

УДК 621.039.587

И.И. Свириденко, доцент, канд. техн. наук

Севастопольский национальный технический университет

Студгородок, г. Севастополь, Украина, 99053

E-mail: emss@stel.sebastopol.ua

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВВОДА В ДЕЙСТВИЕ ТЕРМОСИФОННОЙ СИСТЕМЫ ПАССИВНОГО ОТВОДА ОСТАТОЧНЫХ ТЕПЛОВЫДЕЛЕНИЙ РЕАКТОРА

Рассматривается пассивная система отвода остаточных тепловыделений на основе двухфазных термосифонов при аварийном расхолаживании реакторной установки АЭС с ВВЭР в условиях длительной потери электропитания собственных нужд. Предлагается оптимальный процесс ввода в действие системы пассивного отвода теплоты (спот), предусматривающий наряду с пассивным подключением системы в аварийной ситуации с длительной потерей всех источников электроснабжения, возможность вмешательства оператора для недопущения расхолаживания реактора при кратковременном обесточивании.

Одним из эффективных методов повышения надежности теплоотвода в аварийных ситуациях энергетических ядерных реакторов АЭС является использование теплообменного оборудования и систем на основе замкнутых испарительно-конденсационных устройств – низкотемпературных двухфазных термосифонов (ДТС). Каждый из элементов теплопередающей сборки ДТС теплообменника аварийного расхолаживания (ТОАР) является автономным дополнительным промежуточным контуром теплопередачи и обеспечивает надежность разделения теплоносителя первого контура и охлаждающей среды. Принцип пассивности аварийного ввода в действие термосифонной системы отвода теплоты при полной потере источников электроснабжения переменного тока АЭС, включая дизельгенераторы, реализуется путем применения арматуры с электромагнитным приводом. При обесточивании соленоидов, удерживающих арматуру в закрытом положении, СПОТ автоматически подключается к реакторной установке (РУ), обеспечивая отвод остаточных тепловыделений активной зоны в течение неограниченного времени протекания аварийного процесса.

Однако при кратковременном обесточивании, вызванном нарушениями в электроснабжении соленоидов электромагнитной арматуры, произойдет подключение системы аварийного расхолаживания к РУ, работающей на номинальном уровне мощности. При этом в реактор из системы расхолаживания начнет поступать переохлажденный теплоноситель, вызывая захлаживание активной зоны и соответствующий всплеск реактивности.

Таким образом, при разработке оптимальной схемы подключения СПОТ к РУ необходимо учитывать все возможные сценарии развития аварийной ситуации: от срабатывания запорной арматуры из-за кратковременного локального обесточивания (проектная авария), до серьезного нарушения условий нормального отвода теплоты от активной зоны при отказе всех средств подачи питательной воды в парогенератор (ПГ) и длительной потере источников переменного тока, включая незапуск аварийных дизельгенераторов (запроектная авария). Решение подобной задачи возможно путем реализации пассивного режима ввода в действие системы отвода остаточных тепловыделений без использования каких-либо источников энергии и вмешательства оператора.

В известных проектах СПОТ РУ ВВЭР-640/В-407 [1] и ВВЭР-1000/В-392 [2] отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора предусматривается через ПГ с выводом второго контура за пределы гермооболочки в выносные теплообменники-конденсаторы. В качестве конечного охладителя проектом РУ ВВЭР-640/В-407 предусмотрено использование воды, помещаемой в баках аварийного отвода теплоты, проекта РУ ВВЭР-1000/В-392 – атмосферного воздуха.

В обоих проектах в качестве теплообменников длительного отвода остаточных тепловыделений для реализации СПОТ задействовано основное теплообменное оборудование РУ – парогенераторы. Опыт эксплуатации применяемых на АЭС с ВВЭР конструкций горизонтальных парогенераторов типа ПГВ свидетельствует о том, что в аварийных ситуациях при существенном отклонении от эксплуатационных норм повышается вероятность возникновения трещин в его коллекторах и трубной системе, приводящих к росту радиоактивности второго контура и выбросам радионуклидов с АЭС в окружающую среду. Поэтому использование ПГ для обеспечения аварийного режима с длительным отводом остаточных тепловыделений при потере электропитания собственных нужд может натолкнуться на целый ряд нерешенных на сегодня проблем, связанных с его низкой эксплуатационной надежностью. Разгерметизация всего лишь одной трубки теплообменной поверхности ПГ приведет к аварийной ситуации и при реализации СПОТ с выводом промконтура за пределы гермооболочки – к высокой вероятности распространения радиоактивности за основные барьеры безопасности.

Целью работы является создание надежной СПОТ, не зависящей от проявления самых непредсказуемых условий при аварийном расхолаживании реактора из-за полного длительного (более одного часа) обесточивания АЭС. Достижение поставленной цели осуществляется за счет формирования системы отвода остаточных тепловыделений с ТОАР на основе низкотемпературных ДТС. В этом случае СПОТ является

полностью автономной, ее функционирование не зависит от работоспособности основного оборудования РУ.

На рисунке 1 изображена схема термосифонной СПОТ для проекта АЭС с ВВЭР нового поколения. СПОТ формируется в виде автономной петли расхолаживания 2 с термосифонным ТОАР 3, подключаемым к реактору 1 через трубопроводы 12 и 13 системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ) Ду 300, а также промконтура 6, соединяющего ТОАР 3 с теплообменником-конденсатором 7, вынесенным за пределы контейнента 16 и гермооболочки 17 и охлаждаемым атмосферным воздухом. С целью повышения эффективности системы промежуточный контур 6 выполнен в виде кольцевого двухфазного термосифона, что

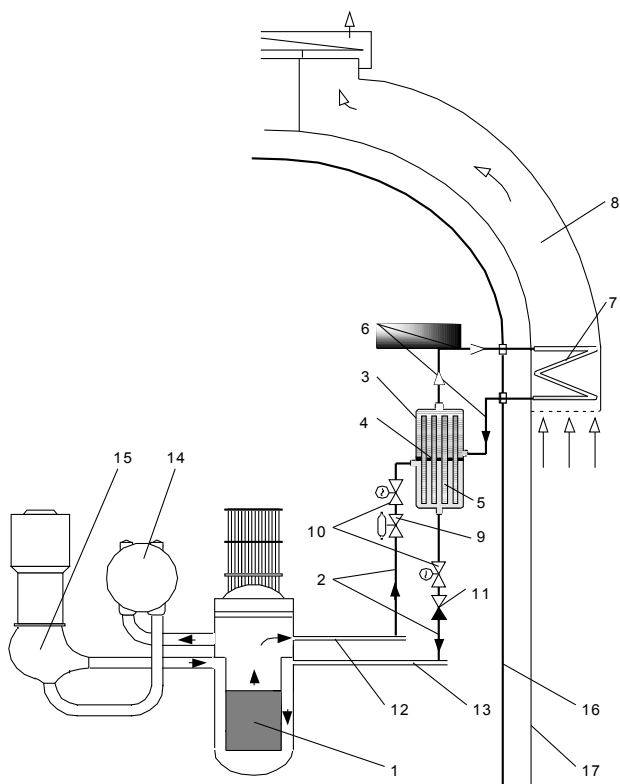


Рисунок 1 – СПОТ РУ АЭС с ВВЭР: 1 – реактор; 2 – петля аварийного расхолаживания; 3 – термосифонный ТОАР; 4 – трубная решетка; 5 – сборка ДТС; 6 – промежуточный контур аварийного расхолаживания; 7 – воздушный теплообменник-конденсатор; 8 – воздушный канал; 9 – запорный мембранный клапан; 10 – клапаны с электроприводом; 11 – невозвратный клапан; 12 – «горячий» трубопровод САОЗ; 13 – «холодный» трубопровод САОЗ; 14 – ПГ, 15 – главный циркуляционный насос; 16 – контеймент; 17 – гермооболочка

существенно снижает термическое сопротивление системы при расхолаживании реактора. Испарение теплоносителя промконтура 6 происходит на наружной поверхности конденсаторов ДТС 5 теплообменника 3, конденсация – в теплообменнике-конденсаторе 7.

Повышение экологической безопасности в рассматриваемой аварийной ситуации обеспечивает сборка ДТС 5 теплообменника расхолаживания 3, являющаяся дополнительным промежуточным контуром теплопереноса между радиоактивным конвективным первым контуром 2 и двухфазным промконтуром 6, выводимым за пределы гермозоны. В центральной части теплообменника 3 размещена трубная решетка 4, являющаяся несущим элементом сборки цилиндрических вертикальных термосифонов 5. Теплоноситель ДТС и промконтура расхолаживания – вода. Перед заправкой теплоносителем термосифоны 5 и промконтур 6 вакуумируются. Система заполняется промежуточным теплоносителем и находится в режиме постоянной эксплуатационной готовности в течение всего срока эксплуатации РУ. В режиме ожидания весь теплоноситель промконтура 6 находится в межтрубном пространстве теплообменника 3. В полости теплообменника-конденсатора 7 в этом случае теплоносителя нет, поэтому отсутствует опасность его «размораживания» при отрицательных температурах окружающего воздуха в зимний период.

Схема подключения СПОТ к РУ изображена на рисунке 2. Запорная арматура 9 и 10 предназначена для подключения (отключения) термосифонной СПОТ к РУ. Главный запорный клапан СПОТ 9 – мембранный, в режиме ожидания всегда закрыт. В полости над мембраной находится сжатый воздух, обеспечивающий закрытое положение клапана. В полости под мембраной располагается пружина, открывающая клапан 9 в аварийной ситуации при снижении давления воздуха над мембраной. Клапаны 10 с электроприводом в режиме ожидания всегда открыты. Они закрываются только после выведения РУ из работы для технического и ремонтного обслуживания системы расхолаживания. Принцип пассивности включения в работу СПОТ в аварийной ситуации обеспечивается обесточиванием соленоида, удерживающего сбросной воздушный клапан 12 с электромагнитным приводом (ЭМП) в закрытом положении. Клапаны с электроприводом 14 и 15 – управляемые, в режиме ожидания клапан 14 открыт, а клапан 15 закрыт. Невозвратный клапан 11 предназначен для недопущения опрокидывания естественной циркуляции в петле аварийного расхолаживания при кипении теплоносителя первого контура в активной зоне.

Пассивная система отвода остаточных тепловыделений вводится в действие следующим образом. При возникновении аварии с полным обесточиванием энергоблока и незапуском дизельгенераторов срабатывает

аварийная защита и расхолаживание реактора 1 (рисунок 1) с номинальной мощности до значения 1...2%-го уровня мощности осуществляется через парогенераторы 14. Для ВВЭР-1000 после остановки главных циркуляционных и питательных насосов этот процесс займет не менее часа до полного испарения котловой воды из ПГ. Дальнейший отвод остаточных тепловыделений осуществляется СПОТ при естественной циркуляции теплоносителя первого контура через термосифонный ТОАР 3 и промежуточный двухфазный контур 6, обеспечивающий теплосброс в атмосферу через теплообменник-конденсатор 7, вынесенный в воздушный канал 8.

При обесточивании соленоида ЭМП сбросного клапана 8 (рисунок 2), последний открывается, и давление воздуха над мембраной 5 главного запорного клапана 9 начинает падать. С падением давления ниже величины усилия сжатия пружины 12, клапан 9 откроется, подключив СПОТ к РУ. Ввод в действие СПОТ во время еще продолжающегося процесса расхолаживания РУ через ПГ обеспечивает плавный режим наброса тепловой нагрузки на автономную систему отвода остаточных тепловыделений без тепловых и гидроударов.

В то же время, если обесточивание произошло не по общей причине, а из-за отказа электрооборудования АЭС и выразилось лишь в кратковременной потере электропитания ЭМП запорной арматуры, предусмотрена возможность оперативного вмешательства оператора на блочном щите управления (БЩУ) для недопущения начала процесса расхолаживания РУ. Подключение СПОТ к

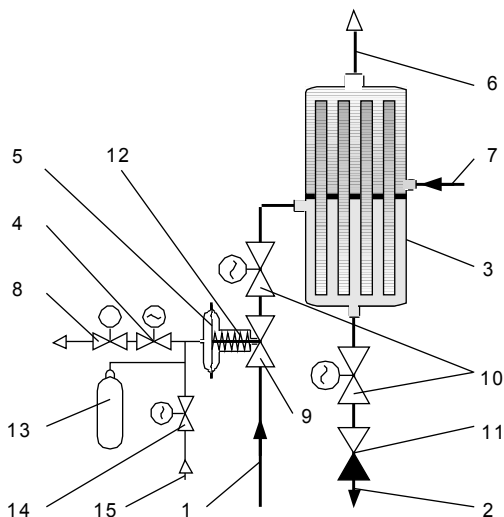


Рисунок 2 – Схема пассивного подключения термосифонной СПОТ к РУ: 1 – подъемный трубопровод петли аварийного расхолаживания; 2 - опускной трубопровод; 3 – термосифонный ТОАР; 4, 14 – запорные клапаны с электроприводом; 5 – мембрана; 6 – подъемный трубопровод промконтура аварийного расхолаживания; 7 – опускной трубопровод промконтура; 8 – сбросной клапан с ЭМП; 9 – главный запорный мембранный клапан СПОТ; 10 – управляемые клапаны с электроприводом; 11 – невозвратный клапан; 12 – пружина; 13 – воздушный ресивер; 15 – система воздуха высокого давления

РУ происходит с некоторой задержкой по времени после потери электропитания, достаточной для выполнения действий оператором, исключающих захлаживание первого контура и всплеск реактивности в активной зоне.

Основные этапы режима ввода в действие СПОТ изображены на рисунке 3. Между событиями обесточивания соленоида сбросного клапана 8 (момент времени a) и открытием главного запорного клапана 9 (момент времени d) вводится некоторая задержка по времени τ_{ab} , достаточная для выполнения действий оператором по прекращению сброса давления P_e из полости над мембраной 5 за счет закрытия управляемого клапана 4 и открытия управляемого клапана 14 (цифровые обозначения – см. рисунок 2).

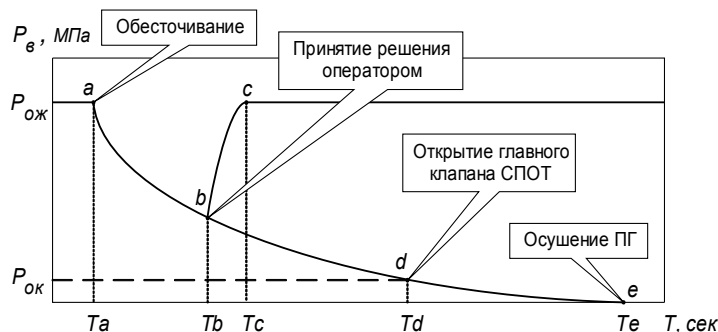


Рисунок 3 – Режим ввода в действие термосифонной СПОТ

Вмешательство оператора предотвращает самопроизвольное подключение системы расхолаживания в случае кратковременного обесточивания либо отказа ЭМП. Потерю давления над мембраной клапана 9 оператор компенсирует за счет открытия управляемого клапана 14 (момент времени b) с подачей воздуха из системы воздуха высокого давления 15 для восстановления давления над мембраной до величины $P_{ож}$, соответствующей режиму ожидания СПОТ (момент времени c).

Поскольку соленоид сбросного клапана 8 остается обесточенным, оператор должен дать команду на переключение схемы электропитания ЭМП клапана 8 от работоспособной сети. После восстановления нормального питания ЭМП, либо замены вышедшего из строя ЭМП клапана 8, оператор закрывает клапан 14 и открывает клапан 4. С момента времени (c) СПОТ снова переходит в состояние ожидания.

Следует отметить, что промежуток времени ($a-b$), необходимый для оценки оператором на БЦУ степени аварийной ситуации и принятия решения, может составлять от нескольких секунд до нескольких минут. Эта задержка по времени должна быть минимальной, но в тоже время вполне

достаточной, чтобы выполнить указанные переключения до открытия главного запорного клапана 9.

Настройка скорости падения давления воздуха с величины $P_{ож}$ до уставки срабатывания главного запорного клапана $P_{ок}$ производится подбором объема ресивера 13 (рисунок 2). Этап $(a-b)$ должен с достаточным запасом укладываться в промежуток времени $(a-d)$, продолжительность которого может достигать порядка 10 минут.

Если же обесточивание произошло по общей причине и аварийная ситуация усложнилась незапуском аварийных дизельгенераторов, СПОТ подключается к РУ в пассивном режиме без вмешательства оператора. При этом этап расхолаживания РУ через ПГ $(a-e)$ будет протекать по разным расчетным оценкам от 5000 до 6200 секунд [3, 4], но уже на 600-ой секунде часть отводимой от активной зоны теплоты возьмет на себя СПОТ. После полного испарения питательной воды из межтрубного пространства ПГ в течение всего дальнейшего аварийного процесса отвод остаточных тепловыделений будет осуществляться термосифонной СПОТ.

Таким образом, использование теплообменного оборудования на основе низкотемпературных ДТС в СПОТ проектов РУ АЭС нового поколения позволит повысить надежность и эффективность систем аварийного расхолаживания с гарантией недопущения перехода аварийной ситуации с полным длительным обесточиванием в тяжелую аварию. Безопасность реакторной установки на режиме аварийного расхолаживания будет обеспечена в течение неограниченного времени протекания данного процесса. Оптимизация режима подключения СПОТ учитывает пассивный принцип ввода в действие при потере питания собственных нужд с возможностью вмешательства оператора в случае кратковременного обесточивания либо ложного срабатывания арматуры, исключая возможность захолаживания теплоносителя первого контура.

Направлением дальнейших исследований является определение возможности использования предложенной СПОТ с ДТС с целью совершенствования пассивных систем безопасности проектов энергоблоков АЭС нового поколения с ВВЭР-640, 1000 и 1500, а также для модернизации систем безопасности проектов эксплуатируемых в настоящее время энергоблоков АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 для повышения показателей надежности и безопасности основного оборудования АЭС, а также для создания технических и организационных предпосылок продления ресурса работы действующих АЭС.

Библиографический список

1. Методические особенности обоснования пассивных систем безопасности АЭС с ВВЭР-640 / А.М. Афров, М.Ф. Рогов, В.Г. Федоров, И.В. Кух-

тевич и др. // Процессы тепломассообмена и гидродинамики в системах безопасности АЭС с ВВЭР-640: Сб. науч. тр. — СПб, 1997. — С. 12 – 22.

2. Испытание на стенде ОКБ «Гидропресс» полномасштабного макета оптимизированного теплообменника СПОТ / С.М. Лобачев, С.А. Логвинов, Ю.К. Ситник, В.Ф. Илюшин и др. // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: Материалы 3-й науч.-техн. конф. — Т. 1. — Подольск, 2003. — С. 61 – 66.

3. Аварийное расхолаживание реакторной установки АЭС с ВВЭР при полном длительном обесточивании энергоблока / И.И. Свириденко, В.М. Зенов, С.Н. Ткач и др. // Вестн. НТУУ (КПИ). Сер. Машиностроение. — 2002. — № 43. — С. 198 – 201.

4. Влияние пассивных систем на протекание типичных запроектных аварий РУ В-392 / Н.В. Букин, Л.Н. Борисов, А.Л. Громов, Н.С. Филь и др. // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: Материалы 2-й науч.-техн. конф. — Подольск, 2001. — С. 10–26.

Поступила в редакцию 15.03.2004 г.