

УДК: 621.039.58.4

DOI: 10.26277/SECNRS.2023.110.4.001

© 2023. Все права защищены.

ИТОГИ ПОВТОРНОГО ПРОДЛЕНИЯ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА № 4 НОВОВОРОНЕЖСКОЙ АЭС

Асмолов В. Г.*, д-р техн. наук (VIGAsmolov@rosatom.ru),
Поваров В. П.**, д-р техн. наук (PovarovVP@nvnpp1.rosenergoatom.ru),
Витковский С. Л.** (VitkovskySL@nvnpp1.rosenergoatom.ru),
Меремьянин А. Ю.** (MeremyaninAY@nvnpp1.rosenergoatom.ru),
Тарасенко И. А.** (Tarasenkola@nvnpp1.rosenergoatom.ru)

Статья поступила в редакцию 13 ноября 2023 г.

Аннотация

Рассматривается повторное продление срока эксплуатации энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС свыше 45 лет. Работы в рамках модернизации позволили расширить спектр анализируемых проектных аварий от течи теплоносителя первого контура из отверстия Ду100 мм до аварии, связанной с разрывом главного циркуляционного трубопровода Ду500 мм, и обеспечили соответствие энергоблока № 4 современным требованиям безопасности в атомной энергетике.

Уникальный опыт применения систем безопасности окончательно остановленного в 2016 г. энергоблока № 3 Нововоронежской АЭС был использован для обоснования дополнительного резервирования систем безопасности и повышения надежности энергоблока № 4. Выполненный комплекс работ показал правильность принятой концепции повторного продления срока эксплуатации энергоблока № 4. Безопасность дополнительного срока эксплуатации обоснована применением модели вероятностного анализа безопасности уровня 1 для внутренних иницирующих событий.

► **Ключевые слова:** АЭС, срок эксплуатации, системы безопасности, оценка модернизации.

* Госкорпорация «Росатом», Москва, Россия.

** Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция», г. Нововоронеж, Россия.

OUTCOMES OF LIFETIME RE-EXTENSION OF THE NOVovorONEZH NPP UNIT 4

Asmolov V. G.*, D. Sc.,
Povarov V. P.**, D. Sc.,
Vitkovskiy S. L.**,
Meremyanin A. Y.**,
Tarasenko I. A.**

Article is received on November 13, 2023.

Abstract

Lifetime re-extension for the Novovoronezh NPP unit 4 beyond 45 years is described. Works within the modernization period made it possible to broaden the range of design-basis accidents from the primary coolant leak from the DN100 mm hole to the accident associated with the main circulation pipeline rupture DN500 mm and ensured the compliance of the power unit 4 with the modern safety requirements in the nuclear power industry.

In addition, a unique experience was gained in using safety systems of the power of the Novovoronezh NPP unit 3 that was finally shutdown in 2016 for additional back-up of the safety systems and improving reliability of the power unit 4. The executed set of works demonstrated the correctness of the adopted concept of lifetime re-extension of the power unit 4, including, in terms of impact on safety, according to the Level 1 probabilistic safety analysis model for internal initiating events.

► **Keywords:** *NPP, lifetime, security systems, evaluation of the modernization.*

* State Atomic Energy Corporation Rosatom, Moscow, Russia.

** Novovoronezh Nuclear Power Plant branch of Rosenergoatom Concern JSC, Novovoronezh, Russia.

Введение

Главной целью модернизации энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС (НВАЭС) при повторном продлении срока эксплуатации до 60 лет [1–4] явилось повышение уровня безопасности путем преодоления системы проектных аварий, связанных с течью теплоносителя первого контура, вплоть до разрыва главного циркуляционного трубопровода (ГЦТ) Ду500 мм. Это достигалось оснащением энергоблока дополнительными системами охлаждения активной зоны, раскреплением ГЦТ и оборудования первого контура, объединением герметичных ограждений (ГО) реакторных установок (РУ) энергоблоков № 3 и 4, а также использованием систем безопасности (СБ) энергоблока № 3 для нужд энергоблока № 4.

Энергоблоки № 3 и 4 спроектированы и построены как «дубль-блок» – две РУ расположены в едином здании с общим машинным залом. Благодаря такой компоновке использование систем энергоблока № 3 не потребовало значительных финансовых затрат и большого объема строительно-монтажных работ.

Существовавшая двухканальная структура СБ энергоблока № 4 имела недостатки, один из которых связан с управлением технологическими системами только с блочного щита управления (БЩУ). Проектом не был предусмотрен полноценный резервный щит управления (РЩУ). Использование СБ окончательно остановленного энергоблока № 3 позволило обеспечить четырехканальную структуру активных систем безопасности [1, 3, 4].

В соответствии с проектом продления срока эксплуатации энергоблока № 4 НВАЭС сверх 45 лет реализовано более 50 технических мероприятий. Учитывая масштабность работ как по объему, так и по времени, было принято решение разбить процесс на два этапа.

Первый и основной этап осуществлен в 2018 г., в котором можно выделить следующие наиболее значимые мероприятия:

- выполнен отжиг корпуса реактора;
- внедрена пассивная система аварийного охлаждения активной зоны (пассивная САОЗ) путем установки четырех гидроаккумуляторов (два канала по две гидроемкости САОЗ) (рис. 1);
- внедрена САОЗ низкого давления с использованием вновь смонтированных насосов аварийной подпитки первого контура низкого давления (оперативное наименование АРН) АРН-1,2,3 (три канала по одному насосу в каждом) (рис. 1);

- сформировано 4 канала САОЗ первого контура высокого давления, два канала из которых образованы насосами 4АПН-1,2 и 4АПН-5,6, а дополнительные два канала образованы насосами 3АПН-1,2 и 3АПН-5,6 энергоблока № 3 (рис. 4);

- сформировано 4 канала системы дополнительной аварийной подпитки (ДАП) парогенераторов (ПГ), два канала из которых образованы насосами НДАП-1 и НДАП-2 энергоблока № 3 (рис. 5);

- объединены ГО энергоблоков № 3 и 4 для снижения давления при максимальных проектных авариях, связанных с течью теплоносителя в ГО РУ энергоблока № 4 (рис. 6);

- сформировано 4 канала безопасности системы технического водоснабжения, два из которых образованы насосами НТВ-1,1А,2,3 энергоблока № 3 (рис. 7);

- сформировано 4 канала системы аварийного электроснабжения энергоблока № 4;

- выполнена замена и модернизация оборудования управляющих систем безопасности, автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП), информационно-вычислительной системы (ИВС), программно-технического комплекса системы контроля и управления (ПТК СКУ) систем, обеспечивающих безопасность (СОБ) и системы внутриреакторного контроля;

- выполнена замена электротехнического и технологического оборудования реакторного и турбинного отделений (ТО), срок эксплуатации которого был предельным или истекал в ближайшее время;

- выполнена модернизация панелей и пультов БЩУ энергоблока № 4;

- энергоблок № 4 оснащен РЩУ;

- внедрена система аварийного удаления и контроля образования водорода в ГО РУ энергоблока № 4;

- внедрена система аварийного газоудаления из реактора и коллекторов ПГ.

С 2020 по 2022 гг. включительно продолжался второй этап, в рамках которого:

- выполнено раскрепление оборудования первого контура для предотвращения недопустимых перемещений при воздействии реактивных усилий, возникающих при авариях с разрывом трубопроводов;

- внедрен ПТК СКУ оборудованием ТО;

- модернизирована система основного конденсата с заменой арматуры на трубопроводах впрыска в паросбросные устройства быстродействующей редуцирующей установки со сбросом пара в конденсатор (БРУ-К).

Оснащение энергоблока дополнительными системами безопасности
Пассивная система аварийного охлаждения активной зоны реактора

Проект пассивной САОЗ [1, 3, 4] предусматривает два идентичных канала со 100 %-ным резервированием элементов внутри каждого канала (по две гидроемкости САОЗ в каждом канале). Независимость каналов обеспечивается их физическим разделением, т. к. емкости каждого канала (АГ-1,2,3,4) расположены в разных помещениях здания гидроемкостей САОЗ, и каждая емкость САОЗ подключена к отдельной петле ГЦТ самостоятельным трубопроводом.

Принципиальная схема системы приведена на рис. 1.

Управление быстродействующей арматурой системы организовано с БЩУ и РЩУ.

Оснащение энергоблока САОЗ низкого давления совместно с пассивной САОЗ оказывает существенное влияние на безопасность, поскольку расширяет возможности преодоления проектных аварий с течью теплоносителя первого контура с Ду100 мм до Ду500 мм.

Оценка вероятности тяжелой аварии при условии включения пассивной САОЗ – $2,24 \times 10^{-5}$ на реактор в год для режимов работы энергоблока

на мощности. В отсутствие пассивной САОЗ результат оценки общей вероятности тяжелой аварии увеличивается примерно на 2 %. Это обусловлено тем, что вклад от больших течей составляет менее 1 % в общий результат [4].

Система аварийной подпитки первого контура низкого давления

В соответствии с [1, 3, 4] система аварийной подпитки низкого давления спроектирована трехканальной.

Насосы аварийной подпитки низкого давления (оперативное наименование АРН) обеспечивают подачу раствора борной кислоты из бака Б-8/4 в первый контур и сохраняют свою работоспособность при увеличении температуры перекачиваемой среды до 120 °С, выше которой возможно возникновение кавитации всасывания.

Бак Б-8/4 представляет из себя герметичное помещение, расположенное ниже пола ГО, которое обеспечивает хранение запаса раствора борной кислоты и фактически является приямком ГО энергоблока № 4.

Врезки трубопроводов от насоса низкого давления АРН-1 осуществляются в трубопроводы от гидроемкостей АГ-1 и АГ-2 для подачи борного раствора в «горячую» нитку петли № 3 и «холодную»

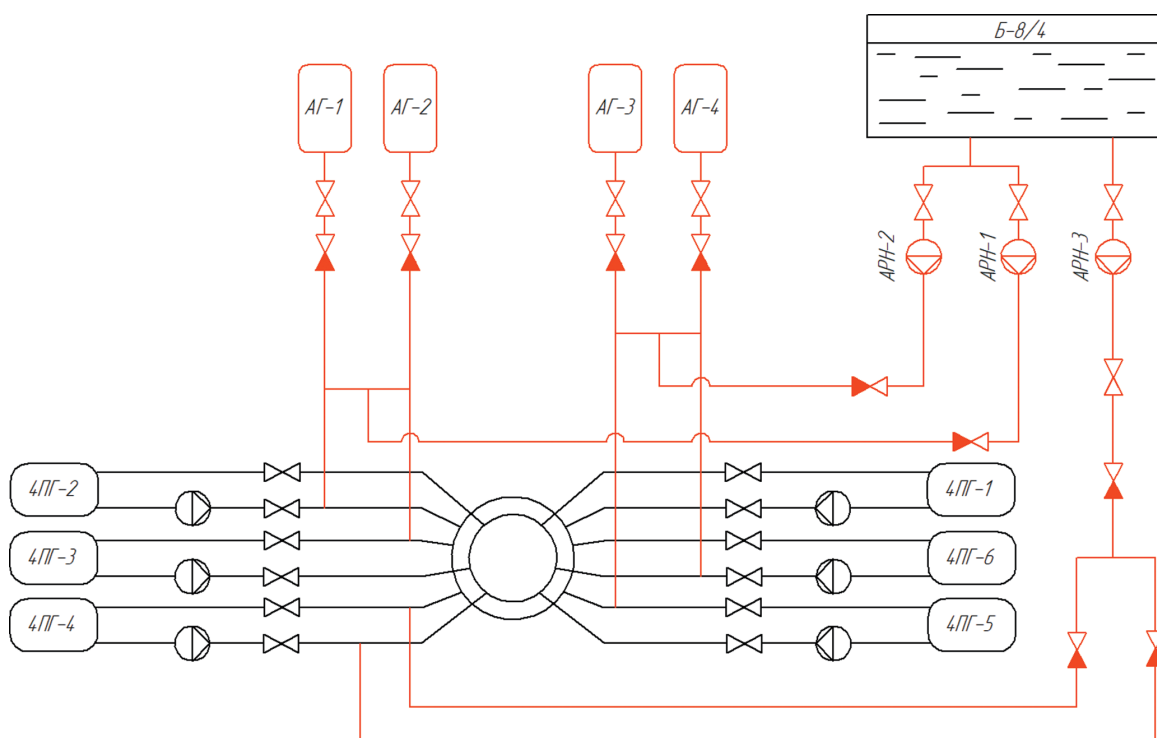


Рис. 1. Пассивная система аварийного охлаждения активной зоны и система аварийной подпитки первого контура низкого давления
 [Fig. 1. Passive emergency core cooling system and low-pressure 1 circuit emergency makeup system]

нитку петли № 2. Врезки трубопроводов от насоса низкого давления АРН-2 осуществляются в трубопроводы от гидроемкостей АГ-3 и АГ-4 для подачи борного раствора в «горячую» нитку петли № 5 и «холодную» нитку петли № 6. Врезки трубопроводов от насоса низкого давления АРН-3 осуществляются в «горячую» и «холодную» нитки петли № 4.

Принципиальная схема системы приведена на рис. 1.

Управление каждым каналом системы организовано с БЩУ и РЩУ. При этом запуск СБ может осуществляться как с БЩУ, так и с РЩУ.

Вероятность тяжелой аварии при включении САОЗ низкого давления – $2,24 \times 10^{-5}$ на реактор в год для режимов работы энергоблока на мощности. В отсутствие САОЗ низкого давления результат оценки общей вероятности тяжелой аварии ожидается не менее чем $2,63 \times 10^{-5}$ на реактор в год, то есть на 15 % больше [4].

Наибольшая эффективность введения пассивной САОЗ и САОЗ низкого давления проявляется для больших течей первого контура вплоть до катастрофического разрыва Ду500. Результаты вероятностного анализа безопасности (ВАБ) первого уровня оценки вероятности тяжелой аварии при таких исходных событиях улучшаются примерно в 10 раз.

Раскрепление главного циркуляционного трубопровода и оборудования первого контура

С целью приведения энергоблока № 4 НВАЭС в соответствие современным требованиям необходимо было обеспечить выполнение технических мероприятий, направленных на устранение несоответствия энергоблока требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии НП-089-15 [5], а именно: выполнить раскрепление оборудования первого контура для предотвращения недопустимых перемещений при воздействии реактивных усилий, возникающих при авариях с разрывом трубопроводов, а также раскрепление трубопроводов на критических участках по нагрузкам для Ду500, Ду200 и на участках с композитными сварными соединениями.

Опорные конструкции основного оборудования РУ (главный циркуляционный контур и трубопроводы первого контура, корпус реактора, ПГ, компенсатор объема) воспринимают весовые, температурные и эксплуатационные нагрузки при нормальных условиях эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и авариях, а также при наложении

на данные условия эксплуатации динамических нагрузок.

Опорные конструкции реактора, компенсатора объема, барботера и емкостей САОЗ закреплены неподвижно. Опорные конструкции главных циркуляционных насосов, главных запорных задвижек, ГЦТ, ПГ и опорные конструкции трубопроводов системы компенсации объема имеют возможность перемещения для компенсации температурных расширений ГЦТ.

Для соблюдения условий обеспечения прочности элементов главного циркуляционного контура при сейсмических и аварийных воздействиях уровня максимальной проектной аварии была выполнена установка промышленных гидроамортизаторов (ГА) на ПГ, главных запорных задвижек, ГЦТ Ду500, а также произведено дополнительное раскрепление корпусов реактора и компенсатора объема упорными устройствами. Всего было установлено:

- 24 ГА на ПГ (4 шт. на один ПГ);
- 32 ГА на ГЦТ Ду500 (от 4 до 6 шт. на одну петлю);
- 12 упоров на корпусе реактора;
- 4 упора на корпусе компенсатора объема.

Кроме того, выполнено усиление опор компенсатора объема, главных циркуляционных насосов, подвесок ПГ и установка дополнительных элементов крепления трубопроводов системы компенсации объема и корпуса компенсатора объема.

Основные проблемы при раскреплении трубопроводов Ду500 главного циркуляционного контура были связаны с применением для раскрепления аналогов ГА LISEGA. Завод-изготовитель – ОАО «Ракитянский арматурный завод». Принципиальная конструкция ГА представлена на рис. 2.



Рис. 2. Разрез корпуса гидроамортизатора
[Fig. 2. Section of hydraulic shock absorber housing]

При превышении установленного порогового значения скорости перемещения поршня внутреннего цилиндра при сейсмических и динамических нагрузках на ГА происходит закрытие одного из перепускных клапанов, расположенных в поршне, а при перемещении на сжатие – также закрытие клапана перетока гидравлической жидкости в наружный цилиндр. В этом режиме ГА принимает на себя

нагрузку от перемещения трубопровода Ду500 со скоростью, превышающей скорость перемещения при тепловом расширении, и фиксирует его с учетом сжимаемости гидравлической жидкости. После сборки первого ГА основной задачей стало достижение установленных техническими условиями (ТУ 693700-022-51907629-2015) величин изменения длины ГА при воздействии динамических нагрузок в установленных температурных режимах.

К доводке ГА подключились специалисты НВАЭС. После изучения материалов испытаний было предложено изменить конструкцию клапанных узлов, что позволило получить дополнительный параметр регулировки клапанов. Для перепускных клапанов добавили еще одну пружину, создав возможность регулировки сопротивления пружин индивидуально для каждого клапана.

Выполненная ОАО «Ракитянский арматурный завод» совместно с НВАЭС работа позволила при проведении предварительных испытаний ГА достичь лучших результатов по величине изменения длины ГА при воздействии динамических нагрузок во всех установленных температурных режимах, чем у оригинального ГА LISEGA. Вид смонтированного ГА представлен на рис. 3.



Рис. 3. Смонтированный гидроамортизатор на главном циркуляционном трубопроводе
[Fig. 3. Mounted shock absorber on the main circulation pipeline]

Модернизация существующих систем безопасности Система аварийной подпитки первого контура высокого давления

В соответствии с проектом [1, 3, 4] сформировано два дополнительных канала САОЗ высокого давления с использованием оборудования смежного энергоблока № 3, остановленного для подготовки к выводу из эксплуатации.

Принципиальная схема системы приведена на рис. 4.

Два канала образуются насосами 4АПН-1(2) и 4АПН-5(6), размещенными в помещении аварийного борного узла энергоблока № 4, два дополнительных канала образуются насосами 3АПН-1(2) и 3АПН-5(6), размещенными в помещении аварийного борного узла энергоблока № 3. Организовано управление системой с РЩУ.

Врезки напорных трубопроводов от вновь образованных двух дополнительных каналов системы от энергоблока № 3 осуществляются в неотсекаемые от первого контура части напорных трубопроводов каналов от энергоблока № 4, соответственно.

Дополнительным преимуществом данной схемы по управлению аварией является отвод тепла от теплоносителя первого контура через теплообменники спринклерной системы путем рециркуляции теплоносителя в бак Б-8/3 спринклерными насосами энергоблока № 3.

До модернизации вероятность невыполнения функции безопасности системой при течах первого контура от Ду50 до Ду80 внутри ГО РУ с возможным зависимым отказом канала системы (критерий успеха – работа двух насосов) составляла $1,30 \times 10^{-2}$ на требование.

Вероятность невыполнения функции безопасности САОЗ высокого давления при течах первого контура Ду50÷Ду80 для такого же критерия успеха после модернизации системы составляет $1,24 \times 10^{-3}$ на требование, то есть уменьшилась не менее чем в 10 раз [4].

Снижение вероятности невыполнения функции САОЗ высокого давления оказывает существенное влияние на безопасность энергоблока № 4, поскольку система не только выполняет функцию аварийного охлаждения зоны при течах первого контура до Ду80, но также может быть использована в управлении запроектными авариями при потере отвода тепла через второй контур.

Наибольшая эффективность САОЗ высокого давления обеспечивается для течей первого контура

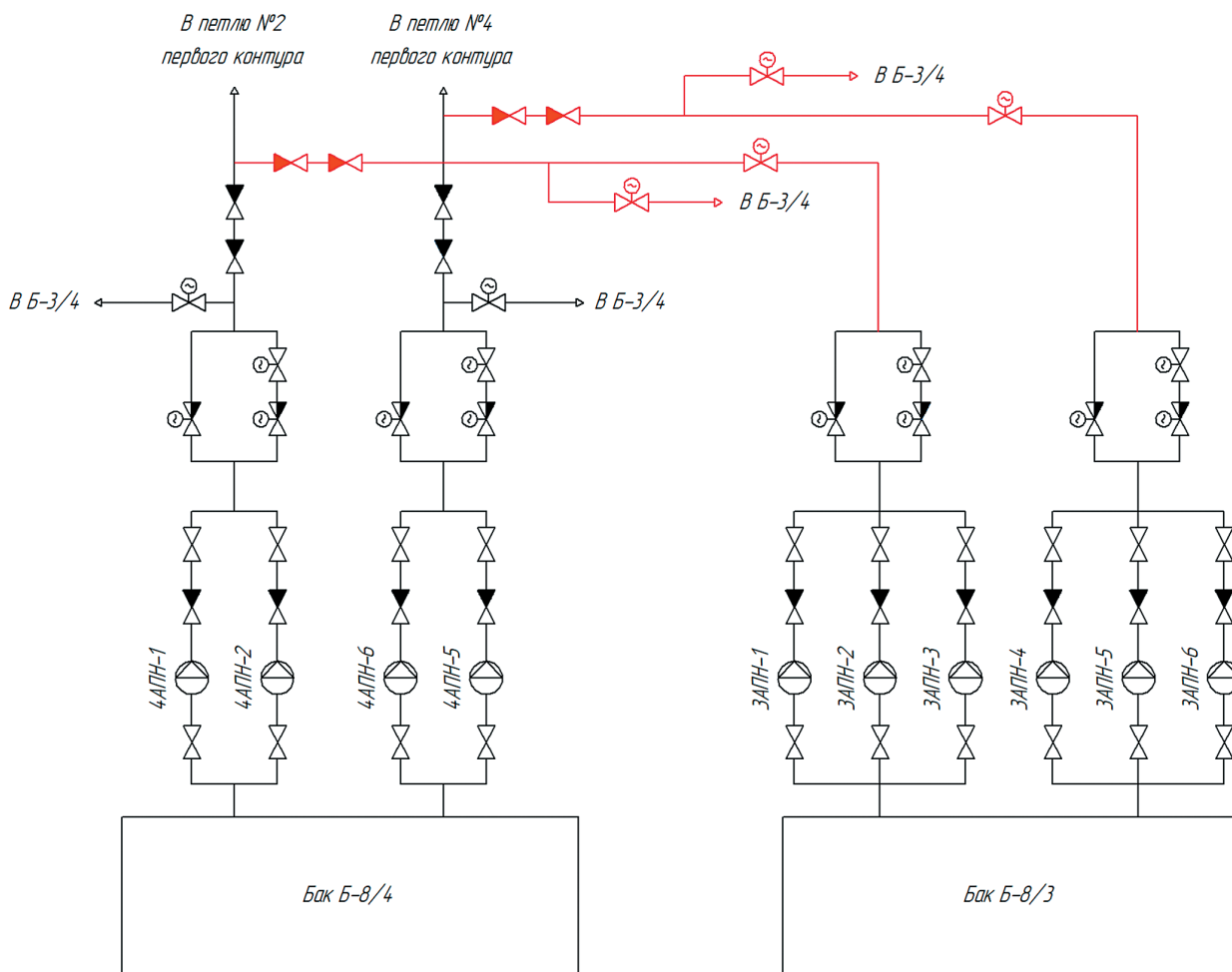


Рис. 4. Система аварийной подпитки первого контура высокого давления
 [Fig. 4. The first high pressure circuit emergency makeup system]

с условным диаметром до Ду80. Результаты ВАБ первого уровня оценки вероятности тяжелой аварии при таких исходных событиях улучшаются примерно в 10 раз и более.

Система дополнительной аварийной подпитки парогенераторов

В соответствии с проектом [1, 3, 4] сформировано два дополнительных канала системы ДАП ПГ с использованием оборудования смежного энергоблока № 3, остановленного для вывода из эксплуатации.

Каждый из четырех каналов системы выполнен независимым как по расположению основного оборудования, так и по размещению средств автоматического формирования управляющих сигналов на срабатывание системы.

Два канала образуются насосами НДАП-3 и НДАП-4, размещенными в помещениях реакторного отделения энергоблока № 4, два дополнительных канала образуются насосами НДАП-1 и НДАП-2, размещенными в помещениях реактор-

ного отделения энергоблока № 3. Принципиальная схема модернизированной системы приведена на рис. 5. Организовано управление системой с РЩУ.

Вероятность невыполнения функции безопасности системой по подаче воды хотя бы к одному работоспособному ПГ от одного насоса с зависимым отказом одного ПГ при течи паропровода вне изолируемой части составила $6,93 \times 10^{-4}$ на требование (уменьшилась после модернизации в 1,6 раза). В отсутствие дополнительных двух каналов ДАП (до модернизации) результат оценки вероятности тяжелой аварии увеличивается примерно на 5 % [4].

Наибольшая эффективность модернизации системы выявляется для обесточивания. Результаты ВАБ первого уровня оценки вероятности тяжелой аварии при обесточивании улучшаются примерно на 15 %.

Спринклерная система

По проекту спринклерная система обеспечивает:

- орошение пространства ГО РУ для конденсации пара;

- подачу раствора бората калия для минимизации радиологических последствий;
- отвод тепла во внешнюю среду.

Указанные функции до модернизации обеспечивались работой спринклерной системы во всем проектном спектре течей до Ду100 включительно.

В соответствии с проектом [1, 3, 4] сформировано два дополнительных канала спринклерной системы с использованием оборудования смежного энергоблока № 3, остановленного для вывода из эксплуатации.

Принципиальная схема системы приведена на рис. 6.

Два канала образуются насосами 4НБС-1(2) и 4НБС-3(4), размещенными в помещении аварийного борного узла энергоблока № 4, два дополнительных канала образуются насосами 3НБС-1(4) и 3НБС-2(3), размещенными в помещении аварийного борного узла энергоблока № 3. Организовано управление системой с РЦУ.

В части объединенного ГО энергоблоков № 3 и 4 два канала спринклерной системы работают на орошение ГО энергоблока № 4, а также поддерживают температурный режим в баке аварийного запаса раствора борной кислоты Б-8/4, два канала работают на орошение ГО энергоблока № 3, а также поддерживают температурный режим в баке аварийного запаса раствора борной кислоты Б-8/3.

ВАБ первого уровня рассматривает две функции спринклерной системы при течах первого контура: отвод тепла от РУ во внешнюю среду и орошение пространства ГО РУ для конденсации пара.

До модернизации вероятность невыполнения любой функции системы при любой течи первого контура внутри ГО с возможным зависимым отказом канала системы (критерий успеха – работа двух насосов, двух теплообменников и открытие двух задвижек на спринклерных коллекторах) составляла $9,10 \times 10^{-3}$ на требование.

Вероятность невыполнения любой функции системы при любой течи первого контура внутри ГО для такого же критерия успеха после модернизации системы составляет $5,96 \times 10^{-4}$ на требование, то есть уменьшается в 15 раз [4].

Модернизация спринклерной системы за счет увеличения количества каналов обеспечивает работу модернизированной САОЗ высокого давления, число каналов которой также увеличилось кратно. Поэтому эффективность модернизации спринклерной системы по отводу тепла от РУ во внешнюю среду при течах первого контура количественно

оценивается так же, как и модернизация САОЗ высокого давления.

Таким образом, результаты ВАБ первого уровня показывают высокую степень эффективности принятых технических мер в рамках проведенной модернизации с точки зрения улучшения вероятностного показателя безопасности энергоблока.

Система технического водоснабжения ответственных потребителей

После окончательного останова энергоблока № 3 для вывода из эксплуатации его система технического водоснабжения сохранена в полном объеме для обеспечения постоянного резерва системы технического водоснабжения энергоблока № 4.

В соответствии с проектом [1, 3, 4] осуществлено повышение надежности каналов системы в связи с модернизацией защитных СБ энергоблока № 4. Выполнена замена насосного оборудования (НТВ-1÷6, НТВ-1А, НТВ-6А) системы на новое, отвечающее требованиям федеральных норм и правил в области использования атомной энергии НП-089-15 [5].

Два канала системы образуются насосами НТВ-6А и НТВ-4, НТВ-6 и НТВ-5. Два дополнительных канала системы образуются насосами НТВ-1А и НТВ-3, НТВ-1 и НТВ-2. Принципиальная схема системы приведена на рис. 7. Организовано управление системой с РЦУ.

Для анализа эффективности модернизации используются оценки по модели ВАБ первого уровня.

В рамках модернизации рассматривались следующие функции системы технической воды:

- охлаждение ответственных потребителей реакторного отделения (охлаждение насосов САОЗ высокого давления);
- охлаждение дизель-генераторов при обесточивании;
- охлаждение потребителей ТО.

Вероятность отказа функции охлаждения насосов системы аварийной подпитки первого контура составила $3,53 \times 10^{-5}$ на требование без резерва с энергоблока № 3 и $2,89 \times 10^{-7}$ на требование с возможностью резерва подачи воды с энергоблока № 3.

Вероятность отказа функции охлаждения дизель-генераторов составила $1,32 \times 10^{-3}$ независимо от наличия резерва подачи воды от энергоблока № 3. Для этого расчета граничные условия также были определены без учета возможности восстановления электроснабжения от энергосистемы.

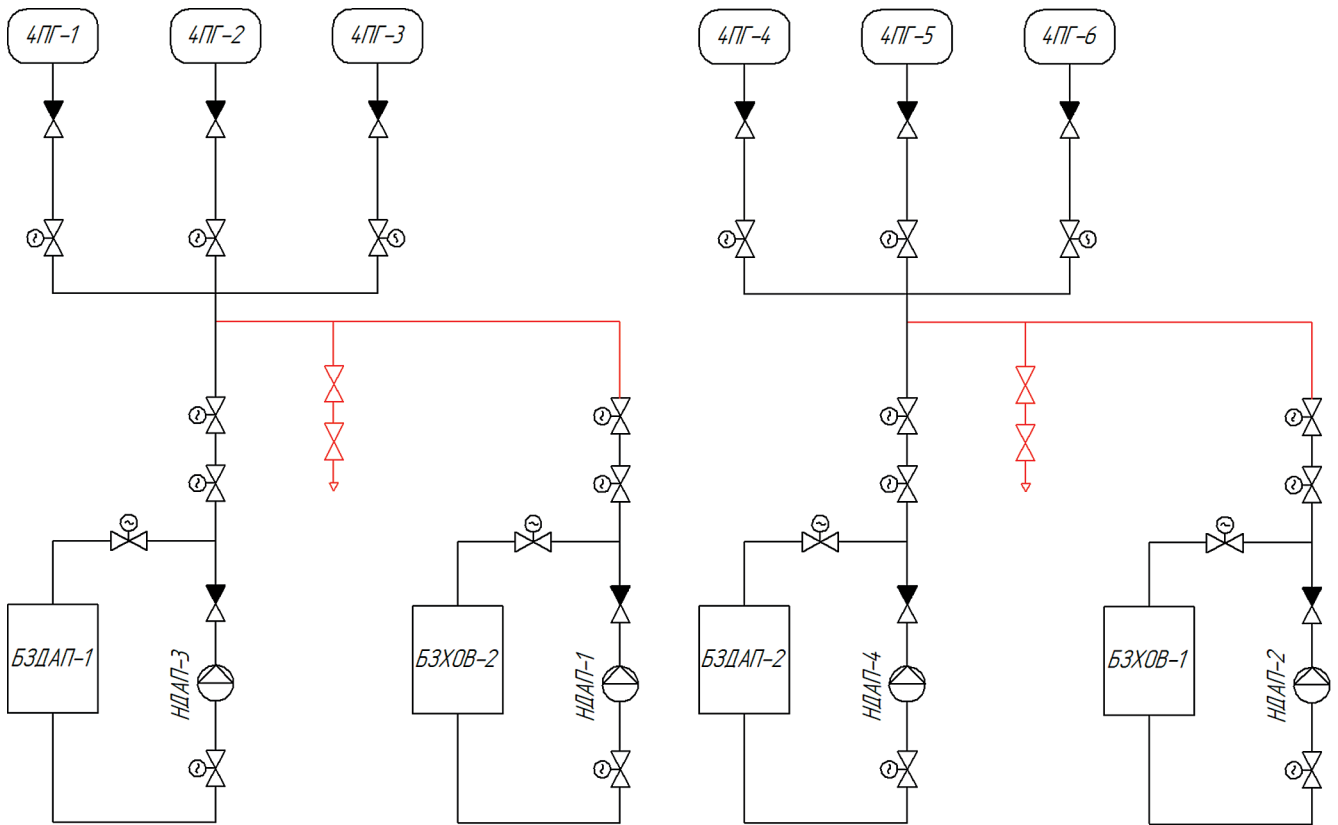


Рис. 5. Система дополнительной аварийной подпитки парогенераторов
 [Fig. 5. Steam generator additional emergency makeup system]

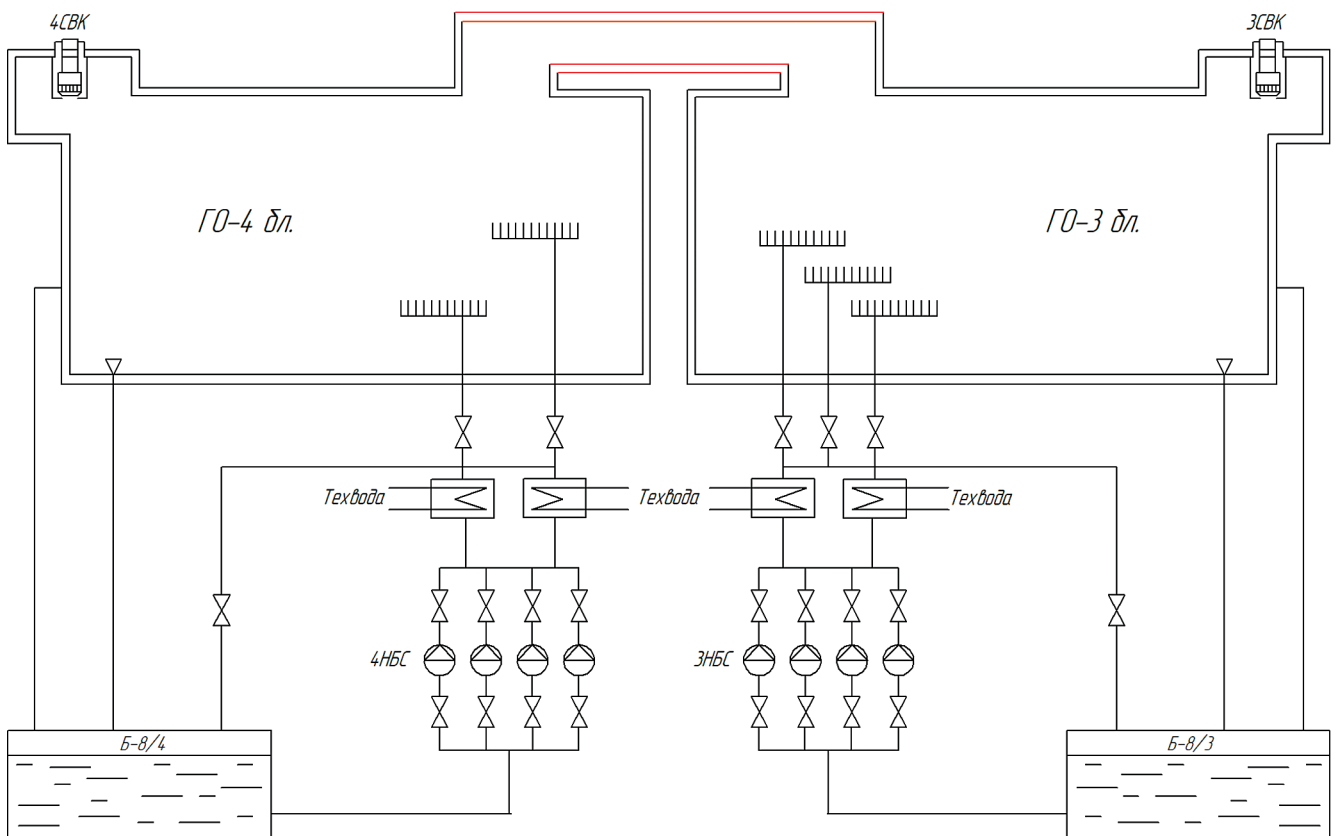


Рис. 6. Принципиальная схема модернизированной спринклерной системы
 [Fig. 6. Schematic diagram of the upgraded sprinkler system]

Вероятность отказа функции охлаждения потребителей ТО составила $1,26 \times 10^{-6}$ на требование без резерва с энергоблока № 3 и $6,07 \times 10^{-8}$ на требование с возможностью резерва подачи воды с энергоблока № 3.

Изменение структурных схем системы технического водоснабжения не предусматривалось. Модернизация включает замену оборудования, выработавшего свой ресурс, на новое. В то же время модернизация энергоблока № 4 включила в себя внедрение в проект новых каналов СБ, которые являются потребителями технической воды. Количество каналов СБ увеличилось с двух до четырех. Каналы СБ энергоблока № 3 используются как дополнительные каналы энергоблока № 4. Оценка функций системы техводоснабжения, с учетом увеличения количества каналов систем-потребителей, дает следующие результаты:

- вероятность отказа функции охлаждения насосов САОЗ высокого давления (всех четырех каналов) составила $4,73 \times 10^{-9}$ на требование;
- вероятность отказа функции охлаждения дизель-генераторов при обесточивании (всех четырех каналов) составила $6,58 \times 10^{-4}$ на требование;

▪ вероятность отказа функции охлаждения потребителей в ТО осталась без изменения.

Полученные результаты показывают высокую чувствительность надежности функции охлаждения СБ-потребителей к увеличению каналов СБ до четырех.

Снижение вероятности невыполнения обеспечивающей функции безопасности системой оказывает существенное влияние на результаты ВАБ, поскольку данная система обеспечивает и надежность функций основных СБ энергоблока № 4. То есть обеспечение охлаждением потребителей, размещенных в помещениях энергоблока № 3, и следует рассматривать как основную меру по модернизации системы. Чувствительность модели ВАБ к изменению модели надежности системы обуславливается в первую очередь именно увеличением каналов СБ-потребителей технической воды [4].

Наибольшая эффективность модернизации энергоблока выявляется для малых и средних течей первого контура. Так, для диапазонов течей Ду80÷Ду90 после модернизации результаты оценки вероятности тяжелой аварии улучшаются примерно в 23 раза. Для течей с условным диаметром менее Ду80 результаты улучшаются не менее чем в 2 раза.

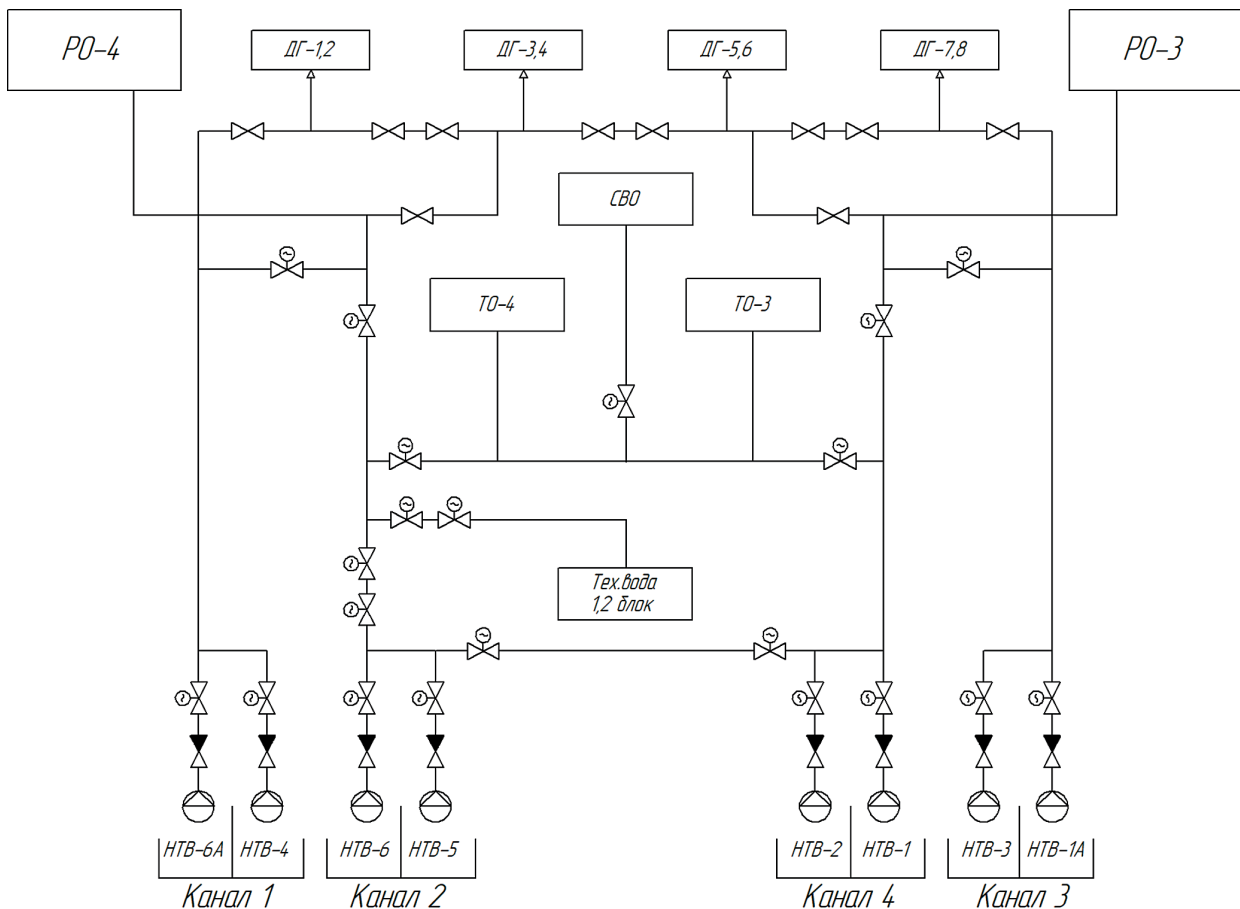


Рис. 7. Система технического водоснабжения ответственных потребителей
 [Fig. 7. Service water supply system for essential loads]

Герметичное ограждение реакторной установки

При продлении срока эксплуатации выполнено объединение ГО энергоблоков № 3 и 4 с целью не превышения максимально-допустимого значения абсолютного давления в объединенном ГО 0,2 МПа (2 кгс/см²) с учетом работы двух струйно-вихревых конденсаторов при авариях с течами теплоносителя первого контура энергоблока № 4 вплоть до максимальной проектной аварии. Объединение выполнено в виде трубопроводной перемычки с помощью трех стальных трубопроводов, которые располагаются в центральном зале реакторного отделения на железобетонном перекрытии на отметке +18,500 над помещениями барботажных баков, через существующие проемы, съемные люки (3 300 × 7 500) которых демонтируются. Стальные трубопроводы перемычки состоят из трех трубопроводов диаметром 1 620 мм с линзовыми компенсаторами.

Принципиальная схема объединения ГО РУ представлена на рис. 6.

Конструктивно трубопроводы перемычки в средней части опираются на неподвижные опоры, и при температурном воздействии удлинение трубопроводов компенсируется сильфонными компенсаторами (по две штуки на один трубопровод). Концы трубопроводов стыкуются к закладным, заложенным в специально построенные железобетонные камеры, выполненные на перекрытии отметки +18,500. Камеры изнутри облицованы углеродистой стальной герметизирующей облицовкой. Для обеспечения герметичности перемычки все соединения осуществляются на сварке.

Модернизация системы основного конденсата с заменой арматуры на трубопроводах впрыска в паросбросные устройства БРУ-К

Арматура на трубопроводах впрыска в паросбросные устройства заменена на быстродействующую арматуру, что обеспечивает более раннее реагирование БРУ-К на требование по сбросу излишка пара в конденсаторы турбины после ее аварийного отключения без срыва вакуума в конденсаторах. Тем самым роста давления в главном паровом коллекторе до уставки срабатывания быстродействующей редуцирующей установки со сбросом пара в атмосферу (БРУ-А) не происходит.

Электропитание, управление, сигнализация состояния установленной быстродействующей арматуры и ключи управления остаются без изменений.

Управление арматурой по блокировке и цепи избирательного управления выполнены средствами ПТК СКУ ТО.

Выполнена установка первичных преобразователей замера давления в трубопроводах подачи конденсата в паросбросные устройства с выводом унифицированных токовых сигналов в ПТК СКУ СОБ.

Продление срока службы основного незаменяемого оборудования Корпуса реактора

Для принятия решения о повторном продлении срока эксплуатации энергоблока № 4 одним из основных был вопрос обоснования достаточности ресурса корпуса реактора, подверженного жесткому радиационному воздействию в процессе работы.

Определяющим фактором с позиции ресурса корпуса реактора является его сопротивление хрупкому разрушению. Чтобы обеспечить гарантированные значения прочностных свойств металла в 2018 г. был проведен второй восстановительный отжиг верхней и средней обечаек корпуса реактора при температуре 475±15 °С в течение 150 ч.

После проведения отжига корпуса реактора получены положительные результаты, позволяющие продлить срок эксплуатации корпуса реактора до 60 лет [4, 6].

Парогенераторы

ПГ энергоблока № 4 НВАЭС эксплуатируются с 1972 г. Анализ опыта их эксплуатации позволяет сделать вывод о высоком уровне надежности ПГ: не выявлено отказов, имеющих систематический характер, которые свидетельствовали бы о низком качестве изготовления или монтажа оборудования, его значительном износе или наличии проблем с техническим обслуживанием и действиями персонала при эксплуатации.

Состояние теплообменных трубок обеспечивает работоспособность ПГ на планируемый срок в 60 лет при соблюдении требований инструкций по эксплуатации ПГ, в частности по поддержанию водно-химического режима второго контура.

В обоснование прочности элементов ПГ выполнены соответствующие расчеты для расширенного перечня режимов, включающего как режимы с нормальными условиями эксплуатации, нарушениями нормальных условий эксплуатации, так и аварийные режимы для новой конфигурации энергоблока № 4.

В выполненных расчетах показано, что расчетные геометрические размеры основных элементов ПГ не превышают принятых в конструкции, а величины напряжений от внутреннего давления и других нагрузок в рассчитываемых элементах не превышают допустимых.

Результаты расчета статической и циклической прочности элементов ПГ показали, что все элементы соответствуют установленным требованиям во всем спектре режимов для безопасной эксплуатации на 60 лет [4].

Общее техническое состояние ПГ энергоблока № 4 НВАЭС, состояние основного металла и металла теплообменных труб, а также количество заглушенных труб в каждом ПГ допускают дальнейшую эксплуатацию и устанавливают срок службы до 29 декабря 2032 г.

Количество заглушенных труб в ПГ не превышает 5 % от общего количества теплообменных труб ПГ при допустимом значении 15 %.

Состояние твэлов, активной зоны и герметичного ограждения при максимальной проектной аварии

Анализ изменения теплогидравлических параметров первого контура РУ в рассматриваемом режиме проводился по методике, реализованной в программах ТЕЧЬ-М-97 и ДИНАМИКА-97, входящих в комплекс ТРАП-КС [7]. Комплекс ТРАП-КС [7] предназначен для анализа изменения теплогидравлических параметров в первом и втором контурах и активной зоне ядерной энергетической установки с ВВЭР в режимах с нарушениями в работе оборудования первого и второго контуров, в аварийных режимах, включая аварии с потерей теплоносителя.

Теплогидравлический расчетный анализ [3, 4] безопасности активной зоны энергоблока № 4 с разрывами трубопроводов первого контура большого диаметра (включая исходное событие с разрывом ГЦТ Ду500 на входе в реактор) показал, что приемочные критерии выполняются, в частности:

а) давление в контуре теплоносителя не должно превышать рабочее на 15 % (с учетом динамики переходных процессов и времени срабатывания предохранительных устройств), т. е. давление в первом контуре не должно превышать 15,8 МПа. Максимальное давление в контуре теплоносителя не превышает начального значения, равного 12,3 МПа (для режима нормальной эксплуатации на мощности);

б) давление в оборудовании второго контура не должно превышать рабочее на 15 % (с учетом динамики переходных процессов и времени срабатывания предохранительных устройств), т. е. давление во втором контуре не должно превышать 5,93 МПа. Давление в оборудовании второго контура не достигает давления открытия рабочих импульсно-предохранительных устройств (ИПУ) ПГ;

в) отсутствие локального плавления топлива (меньше 2 600 °С). Максимальная температура топлива не превышает начального значения;

г) обеспечение герметичности оболочек твэлов, которые были герметичны до возникновения аварийного исходного события. Максимальная температура оболочек твэлов составляет 731 °С (рис. 8). Обеспечивается герметичность оболочек твэлов, которые были герметичны до возникновения аварийного исходного события.

При этом разрыв ГЦТ приводит к выбросу из первого контура пароводяной смеси, что влечет за собой резкое повышение давления в герметичных помещениях. Сначала повышается давление в ГО энергоблока № 4. Давление в ГО энергоблока № 3 возрастает с небольшим запозданием за счет перетока туда паровоздушной смеси из ГО энергоблока № 4 [3, 4].

Поведение давления в ГО представлено на рис. 9.

Максимальное значение абсолютного давления в герметичных помещениях модернизированного энергоблока № 4 составляет 0,176 МПа в ГО энергоблока № 4 и 0,129 МПа в ГО энергоблока № 3, что ниже проектного 0,2 МПа [4, 8].

Расчетный анализ процессов в системе герметичных помещений выполнен с использованием кода COCOSYS [9].

Код COCOSYS предназначен для моделирования всех процессов, происходящих в защитных оболочках легководных реакторов при авариях, в том числе при запроектных авариях, включая тяжелые. Основными аспектами анализа с использованием кода COCOSYS являются теплогидравлические процессы, а также распространение аэрозолей и продуктов деления.

Особенности модернизированной автоматизированной системы управления технологическим процессом энергоблока № 4, реализованной при продлении срока эксплуатации

С учетом окончательного останова энергоблока № 3 было принято решение использовать его технологическое оборудование для двух каналов СБ

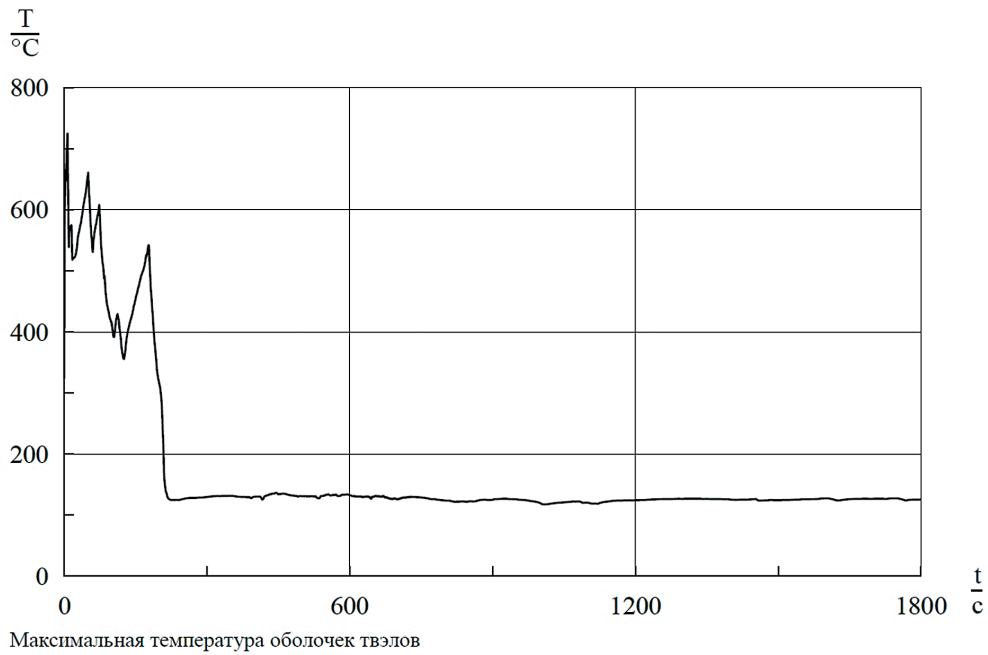


Рис. 8. Температура оболочек твэлов
[Fig. 8. Fuel element cladding temperature]

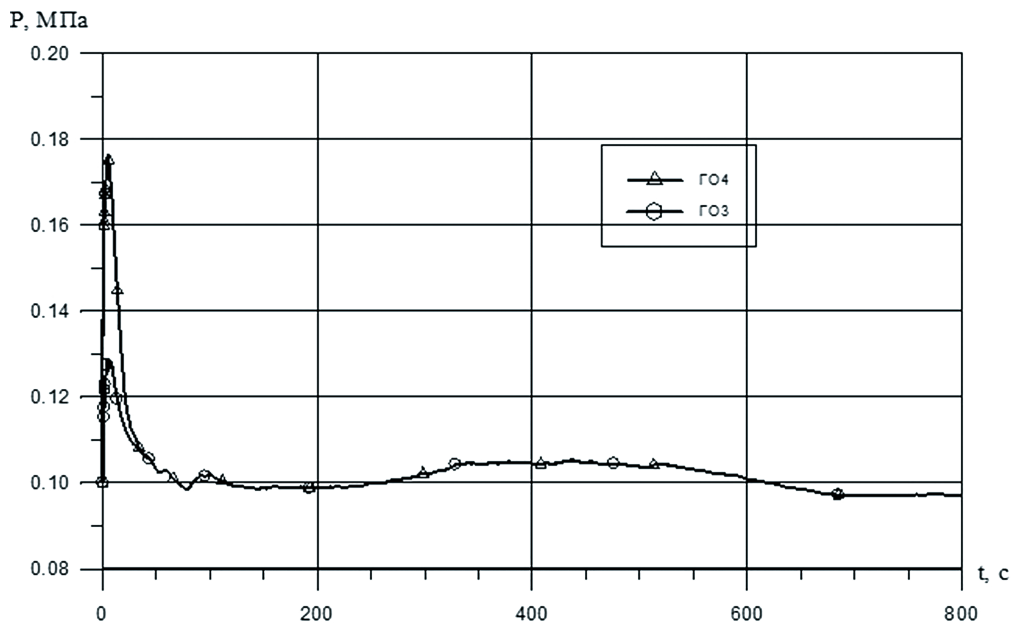


Рис. 9. Давление в герметичных объемах
[Fig. 9. Pressure in sealed volumes]

для энергоблока № 4. БЩУ № 3 переоборудован как РЩУ энергоблока № 4. Соответственно, для управления образовавшимися четырьмя каналами СБ (два канала энергоблока № 4 и два канала энергоблока № 3) потребовалась АСУТП, удовлетворяющая основным принципам безопасности, предъявляемым к управляющим СБ АЭС: независимости, разнообразия, резервирования (избыточности). На нижнем уровне для управления каналами безопасности были применены ПТК Московского завода «Физприбор». С целью реализации принципа

резервирования было спроектировано четыре канала безопасности, управляемых ПТК СКУ СОБ [10, 11].

Каждый из каналов безопасности управляется от своего ПТК СКУ СОБ. Имеется возможность контроля за его работой и ручного управления от любой из двух панелей безопасности, одна из которых размещается на БЩУ энергоблока № 4, а вторая – на вновь созданном РЩУ. Информация по управлению СБ с БЩУ и РЩУ представлена в таблице. Таким образом, в обновленной АСУТП обеспечен принцип независимости.

Таблица

Управление системами безопасности с блочного и резервного щитов управления
Safety systems control from block control panel and backup control panel

№ п/п	Наименование системы	Количество каналов	Количество единиц оборудования в канале	Двойное управление (БЩУ и РЩУ)	Управление с БЩУ	Управление с РЩУ
1.	Пассивная САОЗ	2	2 гидроемкости	+	все каналы (№ 1, 2)	все каналы (№ 1, 2)
2.	САОЗ низкого давления	3	1 насос	+	все каналы (№ 1, 2, 3)	все каналы (№ 1, 2, 3)
3.	САОЗ высокого давления	4	2 насоса	–	каналы № 1, 2	каналы № 3, 4
4.	Система ДАП	4	2 насоса	Двойное управление регуляторами и арматурой	каналы № 1, 2	каналы № 3, 4
5.	Спринклерная система	4	2 насоса	–	каналы № 1, 2	все каналы (№ 1, 2, 3, 4)
6.	ИПУ компенсатора объема	2	1 ИПУ	+	полное управление	полное управление
7.	Система аварийного газоудаления первого контура	–	–	+	полное управление	полное управление
8.	Система контроля концентрации водорода	–	–	+	полный контроль	полный контроль
9.	ИПУ ПГ	2 на каждом ПГ	1 ИПУ	+	полное управление	полное управление
10.	БРУ-А	2	1	+	полное управление	полное управление
11.	Система технической воды	4	2 насоса	–	каналы № 1, 2	каналы № 3, 4
12.	Система аварийного электроснабжения второй группы	4	2 дизель-генератора	–	каналы № 1, 2	каналы № 3, 4
13.	Система локализации аварии (гермоклапаны)	–	–	+	полное управление	полное управление

Стоит отметить, что в двух (№ 1, 4) каналах управления СБ ПТК СКУ СОБ используется аппаратура на базе программируемой техники (комплекс технико-программных средств повышенной надежности), а в двух других (№ 3, 2) каналах используется аппаратура на базе жесткой логики (унифицированный комплекс технических средств АЭС «Кудамкулам» (Индия). Такой подход обеспечивает выполнение принципа разнообразия в управляющих СБ, функционирующих в составе многоуровневой специализированной информационной системы, и исключает отказ по общей причине.

В ПТК СКУ СОБ предусмотрена приоритетность срабатывания защит, т. е. сигналы на запуск СБ имеют приоритет над ручными командами, командами защит и блокировок при нормальной эксплуатации для оборудования СБ и систем нормальной эксплуатации.

В 2022 г. на энергоблоке № 4 внедрен ПТК СКУ ТО, предназначенный для осуществления контроля за технологическими параметрами ТО, управления исполнительными механизмами запорной и регулирующей арматуры (с учетом действующих защит и блокировок), формирования иницирующей

щего сигнала срабатывания технологических защит и блокировок, обеспечения работы технологической сигнализации.

Оборудование ПТК СКУ ТО подключается к существующей пусковой аппаратуре исполнительных механизмов, включающих в себя насосные агрегаты, электроприводную арматуру, регулирующие клапаны и т. д.

В ПТК СКУ ТО обеспечена непрерывная диагностика исправности линий связи, сетевых модулей и модулей контроллеров в шкафах ПТК СКУ ТО, в том числе контроль выполнения команд управления исполнительных механизмов и диагностика оборудования линий связи с внешней аппаратурой.

ПТК СКУ ТО осуществляет возможность изменения настроечных коэффициентов регуляторов на энергоблоке № 4 в период непрерывной работы без введения возмущений в процесс регулирования. Имеется возможность ввода и вывода из работы защит и блокировок вручную.

Оборудование ПТК СКУ ТО обеспечивает возможность архивирования и передачи в ИВС параметров работы ПТК СКУ ТО, в том числе технологических параметров, положений исполнительных механизмов, показаний датчиков регуляторов.

Таким образом, созданная многоуровневая специализированная АСУТП обеспечивает приведение энергоблока № 4 НВАЭС в соответствие современным требованиям по безопасности в части управления оборудованием СБ как с БЦУ, так и с РЦУ.

Программно-технический комплекс верхнего уровня на базе информационно- вычислительной системы

С целью представления параметров технологического процесса, состояния технологического оборудования и представления параметров безопасности энергоблока № 4 использован ПТК верхнего уровня на базе ИВС. Оборудование ПТК ИВС, изготовленное ООО «ИФ СНИИП-АТОМ», предназначено для выполнения информационных функций при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации. Аппаратура обеспечивает сбор, обработку, регистрацию, представление параметров на БЦУ и РЦУ и передачу информации в аварийный центр на НВАЭС, внешний аварийный центр АО «Концерн Росэнергоатом» и локальную вычислительную сеть НВАЭС от всех ПТК модернизированной АСУТП энергоблока № 4. В ИВС предусмотрены меры по обеспечению кибербезопасности. Модернизация ИВС энергоблока

была проведена в рамках продления срока эксплуатации энергоблока № 4 НВАЭС свыше 45 лет. Выполнены замена оборудования устаревших: системы представления параметров безопасности, модернизированной системы отображения технологической информации и системы внутриреакторного контроля на современную ИВС с реализацией функций: представления параметров безопасности и внутриреакторного контроля, регистрации важных параметров эксплуатации, а также интеграция в нее информации смежных подсистем СКУ энергоблока № 4 [11, 12].

ИВС функционирует под управлением операционной системы Astra Linux, зарегистрированной в системах сертификации средств защиты информации ФСТЭК России. Основное программное обеспечение – «Круз» (аттестовано в Экспертном совете по аттестации программных средств при Ростехнадзоре, сертифицировано в системе добровольной сертификации программного обеспечения средств измерения, разработчиком программного обеспечения является ООО «ИФ СНИИП АТОМ»).

В современных АСУТП тиражируются решения, когда обмен данными возможен только с использованием телеграммного принципа. Обмен данными с измерительной аппаратурой модернизированной ИВС выполняют серверы без использования шлюзов. Шлюзы обмена данными со смежными системами входят в состав ИВС (в отличие от решений на базе программного обеспечения «Портал»), что позволяет использовать один шлюз для обмена данными с несколькими системами. Реализованы более 40 различных протоколов обмена. Сбор, обработка и представление данных в программном обеспечении «Круз» выполняются не по изменению данных, а путем прямого опроса датчиков и расчета соответствующих технологических параметров. Это обеспечивает более надежное функционирование ПТК при нарушениях нормальных условий эксплуатации и авариях, когда резко возрастает поток изменяющихся данных. База данных ИВС принимает 20 000 аналоговых и 30 000 дискретных сигналов от внешних источников и не ограничена по масштабированию. ИВС обрабатывает собственные расчетные параметры с периодом 1 с, рассчитывает и сравнивает с установленными ограничениями порядка 1 млн контролируемых параметров.

Клиент-серверная архитектура, используемая в классических решениях, ограничена вычислительными возможностями обработки данных в сервере.

Программное обеспечение «Круз» имеет модульный тип построения с возможностью гибкого распределения функций между компьютерами и реализации одной функции несколькими альтернативными способами.

Повышена надежность и устойчивость работы оборудования за счет применения принципов дублирования, резервирования и разнообразия. Унифицированы технические средства ПТК, что значительно упростило его эксплуатацию.

Имеется возможность отображения на видеокадрах ИВС информации в виде графиков (рис. 10). Визуальное представление трендов параметров технологического процесса на экране монитора помогает оператору БЩУ проводить анализ о состоянии основного оборудования и принимать решение о дальнейших действиях.

Таким образом, особенности построения модернизированной ИВС, готовность к дальнейшему развитию, расширенные возможности интерфейса, гибкость конфигурации, большой набор вспомогательных программных инструментов делают ИВС энергоблока № 4 под управлением программного обеспечения «Круз» хорошей альтернативой классическим решениям, применяемым в настоящее время на АЭС в Российской Федерации.

Применение электротехнического оборудования и помещений энергоблока № 3

В рамках продления срока эксплуатации, наряду с использованием систем энергоблока № 3 для размещения вновь вводимых систем и оборудования, широко использовались помещения энергоблока № 3, в частности в помещении БЩУ размещен РЩУ энергоблока № 4.

Электрическая схема систем аварийного электроснабжения I группы надежности (оборудование, не допускающее перерыва электропитания) осталась без изменений, но с помощью оборудования энергоблока № 3 образовались два дополнительных канала энергоблока № 4, тем самым сформировав четырехканальную схему.

Для размещения оборудования дополнительных каналов системы аварийного электроснабжения II группы надежности (оборудование, допускающее перерыв питания на время разворота дизель-генератора и подключения к секциям) использованы помещения выведенного из эксплуатации и демонтированного электротехнического оборудования энергоблока № 3.

По электропитанию и управлению, включая автоматику ступенчатого пуска, каждый из четырех каналов технологических систем получает питание от соответствующего канала системы аварийного электроснабжения I и II групп надежности.

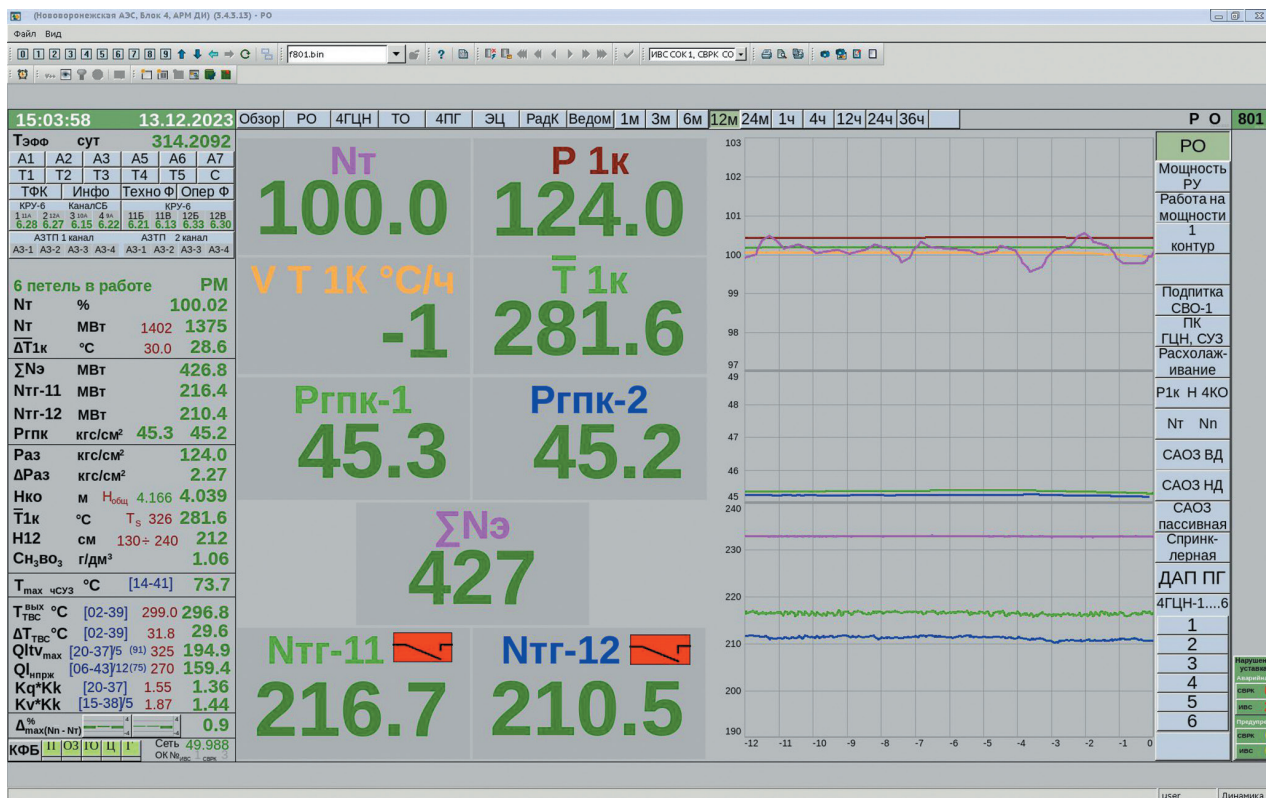


Рис. 10. Представление информации оператору блочного щита управления [Fig. 10. Information display to block control panel operator]

Заключение

За счет проведения комплексной модернизации повышен уровень безопасности энергоблока № 4 путем расширения спектра проектных аварий вплоть до разрыва ГЦТ Ду500 мм. Для достижения указанных целей реализовано более 50 мероприятий, основные из которых:

- внедрение пассивной САОЗ реактора;
- внедрение активной САОЗ низкого давления;
- объединение ГО РУ энергоблока № 4 и остановленного энергоблока № 3 для обеспечения его целостности при максимальной проектной аварии и обеспечения непревышения установленных критериев по радиологическим последствиям;
- создание четырех каналов СБ за счет использования систем остановленного энергоблока № 3;
- внедрение РЦУ;
- раскрепление ГЦТ и оборудования первого контура;
- замена управляющих СБ на современные, удовлетворяющие всем новым требованиям безопасности.

После проведенной модернизации для активных СБ обеспечивается выполнение принципа единичного отказа согласно НП-001-15 «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» [13] (добавлены два канала, физически расположенные в другом помещении), повышена защита от отказов систем по общей причине.

Использование систем остановленного для вывода из эксплуатации энергоблока № 3 позволило существенно сократить общие затраты на повышение безопасности при продлении срока эксплуатации. Таким образом, даже несмотря на то, что удельные затраты на продление срока эксплуатации энергоблоков, по сравнению со строительством замещающих атомных мощностей, меньше в 5–7 раз, найден способ дополнительно минимизировать затраты.

Результаты для каждой из СБ, подвергнутой модернизации, показывают высокую эффективность принятых мер с точки зрения улучшения вероятностного показателя безопасности энергоблока № 4.

Разработка вероятностно-логической модели и проведение количественных расчетов выполнены с применением программного комплекса Risk Spectrum PSA, основанного на использовании методологии деревьев событий и деревьев отказов [14]. Программа Risk Spectrum PSA аттестована российским регулирующим органом.

По результатам ВАБ первого уровня вероятность тяжелой аварии после модернизации снизилась с $5,6 \times 10^{-5}$ до $2,2 \times 10^{-5}$ на реактор в год для режимов работы энергоблока на мощности. Это значение примерно в 4,5 раза ниже рекомендуемого INSAG-3(12) целевого значения 1×10^{-4} на реактор в год для действующих энергоблоков, которые были сооружены по проектам, разработанным в 70–80-х гг. прошлого столетия и приближается к целевому ориентиру 1×10^{-5} на реактор в год, указанному в федеральных нормах и правилах в области использования атомной энергии НП-001-15 [13].

По результатам выполненного ВАБ второго уровня вероятность большого аварийного выброса не превышает 4×10^{-7} на реактор в год. В соответствии с НП-001-15 [13] в качестве целевого ориентира вероятностного показателя безопасности рассматривается суммарная вероятность большого аварийного выброса для одного энергоблока АЭС равная 1×10^{-7} на интервале в один год. Полученные оценки близки к целевому ориентиру и свидетельствуют, что проект энергоблока № 4 НВАЭС, с учетом мероприятий по модернизации, удовлетворяет современным требованиям, предъявляемым к обеспечению безопасности населения при расширении спектра проектных аварий.

Литература

1. Асмолов В. Г., Поваров В. П., Витковский С. Л., Меремьянин А. Ю., Тарасенко И. А. Повторное продление срока эксплуатации энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС. В сборнике: 55 лет безопасной эксплуатации АЭС с ВВЭР в России и за рубежом / Сборник докладов Международной научно-практической конференции. 2019. С. 39–56.
2. Поваров В. П. 55-летний опыт эксплуатации Нововоронежской АЭС. В сборнике: 55 лет безопасной эксплуатации АЭС с ВВЭР в России и за рубежом / Сборник докладов Международной научно-практической конференции. 2019. С. 7–17.
3. Поваров В. П., Федоров А. И., Витковский С. Л. Некоторые аспекты повторного продления срока эксплуатации реакторной установки с ВВЭР-440 на примере энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. 2019. № 2. С. 91–104.

4. Асмолов В. Г., Витковский С. Л., Поваров В. П., Меремьянин А. Ю., Тарасенко И. А. Повторное продление срока эксплуатации энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. 2019. № S1. С. 3–18.
5. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. НП-089-15: утверждены приказом Ростехнадзора от 17.12.2015 № 521.
6. Кучеренко О. В., Илясов А. В., Ерак Д. Ю. Отжиг корпусов реакторов ВВЭР-440 при продлении сроков эксплуатации // Ядерная и радиационная безопасность. 2019. № S1. С. 33–40.
7. Программный комплекс для ПВЭМ. Теплогидравлические расчеты нестационарных режимов ЯЭУ с ВВЭР. ТРАП-КС. Пояснительная записка. 8624607.00624-01 81 01, ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2013.
8. Поваров В. П., Федоров А. И., Витковский С. Л., Иванов Е. А., Полянцев С. С., Косов А. Д., Орехов А. А. Аспекты обоснования радиационной безопасности населения при продлении срока эксплуатации энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС // АНРИ. 2014. № 2 (77). С. 53–59.
9. COCOSYS V2.4: User's manual. – Berlin, Gesellschaft fur Anlagen-und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, 2010.
10. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии. Требования к управляющим системам, важным для безопасности атомных станций. НП-026-16: утверждены приказом Ростехнадзора от 16.11.2016 № 483.
11. Поваров В. П., Терехов Д. В., Данилов А. Д. Особенности использования многоуровневой конфигурации специализированной информационной системы в задачах реализации принципа разнообразия систем безопасности 4-го блока Нововоронежской АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. 2019. № S1. С. 41–45.
12. Терехов Д. В., Данилов А. Д. Проблема разработки принципов организации информационного обмена между иерархическими уровнями в многоуровневых АСУТП // Информационные технологии моделирования и управления. 2021. Т. 124. № 2. С. 151–157.
13. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. НП-001-15: утверждены приказом Ростехнадзора от 17.12.2015 № 522.
14. Программа Risk Spectrum PSA. Госатомнадзор России, НТЦ ЯРБ: аттестационный паспорт программного средства, регистрационный № 160 от 28.03.2003. – М., 2003.

References

1. Asmolov V. G., Povarov V. P., Vitkovskiy S. L., Meremyanin A. Yu., Tarasenko I. A. (2019). Povtornoie prodlenie sroka ehkspluatatsii ehnergobloka No. 4 Novovoronezhskoi AEHS. V sbornike: 55 let bezopasnoi ehkspluatatsii AEHS s VVEHR v Rossii i za rubezhom [Life re-extension of the Novovoronezh NPP unit 4. In the collection: 55 years of safe operation of VVER NPPs in Russia and abroad]. Sbornik dokladov Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii – International Scientific and Practical Conference: collection of reports. Pp. 39–56. [in Russian].
2. Povarov V. P. (2019). 55-letnii opyt ehkspluatatsii Novovoronezhskoi AEHS. V sbornike: 55 let bezopasnoi ehkspluatatsii AEHS s VVEHR v Rossii i za rubezhom [55-year experience in operation of the Novovoronezh NPP. In the collection: 55 years of safe operation of VVER NPPs in Russia and abroad]. Sbornik dokladov Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii – International Scientific and Practical Conference: collection of reports. Pp. 7–17. [in Russian].
3. Povarov V. P., Fedorov A. I., Vitkovskiy S. L. (2019). Nekotorye aspekty povtornogo prodleniya sroka ehkspluatatsii reaktornoi ustanovki s VVEHR-440 na primere ehnergobloka No. 4 Novovoronezhskoi AEHS [Some aspects of the VVER-440 reactor plant life re-extension: a case study of the Novovoronezh NPP Unit 4]. Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika, No. 2, pp. 91–104. [in Russian].
4. Asmolov V. G., Vitkovskiy S. L., Povarov V. P., Meremyanin A. Yu., Tarasenko I. A. (2019). Povtornoie prodlenie sroka ehkspluatatsii ehnergobloka No. 4 Novovoronezhskoi AEHS [Life re-extension of the Novovoronezh NPP unit 4]. Yadernaya i radiatsionnaya bezopasnost' – Nuclear and Radiation Safety Journal, No. S1, pp. 3–18. [in Russian].

5. Federal'nye normy i pravila v oblasti ispol'zovaniya atomnoi energii "Pravila ustroystva i bezopasnoi ehkspluatatsii oborudovaniya i truboprovodov atomnykh ehnergeticheskikh ustanovok" (NP-089-15) [Federal rules and regulations in the field of atomic energy use "Rules for design and safe operation of equipment and pipelines of nuclear power facilities" (NP-089-15)]. 2015.

6. Kucherenko O. V., Ilyasov A. V., Erak D. Yu. (2019). Otzhig korpusov reaktorov VVEHR-440 pri prodlenii srokov ehkspluatatsii [Annealing of VVER-440 reactor housings at lifetime extension]. Yadernaya i radiatsionnaya bezopasnost' – Nuclear and Radiation Safety Journal, No. S1, pp. 33–40. [in Russian].

7. PC Software Package. Thermohydraulic Calculations of Non-Stationary Modes of VVER Nuclear Power Installations. TRAP-KS. Explanatory Note 8624607.00624-01 81 01, OKB GIDROPRESS, 2013.

8. Povarov V. P., Fedorov A. I., Vitkovskiy S. L., Ivanov E. A., Polyantsev S. S., Kosov A. D., Orekhov A. A. (2014). Aspekty obosnovaniya radiatsionnoi bezopasnosti naseleniya pri prodlenii sroka ehkspluatatsii ehnergobloka No. 4 Novovoronezhskoi AEHS [Aspects for justification of radiation safety of population at lifetime extension of the Novovoronezh NPP unit 4]. ANRI – ANRI, No. 2 (77), pp. 53–59. [in Russian].

9. COCOSYS V2.4: User's manual. – Berlin, Gesellschaft für Anlagen-und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, 2010.

10. Federal'nye normy i pravila v oblasti ispol'zovaniya atomnoi energii "Trebovaniya k upravlyayushchim sistemam, vazhnym dlya bezopasnosti atomnykh stantsii" (NP-026-16) [Federal rules and regulations in the field of atomic energy use "Requirements for safety-related control systems of nuclear power plants" (NP-026-16)]. 2016.

11. Povarov V. P., Terekhov D. V., Danilov A. D. (2019). Osobennosti ispol'zovaniya mnogourovnevoi konfiguratsii spetsializirovannoi informatsionnoi sistemy v zadachakh realizatsii printsipa raznoobraziya sistem bezopasnosti 4-go bloka Novovoronezhskoi AEHS [Specifics of use of a multi-level configuration of a specialized information system in the tasks for implementation of the safety systems diversity principle at the Novovoronezh NPP unit 4]. Yadernaya i radiatsionnaya bezopasnost' – Nuclear and Radiation Safety Journal, No. S1, pp. 41–45. [in Russian].

12. Terekhov D. V., Danilov A. D. (2021). Problema razrabotki printsipov organizatsii informatsionnogo obmena mezhdru ierarkhicheskimi urovnyami v mnogourovnevykh ASUTP [Problem of development of principles for organizing information exchange between hierarchical levels in multi-level APCS]. Informatsionnye tekhnologii modelirovaniya i upravleniya – Modeling and Management Information Technologies, vol. 124, No. 2, pp. 151–157. [in Russian].

13. Federal'nye normy i pravila v oblasti ispol'zovaniya atomnoi energii "Obschie polozheniya obespecheniya bezopasnosti atomnykh stantsii" (NP-001-15) [Federal rules and regulations in the field of atomic energy use "General provisions for nuclear power plant safety assurance" (NP-001-15)]. 2015.

14. Risk Spectrum PSA Program. Software Certificate No. 160 dated 28.03.2003. Gosatomnadzor of Russia, SEC NRS, 2003.

Сведения об авторах

Асмолов Владимир Григорьевич, советник генерального директора, Госкорпорация «Росатом» (119017, Москва, ул. Б. Ордынка, д. 24).

Поваров Владимир Петрович, заместитель генерального директора, директор филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, промышленная зона Южная, д. 1).

Витковский Сергей Леонидович, главный инженер, филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, промышленная зона Южная, д. 1).

Меремьянин Андрей Юльевич, заместитель главного инженера, филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, промышленная зона Южная, д. 1).

Тарасенко Игорь Анатольевич, начальник цеха, филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция» (396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, промышленная зона Южная, д. 1).

Authors credentials

Asmolov Vladimir Grigorievich, General Director Adviser, State Atomic Energy Corporation Rosatom (24, Bolshaya Ordynka str., Moscow, 119017), e-mail: VIGAsmolov@rosatom.ru.

Povarov Vladimir Petrovich, Deputy General Director – Director of Novovoronezh NPP branch of Rosenergoatom Concern JSC (1, Yuzhnaya industrial zone, Novovoronezh, Voronezh reg., 396072), e-mail: PovarovVP@nvnpp1.rosenergoatom.ru.

Vitkovsky Sergey Leonidovich, Chief Engineer, Novovoronezh NPP branch of Rosenergoatom Concern JSC (1, Yuzhnaya industrial zone, Novovoronezh, Voronezh reg., 396072), e-mail: VitkovskySL@nvnpp1.rosenergoatom.ru.

Meremyanin Andrey Yulievich, Deputy Chief Engineer, Novovoronezh NPP branch of Rosenergoatom Concern JSC (1, Yuzhnaya industrial zone, Novovoronezh, Voronezh reg., 396072), e-mail: MeremyaninAY@nvnpp1.rosenergoatom.ru.

Tarasenko Igor Anatolyevich, Head of Department, Novovoronezh NPP branch of Rosenergoatom Concern JSC (1, Yuzhnaya industrial zone, Novovoronezh, Voronezh reg., 396072), e-mail: TarasenkoIA@nvnpp1.rosenergoatom.ru.

Для цитирования

Асмолов В. Г., Поваров В. П., Витковский С. Л., Меремьянин А. Ю., Тарасенко И. А. Итоги повторного продления срока эксплуатации энергоблока № 4 Нововоронежской АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. 2023. № 4 (110). С. 5–24. DOI: 10.26277/ SECNRS.2023.110.4.001.

For citation

Asmolov V. G., Povarov V. P., Vitkovskiy S. L., Meremyanin A. Y., Tarasenko I. A. Outcomes of lifetime re-extension of the Novovoronezh NPP unit 4. Nuclear and Radiation Safety Journal, 2023, No. 4 (110), pp. 5–24. [in Russian]. DOI: 10.26277/ SECNRS.2023.110.4.001.

