

А. С. Костромин, А. М. Абдуллаев,
С. В. Марехин, С. Н. Слепцов

Национальный научный центр
«Харьковский физико-технический институт»,
НАН Украины, Центр проектирования активных зон

Анализ аварии с разрывом паропровода для реакторной установки ВВЭР-1000/В-320

Выполнен сравнительный анализ различных сценариев прохождения аварии с разрывом паропровода с целью определения наиболее представительного для использования в обосновании безопасности загрузки и эксплуатации перегрузочной партии ядерного топлива компании «Вестингауз» на энергоблоке № 3 Южно-Украинской АЭС.

А. С. Костромин, А. М. Абдуллаев, С. В. Марехин, С. М. Слепцов

Аналіз аварії з розривом паропроводу для реакторної установки ВВЕР-1000/В-320

Виконано порівняльний аналіз різних сценаріїв проходження аварії з розривом паропроводу з метою визначення найбільш представницького для обґрунтування безпеки завантаження та експлуатації перевантажувальної партії ядерного палива компанії «Вестингауз» на енергоблоці № 3 Южно-Української АЕС.

На энергоблоке № 3 Южно-Украинской АЭС в 21-ю топливную кампанию планируется использование перегрузочной партии, состоящей из тепловыделяющих сборок (ТВС) производства компании «Вестингауз». В ходе работ по обоснованию безопасности загрузки и эксплуатации данной перегрузочной партии выполнен анализ нарушений нормальной эксплуатации и проектных аварий.

В группе исходных событий (ИС), приводящих к увеличению теплоотвода через второй контур, наиболее тяжелым (представительным) с точки зрения минимального запаса до кризиса теплоотдачи является ИС с гильотинным разрывом паропровода до быстродействующего запорного отсечного клапана (БЗОК). Данное ИС характеризуется несимметричным захлаживанием активной зоны и локальным увеличением коэффициентов неравномерности энерговыделения, особенно при застревании наиболее эффективного кластера органа регулирования системы управления и защиты (ОР СУЗ) над сектором захлаживания. Для такой аварии опасность с точки зрения повреждения топлива представляет рост локальной мощности, которая в отдельных местах может существенно превосходить среднюю по активной зоне, тем более с учетом застрявшего ОР СУЗ. Рост локальной мощности может привести к снижению коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи (КЗКТ) ниже допустимого предела и повреждению топлива.

Представленные ранее для энергоблоков ВВЭР-1000 АЭС Украины расчетные анализы данного ИС [1, 2, 3] в качестве исходного состояния реакторной установки, как правило, использовали состояние «работа на мощности», а также предполагалось наложение обесточивания [1, 3]. Однако исходное состояние «горячий останов» характеризуется более высоким уровнем котловой воды в парогенераторах (ПГ) и отсутствием остаточного тепловыделения. Данные факторы создают более негативные предпосылки для протекания аварии с захлаживанием теплоносителя первого контура и определяют необходимость сравнительного анализа прохождения аварии при вышеуказанных исходных состояниях реакторной установки (РУ) ВВЭР-1000.

Кроме этого, проведенный анализ различных сценариев данной аварии для реакторов PWR [4] показал, что

Таблица 1. Перечень расчетных сценариев

№ п/п	Исходное состояние реакторной установки	Проектное отключение ГЦН при низком давлении в паропроводе	Наложение обесточивания энергоблока
1	Работа на мощности	Есть	Нет
2	Горячий останов	Есть	Нет
3	Работа на мощности	Нет	Нет
4	Горячий останов	Нет	Нет
5	Работа на мощности	Нет	Есть
6	Горячий останов	Нет	Есть

сценарий с исходным состоянием «горячий останов» является более лимитирующим по сравнению с состоянием «работа на мощности» с учетом наложения отказа на отключение главного циркуляционного насоса (ГЦН).

Таким образом, представляет интерес изучение влияния нахождение аварии исходного состояния РУ («работа на мощности» или «горячий останов»), отказа на отключение ГЦН при снижении давления в паропроводе и сценария с наложением обесточивания энергоблока. Перечень расчетных сценариев, исследованных в данной работе, приведен в табл. 1.

Целью выполненного сравнительного анализа является определение расчетного сценария, при котором достигается минимальная величина КЗКТ, который в дальнейшем определяется как наиболее представительный для использования в обосновании безопасности загрузки и эксплуатации перегрузочной партии.

1. Общая характеристика исходного события, начальные и граничные условия

Разрыв паропровода постулируется как аварийная ситуация с двухсторонним разрывом главного паропровода Ду 600 между парогенератором и отсечным клапаном (рис. 1, А).

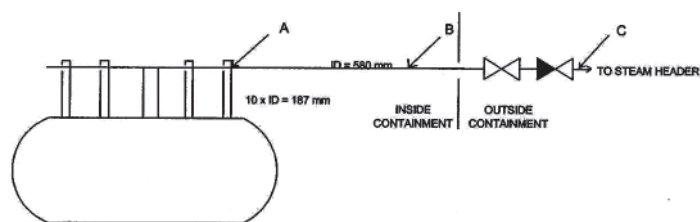


Рис. 1. Местоположение разрыва паропровода

При разрыве паропровода по совпадению сигналов: давление в паропроводе менее 50 кгс/см^2 ($4,9 \text{ МПа}$); разность температур насыщения первого и второго контуров более $75 \text{ }^\circ\text{C}$;

температура в горячей нитке циркуляционной петли более $200 \text{ }^\circ\text{C}$;

формируются сигнал «Защита САОЗ», приводящий к срабатыванию аварийной защиты (АЗ), и сигнал на закрытие БЗОК.

Проектом РУ предусмотрено отключение ГЦН аварийной петли и закрытие клапанов подачи основной и аварийной питательной воды в данный ПГ при перепаде давления на обратном клапане более 2 кгс/см^2 ($0,2 \text{ МПа}$) или при совпадении следующих условий для аварийного ПГ:

давление в паропроводе ниже 45 кгс/см^2 ($4,41 \text{ МПа}$);

разность температур насыщения первого и второго контуров более $75 \text{ }^\circ\text{C}$;

температура в горячей нитке циркуляционной петли более $200 \text{ }^\circ\text{C}$.

Вследствие разрыва паропровода увеличивается расход пара из аварийного парогенератора, что приводит к увеличению теплосъема данным парогенератором от теплоносителя первого контура. Это, в свою очередь, приводит к снижению температуры теплоносителя данной петли на входе в реактор. Из-за неполного перемешивания теплоносителя в напорной камере реактора возникает неоднородное распределение температур теплоносителя на входе

в активную зону. При захолаживании и соответственном увеличении плотности теплоносителя из-за отрицательных коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя и топлива увеличивается плотность нейтронного потока, возможны возврат в критическое состояние и увеличение мощности реактора.

В качестве начального рассматриваются два состояния реакторной установки: работа на мощности и горячий останов. Оба состояния соответствуют концу топливной кампании с характерными максимальными обратными связями (наиболее отрицательными коэффициентами реактивности по температуре теплоносителя и температуре топлива).

Начальные условия выбраны так, чтобы получить наиболее неблагоприятные последствия данного ИС по отношению к минимальному КЗКТ:

начальная мощность РУ с учетом точности определения и поддержания в состоянии «работа на мощности» — максимальная, для состояния «горячий останов» подкритичность остановленного реактора — минимальная;

давление в первом контуре — минимальное, во втором — максимальное;

расход теплоносителя — минимальный проектный для работы реактора на четырех петлях;

уровень теплоносителя в компенсаторе давления — минимальный в соответствии с [5, прил. 10.2];

уровень котловой воды в парогенераторах — максимальный, а температура питательной воды — минимальная.

Консервативно предполагалась нулевая концентрация борной кислоты. Использовались параметры точечной нейтронной кинетики реактора, консервативно выбранные по отношению к характерным значениям для состояний активной зоны на конец топливной кампании.

Для проведения расчетного анализа в качестве граничных условий для всех расчетных сценариев, за исключением отдельно оговоренных случаев, приняты следующие допущения и предположения:

действия оперативного персонала не учитывались;

консервативно предположено, что площадь разрыва равна $0,275 \text{ м}^2$, т. е. сумме площадей 10 труб отвода пара, каждая внутренним диаметром 187 мм. Так как не существует ограничений потока на главных паропроводах, гильотинный разрыв в месте А на рис. 1 мог бы представлять эффективную площадь истечения размером в $0,275 \text{ м}^2$ для аварийного парогенератора. В местах В и С эффективная площадь истечения меньше ($0,264 \text{ м}^2$), даже если пренебречь уменьшением потока при прохождении через отсечной и обратный клапан при гильотинном разрыве в месте С. Для главного парового коллектора площадь поперечного сечения больше ($0,353 \text{ м}^2$), но до изоляции паропровода она распределяется между четырьмя парогенераторами, а после изоляции делится между парогенераторами, оставшимися неизолрованными. При этом у каждого максимальная площадь истечения ограничивается поперечным сечением главного паропровода ($0,264 \text{ м}^2$). С учетом вышесказанного, в анализе разрыв паропровода принимается в месте А. Кроме истечения из аварийного парогенератора предполагалось наличие истечения из остальных трех парогенераторов до момента отсечения с помощью БЗОК по причине двухстороннего разрыва паропровода. Работа обратных клапанов не учитывалась. Площадь разрыва, приходящаяся на каждый из трех парогенераторов, установлена равной $1/3$ площади поперечного сечения общего парового коллектора;

коэффициент истечения пара в течь принят максимальным согласно соотношению Moody для критического

потока и равным 1,0, потери на гидравлическое сопротивление не учитывались;

предположено застревание наиболее эффективного ОР СУЗ на верхнем концевом выключателе (ВКВ) над сектором захолаживания;

впрыск бора происходит при снижении давления первого контура до консервативно низкого значения 8,8 МПа (90 кгс/см²);

в качестве отказа, относящегося к работе системы аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ), предположена потеря одного канала САОЗ при одном выведенном на обслуживание. Таким образом, из трех в работе остается только один канал САОЗ;

предположен отказ в срабатывании отсечного клапана на паропроводе аварийной петли;

отсечение основной питательной воды происходит по сочетанию сигналов высокой разности температур насыщения первого и второго контуров и низкого давления в паропроводе, а также высокой температуры в горячей нитке петли. Консервативно выбрана задержка на отключение основной питательной воды (ПВ), равная 99 с;

принята подача аварийной ПВ с начала исходного события, что является консервативным допущением, так как не учитывается проектное время достижения полного расхода насосов аварийной питательной воды (АПЭН);

предположен отказ на отключение подачи аварийной ПВ по сочетанию сигналов низкого давления в паропроводе и высокой разности температур насыщения первого и второго контуров, а также высокой температуры в горячей нитке петли;

не рассматривались работа электронагревателей и системы впрыска в компенсатор давления, работа автоматического регулятора мощности, регулятора ограничения мощности и ускоренной разгрузки блока;

для всех расчетных сценариев, за исключением первого и второго, предполагается отказ на отключение ГЦН по совокупности сигналов «Давление в паропроводе < 45 кгс/см²», «Разность температур насыщения 1- и 2-го контуров > 75 °С» и «Температура теплоносителя 1-го контура > 200 °С». Для вариантов с наложением обесточивания отключение всех ГЦН происходит в момент возникновения ИС.

2. Компьютерные коды и расчетная модель

Анализ аварии с разрывом паропровода проводился по методологии компании «Вестингауз» [4] с использованием компьютерных кодов LOFTRAN, VIPRE-W и ANC-H.

Код LOFTRAN моделирует четырехпетлевую систему, состоящую из корпуса реактора, горячих и холодных ниток трубопроводов, парогенератора (со стороны трубчатки и корпуса) и компенсатора давления. При моделировании активной зоны используется точечное приближение нейтронной кинетики реактора с учетом 6 групп запаздывающих нейтронов и учетом эффектов реактивности замедлителя, топлива, бора и ПС СУЗ. При моделировании ПГ со стороны второго контура используется однородная насыщенная смесь. Моделирование работы ГЦН выполнено с использованием четырехквadrантных гомологических кривых. Также моделируются системы управления, защиты реактора и системы аварийного охлаждения реактора.

Многоканальный теплогидравлический код VIPRE-W реализован на основе метода ячеек и предназначен для расчета коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи, тем-

ператур топлива и оболочки, а также трехмерных полей скорости, давления и энтальпии для однофазного и двухфазного потока теплоносителя.

ANC-H представляет собой трехмерный нодальный код, используемый для нейтронно-физических расчетов активных зон реакторов с водой под давлением и гексагональными топливными сборками типа ВВЭР.

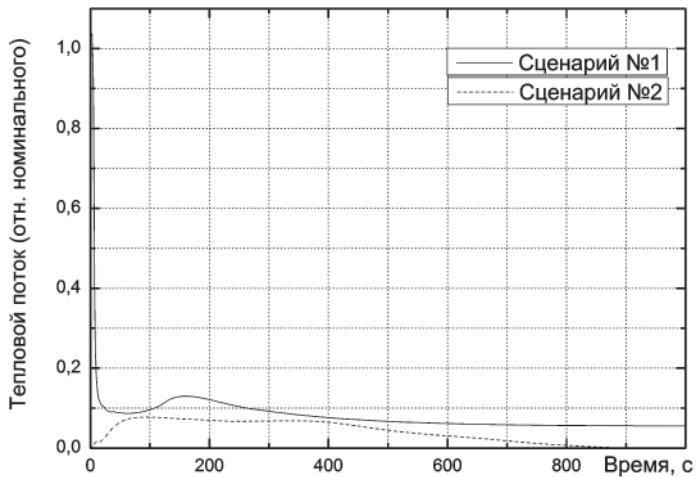
Методика анализа аварии с разрывом паропровода состоит из нескольких этапов. С помощью кода LOFTRAN рассчитываются значения параметров РУ (мощность, давление, расход, температура теплоносителя и др.) для стационарного состояния и их изменение в течение переходного процесса. Значения теплового потока в активной зоне, давления над активной зоной, реактивности, расхода и распределение температур теплоносителя на входе в активную зону для момента времени, соответствующего максимальному тепловому потоку в активной зоне, передаются в ANC-H для трехмерного расчета параметров активной зоны. В случае отличия значений мощностей РУ, рассчитанных в точечном и трехмерном приближении, производятся итерации кодами ANC-H и LOFTRAN с уточненными коэффициентами реактивности до получения удовлетворительного согласия. Рассчитанные коэффициенты неравномерности полей энерговыделений, давление, мощность РУ и распределение температур теплоносителя на входе в активную зону передаются далее для расчета кодом VIPRE-W минимального запаса до кризиса теплоотдачи. При расчете КЗКТ в горячем канале ТВС использовалась W-3 корреляция [4]. Корреляционный предел W-3 корреляции равен 1,3 для давления выше 6,9 МПа и 1,45 для давления ниже 6,9 МПа [4].

В расчетах использовались теплогидравлическая и нейтронно-физическая модели реакторной установки с реактором ВВЭР-1000/В-320, состоящие из входных данных и моделей, реализованных в соответствующих компьютерных кодах. При составлении входных данных для выполнения расчетов использовалась информация, представленная в технической документации энергоблока № 3 Южно-Украинской АЭС и энергоблоков, имеющих идентичное оборудование [1, 5, 6, 7].

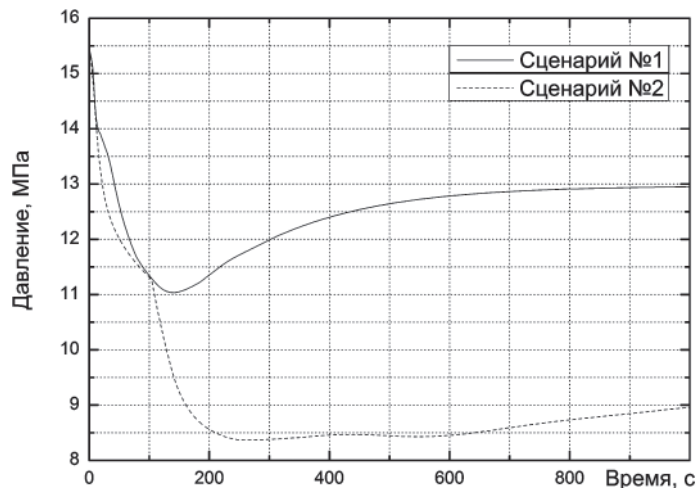
3. Результаты анализа

В данной работе было проанализировано шесть расчетных сценариев, разделенных на три группы. В первой группе (варианты 1 и 2) рассматривалось прохождение аварии для исходных состояний РУ «работа на мощности» и «горячий останов» с проектным срабатыванием систем безопасности (учитывая допущения, изложенные в разделе 1 статьи), при котором не предполагалось наложение обесточивания. Во второй группе (варианты 3 и 4) исследовалось влияние отказа на отключение ГЦН (как аварийной, так и неаварийных петель) при достижении низкого давления в паропроводе. В третьей группе (варианты 5 и 6) предполагалось обесточивание энергоблока в момент возникновения исходного события.

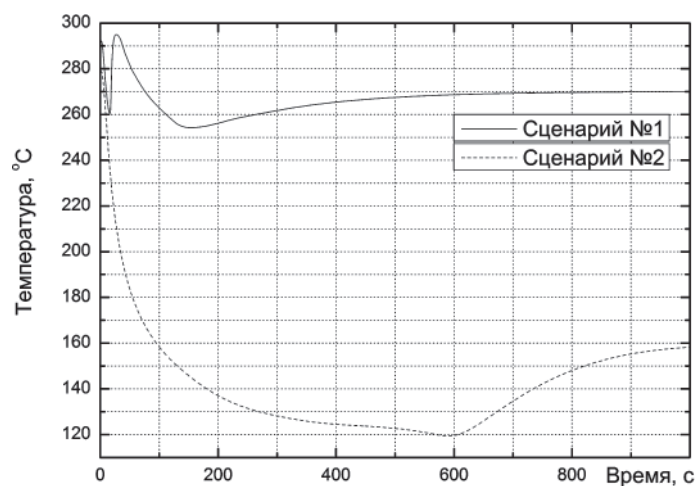
В вариантах 1 и 2 при снижении давления в аварийном парогенераторе происходит отключение ГЦН аварийной петли, а также закрытие клапанов подачи в аварийный парогенератор основной и аварийной питательной воды. Закрытие отсечных клапанов предотвращает истечение пара только из неаварийных парогенераторов. В расчете предполагается консервативно малая степень перемешивания теплоносителя аварийной петли с соседними петлями на входе в активную зону. Данное, а также приведенные в разделе 1



а



б



в

Рис. 2. Разрыв паропровода до БЗОК, проектное отключение ГЦН, сценарии 1 и 2:

а — средний по активной зоне тепловой поток; *б* — давление над активной зоной; *в* — температура теплоносителя на входе в реактор, аварийная петля

статьи допущения и предположения в сочетании с застреванием наиболее эффективного ОР СУЗ над сектором захлаживания обуславливают возврат в критическое состояние и увеличение мощности РУ.

В сценарии варианта 1 АЗ срабатывает по низкому давлению в паропроводе в сочетании с сигналами, указанными в разделе 1. В состоянии «горячий останов» данные сигналы проходят, однако срабатывания АЗ не происходит, так как все ОР СУЗ, за исключением наиболее эффективного, находятся на нижнем концевом выключателе (НКВ). В обоих вариантах захлаживание теплоносителя в аварийной петле приводит к возврату РУ в критическое состояние и увеличению мощности (рис. 2, *а*). В дальнейшем происходит уменьшение расхода пара в разрыв и снижение мощности. Характерной особенностью аварии с разрывом паропровода являются высокие значения коэффициентов неравномерности энерговыделения ($k_r \approx 11$).

В первом расчетном сценарии впрыска бора не происходит по причине высокого давления первого контура. Во втором сценарии бор подается после 300-й секунды переходного процесса, его подача не влияет на значение минимального КЗКТ.

В расчетном сценарии 2 давление в парогенераторах неаварийных петель снижается с большей скоростью, чем в сценарии 1, что приводит к отключению оставшихся в работе ГЦН. Из-за отключения ГЦН снижается скорость теплоотбора от первого контура и истечение пара в разрыв происходит с небольшим расходом на протяжении длительного времени.

Для сценариев 1 и 2, а также для представленных далее, выполнен расчет минимального коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи (КЗКТ):

№ сценария	1	2	3	4	5	6
Минимальный КЗКТ	3,42	4,91	3,24	2,05	6,21	4,77

Показано, что повторное увеличение мощности не приводит к возникновению кризиса теплоотдачи. Необходимо отметить, что для исходного состояния РУ «работа на мощности» КЗКТ в ходе всего переходного процесса превышает значение для начального момента времени несмотря на снижение при увеличении мощности. Строго говоря, минимум достигается в $t = 1,5$ с, незначительно отличаясь от исходного значения, однако выше приведено минимальное значение, получаемое после возвращения РУ в критическое состояние. Для варианта 2 отключение всех ГЦН на первых секундах процесса обуславливает высокое значение минимального КЗКТ.

Результаты расчетов изменения основных параметров реакторной установки для расчетных сценариев 1 и 2 показаны на рис. 2, *а–в*.

В третьем и четвертом расчетных сценариях (см. табл. 1) рассматривалось прохождение аварии с наложением отказа на отключение ГЦН (как в аварийной, так и в неаварийных петлях) при снижении давления в паропроводе. Данное предположение в сочетании с застреванием наиболее эффективного ОР СУЗ над сектором захлаживания является ключевым в методологии компании «Вестингауз», что приводит к наибольшему росту мощности (рис. 3).

Сравнительный анализ показывает, что для сценария 3 рост мощности происходит более быстрыми темпами, чем в сценарии 1, и достигается большее значение повторной мощности. Для сценария 4 («горячий останов») получено максимальное значение мощности, а также показано, что

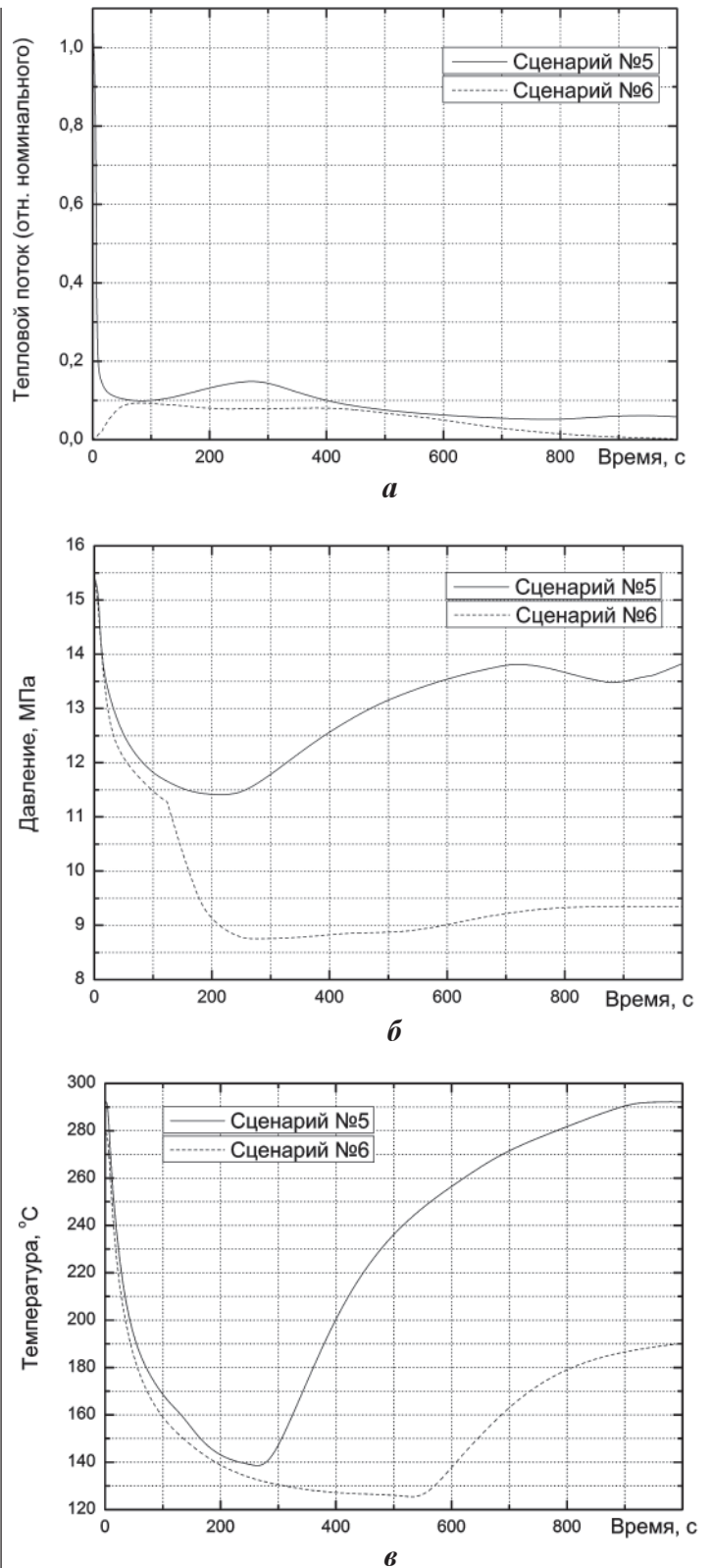
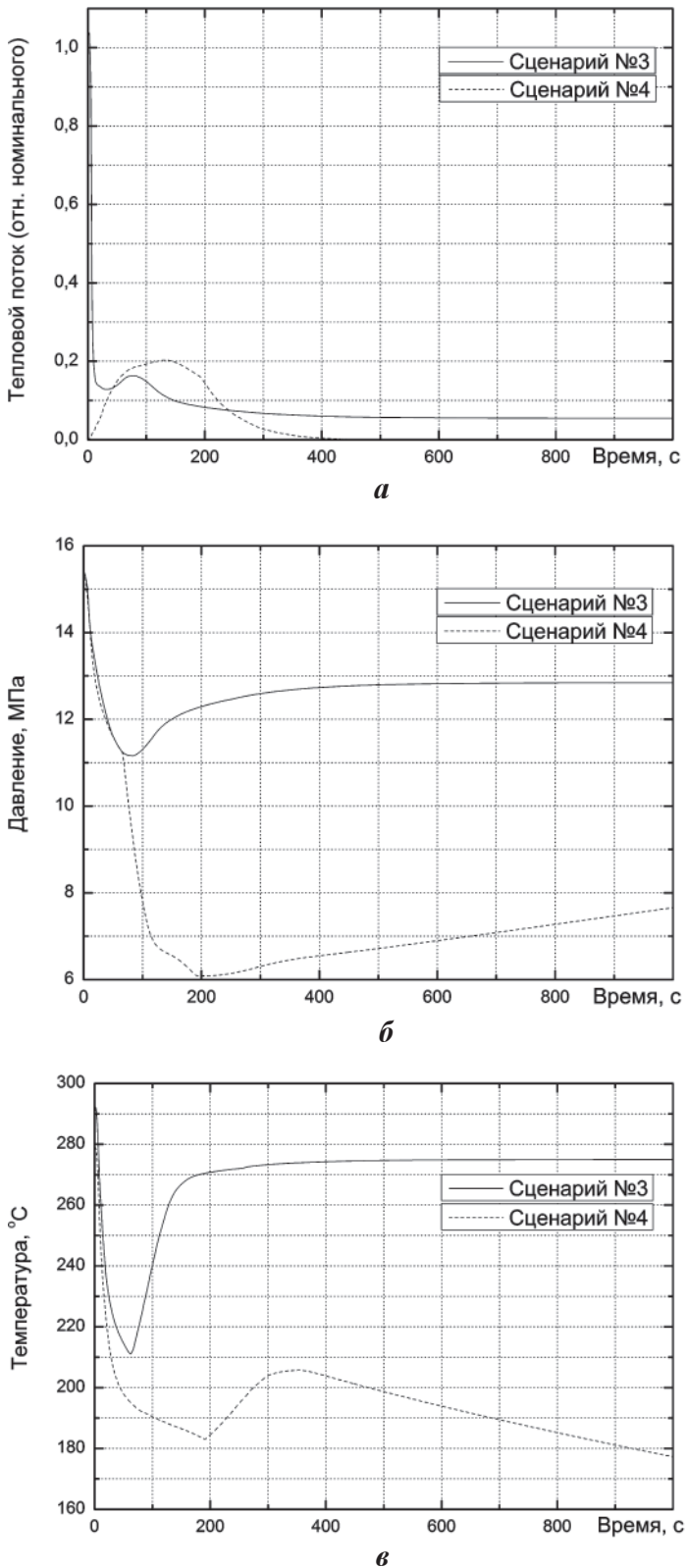


Рис. 3. Разрыв паропровода до БЗОК, отказ на отключение ГЦН, сценарии 3 и 4:

a — средний по активной зоне тепловой поток; *b* — давление над активной зоной; *в* — температура теплоносителя на входе в реактор, аварийная петля

Рис. 4. Разрыв паропровода до БЗОК, обесточивание энергоблока, сценарии 5 и 6:

a — средний по активной зоне тепловой поток; *b* — давление над активной зоной; *в* — температура теплоносителя на входе в реактор, аварийная петля

имеет место более длительное и интенсивное захлаживание по сравнению с предыдущими сценариями. Таким образом, отказ на отключение ГЦН создает предпосылки для существенно худших последствий аварии с разрывом паропровода.

Минимальный коэффициент запаса до кризиса теплоотдачи при повторном возврате на мощность для сценария 3 превышает КЗКТ для сценария 4 (см. выше), который, в свою очередь, меньше значения для сценария 2. Результаты расчета для исходного состояния «горячий останков» с отказом на отключение ГЦН показывают, что данный сценарий характеризуется длительным снижением КЗКТ, в ходе которого достигается наименьшее из всех рассмотренных сценариев значение.

Результаты расчетов изменения основных параметров реакторной установки для расчетных сценариев 3 и 4 показаны на рис. 3, а–в.

Представляет интерес также исследование влияния наложения обесточивания энергоблока на прохождение данной аварии. В расчетных сценариях 5 и 6 рассматривалось прохождение аварии с наложением обесточивания энергоблока в момент возникновения исходного события.

Вследствие отключения всех ГЦН оба сценария характеризуются малым расходом в течь, что в случае исходного состояния «работа на мощности» приводит к медленному росту мощности, который не превышает 5 % (рис. 4, а). В случае нахождения РУ в состоянии «горячий останков» (сценарий 6) прохождение аварии аналогично сценарию 2.

Расчет минимального коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи показывает (см. с. 29), что для сценария на полной мощности достигается его максимальное значение из всех рассмотренных сценариев. Для сценария 6 величина КЗКТ близка значению для сценария 2. Таким образом, показано, что сценарии с наложением обесточивания менее консервативны по сравнению со сценариями с наложением отказа на отключение ГЦН.

Результаты расчетов изменения основных параметров реакторной установки для расчетных сценариев 5 и 6 показаны на рис. 4, а–в.

Заключение

Сравнительный анализ расчетных сценариев 1–6 (см. табл. 1) прохождения аварии с разрывом паропровода показал, что наиболее консервативным является сценарий 4,

при котором РУ изначально находится в состоянии «горячий останков» и предполагается отказ на отключение ГЦН по сигналу низкого давления в паропроводе. Для данного варианта получено минимальное значение коэффициента запаса до кризиса теплоотдачи, равное 2,05.

Таким образом, расчетный сценарий 4 выбран как наиболее представительный для использования в обосновании безопасности загрузки и эксплуатации перегрузочной партии.

Список литературы

1. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС. Энергоблок № 3 ЮУАЭС. — ХНИИПКИ «Энергопроект», 1991.
2. ОП «Хмельницкая АЭС» НАЭК «Энергоатом». Окончательный отчет по анализу безопасности. Материалы главы 15 «Анализ проектных аварий». 43-923.203.254.ОБ.15.02.01. — Ред. 1. — ОАО Киевский научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «Энергопроект», 2005.
3. Реакторная установка В-320. Техническое описание и информация по безопасности. 320.00.00.00.000.Д61, Глава 31 «Обоснование безопасной эксплуатации реакторной установки В-320 с активной зоной с тепловыделяющими сборками альтернативными на энергоблоках АЭС Украины и Болгарии» (с извещением об изменении № 320.3590). — ОКБ «Гидропресс», 2003.
4. WCAP-9226-P-A, “Reactor Core response to Excessive Secondary Steam Releases”, Revision 1, Westinghouse Electric Company, 1998.
5. Технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 3 ЮУАЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320). РГ.3.3810.0009. — Южноукраинск, 2004.
6. Проект углубленного анализа безопасности энергоблока № 5 ЗАЭС. База данных по ядерной паропроизводящей установке. 10044DL12R. — НАЭК «Энергоатом», ОП Запорожская АЭС, 2000.
7. Технический отчет по теме «Подготовка базы данных по характеристикам систем и оборудования энергоблока № 3 ЮУАЭС для выполнения анализа НЭ, ННЭ и ПА для активной зоны, содержащей ТВС-W/W2», 12-3-068. — Ред. 0. — ЦПАЗ, 2008.

Надійшла до редакції 21.05.2009.