимо воспользоваться, согласно [67], эффективным коэффициентом теплоотдачи $\alpha_э$, что есть отношение средней плотности теплового потока на поверхности контакта фаз к разности температур между парогазовой средой вне факела струи и жидкостью.

В рамках диссертационной работы автором для расчетной оценки теплоотдачи при контактной конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов в виду сложности данного процесса были введены

упрощающие предположения, которые могут быть обоснованы исходя из условий конкретной задачи.

Во-первых, при расчете предполагалось, что все капли имеют сферическую форму и одинаковый диаметр, равный некоторому среднему эквивалентному диаметру струи. Из работы [64] известно, что капли воды при падении в парогазовой среде принимают вследствие капиллярных сил практически шаровую форму. Поэтому из-за разности в вязкостях ПГС и воды (которая в зависимости от температуры может быть в 50 раз больше), капли можно рассматривать, как твёрдые шарики и применять к ним законы Стокса ($d_к$<0,001 м) или Ньютона ($d_к$≥0,001 м).

Во-вторых, в проведенных экспериментах на установке с рабочим участком КНС время падения капли не превышает одной секунды (что было зафиксировано в гидродинамических испытаниях), при этом паровая среда поступает в объём имитатора ГЕ-2 с практически постоянным расходом. Эти соображения позволяют принять температуру среды вне факела струи и сам эффективный коэффициент теплоотдачи постоянными за интервал времени, в течение которого струя жидкости поступает в имитатор гидроемкости.

С учетом приведенных допущений, согласно [64], эффективный коэффициент теплоотдачи $\alpha_э$ можно рассчитать по следующей зависимости:

$$\alpha_э = \frac{c_{Pж}\rho_ж d_{капли}}{6\tau_{п.к.}} \cdot \ln\left(\frac{1}{1-\bar{\Theta}}\right), \qquad (4.7)$$

где $\tau_{п.к.}$ – время падения капли, с; $d_{капли}$ – диаметр капли, м, $\bar{\Theta}$ – безразмерная среднемассовая температура диспергированной струи на расстоянии $x=H$ от входа струи, которая может быть вычислена по формуле, полученной в работе [60]:

$$\bar{\Theta} = 1 - \exp\left(-1{,}36 \cdot 10^{-2} \cdot \left[\mathrm{Pe} \cdot \frac{d_{капли}}{d_с}\right]^{-0{,}45} \cdot \varepsilon_П^{0{,}59} \cdot \left[\frac{H}{d_{капли}}\right]^{1{,}5}\right), \qquad (4.8)$$

где $\varepsilon_П = \frac{P_П}{P_{смеси}}$ – концентрация пара в ПГС; $P_П$ – парциальное давление пара в смеси, МПа; $P_{смеси}$ – давление парогазовой смеси; $\mathrm{Pe} = \frac{u_0 d_с}{a}$ – число Пекле;

$d_с$ – диаметр струи, м; H – высота модели гидроемкости; $a = \dfrac{\lambda_ж}{\rho_ж c_{Pж}}$ – коэффициент температуропроводности жидкости при t_0, м^2/с; $\lambda_ж$ – коэффициент теплопроводности жидкости, Вт/м К.

Как уже было отмечено ранее и $\alpha_э$, и $\bar{\Theta}$ являются интегральными характеристиками для всей струи на расстоянии H.

На рисунке 4.15 представлено изменение отношения эффективных коэффициентов теплоотдачи ($\alpha_э/\alpha_{э0}$), которое позволяет оценить влияние неконденсирующихся газов на конденсацию пара на диспергированной струе свободно падающей жидкости [88].

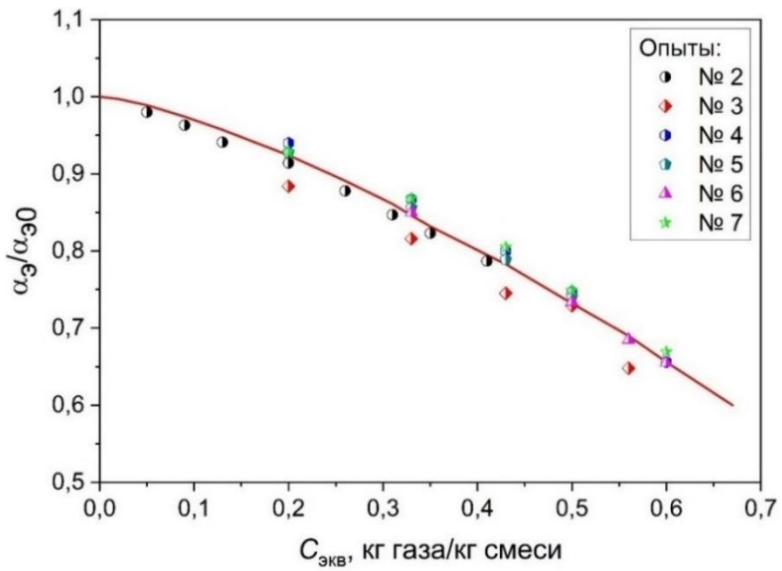


Рисунок 4.15 – Зависимость $\alpha_э/\alpha_{э0}$ от концентрации азота в смеси

На рисунке 4.15 сплошной линией показана зависимость, описывающая результаты экспериментов №№ 2–7:

$$\frac{\alpha_э}{\alpha_{э0}} = 1 - (1{,}3\cdot 10^{-2}\cdot K_{фаз} + 6{,}1\cdot 10^{-1})\cdot C_{экв}^{6{,}3\cdot 10^{-2}\cdot K_{фаз} + 9{,}7\cdot 10^{-1}}. \qquad (4.9)$$

Результаты сравнения влияния азота (эксперимент № 2) и гелия (эксперимент № 8) на изменение эффективного коэффициента теплоотдачи приведено на рисунке 4.16. В сравниваемых опытах схожие исходные параметры: начальная температура струи равная 20 °С и давление среды равное 0,2 МПа.

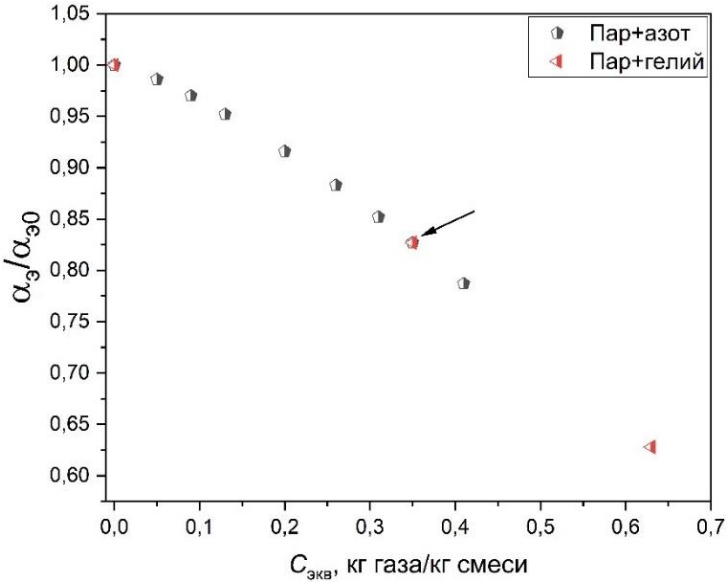


Рисунок 4.16 – Зависимость комплекса $\alpha_э/\alpha_{э0}$ от эквивалентной концентрации газа в смеси в экспериментах № 2 и № 8

Как видно из рисунка 4.16, в данных опытах происходит практически одинаковое снижение эффективного коэффициента теплоотдачи. Стрелка на рисунке указывает на одинаковые значения безразмерного комплекса $\alpha_э/\alpha_{э0}$ – 0,827, что соответствует $C_{экв}$ =0,35 кг газа/кг смеси.

В то же время, согласно формуле (4.2), в данной точке фактическая средняя массовая концентрация гелия в 7 раз меньше концентрации азота, что подтверждает сделанный ранее вывод: гелий, как менее плотный газ, по сравнению с паром, оказывает большее влияние на конденсацию последнего на струях и каплях жидкости. Гелий в отличие от азота скапливается в верхней части емкости, но в процессе накачки перераспределяется внутри модели гидроемкости, заполняя весь объем, что приводит к снижению начального недогрева струи до температуры насыщения. В результате этого наблюдается значительное падение интенсивности и эффективности контактной конденсации.

Полученная зависимость (4.9) безразмерного комплекса $\alpha_э/\alpha_{э0}$ от концентрации газов в смеси применима в следующем диапазоне величин:

– давление ПГС в имитаторе ГЕ-2 P = (0,2-0,3) МПа;

– внутренний диаметр цилиндрической трубки, через которую струя поступает в объем емкости d = 6 мм;

– средняя температура струи на выходе из трубки t_0 = (20-60) °С;

– скорость истечения жидкости из цилиндрического трубки u_0 = (0,5-0,6) м/с;

– концентрация азота в смеси C_{N_2} = (0-0,6) кг газа/кг смеси;

– эквивалентная по азоту концентрация гелия в смеси $C_{экв}$ = (0-0,6) кг газа/кг смеси.

Выводы по главе 4

На экспериментальной установке с рабочим участком «Конденсация на струях» при непосредственном участии автора диссертации были проведены исследования данных процессов в условиях работы пассивных систем.

Проведенные опыты позволили сделать следующие выводы:

– увеличение расхода подаваемой жидкости в опытах на «чистом» паре приводит к повышению интенсивности конденсации;

– гелий оказывает большее влияние, чем азот на интенсивность конденсации пара на свободно падающей струе недогретой жидкости;

Применительно к условиям выполненных экспериментов были получены зависимости для расчета:

– безразмерных комплексов $\Delta G_{s0}/G_w$ и $\alpha_э/\alpha_{э0}$ от эквивалентной концентрации газов;

– температуры прогрева диспергированной струи от безразмерной высоты пролета капли.

Таким образом, на экспериментальной установке с рабочим участком КНС, были исследованы процессы, имеющие место при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов на свободно падающей струе недогретой жидкости внутри имитатора гидроемкости второй ступени, и получены данные для верификации расчетных программ.

Глава 5. Использование экспериментальных данных по исследованию процесса конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов для оценки длительности работы пассивных систем безопасности АЭС с ВВЭР

5.1 Предложения по оптимизации характеристик устройства удаления газов из парогенератора ВВЭР

Ранее в подразделе 1.4 диссертационной работы было указано, что натурное устройство удаления неконденсирующихся газов из ПГ реакторной установки ВВЭР предполагается размещать в межоболочечном пространстве. УУГ представляет собой систему теплообменников-конденсаторов, размещение которых предполагается на высотной отметке гидроемкостей второй ступени. В случае аварии температура среды в МОП будет ниже температуры среды в объеме защитной оболочки, что позволит организовать отвод тепла от поверхности теплообменника-конденсатора к воздуху МОП за счет естественной конвекции. Устройство удаления газов посредством арматуры связано с трубопроводами системы гидроемкостей второй ступени. Конденсатные трубопроводы, связывающие ТК УУГ с гидроемкостями второй ступени, имеют уклон в сторону емкостей.

После теплообменника конденсат поступает в вертикальный опускной участок, который также входит в состав системы УУГ.

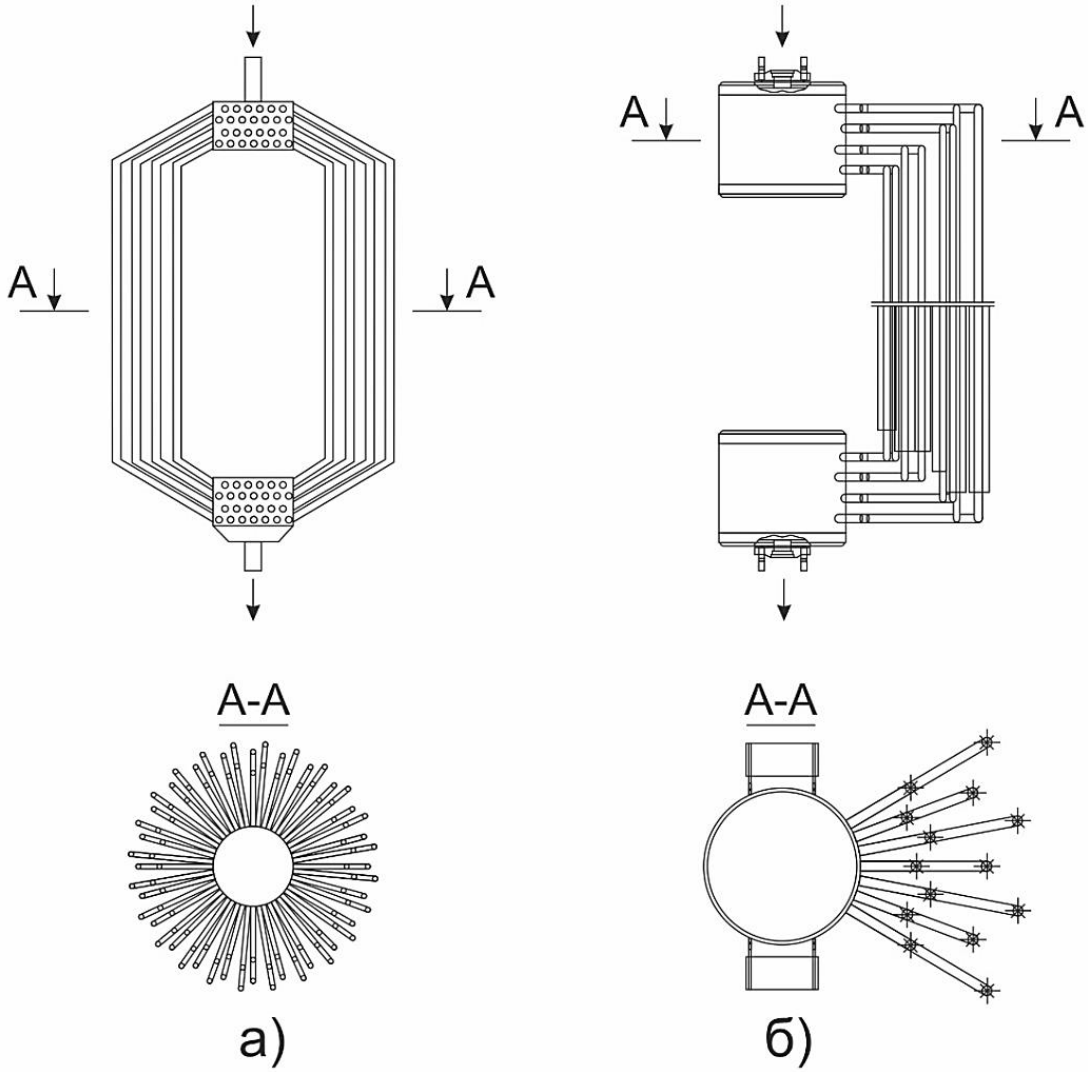
Вес теплообменника-конденсатора с опускным участком без учета раствора борной кислоты в нем равен ~ 980 кг, а с учетом последней – 1240 кг. Высота одного теплообменника-конденсатора не превышает 4000 мм, диаметр трубного пучка ТК не более 1000 мм [45].

Указанные весовые и габаритные характеристики приведены проектантом в качестве максимальных и могут быть оптимизированы в процессе проектирования.

Применение на АЭС с ВВЭР теплообменников-конденсаторов УУГ должно способствовать увеличению длительности автономной работы системы СПОТ ПГ в режиме blackout до 72 ч. При этом внедрение системы теплообменников-

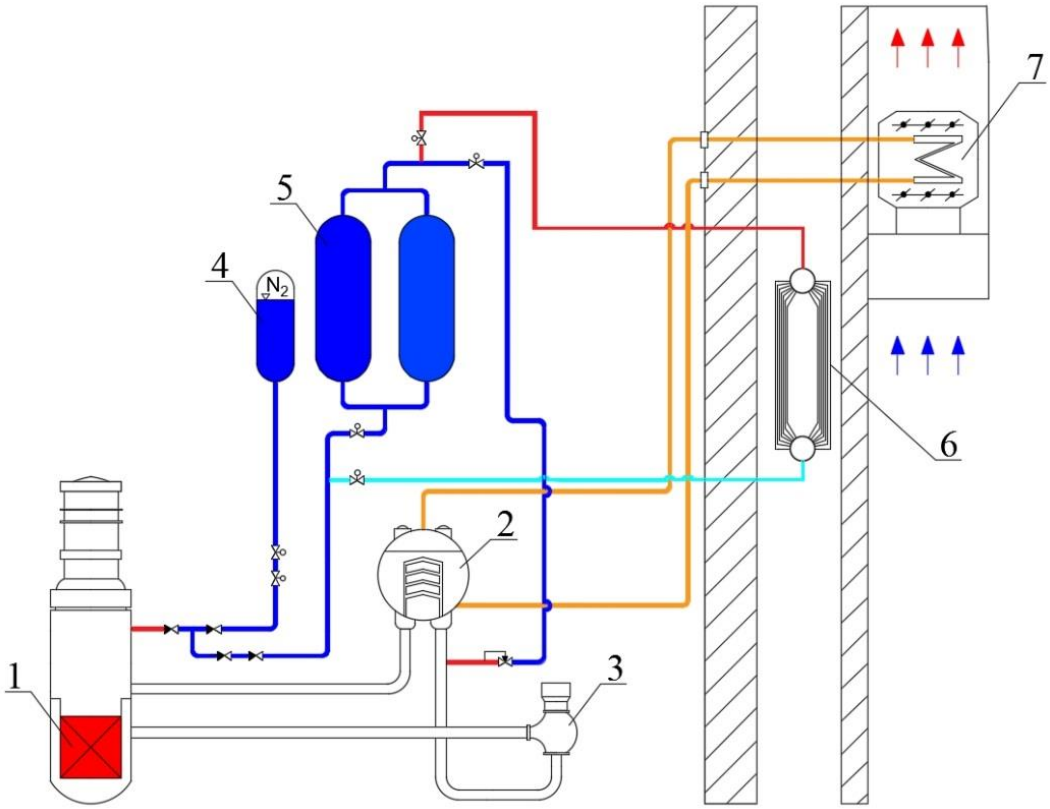
конденсаторов УУГ позволит оптимизировать конструкцию системы СПЗАЗ в усовершенствованном проекте ВВЭР с точки зрения количества гидроемкостей третьей ступени.

Конструктивные отличия рабочего участка экспериментальной установки и проектной конфигурации теплообменника-конденсатора УУГ представлены на рисунке 5.1.



а) реальный объект; б) экспериментальная установка (рабочий участок)
Рисунок 5.1 – Сравнение конструкций теплообменников-конденсаторов устройства удаления газов

На рисунке 5.2 представлен предполагаемый комплекс пассивных систем безопасности, состоящий из системы СПОТ, систем гидроемкостей первой и второй ступени и теплообменников-конденсаторов устройства удаления газов.



1 – реактор; 2 – ПГ; 3 – главный циркуляционный насос; 4, 5 – гидроемкости систем ГЕ-1 и ГЕ-2; 6 – теплообменники-конденсаторы УУГ; 7 – теплообменные модули СПОТ

Рисунок 5.2 – Принципиальная схема размещения теплообменников-конденсаторов УУГ в составе комплекса ПСБ ВВЭР

При работе энергоблока на мощности теплообменники-конденсаторы УУГ находятся в состоянии ожидания, при этом их внутренний объем заполнен раствором борной кислоты.

5.1.1 Оценка необходимой конденсационной мощности теплообменников-конденсаторов УУГ для реальной реакторной установки

Для расчета теплопередачи от парогазовой смеси к воздуху межоболочечного пространства необходимо определить объем воздуха в нем, коэффициенты теплоотдачи от смеси к трубкам теплообменника и от трубного пучка к воздуху, параметры парогазовой смеси: давление, концентрация неконденсирующихся газов, режимы течения.

При работе АЭС в режиме нормальной эксплуатации в межоболочечном пространстве будет обеспечиваться постоянное давление на 100 Па ниже

атмосферного. В случае аварии пассивная система фильтрации также обеспечивает разрежение 100 Па с целью блокирования неорганизованных протечек из МОП в атмосферу через наружную защитную оболочку.

Примем объем воздуха в межоболочечном пространстве равным объему МОП, который с учетом размеров двойной защитной оболочки в проекте реакторной установки ВВЭР-1200 равен 29253 м^3.

Расчетная температура воздуха в МОП принимается равной 60 °С. Теплообмен прекратится, когда температура охлаждающего воздуха достигнет температуры парогазовой смеси. Количество теплоты, необходимое для нагрева воздуха в межоболочечном пространстве равно:

$$Q_1 = m_{\text{в}} \cdot c_{P\text{в}} \cdot (t_2 - t_1) = \rho_{\text{в}} \cdot V_{\text{в}} \cdot c_{P\text{в}} \cdot (t_2 - t_1), \qquad (5.1)$$

где $m_{\text{в}}$ – масса воздуха, $c_{P\text{в}}$ – удельная теплоемкость воздуха при постоянном давлении, t_1, t_2 – начальная и конечная температуры воздуха соответственно, $\rho_{\text{в}}$ – плотность воздуха, $V_{\text{в}}$ – объем воздуха в МОП.

Система теплообменников-конденсаторов УУГ вводится в работу через сутки с момента аварии, к этому моменту остаточное тепловыделение [89]:

$$N_{\text{ост}} = 0,065 \cdot N_0 \cdot \tau_{\text{ст}}^{-0,2} = 22,09 \text{ МВт}, \qquad (5.2)$$

где N_0 – номинальная мощность реактора до останова, $\tau_{\text{ст}}$ – время с момента останова.

Количество теплоты, передаваемое воздуху межоболочечного пространства при конденсации пара равно:

$$Q = G_s \cdot r \cdot \tau, \qquad (5.3)$$

где G_s – расход пара, r – удельная теплота парообразования (конденсации), τ – длительность процесса.

При рассмотрении работы ПСБ можно отметить, что в течение первых 24 ч парогазовая смесь из парогенераторов отводится в освобождающийся объем гидроемкостей второй ступени. В соответствии с расходной характеристикой системы ГЕ-2 расход воды на последней ступени из одного канала системы примерно равен 1,5 л/с, значит и парогазовой смеси из парогенератора отводится 1,5 л/с.

Рассмотрим ситуацию, когда работают три канала системы, четвертый не функционирует из-за разрыва главного циркуляционного трубопровода. Согласно расчетным данным, через 24 ч после начала аварии давление в ГЦК в зависимости от места и размера течи варьируется в диапазоне (0,2-0,36) МПа.

В таком случае можно определить необходимую мощность теплообменника, чтобы сконденсировать пар, и время, за которое нагреется воздух в МОП при заданном расходе смеси.

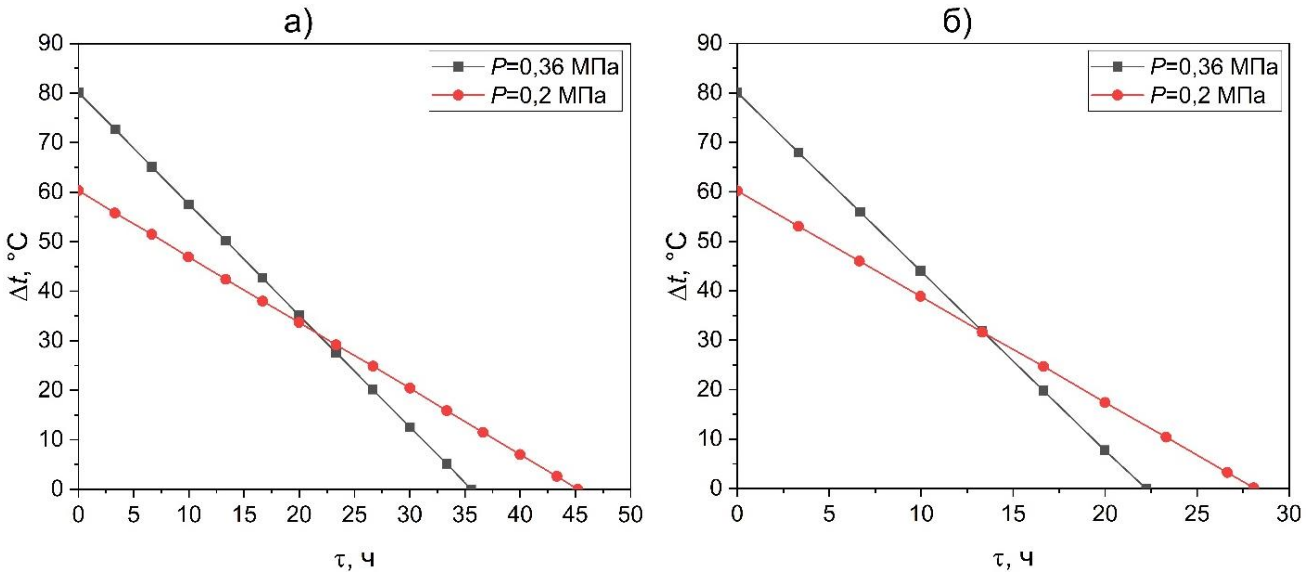
При давлении 0,2 МПа теплота конденсации равна $2{,}202 \cdot 10^6$ Дж/кг. Таким образом при условии, что объемный расход пара равен 4,5 л/с, а массовый равен $\sim 5 \cdot 10^{-3}$ кг/с, средняя мощность, необходимая для конденсации пара с данным расходом, равна 11,2 кВт.

Составив уравнение теплового баланса, можно получить зависимость температурного напора между паром и охлаждающим воздухом от времени при поступлении в трубки пара с заданным постоянным расходом. На рисунке 5.3 представлена данная зависимость.

Из рисунка 5.3а видно, что при расходе пара через теплообменники 4,5 л/с практически обеспечивается требуемое время работы, то есть система позволяет сконденсировать пар с заданным расходом в течение 45 ч. При давлении парогазовой смеси 0,36 МПа нагрев воздуха межоболочечного пространства происходит быстрее, что обусловленно большей плотностью поступающей в трубки среды и, соответствеено, большим значением массового расхода при фиксированном значении объемного.

Высотная отметка, на которой предполагается размещать теплообменники-конденсаторы УУГ, равна 27 м и обусловлена тем, что на данной высоте располагаются гидроемкости второй ступени, к трубопроводам обвязки которых и подключается данная система. В связи с этим, в случае отсутствия принудительной циркуляции воздуха в МОП, в охлаждении теплообменников при помощи свободной конвекции будет задействован объем воздуха, располагающийся выше данной отметки. Следовательно, в этом случае прекращение конденсации пара произойдет раньше, так как температура воздуха в верхней части МОП быстрее

достигнет температуры поступающего в трубки пара. Как видно из рисунка 5.3б, при давлении пара 0,2 МПа это происходит через 28 ч после запуска системы ТК УУГ в работу.



а) для охлаждения ТК УУГ задействован весь воздушный объем МОП; б) в охлаждении теплообменников-конденсаторов участвует только воздух, находящийся выше высотной отметки их размещения

Рисунок 5.3 – Изменение температурного напора в ТК УУГ во времени при постоянном объемном расходе подаваемого пара

Важно отметить, что полученная мощность является средней, максимальная будет выше из-за того, что со временем происходит ухудшение теплообмена: меняется температурный напор, происходит накопление неконденсирующихся газов.

Для проведения дальнейших оценок изменения температурного напора и конденсационной мощности необходимо определить параметры теплоотдачи для реальной установки.

Согласно [90] число Нуссельта, определяющее теплоотдачу воздуха при естественной конвекции около вертикальной продольно-оребренной трубки, определяется из формулы:

$$\mathrm{Nu} = A \cdot \left(\frac{\mathrm{Ra}}{10^4}\right)^{21{,}24 \cdot \frac{10^4}{\mathrm{Ra}} + 3{,}151} \cdot \left[\frac{\pi \cdot d_{\text{тр}}}{2 \cdot n_{\text{рёбер}} \cdot h_{\text{ребро}} + (\pi \cdot d_{\text{тр}} - n_{\text{рёбер}} \cdot s_{\textit{ребро}})}\right]^{0{,}15}, \quad (5.4)$$

где Ra – число Релея; $h_{\text{ребро}}$, $s_{\text{ребро}}$ – высота и толщина ребра соответственно, $n_{\text{рёбер}}$ – число ребер.

Для экспериментальной и реальной установок в соответствии с П-теоремой значения коэффициентов подобия должны быть равны, следовательно по известному значению экспериментального среднего коэффициента теплоотдачи из соотношения $\text{Nu} = \dfrac{\bar{\alpha} \cdot d_{\text{тр}}}{\lambda}$ может быть определен коэффициент *A* равный 0,0134.

Таким образом, на основе опытных данных была получена полуэмпирическая зависимость, для расчета процессов теплоотдачи к воздуху:

$$\text{Nu} = 0{,}0134 \cdot \left(\frac{\text{Ra}}{10^4}\right)^{21{,}24 \cdot \frac{10^4}{\text{Ra}} + 3{,}151} \cdot \left[\frac{\pi \cdot d_{\text{тр}}}{2 \cdot n_{\text{рёбер}} \cdot h_{\text{ребро}} + (\pi \cdot d_{\text{тр}} - n_{\text{рёбер}} \cdot s_{ребро})}\right]^{0{,}15}, \quad (5.5)$$

Помимо того, что конденсационная мощность со временем снижается вследствие падения температурного напора, в трубном пучке происходит накопление неконденсирующихся газов, которое приводит к прекращению подачи парогазовой смеси в трубки теплообменников-конденсаторов. Для решения данной проблемы предлагается применение сдувки газов.

Результаты проведенных опытов, представленные в подразделе 3.3, показали, что только сдувка из нижнего коллектора рабочего участка позволяет обеспечить стабильный отвод парогазовой смеси из парогенератора с практически постоянным расходом и конденсационной мощностью.

5.1.2 Анализ результатов экспериментов для использования при проектировании пассивной системы безопасности для реакторной установки

Характерные размеры теплообменных трубок, используемых в модели ТК УУГ равны тем, которые будут использованы при создании натурного теплообменника-конденсатора. Параметры среды в трубном пучке рабочего участка ЭУ в опытах с паро-азотно-гелиевой смесью, а именно давление смеси и концентрация неконденсирующихся газов, соответствуют параметрам среды, поступающей из холодного коллектора парогенератора через 24 ч после аварии [45].

В проведенном эксперименте со сдувкой ПГС из нижнего коллектора рабочего участка был определен расход паро-азотно-гелиевой смеси, поступающей в модель теплообменника-конденсатора из 14 трубок, равный ~ 3,34 г/с. Напомним, что в трубном пучке реального теплообменника предполагается использовать 100 трубок. Рабочее давление УУГ в отличие от экспериментов принимается равным 0,2 МПа. Максимальный расход парогазовой смеси на ТК возрастет во столько же раз, во сколько увеличено число трубок, и составит 23,87 г/с. В соответствии с параметрами последней ступени расходной характеристики гидроемкости ГЕ-2, объемный расход ПГС в устройство удаления газов равен 1,5 л/с, чему соответствует массовый расход ~ 1,6 г/с. При этой величине расхода обеспечивается поддержание конденсационной мощности парогенератора на необходимом уровне. Следовательно, для обеспечения данного расхода, необходима установка дроссельной шайбы на трубопроводах, соединяющих теплообменники-конденсаторы с гидроемкостями второй ступени.

Учитывая, что длительная работоспособность устройства удаления неконденсирующихся газов обеспечивается только путем организации сдувки, вызывает интерес определение её оптимального расхода. Минимальное значение сдувки соответствует доле общего расхода смеси на ТК, занимаемой неконденсирующимися газами. А её максимальное значение может равняться общему расходу парогазовой смеси, подаваемой на теплообменник-конденсатор.

Температура воздуха в межоболочечном пространстве будет постепенно возрастать, так как отвод тепла за счет теплопроводности через наружную стенку ЗО окружающей среде не компенсирует количества теплоты, передаваемого воздуху в МОП от теплообменников-конденсаторов УУГ. В результате чего в момент, когда температура в нём достигнет значения, равного температуре поступающей в теплообменники ПГС, процесс конденсации прекратится.

При этом через трубопровод сдувки будет продолжаться сброс необедненной по паровой фазе смеси в межоболочечное пространство. И, следовательно, большое значение расхода сдувки нецелесообразно, так как при этом придется вносить значительные изменения в систему пассивной фильтрации межоболочечного пространства. Исходя из вышесказанного, расход сдувки ПГС должен иметь

минимальное значение, достаточное для поддержания мощности теплообменного аппарата. В проведенных экспериментах на установке с рабочим участком УУГ расход сдувки составил 0,139 г/с, что для натурного теплообменника-конденсатора равно ~ 9 % от общего расхода ПГС, поступающей в него из натурного парогенератора, равного 1,6 г/с. Таким образом, для дальнейшей оценки в качестве наименьшего значения расхода сдувки ПГС примем 0,139 г/с.

Ранее отмечалось, что температурный напор между конденсирующимся паром и охлаждающим воздухом со временем будет уменьшаться, что при постоянных геометрических размерах ТК и предполагаемом постоянстве коэффициента теплоотдачи от трубок к воздуху приведет к снижению расхода ПГС на теплообменники-конденсаторы.

На рисунке 5.4 представлено изменение расхода парогазовой смеси, проступающей на один теплообменник УУГ в течение 48 ч после ввода данной системы в работу.

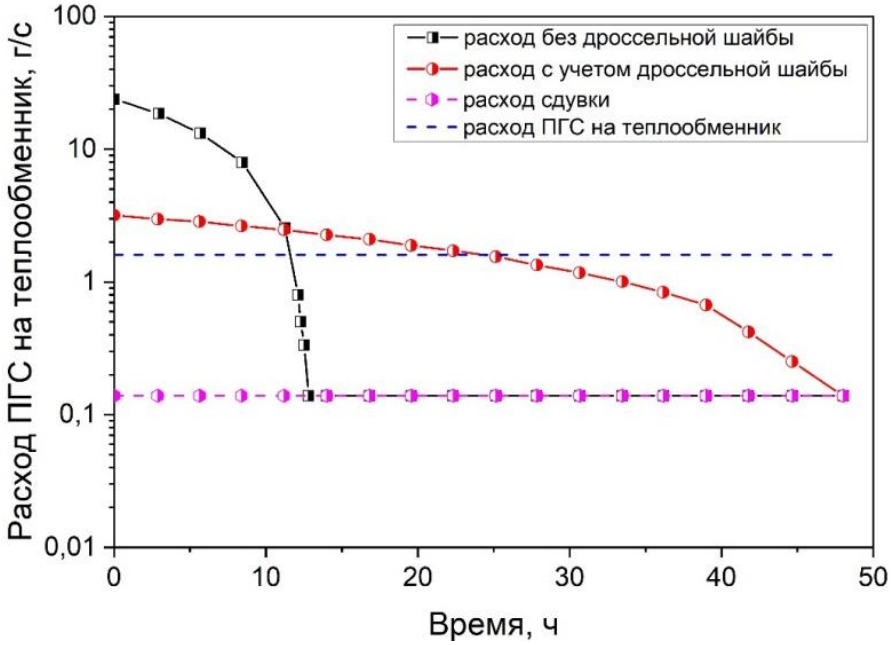


Рисунок 5.4 – Изменение расходов парогазовой смеси на один теплообменник-конденсатор УУГ

Из рисунка 5.4 видно, что без дроссельной шайбы в линии между ГЕ-2 и УУГ воздух в межоболочечном пространстве нагревается достаточно быстро. При этом также происходит снижение температурного напора и «отравление»

теплообменника-конденсатора, так как при таком расходе в него поступает больше неконденсирующихся газов, чем их отводится путем сдувки.

Представленный на рисунке 5.4 начальный расход ПГС на теплообменник УУГ с учетом установленной дроссельной шайбы завышен в два раза по сравнению с необходимым расходом сдувки парогазовой смеси из парогенератора (1,6 г/с). Согласно проведенной расчетной оценке, такой расход обеспечит отвод ПГС из ПГ в течение 48 ч при непрерывном поступлении газов в трубный пучок теплообменников-конденсаторов.

Таким образом, для организации оптимизированного расхода ПГС на теплообменник-конденсатор необходима установка дроссельной шайбы, диаметр которой можно определить из уравнения неразрывности: $d_{ш} = \frac{d_{тр}}{\beta^{0,5}}$, где β – отношение расходов. Получим, что при использовании трубопровода ∅50х2 мм, диаметр отверстия шайбы составит 16,9 мм.

Используя значение оптимального расхода сдувки, можно рассчитать диаметр трубки, через которую она будет осуществляться по зависимостям, определяющим истечение через насадок при постоянном напоре.

5.1.3 Влияние сдувки парогазовой смеси из УУГ на эффективность работы системы пассивной фильтрации

Автором диссертации в ходе проведенного исследования было определено, что для обеспечения длительного отвода неконденсирующихся газов с помощью теплообменников-конденсаторов УУГ необходима сдувка парогазовой смеси, обедненной по пару, из нижних коллекторов ТК. Сдувку предполагается осуществлять в МОП, что обусловлено несколькими причинами.

Во-первых, в отводимой через сдувку газообразной среде первого контура могут содержаться летучие радиоактивные примеси, такие как ^{135}Xe, ^{131}I и ^{137}Cs. В дополнение с паром в ТК поступают активированные продукты радиолиза теплоносителя. Вследствие этого направлять данную среду напрямую в атмосферу недопустимо. На АЭС предусмотрена система спецгазоочистки, предназначенная

для очистки технологических сдувок от содержащихся в них радиоактивных примесей перед сбросом в атмосферу. Однако данная система имеет ограниченную пропускную способность. С этой целью предполагается, что среда из теплообменников-конденсаторов УУГ будет сбрасываться в межоболочечное пространство. МОП имеет достаточно большой объем для длительного отвода среды и является частью одного из барьеров на пути выхода радиоактивных веществ в окружающую среду.

Во-вторых, попадание подобных примесей в межоболочечное пространство предусмотрено проектом, так как внутренняя оболочка является негерметичной и возможны протечки из внутреннего объема ЗО. Для исключения протечек радиоактивных веществ через внешнюю оболочку, в МОП с помощью пассивной системой фильтрации поддерживается разряжение. В состав данной системы входят специальные фильтры, которые очищают среду МОП от радиоактивных примесей. Таким образом, газообразная среда сдувки из нижнего коллектора теплообменника-конденсатора УУГ перед сбросом в атмосферу будет очищена.

Поскольку из-за предполагаемой сдувки парогазовой смеси из ТК УУГ в межоболочечное пространство в последней ожидаемо возрастет концентрация радиоактивных газообразных веществ, то в связи с этим необходимо провести оценку достаточности сорбционной способности фильтров, применяемых в пассивной системе фильтрации.

Пассивная система фильтрации представляет собой 6-тисекционную фильтрационную установку для удержания и охлаждения радиоактивных нуклидов, поступающих в неё из межоболочечного пространства защитной оболочки. Секции установки размещены по окружности и имеют общие входной и выходной коллектора. ПСФ размещается над ЗО в выходном коллекторе СПОТ [91].

Секция ПСФ содержит в себе 37 двухступенчатых фильтрационных модулей. Первая ступень – аэрозольная – обеспечивает поглощение твердых аэрозолей, в которых содержатся радиоактивные нуклиды. Вторая ступень – сорбционная – поглощает радиоактивные газы и различные изотопы йода в молекулярной и органической форме [91].

Фильтрационные модули охлаждаются через стенки корпуса секции фильтрационной установки набегающим потоком воздуха. Для повышения эффективности теплоотвода между корпусом установки и фильтрационными модулями размещаются цилиндрические выгородки. Между наружными поверхностями выгородок и внутренней поверхностью корпуса секции имеется зазор, через который циркулирует воздух. Это позволяет обеспечить нужную мощность теплоотвода.

В работе [91] показано, что на сорбционную способность фильтрующего материала значительное влияние оказывает температура. Следовательно, обеспечение более эффективного теплоотвода от материала фильтра может исключить возможность пропускания радиоактивных газов через фильтрационную установку. Результаты исследований, представленные в работе [92], показали, что рабочая температура сорбента при различных условиях не достигает предельного значения, и соответственно, эффективность очистки от радионуклидов сохраняется в широком диапазоне изменения параметров.

Согласно результатам расчетного обоснования, приведенным в работе [92], номинальный расход среды на одну секцию фильтрационной установки составляет 84 кг/ч, при этом доказывается, что при различных температурах поступающей на фильтры среды вплоть до 200 °С обеспечивается достаточная фильтрационная способность по радионуклидам.

В предыдущем пункте на основании экспериментальных данных был определен расход сдувки от одного теплообменника-конденсатора УУГ равный 0,139 г/с. Так как таких теплообменников восемь (по два на каждую группу гидроемкостей второй ступени), то в межоболочечное пространство в процессе функционирования системы УУГ сбрасывается дополнительно 1,112 г/с (или ~ 4 кг/ч) от всех ТК. Поэтому, совместно с установкой теплообменников-конденсаторов УУГ в МОП необходима установка дополнительной секции в фильтрационной установке ПСФ.

Таким образом, после выполненных исследований автором диссертации были формулированы рекомендации по оптимизации конструкции устройства удаления газов:

– необходима установка дроссельных шайб на подводящих трубопроводах, соединяющих ТК с гидроемкостями ГЕ-2, для снижения расхода парогазовой смеси, поступающей в теплообменники-конденсаторы из парогенераторов;

– следует организовать сдувку парогазовой смеси из нижней части теплообменников-конденсаторов для поддержания их конденсационной мощности в течение времени работы системы УУГ;

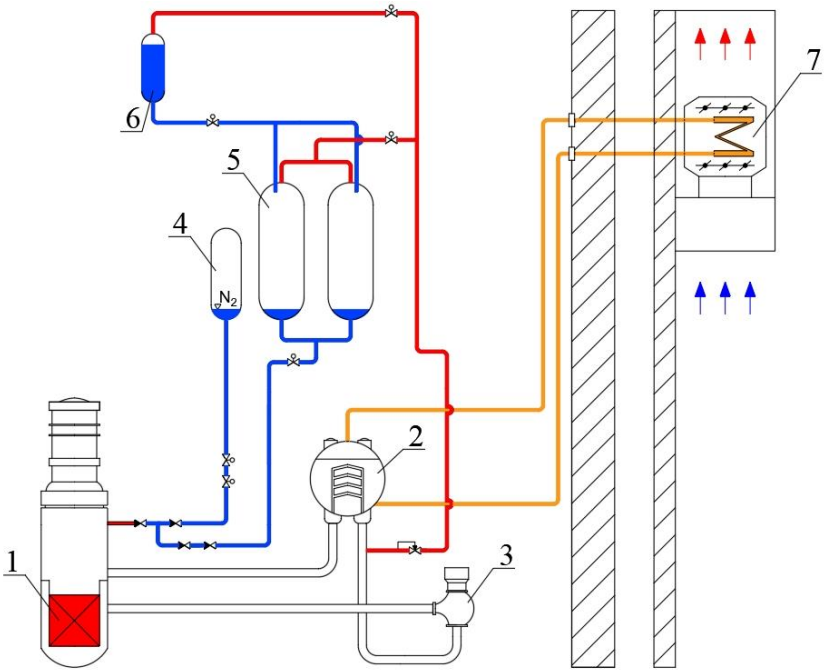
– нецелесообразно применение в данных теплообменниках оребренных труб. Связанное с этим повышение конденсационной мощности приводит к увеличению расхода ПГС на теплообменники, что влечёт за собой сокращение времени функционирования УУГ.

5.2 Определение характеристик системы удаления неконденсирующихся газов из парогенератора при впрыске воды в паровой объём гидроемкостей второй ступени

Ранее в подразделе 1.4 указывалось, что одно из рассматриваемых проектантом технических решений по сдувке ПГС из «холодных» коллекторов парогенераторов заключается в создании разрежения в гидроёмкостях второй ступени за счёт процесса контактной конденсации пара на струях и каплях. Вода, в таком случае, должна впрыскиваться в опорожненные гидроемкости через сутки после начала аварии. При этом происходит снижение давления, накопленной в баках ГЕ-2 за предшествующее время парогазовой среды и происходит её отток из «холодного» коллектора парогенератора в объем ГЕ-2.

Для определения возможности применения данной системы в составе АЭС с ВВЭР следует оценить запас воды (или раствора борной кислоты), необходимый для обеспечения процесса сдувки ПГС из парогенератора в течение как минимум 48 ч после запуска системы в работу. В главе 4 отмечается, что для распыления жидкости в виде капель гидростатического напора между гидроемкостью второй ступени и дополнительным баком рассматриваемой системы будет недостаточно. В связи с этим далее рассматривается поступление воды в гидроемкости в виде струй.

Принципиальная схема возможного размещения рассматриваемой системы представлена на рисунке 5.5.



1 – реактор; 2 – ПГ; 3 – главный циркуляционный насос; 4, 5 – гидроемкости систем ГЕ-1 и ГЕ-2; 6 – емкость с запасом недогретой жидкости для её впрыска в сосуды ГЕ-2; 7 – теплообменные модули СПОТ

Рисунок 5.5 – Принципиальная схема размещения системы дополнительных емкостей для подачи теплоносителя в ГЕ-2

Также в главе 4 отмечалось, что не существует универсальных методик расчёта расхода струй холодной воды (при скоростях ниже 1 м/с) для полной конденсации, поступающего в ГЕ-2 пара в присутствии неконденсируемых газов. Поэтому запас холодной воды оценивался в два этапа: сначала в предположении отсутствия неконденсирующихся газов в объёме гидроемкостей; далее были использованы соотношения, полученные экспериментально для условий близких к рассматриваемой задаче.

5.2.1 Оценка необходимого запаса теплоносителя для осуществления отвода ПГС в объём ГЕ-2 конденсационным методом

Данный оценочный тепловой расчёт проведен для консервативного определения запаса холодной воды, необходимой для конденсационной сдувки ПГС из «холодного» коллектора парогенератора ВВЭР.

К концу первых 24 ч аварии в каждую гидроемкость системы ГЕ-2 объёмом 120 м^3 при давлении 0,28 МПа (t_s =131,2 °С) из первого контура поступает парогазовая смесь с постоянным объёмным расходом сдувки G_S = 0,75 л/с (или 1,161·10^{-3} кг/с), в котором содержится 65,5 мг азота и 9,63 мг водорода (данные концентрации получены при расчетном обосновании реакторной установки ВВЭР-1200 [44, 45, 78]). Одновременно с этим в гидроемкость подаётся с постоянным расходом вода с температурой 40 °С. Требуется определить расход воды G_W из дополнительного бака в гидроемкость ГЕ-2 и перепад давления, при котором пар, поступающий с парогазовой смесью, полностью конденсируется.

5.2.2 Расчёт процесса конденсации «чистого» пара на сплошной струе воды

Консервативно оценивалась конденсация пара на сплошном непрерывном участке струи жидкости, так как для распылённой струи, полученное значение расхода будет заведомо достаточным для полной конденсации поступающего пара.

Запишем уравнение теплового баланса струи на участке от $x = 0$ до $x = L$. Тепловая энергия пара, поступающего в ГЕ-2, расходуется на подогрев струи до t_s и на конденсацию пара. Если пар, поступивший в гидроемкость, конденсируется и конденсат охлаждается до температуры струи t_L, то:

$$G_s r + G_s c_{Pж}(t_s - t_L) = G_ж c_{Pж}(t_L - t_0), \qquad (5.6)$$

где G_s, $G_ж$ – расходы пара и жидкости соответственно, кг/с; r – удельная теплота парообразования, Дж/кг; $c_{Pж}$ – изобарная теплоемкость жидкости, Дж/кг·°С.

Максимально возможный расход сконденсировавшегося пара получим при $t_L = t_s$:

$$G_ж = \frac{G_s r}{c_{Pж}(t_s - t_0)}. \qquad (5.7)$$

Учитывая параметры, при которых происходит процесс конденсации, получим $G_ж$=6,47·10^{-3} кг/с.

Соотношение (5.6) справедливо, если струя прогревается до температуры насыщения прежде, чем достигнет дна гидроемкости или уровня воды в ней.

Подберем параметры струи (то есть скорость, длину и диаметр) таким образом, чтобы сконденсировать весь поступающий в гидроемкость пар. В общем случае для это понадобится достаточно много струй.

Используя из [93] среднее значение коэффициента теплоотдачи по длине струи $\overline{\alpha}$, можно записать балансное соотношение:

$$Q = G_s r = \overline{\alpha}\Delta\overline{T}F_{\text{с}}, \tag{5.8}$$

где $F_{\text{с}}$ – площадь струи, м^2; $\Delta\overline{T}$ – среднеинтегральный температурный напор, который может быть определен как среднелогарифмический:

$$\Delta\overline{T} = \frac{t_L - t_0}{\ln\left(\dfrac{t_s - t_0}{t_s - t_L}\right)}. \tag{5.9}$$

Учитывая, что расход истекающей струи может быть определен как $G_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} u_0 \dfrac{\pi d_{\text{с}}^2}{4}$ (здесь $\rho_{\text{ж}}$ – плотность воды, u_0 – начальная скорость истечения струи, $d_{\text{с}}$ – диаметр струи), коэффициент теплоотдачи по длине струи $\overline{\alpha}$ может быть рассчитан по формуле (4.6), представленной ранее в главе 4.

Однако, если при этом критерий фазового перехода $K_{\text{фаз}} = \dfrac{r}{c_{P\text{ж}} \cdot (t_s - t_0)}$ в формуле (4.6) больше единицы (при заданных параметрах $K_{\text{фаз}}$=5,576), и при не слишком большом недогреве $\dfrac{t_s - t_0}{t_s - t_L}$, формулу (4.6) можно переписать в виде:

$$\overline{\alpha} = \frac{1}{4}\rho_{\text{ж}} c_{P\text{ж}} u_0 \frac{d_c}{L} \ln\left(\frac{t_s - t_0}{t_s - t_L}\right). \tag{5.10}$$

Для расчета температуры свободно падающей цилиндрической струи на конце сплошного участка воспользуемся зависимостью (4.3) из подраздела 4.5.

Определим коэффициент температуропроводности жидкости по формуле:

$$a = \frac{\lambda_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}} c_{P\text{ж}}}, \tag{5.11}$$

где $\lambda_{\text{ж}}$ – коэффициент теплопроводности воды, Вт/м·°С.

Подставляя известные параметры получим a=1,516·10^{-7} м^2/с. Согласно [43], примем для дальнейшего расчета $\varepsilon_* = 5 \cdot 10^{-4}$ – безразмерная константа; $\varphi = 0{,}85$ – коэффициент сужения струи; $g = 9{,}81$ м/с^2 – ускорение свободного падения.

Напомним, что зависимость (4.3) справедлива для струй, вытекающих с начальной скоростью до 2 м/с из цилиндрических отверстий с диаметром до 7 мм. Как указано в [61] для данных параметров струи сплошной участок сохраняется на расстоянии 300-450 мм от места истечения.

Варьируя диаметр струи (1, 2 и 3 мм) и скорость истечения, определим среднюю температуру по сечению струи на расстоянии 450 мм от места её истечения. На рисунке 5.6 представлены полученные результаты.

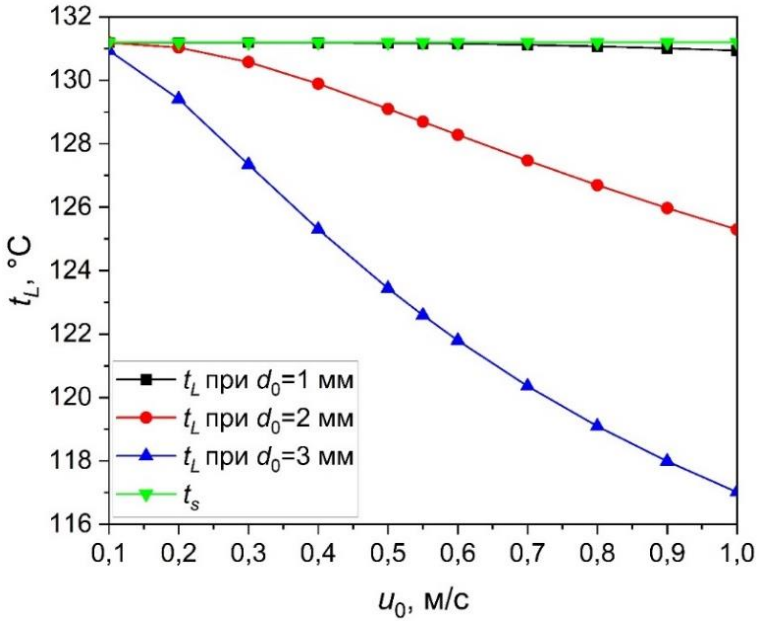


Рисунок 5.6 – Средняя температура по сечению струи на расстоянии 450 мм от входа в паровой объём ГЕ-2

Из рисунка 5.6 видно, что при диаметре 2 мм и скорости струи 0,35 м/с, её средняя температура в сечении на расстоянии 450 мм от входа в паровой объём составит 130,3 °С, то есть жидкость недогрелась до температуры насыщения менее чем на 1 °С. Для данных параметров (u_0=0,35 м/с и t_L=130,3 °С) средние интегральный напор $\Delta\overline{T}$ и интегральный коэффициент теплоотдачи $\overline{\alpha}$ определяются соответственно по формулам (5.9) и (5.10). После подстановки известных данных получим: $\Delta\overline{T}$ =19,55 °С и $\overline{\alpha}$=7447,2 Вт/м^2·°С.

Одна струя холодной жидкости способна отвести количество тепла q, рассчитанное по формуле:

$$q = \bar{\alpha}\Delta\bar{T}F_{\text{c}} = \bar{\alpha}\Delta\bar{T}\pi \text{d}_{\text{c}}L. \qquad (5.12)$$

Полученное значение равно q=411,5 Вт. Следовательно, для конденсации всего поступившего в гидроемкость пара необходимо следующее количество струй n, которое можно выразить:

$$n = \frac{G_s r}{q}. \qquad (5.13)$$

Подставляя в (5.13) известные значения теплоты парообразования r=2170 кДж/кг и расхода пара G_s=1,161·10^{-3} кг/с, получим количество струй необходимое для полной конденсации поступающего в гидроемкость пара n = 6,12. Примем n = 7.

На рисунке 5.7 показано влияние скорости и диаметра струй воды на скорость конденсации пара (или расход поступления пара в гидроемкость). Графики представлены для струй длиной 450 мм в количестве 7 штук.

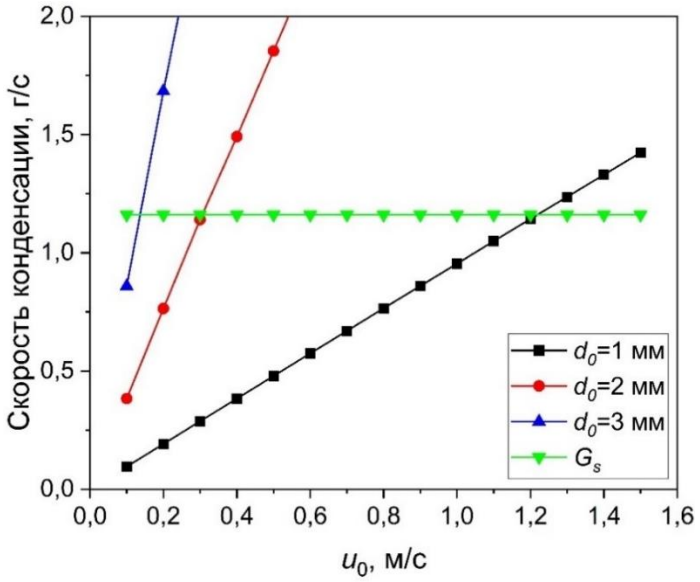


Рисунок 5.7 – Влияние параметров струй воды на скорость конденсации пара

Из рисунка 5.7 видно, что для обеспечения скорости конденсации пара 1,161 г/с (соответствующей сдувке 0,75 л/с) скорость струй, имеющих диаметр менее 2 мм, должна быть более 0,30 м/с.

На основании проведенных оценочных расчётов по формулам (4.3), (5.9) и (5.10) для конденсации требуемого расхода пара 1,161 г/с (без учёта неконденсирующихся газов) при начальной скорости струи 0,306 м/с необходимо не менее 7 струй с диаметром 2 мм, при этом расход холодной воды $G_ж$ будет равен $6{,}73 \cdot 10^{-6}$ м^3/с.

Полученные значения скорости истечения, диаметра и числа струй позволяют определить количество воды необходимое для обеспечения конденсации пара на струях жидкости в течение 48 ч.

Массу запасённого теплоносителя $M_ж$ в дополнительной ёмкости можно определить из следующих соотношений:

$$V_ж = G_ж \tau, \tag{5.14}$$

где $V_ж$ – объем воды, м^3; τ – длительность излива запасенной жидкости, с.

$$M_ж = \rho_ж V_ж, \tag{5.15}$$

где $\rho_ж$ – плотность воды при температуре 40 °С, кг/м^3.

Подставляя в (5.14) и (5.15) известные значения получаем запас воды на 48 ч процесса: $V_ж$ =1,16 м^3 и, соответственно, $M_ж$ =1153,9 кг. Примем $M_ж$ равным 1155 кг.

Далее, считая, что жидкость, поступающая в объем гидроемкости ГЕ-2, не образует уровня в нижней её части, определим высоту падения струи. Из [94] известно, что в её верхней части размещена перфорированная пластина (дырчатый лист) разбивающий поток пара, поступающий в гидроемкость через паровой рассеиватель. В связи с этим, если ввод струй воды производить на 0,7 м ниже дырчатого листа, то расстояние $H_К$, на котором имеет место конденсация, составит:

$$H_К = H_{ГЕ\text{-}2} - 0{,}7, \tag{5.16}$$

где $H_{ГЕ\text{-}2}$ – высота гидроемкости, равная 9 м.

Таким образом, минимальная высота конденсации к концу вторых суток работы системы (без учета неконденсирующихся газов) составит $H_К$ =8,3 м.

Далее был выполнен расчет процесса конденсации пара на сплошной струе воды в присутствии неконденсируемых газов.

5.2.3 Расчет процесса конденсации пара на сплошной струе воды в присутствии неконденсируемых газов

В главе 4 было показано, что в присутствии неконденсирующихся газов процесс конденсации пара не заканчивается на сплошном участке струи, а продолжает происходить и после её дробления на поверхности капель, так как есть значительный запас по высоте.

Оценим длину сплошной части и диаметр образующихся капель. Для этого рассмотрим процесс распада струи на капли при скоростях движения, когда динамическое воздействие среды на поверхность струи не играет значительной роли.

Данный процесс происходит под действием капиллярных сил и сопровождается уменьшением поверхностной энергии системы, поскольку происходит приближение к оптимальной фигуре жидкости со сферической поверхностью.

Длину сплошной части струи (L) и диаметр образовавшихся капель можно найти по формулам, представленным в [62]:

$$L = 8,46 \cdot u_0 \cdot \sqrt{\frac{r_c^3 \rho_c}{\sigma_c}}, \qquad (5.17)$$

где r_c, ρ_c, σ_c – радиус, плотность и коэффициент поверхностного натяжения струи соответственно, u_0 – начальная скорость истечения струи.

Расчёты и эксперименты, представленные в [60, 62], показали, что струя дробится на капли масштабом близким к длине волн, которые возникают на поверхности струи или близким к масштабу турбулентных вихрей в струе.

Размер капель оценим по формуле, полученной из условия максимума из всех возможных поверхностных длин волн в случае малой вязкости (порядка вязкости воды) и относительно малых скоростей струи, возникающих на струе [62]:

$$r_{\text{капли}} \approx 13 \cdot \sqrt[4]{\frac{\upsilon_c^2 \rho_c r_c^3}{\sigma_c}}, \qquad (5.18)$$

где υ_c – динамическая вязкость.

Согласно [62] с увеличением скорости и уменьшением вязкости на свободной поверхности струи образуются более короткие волны, которые ответственны за отрыв капель, размер которых по порядку величины определяется длиной неустойчивой волны.

Подставив в (5.18) известные значения для струи диаметром 2 мм, получим $r_{\text{капли}} \approx 0{,}65$ мм. То есть диаметр капли будет равен $d_{\text{капли}} \approx 1{,}3$ мм.

Консервативно принимаем диаметр капли равным диаметру отверстия – 2 мм, так как прогрев капли большего диаметра происходит медленнее.

Отметим, что наряду с каплями, размер которых определяется формулой (5.18), могут возникать капли и других размеров, как правило, меньших, чем определённых по (5.18). В данном расчёте образование капель меньшего диаметра не учитывается, что идёт в консерватизм расчёта. В дополнение к этому, как указано в [61], для оцениваемых скоростей и диаметров струй, длину сплошной части струи можно принять равной 450 мм. Сокращение длины сплошного участка и, соответственно, увеличение длины участка струи, раздробленной на капли, повышает интенсивность процесса конденсации, так как у капель значительно больше поверхность контакта с парогазовой средой.

Далее определим время пролета капли парогазового объема. Для этого необходимо найти скорость движения капли. Скорость капли будет изменяться до некоторого постоянного значения. Значение этой установившейся скорости движения капли в парогазовой смеси можно получить из равенства силы тяжести и силы сопротивления среды.

Для рассматриваемого случая начальная скорость истечения струи в парогазовый объём составляет 0,306 м/с. Следовательно, скорость капли растет, начиная от скорости в момент образования капли.

Наиболее просто приближённо оценить установившуюся скорость падения капли можно по формулам, представленным в [64], преобразовав которые получим:

$$u = \sqrt{\frac{4}{3C_{f0}} \cdot \frac{\rho_{\text{с}}}{\rho_{\text{газ}}} \cdot g d_{\text{капли}}}, \qquad (5.19)$$

где $\rho_{газ}$ – плотность газа, $\rho_с$ – плотность струи, g– ускорение свободного падения, $d_{капли}$ – диаметр капли, C_{f0} – коэффициент сопротивления парогазовой смеси.

Примем в качестве допущения, что коэффициент сопротивления парогазовой смеси имеет такое же значение, как и для воздуха. В [64] значение C_{f0} для воздуха принято близким к 0,5, но различным при разных скоростях. Полагая C_{f0}=0,5, преобразуем выражение (5.19) так, чтобы после подстановки диаметра капли в миллиметрах можно было получить скорость в м/с:

$$u = 4,6\sqrt{d_{капли}}. \qquad (5.20)$$

Таким образом получили скорость падения капли равную u=6,51 м/с.

Для капель диаметром свыше 4 мм эта формула уже не пригодна, так как под действием постепенно возрастающей разности давлений между верхней и нижней частями капли происходит деформация капли и коэффициент сопротивления C_f значительно изменяется.

Для капли диаметром 2 мм скорость падения в паре при давлении 0,28 МПа (t_s = 131,2 °С) получим соответственно $u = \sqrt{\frac{4}{3\cdot 1,22}\cdot\frac{992,2}{1,548}\cdot 9,81\cdot 2\cdot 10^{-3}} = 3,71$ м/с.

Далее согласно принятому ранее допущению (все капли имеют сферическую форму и одинаковый диаметр) рассмотрим конденсацию на одиночной свободно падающей капле.

Скорость падения капли u определяется из уравнения движения:

$$m_{капли}\frac{du}{d\tau} = m_{капли}g - F_с, \qquad (5.21)$$

где $F_с$ – сила сопротивления среды, $m_{капли}$ – масса капли.

Выражение для силы сопротивления среды имеет следующий вид:

$$F_с = C_f \pi r^2_{капли}\rho_{капли}\frac{u^2}{2} = Au^2, \qquad (5.22)$$

Комплекс A в формуле (5.22) можно определить из следующих рассуждений. Согласно закону сопротивления Ньютона для шара при равномерном движении получим:

$$m_{\text{капли}} g = C_f \rho_s \frac{u^2}{2} \cdot \frac{\pi d_{\text{капли}}^2}{4},$$

где ρ_s – плотность пара, C_f – коэффициент лобового сопротивления среды.

Выразим массу капли через плотность $\rho_{\text{капли}}$ и её объем $\frac{\pi d_{\text{капли}}^3}{6}$:

$$g \rho_{\text{капли}} \frac{\pi d_{\text{капли}}^3}{6} = C_f \rho_s \frac{u^2}{2} \cdot \frac{\pi d_{\text{капли}}^2}{4}, \tag{5.23}$$

Подставив (5.23) в (5.21), получим:

$$A = \frac{3 C_f \rho_s}{4 d_{\text{капли}} \rho_{\text{капли}}}. \tag{5.24}$$

Перепишем выражение (5.21) следующим образом:

$$\frac{du}{d\tau} = g - A u^2. \tag{5.25}$$

При граничном условии $u = u_0$ при $x = 0$ скорость капли на расстоянии H от плоскости выхода струи из отверстия может быть определена по формуле:

$$u_H = \sqrt{\frac{1}{A}\left[\left(A u_0^2 - g\right) \cdot e^{-2 \cdot A \cdot H} + g\right]}. \tag{5.26}$$

Время прохождения каплей расстояния H от момента образования капли до дна гидроемкости можно рассчитать по формуле:

$$\tau_{\text{п.к.}} = \frac{1}{2\sqrt{Ag}} \ln \frac{\left(\sqrt{g} + u_H \sqrt{A}\right) \cdot \left(\sqrt{g} - u_0 \sqrt{A}\right)}{\left(\sqrt{g} - u_H \sqrt{A}\right) \cdot \left(\sqrt{g} + u_0 \sqrt{A}\right)}. \tag{5.27}$$

Во время движения капли C_f изменяется. Согласно экспериментальным данным [60, 62] при отсутствии влиянии сжимаемости среды коэффициент лобового сопротивления есть функция только числа Рейнольдса.

Значения C_{f0} для области чисел Re от 60 до 1000 при движении в паре в первом приближении определяются из соотношения для твёрдых сфер:

$$C_{f0} = a + \frac{b}{\text{Re}}, \tag{5.28}$$

где слагаемое a=0,44; коэффициент b=63,5.

Для скорости истечения 0,306 м/с и диаметра капли 2 мм число Рейнольдса будет равно 71,1. Подставляя полученное значение Re в формулу (5.28), получим C_{f0}=1,33.

Коэффициент сопротивления среды при обтекании сферы парогазовой смесью можно определить, согласно работе [67], с помощью следующего соотношения:

$$C_f = C_{f0} \cdot \chi, \tag{5.29}$$

где $\chi = 1 - 0,6 \cdot \left(\frac{\varepsilon_г}{\varepsilon_{п.гр.} - \varepsilon_{п.с.}} - 0,4 \right)^{-1}$ – доля газа в парогазовой смеси; $\varepsilon_г$ – концентрация неконденсирующихся газов в парогазовой среде, $\varepsilon_{п.с.}$ – концентрация пара в основной массе парогазовой среды, $\varepsilon_{п.гр.}$ – концентрация пара на границе раздела фаз.

Определим значения $\varepsilon_г$, $\varepsilon_{п.гр.}$ и $\varepsilon_{п.с.}$ для условий задачи, указанных в пункте 5.2.1.

При давлении в реакторе P_s=0,28 МПа парциальные давления для азота, водорода и пара составляют: $P_{азот}$=0,021 МПа; $P_{водород}$=0,043 МПа; $P_{пар}$=0,215 МПа.

Концентрация неконденсирующихся газов в парогазовой среде будет равна $\varepsilon_г = \frac{P_{азот} + P_{водород}}{P_{азот} + P_{водород} + P_{пар}} = 0,229$. Концентрация пара в основной массе парогазовой среды – $\varepsilon_{п.с.} = \frac{P_{пар}}{P_{азот} + P_{водород} + P_{пар}} = 0,768$.

Концентрацию пара на границе раздела фаз примем равной нулю ($\varepsilon_{п.гр.}$=0), так как влияние неконденсирующихся газов на C_f максимально. Подставляя полученные значения в формулу (5.29), получим коэффициент лобового сопротивления парогазовой смеси C_f=2,48.

Далее по формуле (5.26) определим скорость капель на расстоянии $H_К$=8,3 м от плоскости входного сечения. После подстановки комплекса A=1,45, рассчитанного по формуле (5.24), получим u_H=2,6 м/с.

Время падения капли, рассчитанное по формуле (5.27) составило $\tau_{\text{п.к.}}$=3,35 с.

Средняя скорость на пути $H_{\text{К}}$ будет равна $u_{\text{ср}} = \dfrac{H_{\text{К}}}{\tau_{\text{п.к.}}} = 2,48$ м/с.

Эффективный коэффициент теплоотдачи и безразмерная среднемассовая температура диспергированной струи могут быть рассчитаны по формулам (4.7) и (4.8), представленным в главе 4, с аналогичными допущениями. А именно, полагая, что время падения капли не превышает 3,35 секунды, и парогазовая смесь поступает в объём ГЕ-2 с постоянным расходом. То есть за время падения капли температура среды и эффективный коэффициент теплоотдачи остаются постоянными.

При скорости истечения 0,306 м/с эквивалентный диаметр капель принят равным диаметру отверстия истечения струи.

Подставив в (4.8) значения числа Пекле Pe=4037, концентрации пара в смеси $\varepsilon_{\text{п.с.}} = 0,768$, высоту падения капли $H_{\text{К}}$=8,3 м и диаметры капли и струи, получим $\bar{\Theta} \approx 1$. Это означает, что капли прогреваются до температуры смеси.

Таким образом, при падении внутри гидроемкости капля прогревается до температуры насыщения. Следовательно, запас воды в количестве $M_{\text{ж}}$=1155 кг, определённый в предыдущем разделе достаточен для конденсации пара из парогазовой смеси, сдуваемой в течение 48 ч в гидроемкость ГЕ-2.

5.2.4 Общий запас жидкости для конденсации пара, поступающего с парогазовой смесью в гидроемкости ГЕ-2

Определим общий запас жидкости, необходимый для конденсации пара, поступающего с парогазовой смесью в гидроемкости ГЕ-2 за 48 ч после запуска рассматриваемой системы.

Если в расчете принять коэффициент запаса равный 15%, то общая масса воды составит: $M_{\Sigma} = 8 \cdot M_{\text{ж}} \cdot 1,15 = 8 \cdot 1155 \cdot 1,15 = 10626$ кг.

В пересчёте на одну гидроемкость ГЕ-2 получим, что для осуществления сдувки ПГС из парогенератора необходим запас воды 1328,25 кг.

Указанное количество воды, как и сконденсированный ею пар, после прохождения через функционирующие гидроемкости второй ступени будет поступать в корпус реактора, обеспечивая охлаждение тепловыделяющих сборок.

Выводы по главе 5

В рамках главы 5 была проведена расчетная оценка эффективности рассматриваемых систем удаления неконденсирующихся газов из парогенератора ВВЭР, работающего в конденсационном режиме.

Анализ экспериментальных результатов и данных, полученных в ходе расчетной оценки теплообменников-конденсаторов устройства удаления неконденсирующихся газов, показал, что:

– применение ТК УУГ обеспечивает конденсацию парогазовой смеси, поступающей из «холодного» коллектора парогенератора с заданным расходом, соответствующим последней ступени расходной характеристики гидроемкостей системы ГЕ-2 в течение двух суток после их опустошения;

– использование оребренных труб в ТК УУГ в сравнении с гладкими повышает конденсационную мощность теплообменников-конденсаторов, и, следовательно, расход парогазовой смеси, но при этом сокращает длительность работы всей системы УУГ. Однако в условиях работы данной системы применение оребрения является избыточной мерой. Таким образом, для обеспечения заданной длительности работы системы УУГ необходима:

– установка дроссельной шайбы в трубопроводе, соединяющем парогенератор и теплообменники-конденсаторы УУГ;

– организация сдувки ПГС из нижних коллекторов ТК в МОП, что, в свою очередь, потребует установку дополнительной фильтрационной секции в пассивной системе фильтрации.

В результате проведенной расчетной оценки системы для осуществления сдувки парогазовой смеси из парогенераторов ВВЭР при впрыске недогретой жидкости в объем гидроемкостей ГЕ-2 были определены:

– параметры диспергированных струй, на поверхности которых происходит конденсация пара в присутствии неконденсирующихся газов;

– суммарный запас теплоносителя в дополнительных емкостях достаточный для длительной (до 48 ч) работы системы.

Применение рассмотренных систем позволит до 72 ч продлить длительность функционирования парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведена комплексная экспериментальная и расчетная работа по исследованию процессов теплообмена при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов на струях свободно падающей жидкости и внутри пучка вертикальных оребренных труб в обоснование работоспособности технических решений по отводу парогазовой смеси из трубного пучка парогенератора с целью продления времени функционирования пассивных систем безопасности в перспективных реакторах ВВЭР.

Заявленная цель диссертационной работы была достигнута, при этом были решены все поставленные задачи:

1. Разработаны методики проведения экспериментов на установке с рабочими участками «Устройство удаления газов» и «Конденсация на струях» для исследования процессов теплообмена при конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов.

2. В соответствии с разработанной программой проведены экспериментальные исследования и обработаны полученные результаты.

3. Экспериментально выявлены и изучены закономерности процесса конденсации пара внутри оребренных теплообменных труб и на струях свободно падающей жидкости в присутствии неконденсирующихся газов.

Опыты на рабочем участке УУГ позволили исследовать влияние оребрения и состава неконденсирующихся газов в смеси на конденсационную мощность модели теплообменника-конденсатора. Установлено, что применение теплообменников-конденсаторов устройства удаления газов обеспечивает конденсацию парогазовой смеси, поступающей из «холодного» коллектора парогенератора с заданным расходом, соответствующим последней ступени расходной характеристики гидроемкостей системы пассивного залива активной зоны в течение 48 ч с момента их опустошения. Определено, что использование оребрения в теплообменниках-конденсаторах приводит к повышению их конденсационной мощности, но сокращает длительность функционирования всей системы УУГ. Выяснено, что в условиях

работы данной системы применение оребренных теплообменных труб является избыточной мерой.

В ходе опытов на экспериментальной установке с рабочим участком «Конденсация на струях» получены данные о влиянии различных параметров парогазовой смеси и подаваемой струи жидкости на процесс контактной конденсации пара. В качестве исследуемых сред в имитатор гидроемкости подавались: «чистый» пар, паро-азотная и паро-гелиевая смеси. Установлено следующее: гелий, как «легкий» газ по сравнению водяным паром оказывает большее влияние, чем азот – «тяжелый» газ – на интенсивность конденсации пара из парогазовой смеси на свободно падающей струе недогретой жидкости. Получены полуэмпирические зависимости для расчета:

– безразмерных комплексов $\Delta G_{s0}/G_w$ и $\alpha_э/\alpha_{э0}$ от эквивалентной концентрации газов;

– температуры прогрева диспергированной струи от безразмерной высоты пролета капли.

4. На основе экспериментальных данных проведена расчетная оценка применимости теплообменников-конденсаторов устройства удаления неконденсирующихся газов для поддержания работы парогенераторов ВВЭР в конденсационном режиме. Определено, что система теплообменников-конденсаторов УУГ способна поддерживать конденсацию парогазовой смеси, поступающей из «холодного» коллектора парогенератора, с расходом достаточным для обеспечения эффективной работы СПОТ. Для этого необходимо следующее:

– установка дроссельной шайбы в трубопроводе, соединяющем парогенератор и теплообменник-конденсатор;

– реализация сдувки смеси неконденсирующихся газов из нижнего коллектора теплообменника-конденсатора;

– для очистки среды, сбрасываемой в межоболочечное пространство в результате сдувки из теплообменника-конденсатора, требуется установка дополнительной фильтрационной секции в системе фильтрации.

5. На основании экспериментальных данных проведена расчетная оценка системы сдувки парогазовой смеси из парогенераторов ВВЭР при впрыске недогретой жидкости в объем гидроемкостей ГЕ-2, в ходе которой определены:

– параметры свободно падающих струй, на поверхности которых осуществляется контактная конденсации пара в присутствии неконденсирующихся газов;

– суммарный запас теплоносителя в дополнительных емкостях достаточный для длительной (до 48 ч) работы системы.

Осуществление сдувки парогазовой смеси из парогенераторов ВВЭР за счет впрыска недогретой жидкости в объем гидроемкостей ГЕ-2 или установки теплообменников-конденсаторов устройства удаления газов (при внесении в его конструкцию дополнительных изменений, выявленных в ходе диссертационной работы) позволит до 72 ч продлить длительность функционирования парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме.

При исчерпании подпитки теплоносителем от системы СПЗАЗ, через 24 ч после начала аварии и при учете наличия естественной циркуляции в контуре парогенератор – СПОТ, произойдет переход на «паровой» режим охлаждения активной зоны, что в значительной мере приведет к снижению эффективности отвода остаточного тепловыделения от реактора. Поэтому автор считает целесообразным использование исследованных в диссертационной работе систем совместно с оптимизированной, по сравнению с применённой в современных проектах ВВЭР, системой пассивного залива активной зоны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Росэнергоатом»: АЭС России вошли в 2022 год с новым рекордом – 222,436 млрд кВт.ч. [Электронный ресурс]. — https://www.rosatom.ru/journalist/news/rosenergoatom-aes-rossii-voshli-v-2022-god-s-novym-rekordom-222-436-mlrd-kvt-ch/ (Дата обращения 04.05.2022).
2. Калякин, С.Г. Верификация расчетного кода Мастер-Σ по результатам экспериментов на крупномасштабном теплогидравлическом стенде ГЕ-2 / С.Г. Калякин, О.В. Ремизов, Ю.С. Юрьев, Ю.В. Климанова, А.В. Морозов // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. — № 2. — 2003. — С. 102-109.
3. Fullwood, R.R. Probabilistic Safety Assessment in the Chemical and Nuclear Industries. Butterworth-Heinemann, Boston, Oxford, 2000, 545 p. — ISBN: 0-7506-7208-0.
4. Alamgir, M.D. ESBWR long term containment response to loss of coolant accidents / M.D. Alamgir, W. Marquino, J. Diaz-Quiroz, L. Tucker // International Congress on Advances in Nuclear Power Plants 2010. ICAPP 2010. — 2010. — Vol. 1. — P. 159-168. — ISBN: 978-1-61738-643-5.
5. Чжун, П.Э. Усовершенствованные ядерные реакторы: основные аспекты глобального развития / П.Э. Чжун, Ю. Купиц, Д. Кливленд // Бюллетень МАГАТЭ. — 1997. — № 39-2. С. 13-20.
6. IAEA PRIS (Power Reactor Information System). Japan. [Электронный ресурс]. — http://pris.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryDetails.aspx?current=JP (Дата обращения: 01.12.2021).
7. IAEA, 2011, Status report 75 – Advanced Passive pressurized water reactor (AP-600), Technical Report. [Электронный ресурс]. — https://aris.iaea.org/PDF/AP-600.pdf (Дата обращения: 03.12.2018).
8. IAEA, 2011, Status report 81 – Advanced Passive PWR (AP-1000), Technical Report. [Электронный ресурс]. — https://aris.iaea.org/PDF/AP1000.pdf (Дата обращения: 03.12.2018).

9. Токмачев, Г.В. АЭС АР1000 компании Westinghouse, обладающая повышенной экономичностью и безопасностью / Г.В. Токмачев // Атомная техника за рубежом. — № 5. — 2006. — С. 17-23.

10. Gaio, P. AP1000 The PWR Revisited / P. Gaio // Proceedings of International conference on opportunities and challenges for water cooled reactors in the 21 Century. — Vienna (Austria). — 27-30 Oct 2009. — IAEA-CN-164-3S05. — 8 p.

11. Драконы объединились. [Электронный ресурс]. — http://atominfo.ru/newss/z0099.htm (Дата обращения: 18.06.2019).

12. Sun, D.C. Experimental evaluation of safety performance of emergency passive residual heat removal system in HPR1000 / D.C. Sun, Y. Li, Z. Xi, Y.F. Zan, P.Z. Li, W.B. Zhuo // Nuclear Engineering and Design. — 2017. — Vol. 318. — P. 54-60.

13. Xing, J. HPR1000: Advanced Pressurized Water Reactor with Active and Passive Safety / Ji Xing, Daiyong Song, Yuxiang Wu // Engineering. — Vol. 2. — 2016. — P. 79-87.

14. Гуменюк, В.И. Перспективы эксплуатации водо-водяных энергетических реакторов (ВВЭР) / В.И. Гуменюк, О.А. Крупышева // Труды VIII Всероссийской научно-практической конференции «Безопасность в чрезвычайных ситуациях». Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. — г. Санкт-Петербург. — 21-22 апреля 2016 г. — С. 237-239.

15. Колтаков, В.И. Эволюция проектов реакторных установок ВВЭР-1000 / В.И. Колтаков, Н.А. Стефанишин, С.А. Остапчук // Ядерна та радіаційна безпека. — № 4. — Вып. 52. — 2011. — С. 33-39.

16. Подшибякин, А.К. Проектирование систем управления запроектными авариями на РУ с ВВЭР / А.К. Подшибякин, М.П. Никитенко, В.М. Беркович // Труды 3-й научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР». — г. Подольск. — 26-30 мая 2003 г. — С. 148-158.

17. Melhem, S. Investigation of performance of passive heat removal system for advanced nuclear power reactors under severe conditions / S. Melhem, M. Rababah // Proceeding of International Conference on Topical Issues in Nuclear Installation Safety: Safety Demonstration of Advanced Water-Cooled Nuclear Power Plants. — Vienna, Austria. — June 6-9, 2017. — 7 p.

18. Калякин, С.Г. Обоснование проектных функций системы пассивного залива усовершенствованного проекта АЭС с реактором ВВЭР / С.Г. Калякин, О.В. Ремизов, Ю.С. Юрьев, Ю.В. Климанова, А.В. Морозов // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. — № 2. — 2003. — С. 94-101.

19. Бешта, С.В. Формирование ванны расплава активной зоны ядерного реактора в ловушке тигельного типа для АЭС с ВВЭР / С.В. Бешта, С.А. Витоль, В.С. Грановский, Е.К. Каляго, С.В. Ковтунова, Е.В. Крушинов, М.Б. Сулацкая, А.А. Сулацкий, В.Б. Хабенский, В.И. Альмяшев, В.В. Гусаров // Теплоэнергетика — № 5. — 2011. — С. 61-65.

20. IAEA, 2011, Status report 107 – VVER-1200 (V-392M), Technical Report. [Электронный ресурс]. — https://aris.iaea.org/PDF/VVER-1200(V-392M).pdf (Дата обращения: 12.09.2022).

21. IAEA, 2011, Status report 108 – VVER-1200 (V-491), Technical Report. [Электронный ресурс]. — https://aris.iaea.org/PDF/VVER-1200(V-491).pdf (Дата обращения: 12.09.2022).

22. Асмолов, В.Г. Головной блок нового поколения – особенности проекта ВВЭР-1200 / В.Г. Асмолов, И.Н. Гусев, В.Р. Казанский, В.П. Поваров, Д.Б. Стацура // Известия вузов. Ядерная энергетика. — № 3. — 2017. — С. 5-21.

23. Беркович, В.М. Особенности проекта АЭС нового поколения с реактором ВВЭР-1000 повышенной безопасности / В.М. Беркович, И.И. Копытов, Г.С. Таранов, М.Б. Мальцев // Теплоэнергетика. — № 1. — 2005.— С. 9-15.

24. Шумайлов, Г.П. Системы пассивного отвода тепла АЭС нового поколения / Г.П. Шумайлов, В.И. Полуничев, Д.А. Горностаев // Теплоэнергетика. — № 12. — 2005. — С. 50-54.

25. Галиев, К.Ф. Опыт ввода в эксплуатацию системы пассивного отвода тепла реакторной установки В-392М / К.Ф. Галиев, С.В. Яуров, Е.В. Гончаров, А.С. Вольнов // Известия вузов. Ядерная энергетика. — № 3. — 2017. — С. 162-170.

26. Безлепкин, В.В. Моделирование процессов в устройстве локализации расплава АЭС-2006 с ВВЭР-1200 при запроектной аварии / В.В. Безлепкин, В.Г. Сидоров, В.О. Астафьева, О.В. Токарь // Атомная энергия. — Т. 108. — Вып. 6. — 2010. — С. 327-333.

27. Андрушенко, С.А. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрушенко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.Н. Генералов, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Украинцев. — М.: Логос, 2010. — 604 с.

28. Проект АЭС-2006. Атомэнергопроект. г. Санкт-Петербург. 2013. [Электронный ресурс]. — https://atomenergoprom.ru/u/file/npp_2006_rus.pdf (Дата обращения: 12.09.2022).

29. Безлепкин, В.В. Расчетно-экспериментальное обоснование пассивных систем в проекте ЛАЭС-2 / В.В. Безлепкин, С.Е. Семашко, В.Г. Сидоров, И.М. Ивков, М.А. Затевахин, С.Б. Алексеев // Труды II Международной научно-технической конференции «Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики». — ВНИИАЭС. — Москва. — 2008. — С. 937-942.

30. Онуфриенко, С.В. Особенности концепции безопасности проекта АЭС-2006 на площадке ЛАЭС-2 / С.В. Онуфриенко, В.В. Безлепкин, А.В. Молчанов, С.В. Светлов, А.С. Солодовников, С.Е. Семашко // Тяжелое машиностроение. — № 2. — 2008. — С. 6-10.

31. Безлепкин, В.В. Расчетно-экспериментальное обоснование системы пассивного отвода тепла из защитной оболочки АЭС с ВВЭР-1200 / В.В. Безлепкин, М.А. Затевахин, О.П. Кректунов, Ю.В. Крылов, О.В. Масленникова, С.Е. Семашко, Р.А. Шарапов, В.К. Ефимов, Ю.А. Мигров // Атомная энергия. — Т. 115. — Вып. 4. — 2013. — С. 183-189.

32. Проект АЭС-2006. Санкт-Петербург. 2013. [Электронный ресурс]. — http://atomenergoprom.ru/u/file/npp_2006_rus.pdf (Дата обращения: 17.07.2020).

33. Ершов Г.А. Проект АЭС-2006 – технология и философия безопасности. [Электронный ресурс]. — http://nuklearis.hu/sites/default/files/docs/Jersov_MNT_2015szeptember10.pdf (Дата обращения: 17.07.2020).

34. ВВЭР-ТОИ. [Электронный ресурс]. — https://www.rosenergoatom.ru/development/innovatsionnye-razrabotki/razrabotka-proektov-aes-s-reaktorami-novogo-pokoleniya/vver-toi/ (Дата обращения: 17.07.2020).

35. Джангобегов, В.В. Современные проекты ОКБ «Гидропресс». Разработка и реализация / В.В. Джангобегов, В.А. Пиминов, В.А. Мохов // Вопросы атомной

науки и техники. Серия «Обеспечение безопасности АЭС». — Вып. 35. — 2015. — С. 3-16.

36. Atommash shipped VVER-TOI – new type of nuclear reactor for the first unit of Kursk NPP-2. [Электронный ресурс]. — https://aem-group.ru/en/mediacenter/news/atommash-shipped-vver-toi-new-type-of-nuclear-reactor-for-the-first-unit-of-kursk-npp-2.html (Дата обращения: 20.05.2021).

37. Кучумов, А.Ю. Концепция безопасности проекта «ВВЭР-ТОИ» / А.Ю. Кучумов, А.Ю. Алаев // Журнал «Росэнергоатом». — №4. — 2011. — С. 11-15.

38. ВВЭР – история, состояние и развитие. Часть 4. «История развития технологии водо-водяных реакторов под давлением», часть 4 – «Итоги и перспективы развития направления АЭС с РУ типа ВВЭР и PWR». [Электронный ресурс]. — http://www.atominfo.ru/newsz04/a0504.htm (Дата обращения: 10.02.2022).

39. Бугаев, Д.В. Проект «ВВЭР-ТОИ»: Краткая характеристика основных технологических новаций. 02.10.2014. [Электронный ресурс]. — http://atomsro.ru/wp-content/uploads/file/0PORTAL/AtomStroyStandart-2014/Bugaev_PRO_Conf.pdf (Дата обращения: 17.07.2020).

40. Berkovich, V.M. Salient features of the design for a new generation nuclear power station equipped with a VVER-1000 reactor having enhanced safety / V.M. Berkovich, I.I. Kopytov, G.S. Taranov, M.B. Mal'tsev // Thermal Engineering. — Vol. 52. — No. 1. — 2005. — P. 9-16.

41. Morozov, A.V. Experimental modelling of boric acid crystallization process during emergency core cooling of NPP with WWER / A.V. Morozov, A.R. Sahipgareev, A.S. Shlepkin // Journal of Physics: Conf. Series. — Vol. 1382. — 2019. — P. 012138. (авторство не разделено).

42. Морозов, А.В. Влияние процессов массопереноса борной кислоты на ее накопление в активной зоне при аварийных режимах АЭС с ВВЭР / А.В. Морозов, А.П. Сорокин, С.В. Рагулин, А.В. Питык, А.Р. Сахипгареев, А.С Сошкина, А.С. Шлепкин // Теплоэнергетика. — № 7. — 2017. — С. 33-38. (авторство не разделено).

43. Morozov, A.V. Experimental substantiation of VVER reactor passive core flooding system / A.V. Morozov // Transactions of the 2009 American Nuclear Society

Annual Meeting and Embedded Topical Meetings: Risk Management and 2009 Young Professionals Congress. — Washington. — 2009. — P. 1139-1140.

44. Лукьянов, А.А. Расчетно-экспериментальное исследование влияния неконденсирующихся газов на работу модели парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме при запроектной аварии / А.А. Лукьянов, А.А. Зайцев, А.В. Морозов, Т.В. Попова, О.В. Ремизов, А.А. Цыганок, Д.С. Калякин // Известия вузов. Ядерная энергетика. — № 4. — 2010. — С. 172-182.

45. Беркович, В.М. Разработка и обоснование технологии удаления неконденсирующихся газов для обеспечения работоспособности системы пассивного отвода тепла / В.М. Беркович, Г.С. Таранов, С.Г. Калякин, О.В. Ремизов, А.В. Морозов // Атомная энергия. — Т. 100. — № 1. — 2006. — С. 13-19.

46. Федоров, В.А. Теплогидравлические процессы в воздушных конденсаторах паротурбинных установок / В.А. Федоров, О.О. Мильман, П.А. Ананьев, С.Н. Дунаев, Н.В. Колесников, Б.А. Шифрин // Вестник МЭИ. — № 2. — 2012. — С. 5-12.

47. Федоров, В.А. Результаты экспериментальных исследований характеристик воздушных конденсаторов паротурбинных установок / В.А. Федоров, О.О. Мильман, Н.В. Колесников, П.А. Ананьев, С.Н. Дунаев, А.М. Михальков, А.В. Мосин, А.В. Кондратьев // Теплоэнергетика. — 2013. — № 2. — С. 35-41.

48. Галашов, Н.Н. Проблемы и перспективы использования воздушных конденсаторов на ТЭС / Н.Н. Галашов, С.А. Цибульский, С.А. Ставронский // Сборник статей V Всероссийской научной конференции с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий». — Томск: Изд-во ТПУ. — 2014. – С. 113-117.

49. Мильман, О.О. Воздушно-конденсационные установки / О.О. Мильман, В.А. Федоров. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 208 с.

50. Артемов, В.И. Моделирование процессов тепломассообмена в экспериментальной секции воздушно-конденсационной установки ЗАО НПВП «Турбокон» / В.И. Артемов, К.Б. Минко, Г.Г. Яньков, А.В. Кирюхин // Теплоэнергетика. — № 5. — 2016. — С. 14-23.

51. Мильман, О.О. Особенности работы теплообменных аппаратов с конденсацией пара внутри труб / О.О. Мильман, Е.А. Лошкарева, А.Ю. Калинин, А.Ю. Картуесова // Известия ТулГУ. Технические науки. — Вып. 5. — Ч. 2. —2015. — С. 151-160.

52. Балунов, Б.Ф. Интенсивность теплоотдачи при конденсации пара из паровоздушной смеси на внутренней поверхности труб и на внешней поверхности оребренных труб / Б.Ф. Балунов, В.А. Ильин, В.Д. Лычаков, С.Б. Алексеев, С.В. Светлов, В.Г. Сидоров // Труды шестой российской национальной конференции по теплообмену «РНКТ-6». — М.: Издательский дом МЭИ, 2014. — 1496 с.

53. Балунов, Б.Ф. Исследование теплообмена и гидродинамики в водо- и воздухоохлаждаемых теплообменниках систем безопасности АЭС с водоохлаждаемыми реакторами / Б.Ф. Балунов, В.Д. Лычаков, А.А. Щеглов, А.С. Матяш, К.С. Старухина // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. — Вып. 5. — 2018. — С. 223-238.

54. Bustamante, J.G. Achieving near-water-cooled power plant performance with aircooled condensers / J.G. Bustamante, A.S. Rattner, S. Garimella // Applied Thermal Engineering. — Vol. 105. — 2015. — P. 362-371.

55. Bredell, J.R. Numerical investigation of fan performance in a forced draft air-cooled steam condenser / J.R. Bredell, D.G. Kröger, G.D. Thiart // Applied Thermal Engineering. — Vol. 26. — Iss. 8–9. — 2006. — P. 846-852.

56. Liu, P. Numerical investigation of hot air recirculation of aircooled condensers at a large power plant / P. Liu, H. Duan, W. Zhao // Applied Thermal Engineering. — Vol. 29. — Iss. 10. — 2009. — P. 1927-1934.

57. Попов, И.А. Промышленное применение интенсификации теплообмена - современное состояние проблемы (обзор) / И.А. Попов, Ю.Ф. Гортышов, В.В. Олимпиев // Теплоэнергетика. — № 1. — 2012. — С. 3-14.

58. Филиппов, Э.Б. Метод численного исследование тепловой эффективности трубчатой поверхности нагрева с поперечно-лепестковым оребрением / Э.Б. Филиппов, Г.Б. Черепенников, Т.Г. Лещенко // Теплоэнергетика. — №6. — 2006. — С. 36-40.

59. Сахипгареев, А.Р. Использование экспериментальных данных по исследованию процесса конденсации пара из парогазовой смеси для обоснования длительной работы пассивных систем безопасности АЭС с ВВЭР / А.В. Морозов, А.Р. Сахипгареев // 21-ая Международная конференция молодых специалистов по ядерным энергетическим установкам. 10-11 апреля 2019 г., Подольск, Московская область. Сборник докладов. — г. Подольск. — АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС». — 2019. — 410 с. (авторство не разделено).

60. Исаченко, В.П. Теплообмен при конденсации. — М.: Энергия, 1977. — 240 с.

61. Кутателадзе, С.С. Теплопередача при конденсации и кипении. 2-е изд., доп. и перераб. — М.: Машгиз, 1952. — 232 с.

62. Левич, В.Г. Физико-химическая гидродинамика. — М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1959. — 700 с.

63. Kulic, E. Heat transfer rate to moving droplets in air/steam mixtures / E. Kulic, E. Rhodes // Proceedings of 6-th International Heat Transfer Conference. — Toronto. — Vol. 1. — 1978. — P. 469-474.

64. Прандтль, Л. Гидроаэромеханика. — Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2000. — 576 с.

65. Нигматулин, Р.И. Динамика многофазных сред. Ч.1. — М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. — 464 с.

66. Воробьев, В.В. Эффективность спринклерной системы охлаждения ГО ЛСБ ВВЭР / В.В. Воробьев, В.А. Немцев, В.В. Сорокин, Л.Ф. Тюшкевич // Сборник трудов 7-й международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР». — г. Подольск. — ОАО ОКБ «ГИДРОПРЕСС». — 17-20 мая 2011. — 15 с.

67. Берман, Л.Д. Теплоотдача от паровоздушной смеси к диспергированной водяной струе в ограниченном объеме / Л.Д. Берман, Б.Г. Гордон, С.Н. Богдан // Теплоэнергетика. — № 12. — 1981.— С. 38-42.

68. Malet, J. Modelling of Sprays in Containment Applications: Results of the TOSQAN Spray Benchmark (Test 101) / J. Malet, P. Lemaitre, E. Porcheron, J. Vendel, A. Bentaib, W. Plumecocq, F. Dumay, Y.C. Chin, M. Krause, L. Blumenfled,

F. Dabbene, P. Royl, J. Travis. // Proceedings of the first European Review Meeting on Severe Accident Research (ERSMAR-2005). — Aix-en-Provence. — France. — November 14-16, 2005. — 13 p.

69. Porcheron, E. Experimental investigation in the TOS-QAN facility of heat and mass transfers in a spray for containment application / E. Porcheron, P. Lemaitre, A. Nuboer, V. Roshas, J. Vendel // Nuclear Engineering and Design. — Vol. 237. — 2007. — P. 1862-1871.

70. Takahashi, M. Study on vapor condensation heat transfer on liquid spray / M. Takahashi, A. K. Nayak, H. Murakoso, S. Kitagawa // Proceedings of 7th International Conference on Nuclear Engineering, ICONE-7481. —Tokyo. — Japan. — April 19-23, 1999.

71. Исаченко, В.П. Теплообмен при конденсации пара на сплошных и диспергированных струях жидкости / В.П. Исаченко, А.П. Солодов // Теплоэнергетика. — № 9. — 1972. — С. 24-27.

72. Исаченко, В.П. Теплообмен при конденсации водяного пара на ламинарной цилиндрической струе воды / В.П. Исаченко, С.А. Сотсков, Е.В. Якушева // Теплоэнергетика. — № 8. — 1976. — С. 72-74.

73. Шкловер, Г.Г. Обобщение опытных данных по конденсации пара на вертикальных струях воды в условиях вакуума / Г.Г. Шкловер, М.Д. Родивилин // Теплоэнергетика. — № 10. — 1970. — С. 27-29.

74. Шкловер, Г.Г. Тепло-и массообмен при конденсации пара на струях воды / Г.Г. Шкловер, М.Д. Родивилин // Теплоэнергетика. — № 11. — 1975. — С. 65-68.

75. Берман, Л.Д. Конденсация пара и нагрев диспергированной водяной струи воды в ограниченном объеме паровоздушной смеси / Л.Д. Берман, Б.Г. Гордон, С.Н. Богдан // Теплоэнергетика. — № 2. — 1981. — С. 29-33.

76. Ерошкина, Е.В. Экспериментальное исследование теплообмена при конденсации пара из пароводяной смеси на струях холодной воды при высоком давлении / Е.В. Ерошкина, В.И. Кисина, А.П. Шварц, А.В. Колбасников // Теплоэнергетика. — № 1. — 2007. — С. 53-57.

77. Сомова, Е.В. Процесс конденсации пара из пароводяной смеси на струях воды при высоком давлении / Е.В. Сомова, В.И. Кисина, А.П. Шварц, А.В. Колбасников, В.П. Канищев // Теплоэнергетика. — № 1. — 2009. — С. 63-70.

78. Копытов, И.И. Экспериментальное исследование влияния неконденсирующихся газов на конденсационную мощность парогенератора НВ АЭС-2 при работе пассивных систем безопасности / И.И. Копытов, В.М. Беркович, С.Г. Калякин, А.В. Морозов, О.В. Ремизов // Сборник трудов 17-ой международной конференции по ядерной технике (ICONE-17). — Брюссель, Бельгия. — 2009. — ICONE-17-75942. (CD-ROM).

79. Новицкий, П.В. Оценка погрешностей результатов измерений / П.В. Новицкий, И.А. Зограф. – 2-е изд., перераб. и доп. — Ленинград: Издательство Энергоатомиздат, 1991. — С. 304.

80. Сахипгареев, А.Р. Исследование режимов работы устройства по удалению неконденсирующихся газов из парогенератора ВВЭР на экспериментальном стенде / Д.С. Калякин, А.В. Морозов, С.В. Рагулин, А.С. Сошкина, А.Р. Сахипгареев, А.С. Шлепкин // Труды 16-ой ежегодной конференции молодых специалистов по ядерным энергетическим установкам. г. Подольск. ОАО ОКБ «Гидропресс». 2014. [Электронный ресурс]. — https://www.gidropress.podolsk.ru/files/proceedings/kms2014/documents/kms2014-027.pdf (Дата обращения: 16.07.2021). (авторство не разделено).

81. Сахипгареев, А.Р. Экспериментальное исследование работы воздухо-охлаждаемого теплообменника с продольно оребренным трубным пучком / Д.С. Калякин, А.В. Морозов, С.В. Рагулин, О.В. Ремизов, А.С. Сошкина, А.Р. Сахипгареев, А.С. Шлепкин // Труды Шестой Российской национальной конференции по теплообмену (РНКТ-6). — Москва. — НИУ МЭИ. — 2014. — С. 1134-1138. (авторство не разделено).

82. Сахипгареев, А.Р. Экспериментальные и расчетные исследования процессов теплообмена в пучке воздухоохлаждаемых оребренных труб с продольным оребрением / А.В. Морозов, Д.С. Калякин, Ю.В. Чернухина, А.С. Сошкина,

Д.Ф. Закиров, С.В. Рагулин, А.Р. Сахипгареев, А.С. Шлепкин // Труды регионального конкурса проектов фундаментальных научных исследований. — Калуга. — Вып. 20. — 2015. — С. 299-309. (авторство не разделено).

83. Сахипгареев, А.Р. Экспериментальное исследование влияния состава парогазовой смеси на работу воздухоохлаждаемого оребренного теплообменника в пассивной системе безопасности АЭС с ВВЭР / А.Р. Сахипгареев, А.В. Морозов // Труды 20-й Международной конференции молодых специалистов по ядерным энергетическим установкам (КМС-2018). — г. Подольск. — АО ОКБ «Гидропресс». — 2018. — С. 213-219. (авторство не разделено).

84. Сахипгареев, А.Р. Экспериментальное исследование процессов теплообмена в пучке воздухоохлаждаемых труб с продольным оребрением в пассивной системе безопасности АЭС с ВВЭР / А.Р. Сахипгареев, А.В. Морозов // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. — Вып. 4. — 2018. — С. 80-88. (авторство не разделено).

85. Сахипгареев, А.Р. Исследование влияния процессов конденсации пара из парогазовой смеси на струе жидкости на работу парогенератора ВВЭР в конденсационном режиме / А.В. Морозов, А.Р. Сахипгареев // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. — Вып. 3. — 2016. — С. 100-110. (авторство не разделено).

86. Berkovich, V.M. Experimental study on Novovoronezh NPP-2 steam generator model condensation power in the event of the beyond design basis accident / V.M. Berkovich, V.G. Peresadko, G.S. Taranov, O.V. Remizov, A.V. Morozov, A.A. Tsyganok, D.S. Kalyakin // Proceedings of International Congress on Advances in Nuclear Power Plants 2010, ICAPP 2010. — San Diego, CA. — 2010. — P. 186-192.

87. Сахипгареев, А.Р. Экспериментальная оценка влияния контактной конденсации парогазовой смеси на работу пассивных систем безопасности ВВЭР / А.В. Морозов, А.Р. Сахипгареев // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. — № 1. — 2017. — С. 17-28. (авторство не разделено).

88. Сахипгареев, А.Р. Теплоотдача от парогазовой смеси к свободнопадающей струе жидкости в ограниченном объеме применительно к

аварийным режимам АЭС с ВВЭР / А.Р. Сахипгареев, А.В. Морозов // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. — Вып. 3. — 2018. — С. 127-137. (авторство не разделено).

89. Андрушечко, С.А. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта: Учебник / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильев, В.К. Генералов, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Украинцев. — М.: Логос, 2010. — 603 с.

90. Niezgoda-Żelasko, B. Free and forced convection on the outer surface of vertical longitudinally finned tubes / B. Niezgoda-Żelasko, J. Żelasko // Experimental Thermal and Fluid Science. — Vol. 57. — 2014. — P. 145-156.

91. Егорова, Л.В. Расчетное обоснование характеристик пассивной системы фильтрации АЭС нового поколения в рабочем и послеаварийном режимах / Л.В. Егорова, М.М. Григорьев // Труды 11-й международной научно-технической конференции. — Подольск. — ОАО ОКБ «Гидропресс». — 2005. — 14 с.

92. Осипов, В.П. Испытания фильтровальной секции установки пассивной системы фильтрации для АЭС «Куданкулам» / В.П. Осипов, Д.А. Рыболовлев, И.В. Ягодкин // Труды 12-й международной научно-технической конференции. — Подольск. — ОАО ОКБ «Гидропресс». — 2007. — 12 с.

93. Кириллов, П.Л. Справочник по теплогидравлическим расчетам в ядерной энергетике. Том. 1. Теплогидравлические процессы в ЯЭУ / Под общей редакцией доктора технических наук, профессора П.Л. Кириллова / П.Л. Кириллов, В.П. Бобков, А.В. Жуков, Ю.С. Юрьев. — М.: ИздАт, 2010. — 776 с.

94. Беркович, В.Я. Реакторная установка В-392М. Проект, реализация, итоги. [Электронный ресурс]. — http://www.gidropress.podolsk.ru/files/publication/publication2017/documents/031.pdf (Дата обращения: 17.01.2023).