

ВЕРИФИКАЦИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В ГОРЯЧИХ НИТКАХ ПЕТЕЛЬ ПЕРВОГО КОНТУРА РУ С ВВЭР-1000

Ю.В. Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин, А.С. Королев
АО "Атомтехэнерго", Нововоронежский филиал "Нововоронежатомтехэнерго",
Нововоронеж, Россия

Введение

При эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 [1, 2, 3], а также и энергоблоков АЭС с PWR [4, 5] существует проблема корректного определения средневзвешенной температуры теплоносителя в горячих нитках главного циркуляционного контура (ГЦК) по информации измерительных каналов вследствие температурной стратификации теплоносителя. Эта проблема оказывает влияние на безопасность и экономичность эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР и PWR.

В целях повышения безопасности и экономичности эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 авторами была разработана новая методика определения температуры теплоносителя в горячих нитках первого контура РУ с ВВЭР-1000. Методика разработана на основе анализа экспериментальных и расчетных данных [6]. Основные данные были получены авторами при проведении ими натурных испытаний при вводе в эксплуатацию энергоблоков с ВВЭР-1000 разных проектов.

Для обоснования возможностей достижения поставленных целей с применением новой методики была выполнена ее верификация. Верификация проводилась путем сравнения результатов расчетов без использования методики и с использованием методики в различных основных эксплуатационных состояниях. Для повышения представительности верификации привлекались данные с разных энергоблоков, которые отличаются составом и размещением первичных преобразователей, а также топливными нагрузками. Кроме этого, принималось во внимание, что разные энергоблоки имеют особенности технологических систем и оборудования, которые необходимо учитывать при проведении расчетов тепловой мощности реактора различными способами. Таким образом, по составу выполненных работ, можно заключить, что была выполнена расширенная верификация или кросс-верификация методики.

Описание эксплуатационных состояний и режимов, использованных при верификации

Основными данными для проведения верификации методики являлись данные по 1-й топливной нагрузке энергоблока №3 Ростовской АЭС с РУ В-320 (далее по тексту – объект-А). Эти данные были получены при следующих режимах:

- Режим А-I-1-1. Стационарное "горячее" состояние на уровне температуры теплоносителя 1-го контура 269 °С перед выводом реактора в критическое состояние;
- Режим А-I-1-2. Стационарное "горячее" состояние на уровне температуры теплоносителя 1-го контура 275 °С перед выводом реактора в критическое состояние;
- Режим А-I-1-3. Стационарное "горячее" состояние на уровне температуры теплоносителя 1-го контура 280 °С перед выводом реактора в критическое состояние;
- Режим А-I-2-1. Разогрев 1-го контура от 269 °С до 275 °С с постоянной скоростью перед выводом реактора в критическое состояние;
- Режим А-I-2-2. Разогрев 1-го контура от 275 °С до 280 °С постоянной скоростью перед выводом реактора в критическое состояние;
- Режим А-II-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 10 % Nном и эффективным временем работы реактора 0 эфф. сут.;
- Режим А-II-2. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 30 % Nном и эффективным временем работы реактора 4 эфф. сут.;

- Режим А-II-3-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 40 %Nном при положении 10-й группы ОР СУЗ 89 % от низа активной зоны и эффективным временем работы реактора 12 эфф. сут.;
- Режим А-II-3-2. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 40 %Nном при положении 10-й группы ОР СУЗ 65% от низа активной зоны и эффективным временем работы реактора 12 эфф. сут.;
- Режим А-II-4-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 50 %Nном и эффективным временем работы реактора 15 эфф. сут.;
- Режим А-II-4-2. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 50 %Nном и эффективным временем работы реактора 25 эфф. сут.;
- Режим А-III-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 75 %Nном и эффективным временем работы реактора 45 эфф. сут.;
- Режим А-III-2. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 90 %Nном и эффективным временем работы реактора 66 эфф. сут.;
- Режим А-III-3-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 100 %Nном при положении 10-й группы ОР СУЗ 86% от низа активной зоны и эффективным временем работы реактора 72 эфф. сут.;
- Режим А-III-3-2. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 100 %Nном при положении 10-й группы ОР СУЗ 70% от низа активной зоны и эффективным временем работы реактора 72 эфф. сут.;
- Режим А-IV-1. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном с эффективным временем работы реактора 100 эфф.сут.;
- Режим А-IV-2. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном с эффективным временем работы реактора 130 эфф.сут.;
- Режим А-IV-3. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном и эффективным временем работы реактора 160 эфф.сут.;
- Режим А-IV-4. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном и эффективным временем работы реактора 190 эфф.сут.;
- Режим А-IV-5. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном и эффективным временем работы реактора 220 эфф.сут.;
- Режим А-IV-6. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном и эффективным временем работы реактора 250 эфф.сут.;
- Режим А-IV-7. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 %Nном и эффективным временем работы реактора 280 эфф.сут.

Как видно из представленного перечисления обозначения режимов отражают основные технологические особенности, которые можно отнести к отдельным этапам верификации, а именно:

этап I – режимы в "горячем" состоянии на разных уровнях температуры теплоносителя 1-го контура в стационарных состояниях и при разогревах 1-го контура;

этап II – режимы с разными уровнями мощности от 10 %Nном до 50 %Nном включительно, когда предполагается, что явление стратификации незначительно и не оказывает существенного влияния на погрешность и представительность контроля температуры в горячих нитках. При этом для полноты анализа включены состояния с разным положением рабочей группы ОР СУЗ и с разным выгоранием при одном уровне мощности.

этап III – режимы с разными уровнями мощности от 75 %Nном до 100 %Nном, когда предполагается, что явление стратификации уже значимо и оказывает существенное влияние на погрешность и представительность контроля температуры в горячих нитках прямо

пропорционально уровню мощности. Также как и для предыдущих режимов включены состояния с разным положением рабочей группы ОР СУЗ;

этап IV – режимы на номинальном уровне мощности с разным эффективным временем работы реактора.

Дополнительными данными для проведения верификации являлись данные по 1-й топливной загрузке энергоблока №4 Калининской АЭС с РУ В-320 (далее по тексту – объект-В), а также по 4-й топливной загрузке энергоблока №2 Ростовской АЭС с РУ В-320 (далее по тексту – объект-С).

Для объекта-В данные были получены при следующих режимах:

- Режим В-I-1-3. Стационарное "горячее" состояния на уровне температуры теплоносителя 1-го контура 280 °С перед выводом реактора в критическое состояние;
- Режим В-II-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 10 % $N_{ном}$ и эффективным временем работы реактора 0 эфф. сут.;
- Режим В-II-3. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 40 % $N_{ном}$ и эффективным временем работы реактора 2 эфф. сут.;
- Режим В-II-4. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 50 % $N_{ном}$ и эффективным временем работы реактора 4 эфф. сут.;
- Режим В-III-1. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 75 % $N_{ном}$ и эффективным временем работы реактора 47 эфф. сут.;
- Режим В-III-2. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 90 % $N_{ном}$ и эффективным временем работы реактора 71 эфф. сут.;
- Режим В-III-3. Стационарное состояние при освоении уровня мощности 100 % $N_{ном}$ с эффективным временем работы реактора 74 эфф.сут.;
- Режим В-IV-3. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ с эффективным временем работы реактора 155 эфф.сут.;
- Режим В-IV-6. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ с эффективным временем работы реактора 245 эфф.сут.

Для объекта-С данные были получены при следующих режимах:

- Режим С-I-1-3. Стационарное состояние при минимально контролируемом уровне мощности после вывода реактора в критическое состояние;
- Режим С-II-1. Стационарное состояние на уровне мощности 12 % $N_{ном}$ в начале топливной кампании при наборе мощности;
- Режим С-II-2. Стационарное состояние на уровне мощности 30 % $N_{ном}$ в начале топливной кампании при наборе мощности;
- Режим С-III-1. Стационарное состояние на уровне мощности 75 % $N_{ном}$ в начале топливной кампании при наборе мощности;
- Режим С-III-3. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ с эффективным временем работы реактора 5 эфф.сут.;
- Режим С-IV-1. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ с эффективным временем работы реактора 24 эфф.сут.;
- Режим С-IV-2. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ эффективным временем работы реактора 144 эфф.сут.;
- Режим С-IV-3. Стационарное состояние при эксплуатации на уровне мощности 100 % $N_{ном}$ с эффективным временем работы реактора 230 эфф.сут.

Из представленных режимов для объекта-В и объекта-С видно, что они обозначены для удобства сравнения и анализа с учетом обозначения этапов и режимов для объекта-А. Таким

образом, эти обозначения также отражают технологические особенности, которые оказывают влияние на значимость температурной стратификации в горячих нитках. Во всех использованных режимах в работе находились 4 ГЦН. Для исключения систематических погрешностей все значения, используемые в расчетах по верификации методики, были получены путем обработки исходной информации из оперативных архивов штатных СКУ за период времени не менее 5-10 минут с периодом регистрации в 1 секунду. Обработка исходной информации и получение усредненных значений с оценкой работоспособности используемых каналов контроля и достоверности их показаний проводилась по алгоритмам обработки, представленным в соответствующих разделах методики.

Основные результаты верификации и их анализ

При проведении верификации были выполнены и проведен анализ результатов всех предусмотренных методикой работ в соответствии с рекомендованными этапами и последовательностью. Ввиду большого объема полученных данных в настоящей работе представляются только основные результаты выполненной верификации. Во всех анализируемых состояниях в качестве характеристики стратификации рассматривалось среднеквадратичное отклонение (СКО) показаний всех измерительных каналов СВРК в одной нитке от средней температуры в этой нитке. С учетом проектных характеристик используемых каналов контроля температуры с термопарами (ТП) и термосопротивлениями (ТС) влияние стратификации считалось существенным при СКО показаний разных каналов контроля температуры в одной нитке превышающем $0,4\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В соответствии с методикой на этапе I верификации в режимах "горячего" состояния РУ на всех исследованных объектах были выполнены и/или проанализированы проверки и тарировки температурного контроля теплоносителя 1-го контура. По результатам этих работ определялась необходимость внесения первичных аддитивных поправок к показаниям измерительных каналов контроля температуры теплоносителя 1-го контура. Состояние проверяемых каналов контроля на всех объектах удовлетворяло используемым критериям успешности. Например, для объекта-А СКО поправок для пяти использованных режимов (режимы А-1) не превысило $0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, а их распределения с хорошим приближением соответствовали нормальному закону. При этом максимальные значения поправок для каналов петлевого контроля не превысили $0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$. После внесения поправок характеристики стали еще лучшими, а именно, СКО снизилось до уровня $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На этапе II верификации проводились оценки распределений температур в горячих и холодных нитках на уровнях мощности не превышающих $(40-50)\%N_{ном}$ и определялась необходимость уточнения поправки к перепаду давления на ГЦН при расчете расхода теплоносителя в петлях 1-го контура. Обобщенные результаты анализа распределений температур в этих режимах приведены на рисунке 1. По данному рисунку видно, что подтверждается положение методики о несущественности стратификации на уровнях мощности до $(40-50)\%N_{ном}$ для объекта-А и объекта-В. Для объекта-С существенность стратификации стала сказываться фактически уже с $10\%N_{ном}$. Таким образом, для этого объекта уточнение поправки к перепаду давления на ГЦН согласно текущей версии методики не может быть проведено. На этом объекте, исходя из особенностей топливной загрузки по сравнению с первыми загрузками на объекте-А и объекте-В, наблюдалась и самая существенная стратификация. Поэтому на фоне значительной погрешности из-за стратификации уточнение поправки к перепаду давления на ГЦН в данном случае не может внести значимое уменьшение суммарной погрешности. Тем не менее, существует возможность внесения поправки, если обратить внимание на то, что стратификация носит разный характер для разных петель. В частности, для петли-1 она остается несущественной и для этого объекта. На этой основе можно найти поправку для данной петли и распространить ее на остальные петли, исходя из симметричности загрузки и равномерной нагрузки ПГ. Однако, это

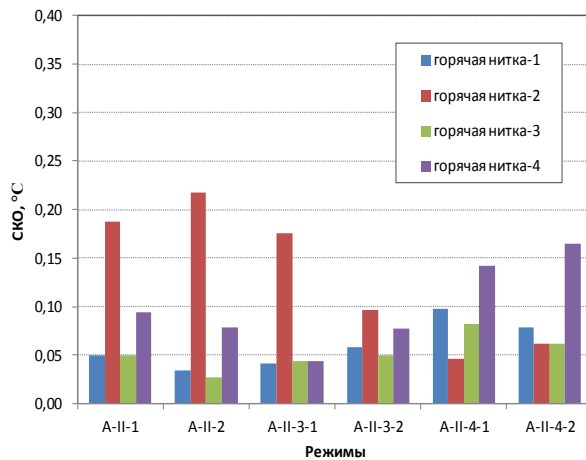
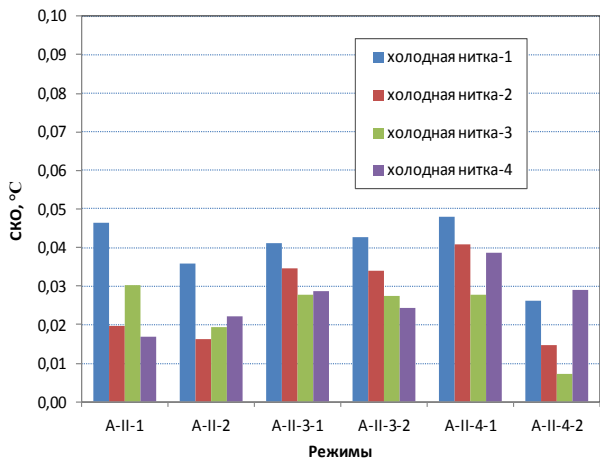
положение в текущей версии методики не представлено и требует дополнительного анализа с последующим возможным дополнением методики в части случаев существенных стратификаций уже на низких уровнях мощности. Это касается и необходимости привлечения для анализа расчетов по CFD кодам, прежде всего, для объектов с самой существенной стратификацией. Также в соответствии с методикой на этапе II проводились непосредственные работы или проводился анализ результатов работ по определению теплового баланса РУ по 1-му и 2-му контурам. По результатам этих работ было обращено внимание, что для выполнения критериев успешности на объекте-А и объекте-С нужны определенные мероприятия для уточнения показаний расходов питательной воды перед ПГ. Уточнение определялось учетом положений пусковых и основных регуляторов в разных режимах работы и использованием материальных балансов на линиях ПВД и ПГ, а также сравнением с результатами измерений с помощью ультразвуковых расходомеров.

На этапе III верификации проводились оценки распределений температур в горячих и холодных нитках на уровнях мощности превышающих (40-50) % $N_{ном}$ и до номинального уровня мощности. На этапе IV верификации проводилась аналогичная оценка для режимов работы на номинальном уровне мощности с разным эффективным временем работы реактора. Обобщенные результаты анализа распределений температур в режимах на этих этапах верификации приведены на рисунках 2 и 3. Приведенные данные показывают, что подтвердилось положение методики о линейности зависимости стратификации на уровнях мощности от (40-50) % $N_{ном}$ до 100 % $N_{ном}$ для объекта-А и объекта-В с разным уровнем роста влияния в зависимости от объекта, а также от номера петли. При этом для всех объектов самая существенная стратификация наблюдается в петле-2 и петле-4, затем в петле-3 и самая низкая стратификация в петле-1. Для объекта-С, как было уже ранее отмечено, существенность стратификации стала сказываться фактически уже с 10 % $N_{ном}$. Таким образом, для этого объекта этот уровень мощности и должен считаться граничным, в отличие от других объектов, на которых граничный уровень соответствует (40-50) % $N_{ном}$, рекомендованному методикой. Для всех объектов и для всех петель величина достоверности аппроксимации линейной зависимостью не менее 0,99. Распределения температур в зависимости от эффективного времени работы реактора существенных изменений не отражают. Это значит, что поправки, рассчитанные по методике в начале топливной кампании должны сохранять свою эффективность в течение достаточно длительного времени. Для более точных утверждений нужны дополнительные подробные наблюдения на нескольких объектах в течение разных топливных загрузок и сравнения с расчетами по CFD кодам, особенно для объектов с наиболее существенными эффектами стратификации.

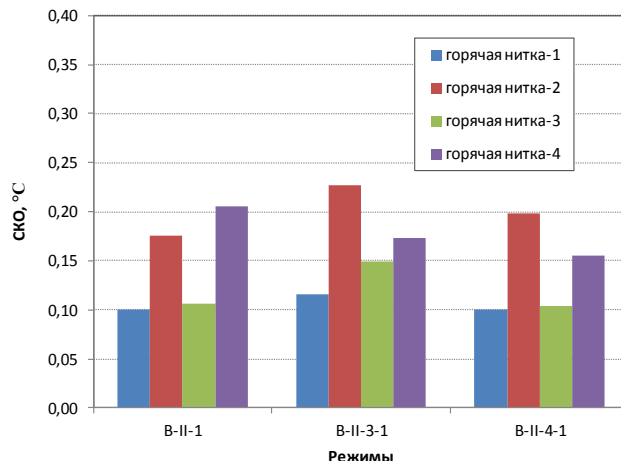
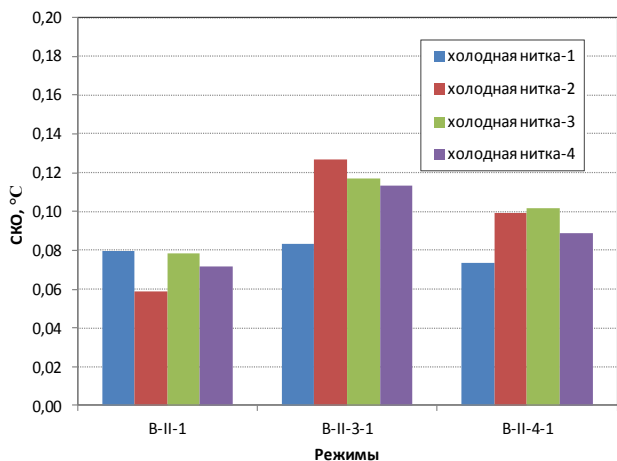
На этапе III верификации в соответствии с методикой по результатам определения теплового баланса по 1-му и 2-му контурам были определены реперные (опорные) температуры и их погрешности. Полученные реперные температуры и погрешности их определения показывают, что дальнейший расчет и использование поправок к показаниям каналов контроля температуры в горячих нитках должны проводиться с учетом исходных погрешностей средневзвешенных температур и отличий показаний отдельных каналов контроля от средневзвешенной температуры.

В ходе завершающих работ по верификации были рассчитаны искомые поправки для корректировки показаний измерительных каналов контроля. Обобщенные конечные результаты для представления эффективности использования методики по всем исследованным объектам приведены в таблице 1. Исходя из уровня значимости стратификации наибольший эффект от применения корректировок показаний в каналах контроля температуры теплоносителя в горячих нитках достигается на объекте-С. На этом объекте с применением корректировок по методике может быть достигнуто общее снижение погрешности определения среднемассовой температуры в горячих нитках до 0,6 °С и, соответственно, снижение погрешности определения мощности по параметрам 1-го контура до 60 МВт или 2 % $N_{ном}$. На объекте-В применение корректировок приводит в конечном

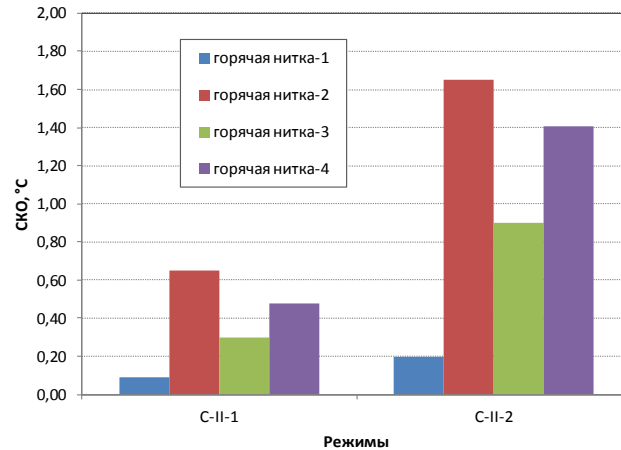
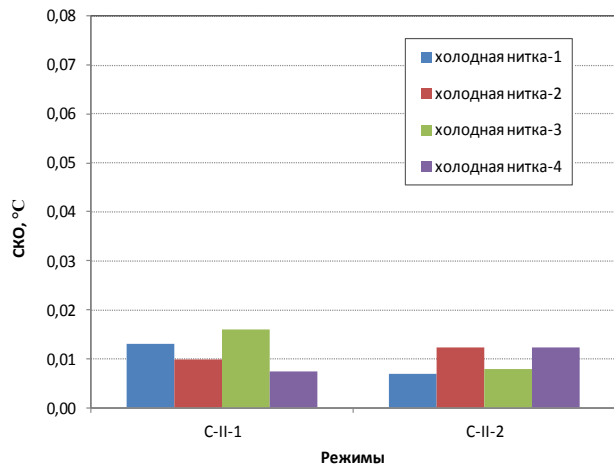
итоге к снижению погрешности определения мощности по параметрам 1-го контура до 20 МВт или 0,7 %Nном, а на объекте-А – до 10 МВт или 0,3 %Nном.



Объект-А

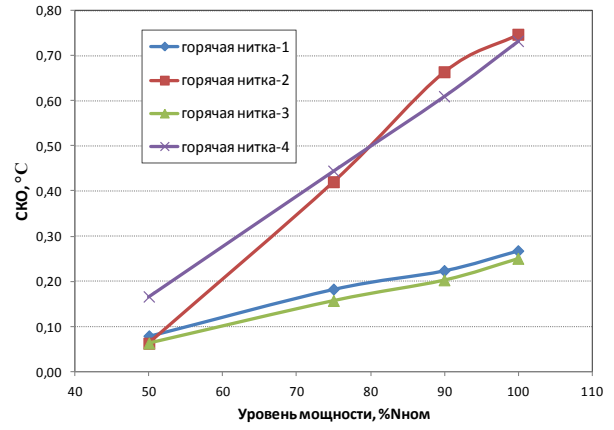
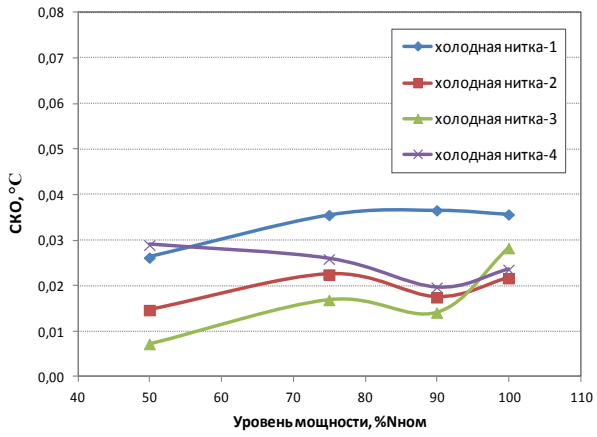


Объект - В

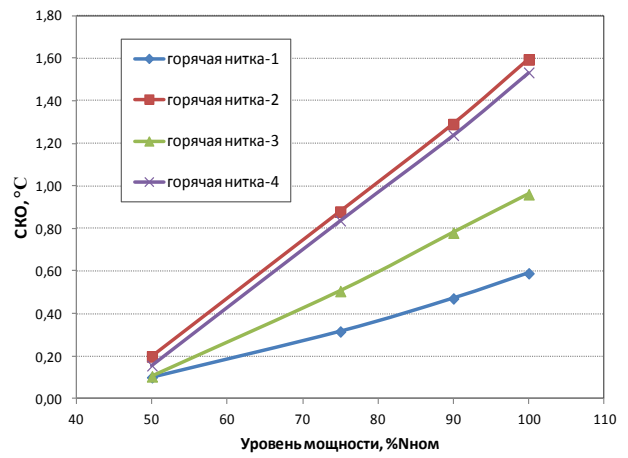
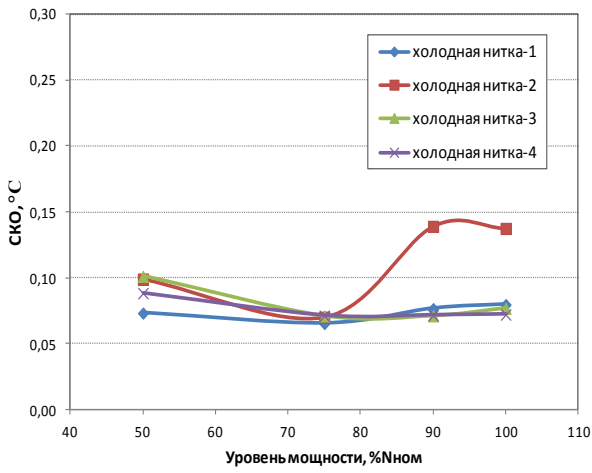


Объект - С

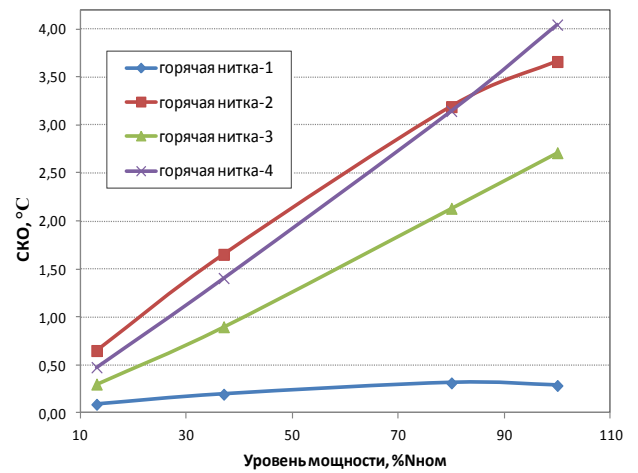
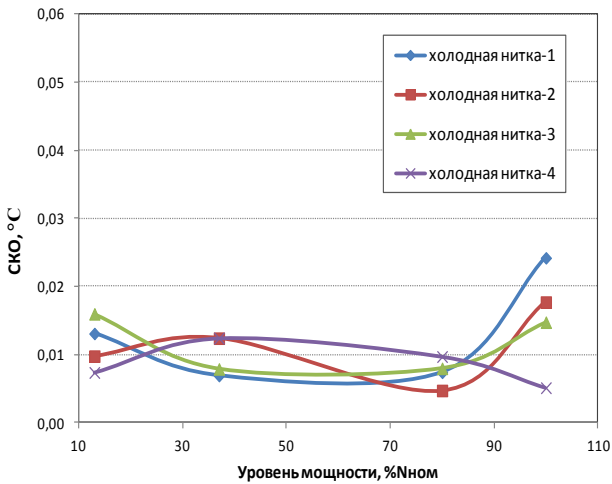
Рис. 1. СКО показаний каналов контроля температуры теплоносителя в холодных и горячих нитках СВРК в режимах с уровнями мощности от 10 до 50 %Nном



Объект - А

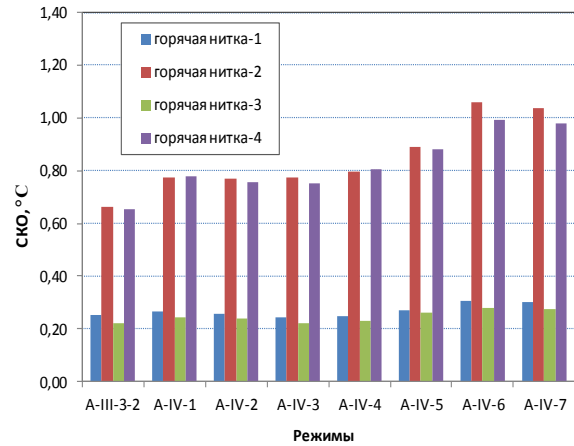
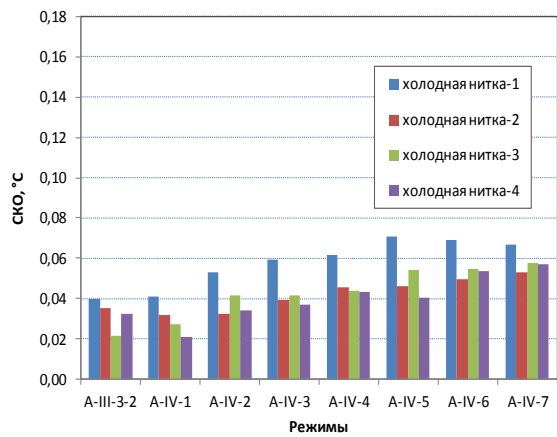


Объект - В

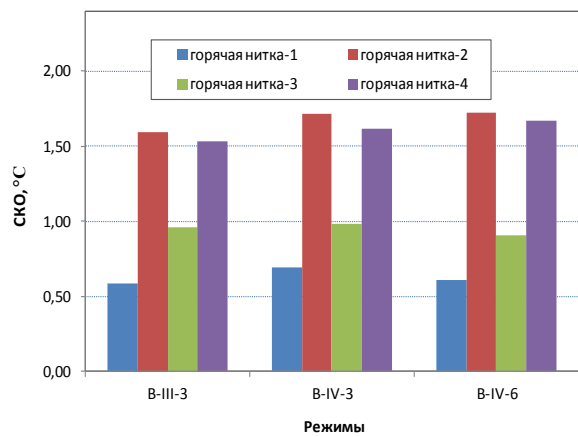
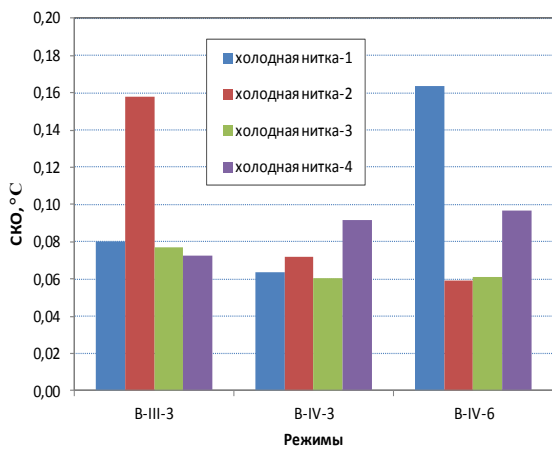


Объект - С

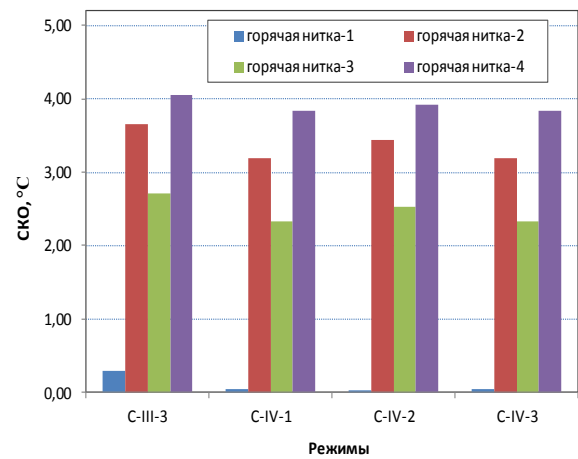
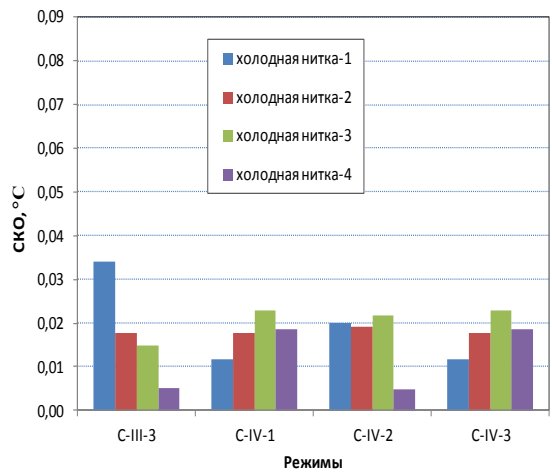
Рис. 2. Изменения SKO показаний каналов температуры теплоносителя в холодных и горячих нитках СВРК в режимах с уровнями мощности от 40-50 до 1000 %Nном



Объект - А



Объект - В



Объект - С

Рис. 3. SKO показаний каналов термоконтроля СВРК в холодных и горячих нитках в режимах на номинальном уровне мощности с разным эффективным временем работы реактора

Во всех случаях, применение только дополнительных аддитивных поправок оказалось достаточным, чтобы не рассматривать еще возможность учета весовых коэффициентов в соответствии с методикой. Это связано, либо с относительно малой значимостью стратификации на объекте-А и объекте-В, либо, наоборот, с ее большой значимостью на объекте-С. Кроме этого, объект-С отличается применением в СВРК только 3-х каналов контроля, тогда как на объекте-А и объекте-В используются 7 каналов. Поэтому, влияние большой разницы в весовых коэффициентах отдельных каналов контроля может иметь отрицательный эффект при снижении представительности показаний по техническим причинам (нарушения в линиях связи и т.д.).

Таблица 1. Обобщенные конечные результаты верификации методики

Объект-А									
Петля	ТГН исходн.	ТГН корр.	Температура в каналах контроля СВРК /						
	ошибка °С	ошибка °С	дополнительные аддитивные поправки (по Методике), °С						
			ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТС
1	318,8	318,7	318,7	318,9	318,8	319,1	319,1	319,1	318,3
2	318,7	318,5	318,1	318,8	318,8	319,1	319,1	319,2	317,1
3	319,0	318,9	318,9	319,1	318,7	319,2	319,3	319,1	318,6
4	318,5	318,3	318,4	318,9	318,2	319,1	318,8	318,5	317,0
1	0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,4	-0,4	-0,4	0,4
2	0,4	0,3	0,4	-0,2	-0,3	-0,6	-0,6	-0,7	1,4
3	0,1	0,1	0,0	-0,2	0,2	-0,3	-0,4	-0,2	0,2
4	0,5	0,3	-0,1	-0,6	0,1	-0,8	-0,5	-0,2	1,3
Объект-В									
Петля	ТГН исходн.	ТГН корр.	Температура в каналах контроля СВРК /						
	ошибка °С	ошибка °С	дополнительные аддитивные поправки (по Методике), °С						
			ТП-1	ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5	ТП-6	ТС
1	318,7	318,4	317,4	318,6	318,8	319,1	319,0	319,2	318,8
2	318,2	317,9	319,4	315,5	317,5	319,8	318,9	317,9	316,4
3	318,5	318,2	316,5	318,9	318,4	319,2	319,2	318,7	318,7
4	319,1	318,5	319,3	316,9	319,2	319,7	319,7	319,7	316,0
1	0,3	0,3	1,0	-0,2	-0,4	-0,7	-0,6	-0,7	-0,3
2	0,8	0,5	-1,5	2,5	0,5	-1,8	-1,0	0,0	1,5
3	0,5	0,4	1,8	-0,7	-0,1	-1,0	-1,0	-0,5	-0,4
4	0,9	0,6	-0,8	1,6	-0,7	-1,3	-1,2	-1,2	2,5
Объект-С									
Петля	ТГН исходн.	ТГН корр.	Температура в каналах контроля СВРК /						
	ошибка °С	ошибка °С	дополнительные аддитивные поправки (по Методике), °С						
			ТП-1	ТП-2	ТС				
1	318,1	318,3	318,0	318,1	318,1				
2	317,3	318,7	317,9	320,1	313,8				
3	317,3	317,7	318,7	314,6	318,5				
4	317,7	317,9	319,6	320,2	313,2				
1	0,2	0,5	0,3	0,2	0,2				
2	1,6	0,6	0,8	-1,4	4,9				
3	1,1	0,5	-1,1	3,1	-0,8				
4	1,8	0,6	-1,7	-2,3	4,6				

Примечание: ТГН - средневзвешенная температура в горячих нитках, ТП - термopара, ТС - термометр сопротивления

Таким образом, можно считать выполненную верификацию успешной. Конечные результаты верификации подтвердили, что цели применения методики достигаются с учетом использования особенностей, которые присущи каждому конкретному объекту, как в части технологических схем, так и в части применяемых измерительных программно-технических средств и расположения первичных преобразователей.

Заключение

Полученные в ходе верификации результаты показали, что выполнение работ и положений по обработке необходимой измерительной информации, указанных в методике, объективно приводит к снижению погрешности определения среднemasсовой температуры в горячих нитках 1-го контура. Выполненные расчеты и анализ показывают, что необходимы отдельные уточнения методики, не нарушающие общей концепции и расчетных алгоритмов методики. Основное внимание при использовании и привязке методики должно уделяться обоснованному учету особенностей каждого объекта и разработки специализированного программного обеспечения для автоматизации обработки большого объема исходной информации.

Полученные в ходе верификации результаты показывают необходимость дальнейших работ по уточнению и расширению возможностей методики. Эти возможности должны учитывать особенности редких, но допускаемых технологическими регламентами безопасной эксплуатации эксплуатационных состояний, например, с неполным количеством работающих петель. Продолжение работы требует также проведения дополнительного анализа и исследований с применением модельных расчетов по CFD кодам.

Перечень использованной литературы

1. Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В. Экспериментальная оценка некоторых факторов, определяющих стратификацию теплоносителя в горячих нитках петель 1-го контура РУ с ВВЭР -1000. Восьмая Международная научно-техническая конференция "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики", Москва, 23-25 мая 2012 г.
2. Саунин Ю.В., Добротворский А.Н., Семенихин А.В., Рясный С.И., Кулиш Г.В., Абдуллаев А.М. Расчетно-экспериментальное исследование объемного распределения температуры теплоносителя в горячих нитках петель 1-го контура РУ с ВВЭР -1000. 24-й Симпозиум АЕР по физике и безопасности реакторов ВВЭР, Сочи, 14-18 октября 2014 г.
3. Дерий В.П., Шестаков Н.Б., Арутюнян А.Х. Уточнение НРХ ГЦН, определение аддитивных поправок петлевого термоконтроля на номинальной мощности (определение среднemasсовой температуры теплоносителя в петлях ГЦК) для точного расчета тепловой мощности РУ по параметрам 2 контура. Девятая Международная научно-техническая конференция "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики", Москва, 21-23 мая 2014 г.
4. Hashemian H.M. Maintenance of Process Instrumentation in Nuclear Power Plants. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
5. Chiang J.S.C. et al. Pressurized Water Reactor (PWR) Hot-leg Streaming. Part 1: Computation Fluid Dynamics (CFD) Simulations, Nuclear Engineering and Design. Vol. 24, Issue 5, 2011.
6. Saunin Yu. et al. Numerical and experimental investigation of 3D coolant temperature distribution in the hot legs of primary circuit of reactor plant with WWER-1000. Kerntechnik 80 (2015) 4. DOI 10/3239/124.110511.