

КОМПЛЕКСНЫЕ ИСПЫТАНИЯ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ВНУТРИРЕАКТОРНОГО КОНТРОЛЯ ПРИ ВВОДЕ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ БЛОКА №3 КАЛИНИНСКОЙ АЭС

**Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин
ФГУП "Фирма "Атомтехэнерго",
Нововоронежский филиал "Нововоронежатомтехэнерго",
г. Нововоронеж**

1 Введение

При вводе в эксплуатацию блока №3 Калининской АЭС впервые на энергоблоках с ВВЭР-1000 (проект В-320) вводилась в работу система внутриреакторного контроля нового поколения СВРК-М на новых технических и программных средствах. В структуре АСУ ТП блока СВРК вошла в состав СКУД и послужила для расширения ранее выполняемых и реализации новых функций контроля и управления технологическим процессом на АЭС.

Выполнение комплексных испытаний СВРК при вводе энергоблока АЭС в эксплуатацию является одним из необходимых условий приёмки, как системы, так и энергоблока в целом в промышленную эксплуатацию [1]. На блоке №3 Калининской АЭС комплексные испытания СВРК были включены в этапные пусковые программы и выполнены в соответствии с рабочими программами, разработанными в установленном порядке.

В данной работе приводятся описание выполненных комплексных испытаний СВРК и основные результаты, полученные в ходе этих испытаний. Для обработки информации, полученной при комплексных испытаниях СВРК, был опробован и использован специальный комплекс прикладных программ, разработанный "Нововоронежатомтехэнерго".

2 Краткое описание СВРК блока №3 Калининской АЭС

СВРК блока №3 Калининской АЭС состоит из следующих основных элементов:

- первичные преобразователи для контроля энерговыделения в активной зоне и температуры теплоносителя в 1 контуре;
- первичные преобразователи для контроля общетехнологических параметров;
- ПТК нижнего уровня (ПТК-НУ), состоящий из:
 - а) ПТК, выполняющего функции защиты активной зоны (ПТК-З);
 - б) ПТК, предназначенного для информационно-управляющих функций (ПТК-ИУ);
 - в) локальная сеть нижнего уровня (ЛС НУ).
- клеммный шкаф для размножения сигналов, поступающих в ПТК-ИУ;
- линии связи между первичными преобразователями и ПТК-НУ;
- вычислительный комплекс (ВК СВРК) с сетевыми устройствами (коммутаторами) СВРК;
- сервисная станция дежурного инженера (ССДИ).

Для контроля энерговыделения в активной зоне используются 64 канала нейтронно-измерительных (КНИ) типа КНИ-5Б, которые размещаются в центральных трубках ТВС. Каждый КНИ включает в себя 7 родиевых датчиков прямого заряда (ДПЗ) с длиной эмиттера 250 мм, размещаемых равномерно по высоте активной зоны с шагом 437,5 мм.

Для контроля температуры теплоносителя 1 контура используются термопары (ТП) с индивидуальной градуировкой типа ТХА-01 и термометры сопротивления (ТС) с индивидуальной градуировкой типа ТСП-03. Количественный состав датчиков термоконтроля теплоносителя 1 контура для СВРК следующий:

- 48 ТП и 8 ТС в петлях 1 контура (по 6 ТП и 1 ТС в каждой нитке петли 1 контура);
- 95 ТП на выходе из ТВС и 3 ТП в верхнем объеме реактора, размещаемые в направляющих каналах блока защитных труб.

В состав ПТК-3 входят шесть информационно-измерительных устройств типа УИ-174Р07, объединенных в два комплекта по три устройства. ПТК-3 обеспечивает выполнение следующих основных задач:

- прием и обработка сигналов первичных преобразователей, необходимых для формирования сигналов защиты;
- формирование дискретных сигналов защиты (типа "сухой контакт") по максимальному линейному энерговыделению ТВЭЛ и по запасу до кризиса теплообмена;
- передача информации в локальную вычислительную сеть СВРК;
- обмен информацией между каналами ПТК-3 (в пределах одного комплекта) по ЛС НУ.

ПТК-ИУ включает два информационно-измерительных устройства типа УИ-174Р08 и обеспечивает выполнение следующих основных задач:

- прием и обработка сигналов первичных преобразователей контроля, поступающих в СВРК и не поступающих в ПТК-3;
- прием необходимой аналоговой и дискретной информации от систем технологического контроля и управления РУ;
- прием от ВК СВРК заданий на изменение положения ОР СУЗ для управления полем энерговыделения, преобразования их в электрический сигнал и передачи этого сигнала в систему, управляющую перемещением ОР СУЗ;
- прием и передача информации в локальную вычислительную сеть СВРК.

ВК СВРК состоит из двух вычислительных комплексов верхнего уровня типа ВК-01Р-10 и обеспечивает выполнение следующих основных задач:

- восстановление поля энерговыделения в объеме активной зоны;
- расчет тепловой мощности реактора по локальным энерговыделениям в активной зоне, по теплогидравлическим параметрам первого и второго контуров РУ;
- выявление наиболее энергонапряженных участков ТВС;
- корректировка коэффициентов связи линейных энерговыделений с токами ДПЗ;
- возможность формирования по команде оператора реактора автоматических заданий на изменение положения ОР СУЗ для управления мощностью и полем энерговыделения в активной зоне при работе энергоблока в маневренном режиме;
- обмен информацией с СББУ.

ССДИ представляет собой инженерную станцию типа ИС-02П и обеспечивает выполнение следующих основных задач:

- хранение (архивация) информации о прошлом состоянии РУ и СВРК;
- выполнение сервисных функций ПТК-НУ и ВК СВРК, в том числе корректировка базы данных персоналом с учетом перегрузки топлива, замены первичных преобразователей и т.д.;
- сигнализация состояния (отказов) ПТК и измерительных каналов СВРК.

3 Проведение испытаний

Под комплексными испытаниями СВРК подразумеваются комплексные проверки правильности функционирования системы в соответствии с проектной и нормативной документацией и определение достоверности выходной информации СВРК в реальных эксплуатационных состояниях на всех этапах ввода энергоблока в эксплуатацию. Кроме этого, к комплексным испытаниям СВРК относятся работы по экспериментальному определению значений констант, используемых в базе данных СВРК, и работы

по оценке качества монтажных работ, предусматривающие создание специальных режимов работы РУ.

С учётом такого понимания комплексных испытаний при вводе в эксплуатацию блока №3 Калининской АЭС были выполнены следующие работы, включенные в этапные программы в соответствии с рабочими программами испытаний:

- испытания СВРК в части функций контроля состояния РУ и проверка достоверности выходной информации (на подэтапе ХГО этапа "Предпусковые наладочные работы", на этапе "Физический пуск", на подэтапах освоения мощности 10-12% $N_{ном}$, 40-50% $N_{ном}$ этапа "Энергетический пуск", на подэтапах освоения мощности 75% $N_{ном}$, 90% $N_{ном}$ 100% этапа "Энергетический пуск");
- испытания СВРК в части функций контроля температуры теплоносителя 1 контура (на подэтапе ХГО этапа "Предпусковые наладочные работы", на этапе "Физический пуск");
- проверка соответствия координат датчиков термоконтроля и энерговыделения в активной зоне координатам этих датчиков на средствах отображения информации СВРК (на подэтапе освоения мощности 40-50% $N_{ном}$ этапа "Энергетический пуск").

4 Анализ полученных результатов

Представленный перечень выполненных испытаний показывает, что основным видом комплексных испытаний СВРК являлись испытания в части функций контроля состояния РУ и проверка достоверности выходной информации. Для удобства анализа результатов данных испытаний, исходя из особенностей структуры СВРК и объекта контроля использовалось следующее деление функций контроля состояния РУ:

- контроль общетехнологических параметров;
- температурный контроль теплоносителя 1 контура;
- контроль энерговыделения в активной зоне реактора;
- контроль мощности реактора.

Под термином "общетехнологические параметры" понимаются измеряемые (по аналоговому и дискретным сигналам), принимаемые и расчетные параметры, определяющие состояние технологического процесса и основного оборудования энергоблока, теплогидравлические характеристики 1 и 2 контуров, за исключением параметров контроля температуры теплоносителя 1 контура, контроля энерговыделения в активной зоне и мощности реактора. Под термином "мощность реактора" всегда понимается тепловая мощность реактора, если не оговорено специально (нейтронная, электрическая и т.д.). Под измеряемыми параметрами понимаются параметры, физические значения которых в СВРК определяются преобразованием значения электрического сигнала. Под принимаемыми параметрами понимаются параметры, физические значения которых в СВРК передаются из других подсистем АСУ ТП. Под расчетными параметрами понимаются параметры, физические значения которых определяются на основе расчетных формул с использованием значений любых других параметров.

При анализе полученных результатов не принимались во внимание данные по подэтапу ХГО, т.к. эти данные были получены при функционировании системы фактически в представительском варианте. На подэтапе ХГО не были налажены связи со смежными системами и не было установлено всё проектное оборудование, как по техническим, так и по программным средствам. Кроме этого, по большинству измерительных каналов не были завершены испытания по проверкам линий связи.

Комплексные испытания СВРК в части функций контроля состояния РУ и проверка достоверности выходной информации проводились при достижении устойчивых стационарных состояний. Приводимые в работе данные, как правило, получены на основании информации, зарегистрированной за определенный промежуток времени и обработанной стандартными методами статистической обработки результатов измерений. При необходимости получения дополнительной информации привлекались ре-

зультаты нейтронно-физических измерений, теплофизических и динамических испытаний на разных этапах ввода в эксплуатацию, предусмотренных этапными программами. Кроме этого, для подтверждения получаемых выводов привлекались результаты дополнительных проверок СВРК, которые не были определены непосредственно программами испытаний.

Для оценки работоспособности и достоверности информации по отдельному каналу контроля применялись следующие критерии успешности:

- количество отбракованных значений в зарегистрированной информации канала контроля не превышает 30 % от общего количества значений;
- среднеквадратичное отклонение параметра от среднего значения за период регистрации в стационарном состоянии не превышает метрологических характеристик канала измерения или погрешности определения по расчетному алгоритму;
- значение параметра соответствует реально существовавшему режиму работы РУ и состоянию активной зоны во время проверки и находится в границах проектных номинальных значений или расчетным значениям для зарегистрированных состояний активной зоны;
- при наличии для проверяемого параметра параллельных каналов контроля в СВРК и/или других подсистем АСУ ТП информация проверяемого канала должна соответствовать информации параллельных каналов контроля с учетом их погрешностей.

Для оценки работоспособности СВРК в целом в части функций контроля состояния РУ учитывались следующие критерии успешности:

- работоспособны и представляют достоверную информацию не менее 2-х каналов контроля по параметрам состояния РУ, определяющим формирование сигналов АЗ, ПЗ-1, ПЗ-2 в каждом полуккомплекте ПТК-3;
- количество и позиции неработоспособных каналов контроля параметров состояния РУ не должны ограничивать режимы работы РУ по условиям безопасной эксплуатации энергоблока;
- реализованные функции соответствуют требованиям технического задания, проектным алгоритмам функционирования и отражают реальные характеристики объекта контроля и используемых средств измерений.

4.1 Контроль общетехнологических параметров

Необходимость проведения комплексных испытаний СВРК практически на всех этапах ввода в эксплуатацию определяется тем, что специфика режимов работы РУ на разных этапах не позволяет оценить критерии успешности для всех проверяемых параметров на ранних этапах. Поэтапное проведение испытаний и примененные критерии успешности позволили своевременно и объективно оценивать работоспособность каналов контроля общетехнологических параметров и достоверность выдаваемой этими каналами информации. Все выявляемые дефекты по контролю общетехнологических параметров не ограничивали режимы работы РУ по условиям безопасной эксплуатации энергоблока и, как правило, устранялись до перехода на следующий этап (подэтап) или в ближайший после испытаний ППР. Вместе с тем полученные практические данные позволяют уточнить количественные показатели критериев применительно для каждого конкретного канала контроля, проверяемого при комплексных испытаниях СВРК данной модификации.

Анализ полученных результатов на разных этапах ввода в эксплуатацию показывает, что основными причинами невыполнения критериев успешности в части контроля общетехнологических параметров являлись:

- несвоевременное выполнение монтажных и наладочных работ по программно-техническим средствам СВРК и внешним связям на этапе предпусковых наладочных работ;

- ошибки в привязке базы данных СВРК к объекту контроля и используемым средствам измерений;
- ошибки алгоритмов расчетов;
- развивающиеся во времени дефекты в первичных преобразователях и линиях связи.

Опыт выполненных работ показывает, что названные причины, за исключением последней причины, можно полностью избежать или уменьшить их последствия. Для этого при проведении всего комплекса работ по вводу СВРК в эксплуатацию рекомендуется:

1) Определять более ранние сроки поставки на площадку оборудования СВРК, проведения монтажных работ и начала ПНР СВРК в части автономных проверок и испытаний всех составных частей системы. Ориентировочно завершение поставки оборудования ПТК СВРК должно быть не менее чем за 6 месяцев до начала ХГО, а завершение всего комплекса автономных проверок и испытаний должно быть завершено не более чем за 1 месяц до начала ХГО. При этом под "автономными" понимаются все работы, которые не требуют получения реальных сигналов от объекта контроля. При необходимости, исходя из особенностей подэтапа ХГО, автономные проверки могут быть разбиты на 2 части:

- а) Проверки в объеме функций контроля параметров, проверяемых на подэтапе ХГО;
- б) Проверки в полном проектном объеме, за исключением функций проверяемых на подэтапе ХГО. Эта часть проверок должна проводиться на подэтапе 2-й ревизии основного оборудования РУ с учетом замечаний, выявленных в ходе ХГО, и завершиться не более чем за 1 месяц до начала работ по выводу реактора в критическое состояние.

2) Включить в разрабатываемую пусконаладочную или эксплуатационную документацию по СВРК документ, содержащий информацию для привязки базы данных СВРК. В этом сводном документе в сжатой форме со ссылкой на первоисточники (паспорта, руководства и инструкции по эксплуатации, технические описания и т.д.) должны быть представлены требуемые для работы ППО СВРК сведения о технических характеристиках контролируемого оборудования и используемых средств измерений на данном энергоблоке.

3) Предусмотреть разработку организационного документа, согласованного всеми заинтересованными организациями (Заказчик, Поставщик, Разработчик, Генеральный конструктор РУ, Научный руководитель пуска, Технический руководитель пуска, Подрядчик ПНР и комплексных испытаний СВРК) для определения конкретных требований, необходимых для улучшения координации и оперативности работ на системе при вводе в эксплуатацию. В данном документе должен быть представлен объем выполняемых работ, его распределение между участниками работ и указана ответственность за невыполнение или несвоевременное выполнение работ.

После устранения дефектов, связанных непосредственно с функционированием системы, важную роль для качественного функционирования системы играло своевременное обнаружение развивающихся дефектов в первичных преобразователях и линиях связи. Как правило, эти дефекты выявлялись на основе сопоставления информации в параллельных каналах, количество которых увеличилось в связи с введением функции защиты по локальным параметрам. Данная процедура выполнялась пусконаладочным и эксплуатационным персоналом "вручную". Ручной анализ и дальнейшее принятие необходимых организационных и технических мер для устранения таких дефектов в максимуме занимал до 3-х суток. Таким образом, для улучшения качества функционирования СВРК необходимо внедрение новых сервисных функций в ППО СВРК, направленных на самодиагностику каналов контроля на основе сопоставитель-

ного анализа информации в параллельных каналах и с выдачей на средства отображения соответствующей сигнализации.

4.2 Температурный контроль теплоносителя 1 контура

Для оценок правильности функционирования СВРК и достоверности информации в части температурного контроля теплоносителя 1 контура принимались во внимание режимы работы РУ и расположение первичных преобразователей. По режимам работы РУ выполняемые испытания можно разделить на:

- испытания "без мощности", т.е. в "горячем" состоянии энергоблока, либо в состоянии "реактор на МКУ, когда отсутствует значимый подогрев теплоносителя в активной зоне за счет энергии цепной реакции деления.

- испытания "на мощности", т.е. в режимах работы РУ, когда на температуру теплоносителя 1 контура оказывает значимое влияние подогрев теплоносителя в активной зоне за счет энергии цепной реакции деления.

По расположению температурных датчиков весь температурный контроль теплоносителя 1 контура можно разделить на:

- контроль температуры в компенсационных устройствах;
- контроль температуры в петлях 1 контура с подразделением на контроль температуры в холодных и горячих нитках;
- контроль температуры на выходе из ТВС

4.2.1 Тарировки каналов температурного контроля теплоносителя 1 контура

Отсутствие подогрева в активной зоне при испытаниях "без мощности" позволяет создавать квазистационарные состояния РУ, когда можно считать, что температура теплоносителя по всему тракту 1 контура одинакова. Квазистационарные состояния РУ, в свою очередь, дают возможность по результатам испытаний проводить тарировку каналов температурного контроля теплоносителя 1 контура. Под тарировкой каналов контроля температуры теплоносителя 1 контура понимается определение и оценка необходимости применения индивидуальных поправочных коэффициентов на основе определения опорной температуры теплоносителя 1 контура. Исходя из характеристик используемых термодатчиков, опорная температура 1 контура рассчитывалась по показаниям всех петлевых ТС. Для оценок возможного влияния значения температуры теплоносителя на значения поправок на этапе физического пуска испытания были проведены на разных уровнях температур в диапазоне от 253 °С до 280 °С при следующих режимах работы РУ :

- режим I - "горячее" стационарное состояние, $T_{1к} = 253 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- режим II - разогрев, $T_{1к} = 259 - 262 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- режим III - разогрев, $T_{1к} = 269 - 279 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- режим IV - "горячее" стационарное состояние, $T_{1к} = 277 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- режим V - "горячее" стационарное состояние, $T_{1к} = 280 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Данные испытания были проведены за 6 дней до начала первого вывода реактора в критическое состояние. Полученные данные не выявили существенных зависимостей от режимов работы, и было рекомендовано ввести в БД СВРК усреднённые значения поправок первым выводом реактора в критическое состояние. В дальнейшем, для оценок стабильности значений поправок во времени дополнительно были проведены дополнительные проверки в аналогичных тарировочных режимах уже с введенными поправками:

- режим VI - первый вывод реактора в критическое состояние, $T_{1к} = 280 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- режим VII - этап "ОПЭ-75% $N_{ном}$ ", $T_{1к} = 278 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{эфф} = 30 \text{ эфф.сут.}$;
- режим VIII - этап "ОПЭ-100% $N_{ном}$ ", $T_{1к} = 280 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $T_{эфф} = 96 \text{ эфф.сут.}$;

Распределения средних поправок, полученных в режимах I – V и дополнительных поправок, полученных в режимах VI – VIII представлены на рисунке 1.

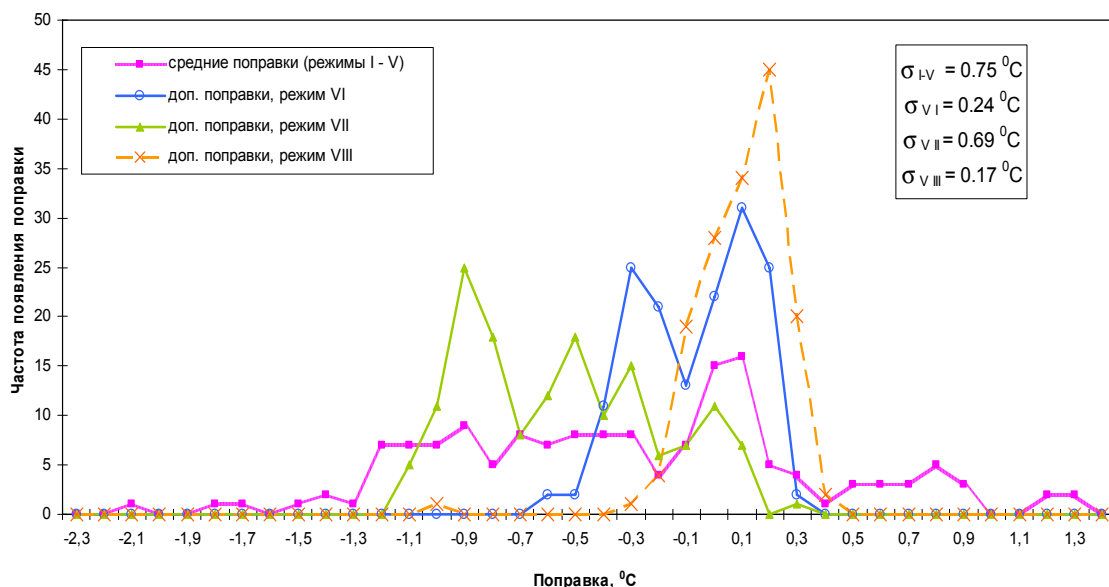


Рис. 1. Распределения поправок и дополнительных поправок к показаниям каналов температурного контроля теплоносителя 1 контура на разных этапах пуска

Приведенные данные показывают, что для большинства ТП имелась существенная зависимость поправок от времени. Проверка на подэтапе освоения уровня мощности 75%Nном, когда прошло около 4-х месяцев после тарировки при физпуске и эффективное время работы реактора составляло около 30 эфф. суток, показала, что большинство поправок сместились в сторону отрицательных значений на величину 0,6 °C в среднем. При этом видно, что если в первое время после тарировки СКО от опорной температуры теплоносителя 1 контура составляло 0,24 °C, то спустя 4 месяца это значение составило 0,69 °C и практически приблизилось к значению СКО без тарировки, равное 0,75 °C. Ввиду такого значительного повышения погрешности после этой проверки было рекомендовано ввести в БД скорректированные поправки на показания термодатчиков. Проверка на подэтапе освоения уровня мощности 100%Nном, когда прошло около 4-х месяцев после корректировки поправок и эффективное время работы реактора составляло около 96 эфф. суток, показала, что поправки, за исключением 2-х каналов, практически не изменились. СКО от опорной температуры теплоносителя 1 контура составило 0,17 °C. Отмеченная особенность поведения поправок для показаний ТП, может быть объяснена тем, что используемые ТП были поставлены без предварительного отжига в условиях, близким к рабочим. В ходе освоения проектной мощности, когда отжиг в естественных условиях завершился, зависимость от времени перестала быть значимой.

По результатам тарировок термоконтроля теплоносителя 1 контура во время ввода энергоблока в эксплуатацию можно сделать следующие выводы:

- 1) Выполненные тарировки позволили своевременно вносить корректировки в показания термодатчиков, что существенно улучшало качество термоконтроля теплоносителя 1 контура;
- 2) При промышленной эксплуатации тарировка температурного контроля теплоносителя 1 контура должна быть регламентной работой и проводиться каждый раз перед выводом реактора в критическое состояние после остановов блока свыше 2-х суток. Для автоматизации обработки получаемых результатов должна применяться сервисная "процедура уточнения градуировочных характеристик первичных преобразователей температуры СВРК", которая входит в состав ППО ВК ВУ.

4.2.2 Контроль температуры в компенсационных устройствах

По результатам испытаний на всех этапах можно сказать, что значения температур в компенсационных устройствах соответствовали нормальному режиму эксплуатации. При испытаниях на этапе физического пуска на разных уровнях температур наблюдался рост температур в компенсационных устройствах с ростом средней температуры 1 контура. Это может быть объяснено тем, что системы вентиляции на данном этапе работали с постоянной нагрузкой. Минимальное и максимальное значение температуры в компенсационных устройствах для ТП на выходе из ТВС составили 28 °С и 37 °С. Минимальное и максимальное значение температуры в компенсационных устройствах для петлевых ТП составили 27 °С и 35 °С.

Анализ показаний ТС в компенсационных устройствах при проведении комплексных испытаний СВРК на этапах ЭП и ОПЭ подтвердил, что на температуру в компенсационных устройствах влияет как уровень температуры теплоносителя в 1 контуре, так и режимы работы систем вентиляции и организация потоков охлаждающего воздуха в местах установки компенсационных устройств. По данным на энергетических уровнях мощности можно отметить, что значения температур в компенсационных устройствах увеличились, а также увеличился разброс значений температур по разным компенсационным устройствам. Минимальное и максимальное значение температуры в компенсационных устройствах для ТП на выходе из ТВС составили 33 °С и 77 °С. Максимальные значения температур отмечены для компенсационных устройств УК-82/3, УК-82/6, УК-82/13. При этом характерно, что в УК-82/3 максимальное значение отмечалось при всех режимах. Минимальное и максимальное значение температуры в компенсационных устройствах для петлевых ТП составили 34 °С и 43 °С. Максимальные значения температур при всех режимах отмечены для компенсационных устройств УKM-59 (петля 2) и УKM-51 (петля 2).

4.2.3 Контроль температуры в петлях 1 контура

В отличие от других РУ с ВВЭР-1000 проекта В-320, на блоке №3 КЛнАЭС в каждой нитке находятся по 7 термодатчиков СВРК (6 ТП и 1 ТС). На всех других блоках в каждой нитке находятся по 3 термодатчика СВРК (2 ТП и 1 ТС). Увеличение количества термодатчиков в петлях 1 контура, естественно, снижает погрешность определения температуры теплоносителя при усреднении показаний в параллельных каналах. Эти данные представляются на видеоформатах СВРК и СВБУ для контроля обобщенного состояния РУ операторами БЩУ, а также используются для определения значений ряда контролируемых расчетных параметров. Вместе с тем информация по отдельным каналам контроля, прежде всего, служит для расчета "своего" состояния активной зоны в каналах ПТК-3 и формирования сигналов защиты по локальным внутриреакторным параметрам. Таким образом, представляет особый интерес оценка представительности информации по отдельным каналам петлевого контроля с учетом увеличения количества каналов контроля в группах параллельных каналов контроля.

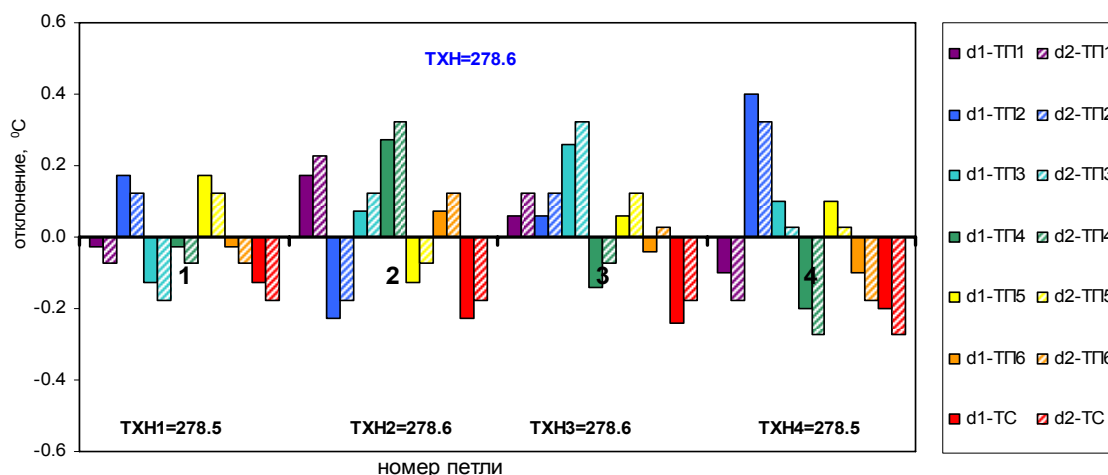
Оценка представительности информации по отдельным каналам петлевого термоконтроля выполнена на основании анализа разброса показаний термодатчиков в одной нитке петли и по всем холодным или горячим ниткам. Этот анализ справедлив в предположении, что в стационарных режимах работы РУ при полном количестве рабочих петель температуры в холодных (горячих) нитках петель должны иметь близкие (в пределах погрешности измерения или определения параметра) значения.

Показания термодатчиков в холодной нитке одной петли (см. рисунок 2) при всех режимах имели хорошую сходимость. Характеристики разброса показаний в одной холодной нитке имели следующие максимальные значения:

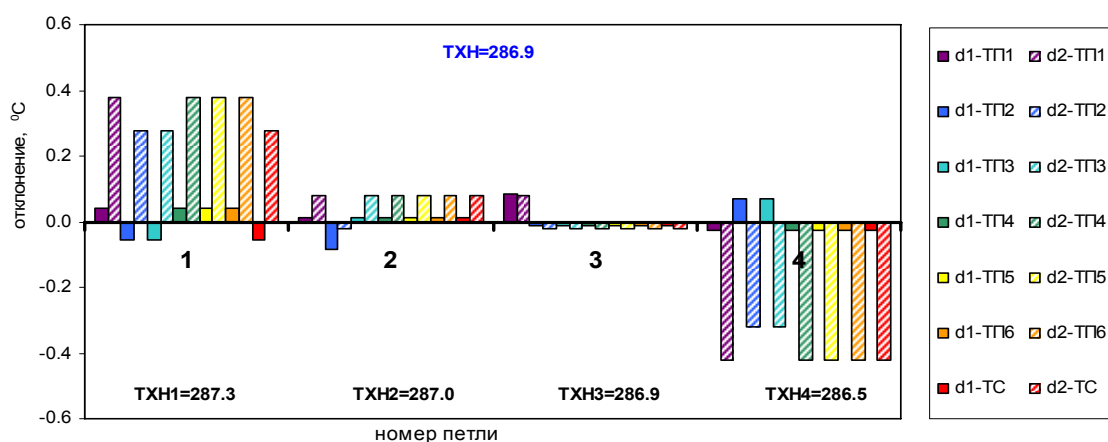
- размах показаний датчиков в одной нитке - 0,6 °С;
- отклонение от средней температуры в холодной нитке - 0,4 °С;
- СКО от средней температуры в холодной нитке - 0,25 °С.

Эти максимальные значения были отмечены на этапе освоения уровня мощности 75%Nном и были связаны, по-видимому, с дрейфом индивидуальных характеристик ТП. После корректировки поправок к показаниям термодатчиков, выполненной после ППР на этапе освоения мощности 75%Nном разброс показаний термодатчиков в холодной нитке одной петли заметно снизился. Характеристики разброса показаний термодатчиков в одной холодной нитке на этапах освоения уровней мощности 90%Nном и 100%Nном имели следующие максимальные значения:

- размах показаний датчиков в одной нитке - $0,2^{\circ}\text{C}$;
- отклонение от средней температуры в холодной нитке - $0,09^{\circ}\text{C}$;
- СКО от средней температуры в холодной нитке - $0,05^{\circ}\text{C}$.



а)



б)

Рис. 2. Отклонения показаний термодатчиков СВРК в холодных нитках петель

а) Тэфф=0,2 эфф.сут, Np~10%Nном, T1к=280⁰С, Сн3во3=6,02 г/кг, Н10=266 см

б) Тэфф=55 эфф.сут, Np~100%Nном, T1к=301,7⁰С, Сн3во3=4,1 г/кг, Н10=305 см

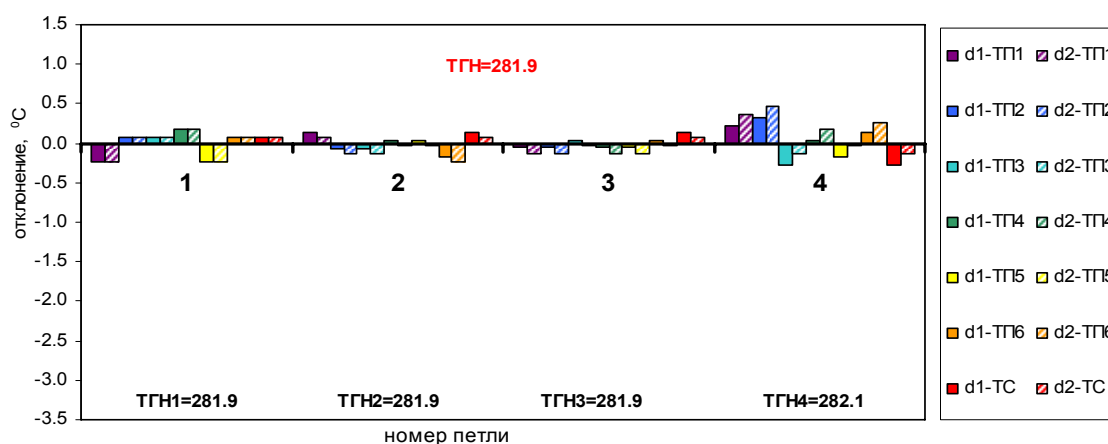
d1 - отклонение показания термодатчика от средней температуры в своей холодной нитке,
d2 - отклонение показания термодатчика от средней температуры по всем холодным ниткам.

Для характеристик разброса показаний термодатчиков холодных ниток от средней температуры по всем холодным ниткам заметна зависимость от уровня мощности и от принадлежности к той или иной петле. При практически постоянном значении СКО от средней температуры холодных ниток на уровне $0,27^{\circ}\text{C}$ произошло постепенное изменение характера распределения отклонений по петлям. На низких уровнях мощности распределение имело более равномерный характер. На уровнях мощности, близких к номинальному уровню мощности, в распределении отклонений появляется гра-

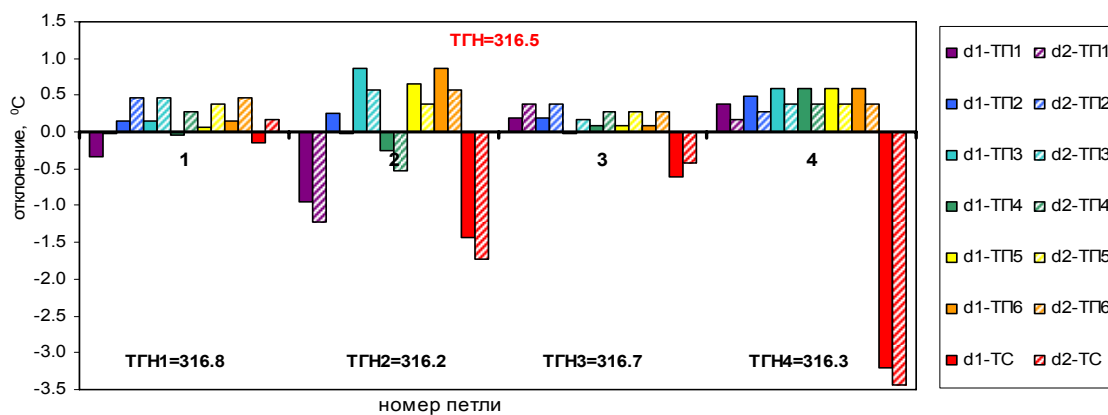
диент. Отклонения изменяются от отрицательных значений в 4 петле к положительным значениям в 1 петле.

Показания термодатчиков в горячих нитках (см. рисунок 3), как в одной петле, так и по всем петлям имели хорошую сходимость (сопоставимую с характеристиками разбросов показаний в холодных нитках) на низких уровнях мощности (10% $N_{ном}$ и 40% $N_{ном}$). Характеристики разброса показаний в одной горячей нитке и по всем горячим ниткам на этих уровнях мощности имели следующие максимальные значения (кроме петли 4):

- размах показаний датчиков в одной горячей нитке - $0,6^{\circ}\text{C}$;
- отклонение от средней температуры в горячей нитке - $0,33^{\circ}\text{C}$;
- СКО от средней температуры в горячей нитке - $0,26^{\circ}\text{C}$;
- размах показаний датчиков в горячих нитках - $0,6^{\circ}\text{C}$;
- отклонение от средней температуры в горячих нитках - $0,39^{\circ}\text{C}$;
- СКО от средней температуры в горячих нитках - $0,22^{\circ}\text{C}$.



а)



б)

Рис. 3. Отклонения показаний термодатчиков СВРК в горячих нитках петель

а) Тэфф=0,2 эфф.сут, $N_p \sim 10\%N_{ном}$, $T_{1к} = 280^{\circ}\text{C}$, $C_{H_2O_3} = 6,02$ г/кг, $H_{10} = 266$ см

б) Тэфф=55 эфф.сут, $N_p \sim 100\%N_{ном}$, $T_{1к} = 301,7^{\circ}\text{C}$, $C_{H_2O_3} = 4,1$ г/кг, $H_{10} = 305$ см

d1 - отклонение показания термодатчика от средней температуры в своей горячей нитке,

d2 - отклонение показания термодатчика от средней температуры по всем горячим ниткам.

Характеристики разброса показаний в горячих нитках петли 2 и особенно петли 4 можно считать неудовлетворительными и, прежде всего, за счет существенного отличия показаний ТС от показаний остальных термодатчиков. Это различие имеет зависимость, близкую к линейной, от уровня мощности реактора. Например, показания ТС в горячей нитке петли 4 имели следующие занижения по отношению к средней темпе-

ратуре в этой нитке ($d1$) и к средней температуре горячих ниток ($d2$) в зависимости от уровня мощности:

- 40% $N_{ном}$, $d1\ TC = 0,83\ ^\circ C$, $d2\ TC = 0,81\ ^\circ C$;
- 75% $N_{ном}$, $d1\ TC = 2,03\ ^\circ C$, $d2\ TC = 1,95\ ^\circ C$;
- 90% $N_{ном}$, $d1\ TC = 2,89\ ^\circ C$, $d2\ TC = 3,11\ ^\circ C$;
- 100% $N_{ном}$, $d1\ TC = 3,21\ ^\circ C$, $d2\ TC = 3,33\ ^\circ C$.

Отмеченные особенности термоконтроля, как в холодных нитках, так и в горячих нитках, не связаны непосредственно с работоспособностью и состоянием программно-технических средств СВРК. По всей видимости, потоки теплоносителя в петлях 1 контура, особенно на больших уровнях мощности в горячих нитках, имеют неоднородную по температуре структуру. Можно сказать, что потоки недостаточно "перемешаны", что и отражается в показаниях конкретных термодатчиков. В свою очередь, отмеченная неоднородность может быть связана с особенностями теплогидравлических характеристик петель 1 контура и реактора, а также с характером распределения энерговыделения в активной зоне. Такое предположение подтверждается данными, полученными при динамических испытаниях блока и при измерениях нейтронно-физических характеристик активной зоны. Эти данные показали, что характеристики разброса показаний термодатчиков в горячих нитках петель 1 контура и особенно петли 2 и 4 существенно изменялись с изменением режима работы РУ и распределения энерговыделения в активной зоне.

По результатам анализа петлевого термоконтроля теплоносителя 1 контура во время ввода энергоблока в эксплуатацию можно сказать, что подтверждены особенности петлевого термоконтроля, которые характерны для всех блоков с ВВЭР-1000 (проект В-320). Тем не менее, в настоящее время в доступных публикациях до сих пор нет обоснованного объяснения отмеченных особенностей и путей формализации выявленных зависимостей. В качестве одной из возможностей в ППО СВРК-М предусмотрены индивидуальные весовые коэффициенты на показания термодатчиков.

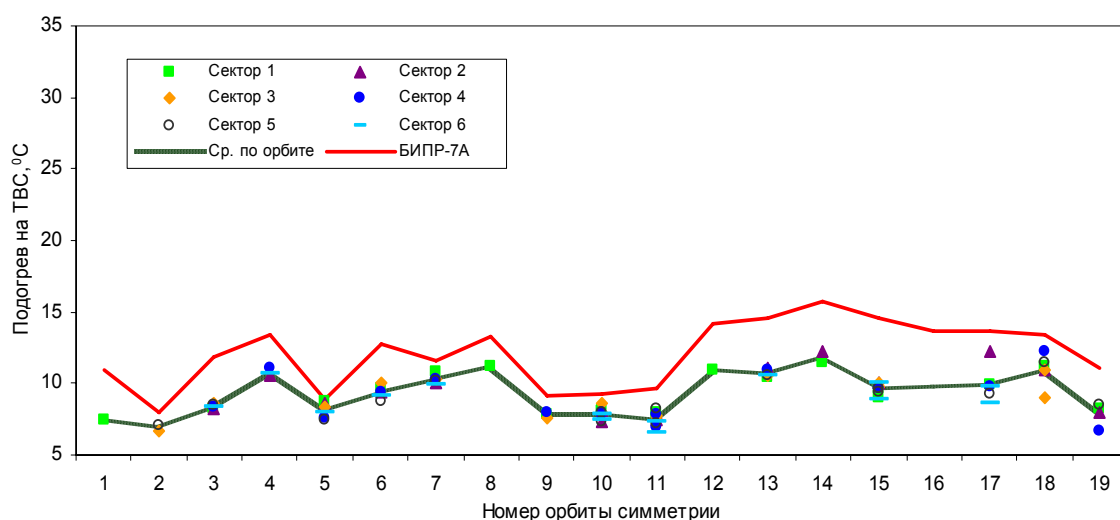
4.2.4 Контроль температуры теплоносителя на выходе из ТВС

Особенностью контроля температуры теплоносителя на выходе из ТВС на блоке №3 КАЭС, как и на всех блоках проекта В-320, В-302 [2, 3, 4], является сильное влияние на показания ТП на выходе из ТВС протечек недогретого теплоносителя через трубки ПЭЛ. Это влияние в различных ТВС, даже в одной орбите симметрии, проявляется в различной степени. Различная степень влияния связана с различным положением посадочного гнезда ТП в головке ТВС по отношению к струям теплоносителя, которые поступают в головку ТВС из трубок ПЭЛ и из пучка твэлов с разной температурой в связи с неравномерностью энерговыделения по сечению ТВС. Указанная особенность проявляется в заниженных показаниях ТП на выходе из ТВС, а также в большом разбросе показаний ТП в орбитах симметрии. Поскольку в загрузке активной зоны блока №3 КАЭС были использованы ТВС без СВП, то особенность термоконтроля на выходе из ТВС проявилась сильнее, чем при загрузках с использованием СВП, что наблюдалось по величинам недогрева теплоносителя и величинам разброса показаний в орбитах симметрии. Полученные данные показали, что представительность контроля температуры на выходе из ТВС ухудшалась с ростом уровня мощности реактора, как по величине занижения температуры, так и по величине разброса показаний в орбитах симметрии. СКО от средней температуры в орбитах симметрии по всем точкам контроля на выходе из ТВС (σ) и общее занижение показаний ТП на выходе из ТВС по сравнению со средней температурой горячих ниток (t_n) для анализируемых режимов были следующими:

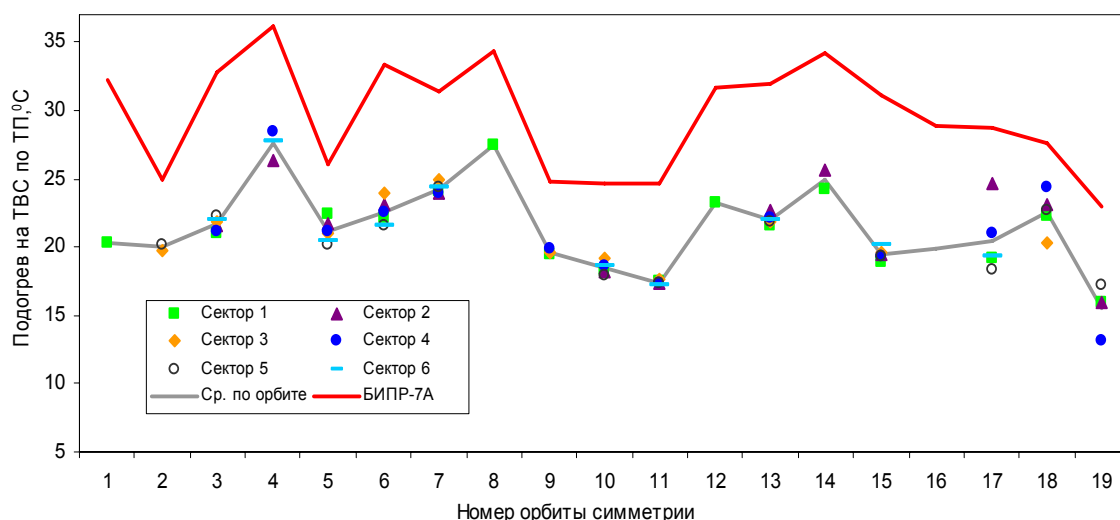
- ФП, $T_{эфф} = 0\ \text{эф.сут.}$, $\sigma = 0,20\ ^\circ C$, $t_n = 0,0\ ^\circ C$;
- ЭП-10% $N_{ном}$, $T_{эфф} = 0,2\ \text{эф.сут.}$, $\sigma = 0,28\ ^\circ C$, $t_n = 0,7\ ^\circ C$;

- ЭП-40%N_{ном}, Тэфф = 3 эф.сут., $\sigma = 0,52$ °C, $t_n = 3,1$ °C;
- ОПЭ-75%N_{ном}, Тэфф = 17,7 эф.сут., $\sigma = 0,85$ °C, $t_n = 6,3$ °C;
- ОПЭ-90%N_{ном}, Тэфф = 49 эф.сут., $\sigma = 0,9$ °C, $t_n = 8,4$ °C;
- ОПЭ-100%N_{ном}, Тэфф = 55 эф.сут., $\sigma = 0,95$ °C, $t_n = 9,3$ °C;
- ОПЭ-100%N_{ном}, Тэфф = 102 эф.сут., $\sigma = 1,08$ °C, $t_n = 9,3$ °C.

Большее значение СКО при эффективном времени работы 102 эффективных суток связано с тем, что к данному моменту загрузка активной зоны имела увеличенную асимметрию из-за замены во время ППР на подэтапе освоения номинальной мощности одной выгоревшей ТВС свежей ТВС. На рисунке 4 приведены распределения подогревов на ТВС в орбитах симметрии для двух состояний. Наибольшие значения разбросов (от 4 °C до 7 °C на номинальном уровне мощности) наблюдаются для орбит находящихся на периферии активной зоны (17, 18 и 19 орбиты). Это связано, по всей видимости, как уже было отмечено с большей неравномерностью энерговыделения по сечению ТВС в периферийных ТВС.



а)



б)

Рис. 4. Распределение подогревов теплоносителя на ТВС в орбитах симметрии по показаниям ТП на выходе из ТВС

а) Тэфф=3,0 эф.сут, $N_p \sim 40\%N_{ном}$, $T_{1к} = 287$ °C, $C_{H_3BO_3} = 4,9$ г/кг, $H_{10} = 292$ см

б) Тэфф=55 эф.сут, $N_p \sim 100\%N_{ном}$, $T_{1к} = 301,7$ °C, $C_{H_3BO_3} = 4,1$ г/кг, $H_{10} = 305$ см

Представленные данные свидетельствуют о том, что контроль температуры теплоносителя на выходе из ТВС имеет низкую представительность по причинам, не связанным непосредственно с программно-техническими средствами СВРК. Таким образом, проектные пределы по параметрам, контролируемым на основе измерений температур теплоносителя на выходе из ТВС должны устанавливаться и уточняться с учетом представленных опытных данных. Повышение представительности контроля температуры на выходе из ТВС является существенной проблемой. Для решения этой проблемы могут быть приняты либо конструктивные изменения в головке ТВС и нижней плите БЗТ [2, 3], либо изменение места установки термодатчиков (например, как предусмотрено в КНИТ). В настоящее время по этому направлению выполняются отдельные работы [3, 4] и проблема остается открытой для решения и распространения положительного опыта на всех эксплуатируемых энергоблоках.

4.3 Контроль энерговыделения в активной зоне

Правильность функционирования СВРК и достоверность информации в части контроля энерговыделения активной зоны оценивалась в стационарных состояниях при испытаниях "на мощности". С учетом особенностей измерительной системы и объекта контроля были использованы следующие методы:

- анализ первичной информации (токов ДПЗ) исходя из симметричности первой топливной загрузки;
- анализ функционалов восстановленного поля энерговыделения исходя из симметричности первой топливной загрузки;
- сравнение функционалов восстановленного поля энерговыделения и функционалов поля энерговыделения по расчетным данным (БИПР-7А).

При анализе токов ДПЗ на отклонения от средних значений соответствующих симметричных ДПЗ из обработки исключались значения, которые отбраковывались по уровню сигнала в измерительной аппаратуре. Такой анализ позволил уже при первом испытании на уровне мощности 10%Nном исключить из обработки сомнительные показания ДПЗ, которые оказывали существенное влияние на восстановленное поле энерговыделения, а также выявить взаимные ошибки коммутации (адресации) в двух парах КНИ. Проведенная перекоммутация сигналов и дальнейшие испытания по проверке соответствия координат датчиков термоконтроля и энерговыделения в активной зоне координатам этих датчиков на средствах отображения информации СВРК подтвердили правильность выводов о наличии ошибок коммутации (адресации) КНИ. Наибольшие отклонения от средних значений в симметричных ДПЗ наблюдались, как правило, для ДПЗ в крайних слоях. Это может быть объяснено разным смещением КНИ по высоте и большими градиентами нейтронного потока на границах активной зоны. Для анализируемых режимов СКО от средних токов ДПЗ в орбитах симметрии по всем точкам контроля (σ) и количество отбракованных ДПЗ (q) из общего количества (448) были следующими:

- ЭП-10%Nном, Тэфф = 0,2 эф.сут., σ = 0,023 мкА; q = 16;
- ЭП-40%Nном, Тэфф = 3 эф.сут., σ = 0,015 мкА; q = 13;
- ОПЭ-75%Nном, Тэфф = 17,7 эф.сут., σ = 0,023 мкА; q = 8;
- ОПЭ-90%Nном, Тэфф = 49 эф.сут., σ = 0,027 мкА; q = 9;
- ОПЭ-100%Nном, Тэфф = 55 эф.сут., σ = 0,032 мкА; q = 9;
- ОПЭ-100%Nном, Тэфф = 102 эф.сут., σ = 0,057 мкА, q = 16.

Большее значение СКО при эффективном времени работы 102 эффективных суток, как уже отмечалось, связано с тем, что к данному моменту загрузка активной зоны имела увеличенную асимметрию из-за замены во время ППР на этапе освоения номинальной мощности одной выгоревшей ТВС свежей ТВС.

Результаты анализа функционалов восстановленного поля энерговыделения (относительные объемных энерговыделений и относительные мощности ТВС) показали, что качество восстановления существенно зависит от качества показаний ДПЗ. При первых испытаниях максимальные относительные отклонения от средних значений в орбитах симметрии в отдельных слоях достигали 80%. После устранения дефектов по показаниям ДПЗ и вывода из обработки сомнительных показаний ДПЗ, а также учета индивидуальных смещений КНИ эти значения не превысили 9% (см. рисунок 5). Увеличение асимметрии в связи с заменой одной ТВС на свежую ТВС во время ППР на подэтапе освоения номинальной мощности привело к увеличению максимального отклонения в этой орбите симметрии (3 орбита) до 26%.

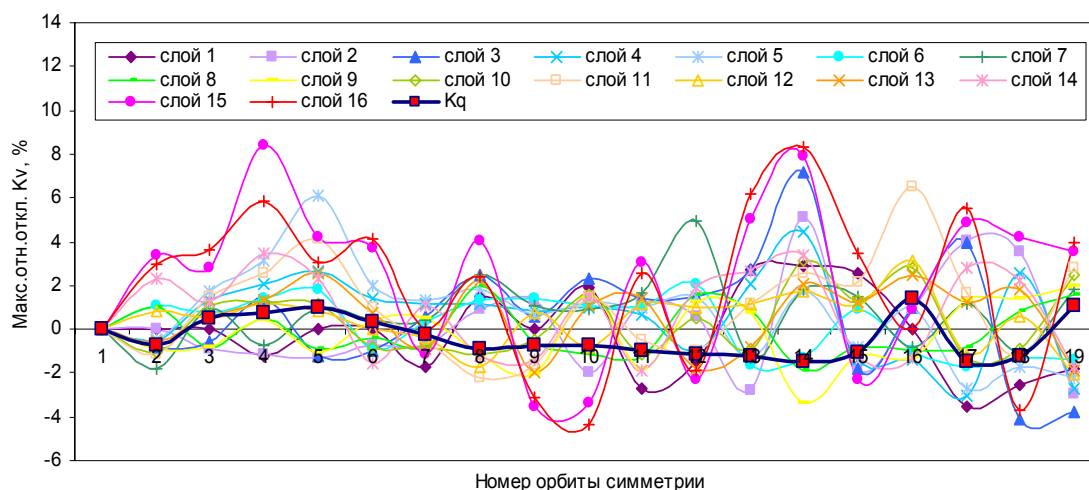


Рис. 5. Распределение максимальных отклонений относительных объемных энерговыделений от средних значений в орбитах симметрии
 $T_{эфф}=55$ эфф.сут, $N_p \sim 100\% N_{ном}$, $T_{1к}=301,7$ °C, $C_{H_3BO_3}=4.1$ г/кг, $H_{10}=308$ см

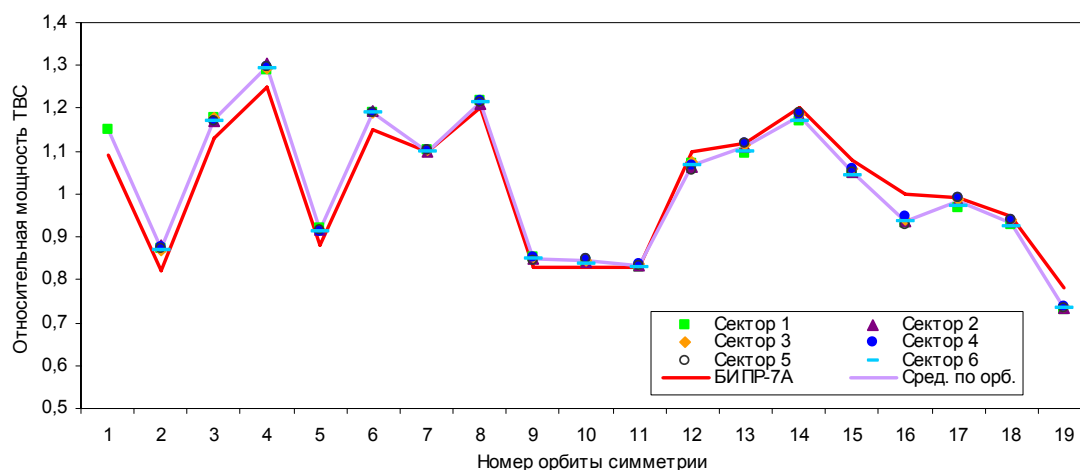
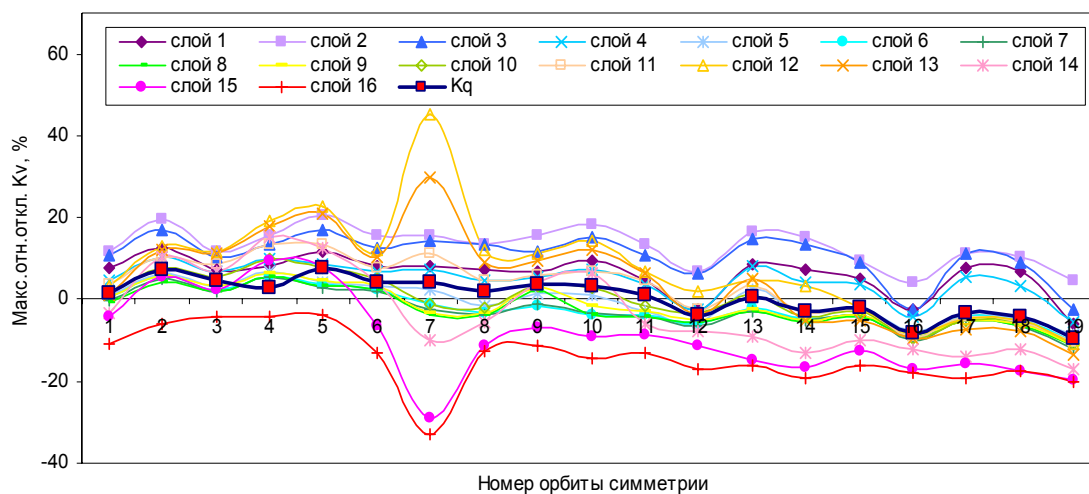


Рис. 6. Распределение относительных мощностей ТВС в орбитах симметрии
 $T_{эфф}=55$ эфф.сут, $N_p \sim 100\% N_{ном}$, $T_{1к}=301,7$ °C, $C_{H_3BO_3}=4.1$ г/кг, $H_{10}=308$ см

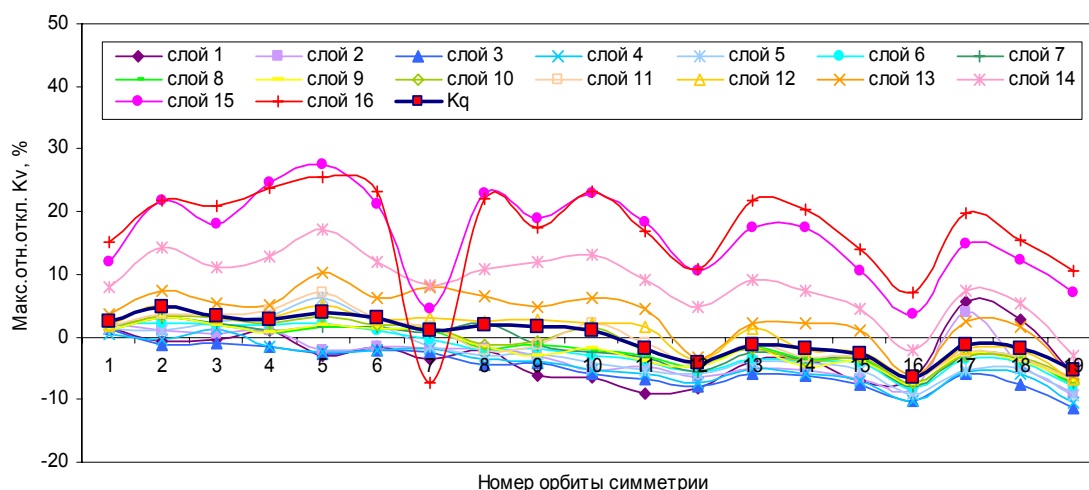
Сравнение функционалов восстановленного поля энерговыделения и поля энерговыделения по расчетным данным показало (см. рисунок 7) следующие особенности:

- наибольшие различия (до 40% при положении рабочей 10 группы на высоте 292 см от низа активной зоны) наблюдались в ТВС с ОР СУЗ, причем эти различия тем больше, чем больше глубина погружения ОР СУЗ;
- в одной орбите симметрии, как правило, наибольшие различия наблюдаются для слоев на границах активной зоны;

– в центральных орбитах симметрии энерговыделение больше по восстановленному полю, а в периферийных – энерговыделение по расчетным данным.



а)



б)

Рис. 7. Распределение максимальных отклонений относительных объемных энерговыделений от расчетных значений в орбитах симметрии

а) Тэфф=3 эфф.сут, $N_p \sim 40\% N_{ном}$, $T_{1к} = 287^\circ\text{C}$, $CH_3BO_3 = 4,9 \text{ г/кг}$, $H_{10} = 292 \text{ см}$

б) Тэфф=55 эфф.сут, $N_p \sim 100\% N_{ном}$, $T_{1к} = 301,7^\circ\text{C}$, $CH_3BO_3 = 4,1 \text{ г/кг}$, $H_{10} = 308 \text{ см}$

Отмеченные особенности проявлялись и при измерениях нейтронно-физических характеристик, когда проводилось определение дифференциальных и интегральных характеристик групп ОР СУЗ и достигались состояния с различной глубиной погружения ОР СУЗ 8, 9, 10 групп. Для дополнительных оценок качества восстановления поля энерговыделения может быть использован метод исключенного ДПЗ. Для этих целей в ППО ВК ВУ предусмотрена специальная сервисная программа. Однако ввиду неполной готовности данной программы в период ПНР оценки по данному методу не приводятся. Тем не менее, как показал в дальнейшем опыт комплексных испытаний аналогичной системы при вводе в эксплуатацию 1 блока Тяньваньской АЭС, метод исключенного ДПЗ подтвердил увеличение погрешности восстановленного поля в ТВС с погруженными ОР СУЗ. Исходя из этого в новых версиях ППО ВК ВУ внесены изменения для более корректного учета погруженных ОР СУЗ. Более полный анализ качества восстановления поля энерговыделения требует также дополнительных данных по состояниям активной зоны с различным выгоранием на протяжении всей топ-

ливной кампании, что выходит за рамки объема комплексных испытаний при вводе блока в эксплуатацию.

По результатам анализа контроля энерговыделения можно сказать, что принятые в системе решения дают удовлетворительные результаты, но в дальнейшем возможно повышение представительности восстановленного поля энерговыделения за счет:

- уточнения алгоритмов расчета и коэффициентов модели для учета влияния погруженных ОР СУЗ;
- уточнения алгоритмов расчета и коэффициентов модели для учета свойств пограничных слоев;
- применения алгоритма дополнительного анализа и отбраковки сомнительных показаний ДПЗ.

4.4 Контроль мощности реактора

Правильность функционирования СВРК и достоверность информации в части контроля мощности реактора оценивалась по отклонению значений мощностей, рассчитанных всеми предусмотренными способами от значения средневзвешенной мощности реактора. Для оценок значений весов мощностей в расчете средневзвешенной мощности принимались во внимание результаты испытаний по исследованию тепловых балансов РУ. В таблице приведены обобщенные результаты испытаний на разных подэтапах энергопуска и опытно-промышленной эксплуатации для следующих режимов работы РУ:

- режим I: $N_p \sim 40\%N_{ном}$, $T_{эфф} = 3,0$ эфф.сут, $H_{10} = 80\%$, $CH_3VO_3 \sim 4.98$ г/кг;
- режим II: $N_p \sim 74\%N_{ном}$, $T_{эфф} = 17,7$ эфф.сут, $H_{10} = 80\%$, $CH_3VO_3 \sim 4.45$ г/кг;
- режим III: $N_p \sim 90\%N_{ном}$, $T_{эфф} = 49$ эфф.сут, $H_{10} = 92\%$, $CH_3VO_3 \sim 4.27$ г/кг;
- режим IV: $N_p \sim 100\%N_{ном}$, $T_{эфф} = 55$ эфф.сут, $H_{10} = 88\%$, $CH_3VO_3 \sim 4.1$ г/кг.

Мощности реактора, рассчитанные разными способами при различных режимах работы РУ

Режим работы РУ	$\frac{N1K, MBT}{\delta NAK3, \%N_{ном}}$	$\frac{N2K, MBT}{\delta NAK3, \%N_{ном}}$	$\frac{NIK, MBT}{\delta NAK3, \%N_{ном}}$	$\frac{NЭД, MBT}{\delta NAK3, \%N_{ном}}$	$\frac{NПВД, MBT}{\delta NAK3, \%N_{ном}}$	$\frac{NAK3, MBT}{\text{веса}}$
I	1164	1187	1197	1127		1164
	0,0	0,8	1,1	1,23		$N1K=1,0$
II	2216	2205	2205	2149	2240	2210
	0,3	0,2	0,2	2,8	1,3	$N1K=0,5$ $N2K=0,5$
III	2710	2611	2678	2530	2480	2649
	2,3	1,4	1,1	4,5	6,4	$N1K=0,4$ $N2K=0,6$
IV	2996	2912	2989	2823	2784	2943
	1,8	1,0	1,5	4,1	5,4	$N1K=0,36$ $N2K=0,63$ $NIK=0,01$

По представленным данным видно, что при всех режимах наблюдалось существенное занижение значения мощности по ДПЗ (НДПЗ). Это занижение было связано с некорректной реализацией алгоритма расчета по данному способу, неточной настройкой констант и неоптимальным выбором значений коэффициентов. Перед проведением динамических испытаний на номинальном уровне мощности дефект по НДПЗ был устранен. При освоении уровня мощности $75\%N_{ном}$ появились следующие проблемы по контролю мощности, которые не наблюдались при освоении более низких уровней мощности:

- существенная разница (60-100 МВт) между значениями мощностей по параметрам 1 и 2 контуров (N1K и N2K);
- существенное занижение (150-200 МВт) от средневзвешенной мощности значений мощности по параметрам питательной воды за ПВД (NПВД).

По первой проблеме было сделано предположение, что имеется завышение значения мощности по параметрам 1 контура, которое может быть связано с изменением распределения энерговыделения в активной зоне и влиянием формы энерговыделения в активной зоне на показания термодатчиков в горячих нитках петель 1 контура. В соответствии с расчетными и наблюдаемыми данными произошло перераспределение максимального энерговыделения из периферийной области активной зоны в центральную. Для снижения разницы было рекомендовано внести поправку (-20 МВт) на значение мощности по параметрам 1 контура, а также уменьшить значение весового коэффициента для данного способа. Кроме этого, было рекомендовано при расчете мощности по параметрам 2 контура ввести учет на тепловых потери с продувкой ПГ, что должно повысить значения мощности по параметрам 2 контура в максимуме на 0.6%Nном.

Вторая проблема связана с некорректностью расчета тепловой мощности по параметрам питательной воды за ПВД в связи с особенностями трактов питательной воды и проектных точек контроля для данного типа турбины. Эти особенности проявилась при включении в работу КГТН (гидротурбинного насоса конденсата греющего пара). При работе КГТН расчет значения мощности реактора по параметрам питательной воды перед ПВД стал иметь систематическую погрешность из-за неучета в расходе питательной воды перед ПВД доли расхода от КГТН. Для корректного расчета мощности по параметрам за ПВД был предложен проект технического решения по вводу в СВРК следующих дополнительных параметров:

- давление конденсата сепаратора пароперегревателя (СПП) на напоре КГТН;
- температура конденсата СПП на напоре КГТН;
- расход конденсата СПП на напоре КГТН.

Для оценки точности расчетов тепловых мощностей были проведены дополнительные измерения в режимах работы с отключенным КГТН. Полученные результаты показали хорошую сходимость (до 0.1%Nном) значений тепловых мощностей по параметрам питательной воды за ПВД и перед ПГ. Поскольку проектом не предусмотрено измерение расхода конденсата СПП на напоре КГТН, то реализация технического решения по внедрению новой точки контроля должна занять длительное время. На этот период было рекомендовано в расчете средневзвешенной мощности реактора не учитывать мощность по параметрам за ПВД, а также периодически проводить проверку расчетов мощностей в режимах с отключенным КГТН.

5 Заключение

Выполненные комплексные испытания модернизированной системы внутриреакторного контроля СВРК-М показали свою необходимость как для удовлетворения требованиям нормативных документов, так и с точки зрения технической целесообразности. Принятое поэтапное проведение комплексных испытаний позволило своевременно выявить и устранить ряд дефектов и несоответствий, что явилось одним из необходимых условий для межведомственных испытаний и приемкой системы в промышленную эксплуатацию. На протяжении всего периода ввода блока в эксплуатацию не было технологических ограничений на режимы эксплуатации РУ по состоянию СВРК.

Опыт выполненных работ при вводе в эксплуатацию блока №3 Калининской АЭС и опыт проведения аналогичных работ показывает, что достоверность и качество выходной информации СВРК зависит как от состояния программно-технических средств

СВРК, так и от правильного и своевременного учета в базе данных и алгоритмах функционирования особенностей объекта контроля и измерительной системы. Данное обстоятельство должно быть принято во внимание при промышленной эксплуатации системы. Имеется ряд общих проблемных вопросов, упоминаемых в настоящей работе, решение которых может повысить представительность выходной информации СВРК всех эксплуатируемых и вводимых в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000.

Исходя из планов ввода в эксплуатацию большого количества энергоблоков с ВВЭР, которые будут оснащаться аналогичными системами, необходим единый системный подход к проведению комплексных испытаний СВРК новых поколений и на новых проектах. Этот подход должен включать требования к порядку проведения и видам комплексных испытаний, методикам проведения испытаний и обработки получаемых результатов, критериям успешности испытаний. Для систем старого поколения такая систематизация была сделана в работе [5].

Список литературы

1. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97. ПНАЭ Г-01-011-97.
2. Анализ представительности контроля температуры теплоносителя на выходе из кассет в серийных реакторах ВВЭР-1000. 302-СМ-001. ОКБ "Гидропресс", 1983 г.
3. В.С.Кууль и др. Модернизированная головка ТВСА с улучшенным термоконтролем. Стендовая отработка конструкции и результаты реакторных испытаний. Труды 3-й научно-технической конференции "Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР", г.Подольск, 20-30 мая 2003 г.
4. В.Ф.Бай и др. Опыт эксплуатации термоконтроля ВВЭР-1000 и повышения надежности контроля условий работы ТВС (энергоблоки 1-й очереди Калининской АЭС). Доклад на международном симпозиуме "Измерения, важные для безопасности реакторов". 2-е собрание, г.Москва, 10-12 сентября 2002 г.
5. В.А. Брагин и др. Системы внутриреакторного контроля АЭС с реакторами ВВЭР. М., Энергоатомиздат, 1987.

Перечень принятых сокращений

АЗ	- аварийная защита
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическим процессом
АЭС	- атомная электрическая станция
БД	- база данных
БЗТ	- блок защитных труб
ВВЭР	- водо-водяной энергетический реактор
ВК	- вычислительный комплекс
ВУ	- верхний уровень
ДПЗ	- датчик прямой зарядки
КГТН	- гидротурбинный насос конденсата греющего пара
КНИ	- канал нейтронно-измерительный
КНИТ	- канал нейтронных и температурных измерений
ОПЭ	- опытно-промышленная эксплуатация
ОР СУЗ	- орган регулирования системы управления и защиты
ПВД	- подогреватель высокого давления
ПГ	- парогенератор
ПЗ	- предупредительная защита
ПНР	- пуско-наладочные работы
ППО	- прикладное программное обеспечение
ППР	- планово-предупредительный ремонт
ПТК	- программно-технический комплекс
ПЭЛ	- поглощающий элемент

РУ	- реакторная установка
СВБУ	- система верхнего блочного уровня
СВП	- стержень выгорающего поглотителя
СВРК	- система внутриреакторного контроля
СКО	- среднеквадратичное отклонение
СКУД	- система контроля, управления и диагностики
СПП	- сепаратор пароперегреватель
ТС	- термометр сопротивления
ТП	- термопара
ТВС	- тепловыделяющая сборка
ТВЭЛ	- тепловыделяющий элемент
ХГО	- холодно-горячая обкатка
ЭП	- энергетический пуск