

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

**Атрошенко Юлиана Константиновна**

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И РАБОЧЕГО  
РЕСУРСА ОСНОВНЫХ АГРЕГАТОВ И СИСТЕМ  
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ ЗА СЧЕТ  
БОЛЕЕ ТОЧНЫХ ОЦЕНОК РАБОЧИХ ТЕМПЕРАТУР**

**05.14.14 – Тепловые электрические станции,  
их энергетические системы и агрегаты**

**01.04.14 – Теплофизика и теоретическая теплотехника**

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание учёной степени  
кандидата технических наук

Научные руководители:

доктор физико–математических наук,

доцент Стрижак П.А.

кандидат технических наук,

доцент Озерова И.П.

Томск – 2016

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ .....	2
ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. СВЯЗЬ ХАРАКТЕРИСТИК И ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ОСНОВНЫХ БЛОКОВ И СИСТЕМ ТЭС С ТОЧНОСТЬЮ ИЗМЕРЕНИЯ РАБОЧИХ ТЕМПЕРАТУР.....	19
1.1. Основные характеристики надежности и рабочего ресурса агрегатов, узлов, блоков и систем ТЭС.....	19
1.2. Влияние рабочей температуры на показатели надежности агрегатов, узлов и блоков ТЭС .....	20
1.3. Основные источники погрешностей измерения температуры термоэлектрическими преобразователями в системах контроля, регулирования, защит и блокировок ТЭС .....	26
Выводы по главе.....	45
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ «КОНТАКТНЫЙ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ – НАГРЕТЫЙ МАТЕРИАЛ» В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР И ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ .....	48
2.1. Схема измерения температуры металлов агрегатов ТЭС с малым воздушным зазором между поверхностью оборудования и ТЭП.....	48
2.2. Математическая модель теплопроводности в термоэлектрическом преобразователе с изолированным спаем в условиях измерения температуры металла коллекторов паровых котлов и клапанов паровых турбин ТЭС.....	54
2.3. Постановка задачи теплопереноса в термоэлектрическом преобразователе с защитной гильзой при измерении температуры свежего пара на выходе паровых котлов ТЭС.....	57

2.4. Постановка задачи теплопроводности в условиях отвода тепла через заполняющий гильзу материал в условиях измерения температуры питательной воды за группой подогревателей ТЭС .....	62
2.5. Особенности постановки задачи теплопроводности с целью анализа влияния условий контакта термоэлектрического преобразователя с контролируемыми средами (основной конденсат, дымовые газы, дренаж греющего пара) ТЭС на характеристики процесса измерения .....	66
2.6. Методы решения задач диссертации .....	69
2.7. Алгоритм решения .....	70
2.8. Оценка достоверности результатов численных исследований .....	73
Выводы и результаты по главе .....	75
<b>ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ НА НАДЕЖНОСТЬ И РАБОЧИЙ РЕСУРС БЛОКОВ, АГРЕГАТОВ И УЗЛОВ ТЭС .....</b>	<b>77</b>
3.1. Влияние воздушного зазора между термоэлектрическим преобразователем и поверхностью коллекторов пароперегревателей ТЭС на погрешности измерений температуры.....	77
3.2. Анализ влияния воздушного зазора между термоэлектрическим преобразователем с изолированным спаем и подшипниками тягодутьевых машин паровых котлов ТЭС на погрешности измерений температуры .....	88
3.3. Исследование закономерностей влияния способа монтажа погружаемых термоэлектрических преобразователей на погрешности измерений температуры пара в цилиндрах турбины ТЭС и питательной воды .....	96
3.3.1. Исследования влияния защитной гильзы на погрешность измерения температуры технологических сред ТЭС под давлением .....	101
3.3.2. Влияние теплофизических характеристик материалов, заполняющих защитную гильзу, на удовлетворительную длительность измерений температуры пара, питательной и сетевой воды ТЭС .....	111

3.3.3. Особенности влияния отвода тепла через заполняющий гильзу материал на погрешности измерений температуры перегретого пара, питательной и сетевой воды ТЭС .....	116
3.3.4. Оценка влияния условий роста температуры спая термоэлектрического преобразователя на погрешность его измерений.	122
3.4. Влияния теплофизических характеристик материалов элементов термоэлектрического преобразователя на погрешность определения температуры поверхности технологических агрегатов и рабочих сред ТЭС .....	125
3.5. Влияния радиационного и конвективного видов теплообмена на необходимую длительность измерения температуры термоэлектрическим преобразователем .....	128
3.5.1. Влияние радиационного теплообмена на погрешности измерения температуры дымовых газов в газоходах паровых котлов ТЭС .....	128
3.5.2 Влияние свободной конвекции на необходимую длительность измерения температуры термоэлектрическим преобразователем .....	131
3.6. Экспериментальное определение температурных полей термоэлектрическими преобразователями .....	132
Выводы по главе .....	136
ГЛАВА 4. ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НА ТЭС .....	139
4.1. Системы тепловых защит и блокировок ТЭС .....	139
4.2. Оптимизация технико-экономических показателей ТЭС .....	147
4.3. Рекомендации по использованию результатов диссертационной работы на ТЭС .....	152
4.3. Акты об использовании результатов диссертационных исследований на ТЭС .....	155
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	162
СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ .....	165
ЛИТЕРАТУРА .....	166

## ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на развитие атомной энергетики и альтернативных источников энергии, тепловые электрические станции (ТЭС) составляют основу электрогенерации. На ТЭС приходится практически 70 % всей вырабатываемой энергии [1]. В настоящее время вопросы надежности и продления рабочего ресурса узлов, блоков и агрегатов тепловых электрических станций являются особенно актуальными, что обусловлено рядом причин. Многочисленные опросы и статистические исследования показали [1], что собственники генерирующих компаний практически не намерены инвестировать средства в реконструкцию и техническое перевооружение электростанций и придерживаются стратегии получения краткосрочной прибыли за счет роста цен на электроэнергию. Такой подход привел к тому, что вследствие значительного снижения инвестиций в обновление оборудования, выработка ресурса более половины основных агрегатов и узлов ТЭС сегодня составляет 30 лет и больше [1].

Специфика энергетического производства заключается в невозможности накопления готовой продукции: в любой произвольный момент времени объем производства должен соответствовать объему потребления. Поэтому обеспечение надежности работы ТЭС является важнейшим аспектом устойчивого энергоснабжения потребителей [2].

Проблема надежности и безопасности работы оборудования ТЭС носит системный характер и требует комплексного подхода к вопросам повышения надежности и продления рабочего ресурса блоков и агрегатов электростанций. В этом направлении важны [2]: оптимальные конструктивные решения, качество монтажа, организация эксплуатации, характеризующаяся, в первую очередь, режимами и параметрами устойчивой (надежной) работы оборудования.

Температура является одним из основных параметров, характеризующих интенсивность физических процессов в блоках, агрегатах

и узлах тепловых электрических станций [3–9]. При этом для большинства узлов, блоков и агрегатов ТЭС, как правило, измерения температуры играют определяющую роль [2–9] при контроле всех технологических процессов, анализе технико-экономических показателей производства тепла и электроэнергии на тепловых электрических станциях, прогнозировании надежности работы оборудования в реальных условиях эксплуатации.

В большинстве случаев температура (наряду с давлением) является важнейшим показателем безопасности технологических процессов и защиты оборудования ТЭС. Все основные энергетические узлы и агрегаты электрических станций оснащаются системами защиты от превышения температуры за допустимые пределы [10]. Важной задачей при этом является постоянный контроль текущих значений указанного параметра с высокой достоверностью. Это связано с тем, что эксплуатация основных блоков, узлов и агрегатов ТЭС связана с их работой в условиях высоких температур, что негативно сказывается на состоянии металла оборудования, приводит к постепенному разрушению его элементов и отказам агрегатов и блоков в целом [2, 11].

Температурные измерения в энергетике составляют до 50 % от общего объема измерений [12–15]. В соответствии с «Методическими указаниями по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» [10] на ТЭС регламентированы от 80 до 150 точек измерения температуры в узлах, блоках и агрегатах:

- в автоматизированной системе контроля и управления (АСКУ) паровой турбиной до 56 точек (или 48,3 % от общего числа измеряемых параметров);
- в АСКУ паровым котлом до 20 точек (или 39 %) от общего числа измеряемых параметров;
- в АСКУ общешлюзовой части ТЭС до 12 точек (или 30 %);
- в АСКУ электрической части ТЭС до 13 точек (или 16,9 %);

– в АСКУ топливного хозяйства ТЭС до 15 точек (в зависимости от вида используемого топлива) [10].

Особое значение имеют измерения температуры не только в составе систем контроля, но и автоматического (дистанционного) управления технологическими процессами (АСУ ТП). В частности, на тепловых электрических станциях регуляторы температуры технологических сред составляют до 35 % общего числа регулирующих устройств. Измерение температуры также проводится в системах защит и блокировок [2, 16–18]. Но высокая инерционность систем регулирования температуры приводит к тому, что системы, установки, блоки и агрегаты ТЭС могут работать в условиях повышенных температур в течение времени реакции автоматических систем регулирования. Это приводит к снижению надежности и рабочего ресурса агрегатов, систем и тепловых электрических станций в целом [2, 19].

Широкий круг задач измерения температуры обуславливает большое число разработанных к настоящему времени методов измерений [12, 20–27]. Измерения температуры на ТЭС выполняются, как правило, с помощью датчиков, принцип действия которых основан [12, 20–27] на: свойствах веществ изменять свой объем при росте или снижении температуры; термоэлектрическом эффекте; свойствах металлов изменять электрическое сопротивление при изменении температуры; измерении температуры теплового излучения нагретых тел и др. Большинство датчиков, используемых на тепловых электрических станциях, являются не только показывающими приборами, но и преобразователями, передающими сигналы на разные расстояния. Среди них широкое распространение получили термоэлектрические преобразователи (ТЭП) и преобразователи сопротивления (ТПС) [12, 20–22]. Их использование обусловлено надежностью, простотой конструкции и обслуживания, а также относительно низкими погрешностями измерений. Среди перспективных направлений термометрии в энергетике можно выделить применение инфракрасных и волоконно-оптических контактных датчиков. Однако в настоящее время

волоконно-оптические технологии не имеют существенного преимущества перед электронными, и в ближайшее время, скорее всего, не смогут полностью заменить используемые в теплоэнергетике ТЭП и ТПС [27–30].

Выбор датчиков при проектировании систем контроля и управления на ТЭС обуславливается влиянием многих факторов, в числе которых требования к максимальным допустимым погрешностям измерений, тепловой инерционности датчика, диапазону измеряемых температур, необходимости дистанционной передачи данных и другим параметрам [20–22]. Наиболее применяемыми датчиками в системах контроля и управления технологическими процессами на ТЭС являются термоэлектрические преобразователи с номинальными статическими характеристиками (НСХ) типа *K* (ХА), *L* (ХК), *E* (ХКн) [20, 23–25]. Эти типы датчиков охватывают требуемый диапазон измеряемых температур (300–1400 К) в основных блоках, агрегатах и узлах ТЭС. Для измерений повышенной точности, как правило, выбирают платинородий-платиновые ТЭП типов *S* и *R* (ПП) [20, 23–25]. Учет инерционности первичного преобразователя при проектировании систем управления выполняется путем использования при расчете параметров настройки регуляторов передаточных функций средств измерения [26], которые, как правило, не учитывают реальных условий эксплуатации датчиков температуры установок и агрегатов тепловых электрических станций.

Для измерения температур нагреваемых сред (воздуха, питательной воды, основного конденсата, насыщенного и перегретого пара) и поверхностей технологического оборудования (металла поверхностей нагрева, коллекторов, трубопроводов, барабанов котельных установок) [10] используются, соответственно, погружаемые и поверхностные датчики. Достоверность измерений температуры на ТЭС, как отмечалось выше, является не только условием обеспечения эффективности технологического процесса и рационального расходования топлива и воды [14, 16, 18], но и



основой обеспечения надежности и безопасности процессов производства тепла и электроэнергии на тепловых электростанциях.

Одной из основных причин погрешностей при измерениях температур термоэлектрическими преобразователями (ТЭП) на ТЭС является неидеальный контакт спая термопары с материалом или средой (поверхность агрегатов, блоков, узлов, жидкость, газ, пар, двухфазные смеси), в которых измеряется температура [27–30]. «Плохой» контакт может быть следствием влияния многих факторов. Наиболее вероятные [27–30]: несоответствие размеров спая термопары и углубления, в котором она размещается; необходимость ввода в пространство между спаем и материалом специальных паст, герметиков, клеев с целью заполнения зазора; термические напряжения и деформации материалов, возникновение трещин в зоне контакта; усталостные напряжения и деформации, приводящие к аналогичным выше перечисленным последствиям; необходимость использования защитных покрытий или гильз для предотвращения образования оксидных пленок на поверхности спая.

Попытки исследования влияния выше перечисленных факторов предпринимались ранее [27–30]. Но нет пока оснований утверждать, что задачи анализа влияния неидеальности контакта спая термопары с материалом на погрешности измерений температуры в условиях, соответствующих работе основных узлов, блоков и агрегатов ТЭС, решены в полной мере.

Целью работы является разработка нового подхода к повышению надежности, безопасности и рабочего ресурса систем, установок и агрегатов ТЭС за счет увеличения точности измерения температур и снижения инерционности реакции систем управления и тепловых защит.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Анализ возможных диапазонов изменения рабочих температур, характерных для систем и агрегатов, связанных единым технологическим

циклом производства тепла и электроэнергии на тепловых электростанциях.

2. Разработка нового подхода к оценке основных погрешностей измерений температуры в блоках, агрегатах и узлах ТЭС с использованием группы моделей теплопереноса и методов численного моделирования.
3. Создание физических и математических моделей процессов теплопереноса в системах «чувствительный элемент ТЭП – объект измерения» и «чувствительный элемент ТЭП – защитная гильза».
4. Численное исследование влияния группы факторов (теплофизические характеристики материалов основных элементов ТЭП, условия теплового контакта с внешней средой, размещение термоэлектрических преобразователей в защитной гильзе, заполнение последней материалами с разными характеристиками, геометрическое соотношение зазоров между ТЭП и гильзой) на погрешности измерения температуры на ТЭС.
5. Установление влияния отклонения рабочих температур вследствие погрешностей и высокой инерционности работы термоэлектрических преобразователей в процессе эксплуатации оборудования на надежность и безопасность работы систем, блоков и агрегатов ТЭС.
6. Разработка рекомендаций, направленных на повышение точности измерения температуры термоэлектрическими преобразователями в основных узлах, агрегатах и блоках ТЭС с целью обеспечения условий надежного, безопасного и эффективного функционирования последних.

Научная новизна работы. Разработан новый подход к повышению надежности работы и паркового ресурса систем, блоков и агрегатов ТЭС посредством оптимизации работы систем регулирования за счет учета реальных условий их эксплуатации на тепловых электрических станциях. Поставлена и решена группа задач теплопереноса в системах с типичными термоэлектрическими преобразователями, соответствующими условиям эксплуатации основных узлов, агрегатов и блоков ТЭС. Учтены особенности конструкций ТЭП, отличия теплофизических свойств материалов основных

элементов термодинамики, неидеальные условия контакта с окружающей средой или поверхностью, температура которой измеряется. Разработанные модели являются универсальными с точки зрения возможности использования для оценки погрешностей определения температур в различных узлах, блоках и агрегатах ТЭС с применением ТЭП. Они не имеют аналогов по постановке задач, алгоритмам решения и полученным результатам численного моделирования.

Практическая значимость. Разработанные модели нестационарного теплопереноса и алгоритмы оценки погрешностей измерений температуры ТЭП в основных блоках, узлах, агрегатах и технологических средах ТЭС могут использоваться для повышения скорости реакции систем регулирования температуры, работающих на тепловых электрических станциях. Это позволит снизить продолжительность работы установок, систем и агрегатов ТЭС в условиях нерегламентированных (особенно, наиболее опасных – предельных или максимальных) температур, увеличить длительность их безаварийной работы и повысить рабочий ресурс. Кроме того, полученные результаты могут применяться для анализа влияния негативных факторов и их совокупности на погрешность измерения температуры и последующей коррекции условий измерения (длительности работы ТЭП, тип номинальной статической характеристики (НСХ), условия монтажа датчика и др.). Сформулированные в диссертации рекомендации позволяют обосновать причины и минимизировать погрешности измерения температуры в узлах, агрегатах и блоках тепловых электрических станций (поверхностях турбоагрегата, металла труб коллекторов пароперегревателей парогенераторов, водяного пара, дымовых газов, воды, конденсата, смазки, топлива и т.д.).

Степень достоверности результатов численных исследований. Оценка достоверности полученных результатов исследований выполнена при проверке консервативности используемых разностных схем. В лабораторных условиях также проведены экспериментальные оценки. Сопоставлены

результаты последних с полученными при численном моделировании. Отклонения не превысили 5 %. Сделаны выводы об удовлетворительной достоверности выполненных теоретических исследований и адекватности разработанных физических и математических моделей теплопереноса.

Связь работы с научными программами и грантами. Диссертационные исследования выполнены в рамках научно-технической программы «Теплофизика и теплоэнергетика» по направлению научной деятельности Национального исследовательского Томского политехнического университета (НИ ТПУ) «Разработка методов и средств повышения надежности и эффективности эксплуатации энергетических объектов». Основные положения диссертации используются в НИ ТПУ при подготовке бакалавров по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника», а также магистрантов по профилям «Наукоемкие технологии измерений и управления в теплотехнике», «Компьютерные технологии проектирования тепловых и атомных электростанций», «Технологии производства электрической и тепловой энергии», «Тепломассообменные процессы и установки».

Исследования выполнены при финансовой поддержке:

- Минобрнауки РФ (госконтракты № 2.1410.2014, 2.1321.2014);
- РФФИ (проект № 14-08-00057);
- НИ ТПУ (проект № ВИУ\_ЭНИН\_94\_2014) в рамках программы повышения конкурентоспособности вуза на российском и мировом уровне научно-образовательных услуг.

Тема диссертационной работы соответствует приоритетному направлению развития науки в Российской Федерации (указ Президента РФ № 899 от 7 июня 2011 г.) «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика», а также критическим технологиям «Технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии», «Технологии энергоэффективного производства и преобразования энергии на органическом топливе» и «Технологии

предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Основные положения, результаты и выводы, выносимые на защиту:

1. Новый подход к оценке влияния погрешности измерения температуры в блоках, системах и агрегатах ТЭС на их надежность и рабочий ресурс с использованием группы моделей теплопереноса, соответствующих алгоритмов и методов численного моделирования.
2. Результаты исследований влияния основных факторов на погрешность выполнения измерений температуры:
  - увеличение воздушного зазора между чувствительным элементом ТЭП и поверхностью объекта измерения более чем на 3 мм вызывает рост необходимой длительности работы ТЭП в 7–8 раз (на 40–70 % превышает время безаварийной работы узлов, блоков и агрегатов ТЭС при соответствующих температурах и является причиной несрабатывания или несвоевременного срабатывания соответствующих тепловых защит);
  - необоснованно короткое (уменьшение даже на несколько секунд) время выполнения измерения температуры в условиях воздушного зазора может привести к большим (до 15–25 %) погрешностям (превышают допустимые 3–5 % в системах тепловых защит и блокировок ТЭС);
  - использование защитных гильз приводит к увеличению необходимой длительности выполнения измерений в 8–10 раз (в отдельных случаях и выше). Необходимое время определяется совокупностью факторов, в том числе свойствами материалов, заполняющих гильзу, и геометрическими соотношениями размеров элементов системы «защитная гильза – ТЭП». Применение сыпучих материалов для заполнения защитных гильз может привести к снижению необходимой длительности выполнения измерения более чем в 3 раза (при такой оперативной информации система блокировок и тепловых защит с опережением получает информацию и может в следящем режиме предотвращать дальнейший рост/падение температуры);

– уровень заполнения защитных гильз «буферным» материалом оказывает существенное влияние на необходимую длительность измерения. Излишнее заполнение (превышение рекомендованного уровня, например, на 12 мм) может привести к увеличению необходимой длительности измерений на 6–8 % (для паровых турбин эти отклонения недопустимы при контроле температуры перегретого пара – парковый ресурс соответствующих блоков снижается на 9–12 %).

3. Установленные зависимости влияния на показатели надежности блоков, агрегатов и узлов ТЭС длительной их работы в условиях повышенных вследствие погрешностей измерения температур.

Личный вклад автора состоит в постановке задач диссертации, выборе методов и разработке алгоритмов их решения, теоретическом определении основных закономерностей влияния внешних и внутренних факторов на погрешности измерений температуры с применением ТЭП, проведении экспериментальных исследований на базе лабораторно-технического комплекса, обработке и анализе полученных результатов, разработке рекомендаций по повышению надежности работы блоков, узлов и агрегатов тепловых электрических станций, формулировке выводов и заключений диссертации.

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научных мероприятиях:

1. Международная конференция «Энергосберегающие технологии», г. Томск, 28-30 июня 2011 г.
2. IV Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий», г. Томск, 10-12 октября 2013 г.
3. XX международная научно-практическая конференция «Современные техника и технологии», г. Томск, 14-18 апреля 2014 г.

4. XI Международная конференция «Перспективы развития фундаментальных наук», г. Томск, 22-25 апреля 2014 г.
5. II Международный форум «Интеллектуальные энергосистемы», г. Томск, 6–10 октября, 2014 г.
6. V Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий», г. Томск, 15-17 октября 2014 г.
7. The International Conference on Mathematical Models and Methods in Applied Sciences, г. Санкт-Петербург, 23-25 сентября 2014 г.
8. Международная научная школа-семинар «Тепломассоперенос в системах обеспечения тепловых режимов энергонасыщенного технического и технологического оборудования», г. Томск, 22-23 апреля 2015 г.
9. V Всероссийская научно-техническая конференция «Измерения в современном мире-2015», г. Санкт-Петербург, 2-4 июня 2015 г.
10. VI Всероссийская научная конференция с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий», г. Томск, 13-15 октября 2015 г.
11. XX Юбилейный Международный научный симпозиум им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 4-6 апреля 2016 г.

Публикации. Основные положения и результаты диссертационных исследований опубликованы в 16 печатных работах, в том числе 4 – в журналах из списка, рекомендованных ВАК («Энергетик», «Датчики и системы», «Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета», «Главный энергетик»); 6 – в изданиях, индексируемых базами данных Scopus и Web of Science (The European Physical Journal Web of Conferences, MATEC Web of Conferences, Advanced Material Research). Разработанные программные коды и предложения по минимизации погрешностей измерения температуры

рекомендованы к использованию на ТЭЦ-5 г. Омска, ГРЭС-2 г. Томска и станциях Беловского энергоуправления (получены 3 акта о внедрении результатов исследований).

Структура и содержание работы. Диссертационная работа включает следующие разделы: введение, три главы, заключение, список литературы. Диссертация изложена на 190 страницах машинописного текста, содержит 62 рисунка и 36 таблиц. Библиография включает 215 наименований.

Краткое содержание работы.

В первой главе представлен анализ влияния рабочей температуры на надежность и парковый ресурс агрегатов и блоков ТЭС. Проанализированы причины технологических аварий, которые обусловлены недостоверными данными, поступающими на системы контроля и регулирования температуры с ТЭП. Выполнен анализ возможных последствий аварий вследствие недостаточно точных измерений температуры на ТЭС. Приведены результаты анализа основных источников погрешностей измерения температуры ТЭП при разных темпах нагрева, соответствующих блокам, агрегатам и узлам ТЭС. Рассмотрено современное состояние исследований в области оценки погрешностей измерения температуры термоэлектрическими преобразователями. Выполнен обзор известных подходов к повышению точности измерений датчиками температуры различных поверхностей и сред. Определены типичные ограничения использования на ТЭС современных подходов и методов. Выполненный анализ показал, что результаты оценки погрешностей измерения температуры на ТЭС с использованием соответствующих моделей теплопереноса в чувствительных элементах ТЭП отсутствуют.

Во второй главе выполнен анализ факторов, приводящих к снижению рабочего ресурса агрегатов, систем и установок тепловых электрических станций, определены элементы оборудования ТЭС в наибольшей степени подверженные повреждениями, проанализированы причины возникновения отказов в работе оборудования и их связь с рабочими температурами. Глава



содержит разработанные автором физические и математические модели теплопереноса в системах (в соответствии с типичными блоками, агрегатами и узлами ТЭС) с чувствительными элементами ТЭП при изолированном и неизолированном спаях, в условиях наличия зазоров (в случае поверхностных измерений) и защитной гильзы, а также модели для оценки эффекта теплоотвода от спая термопары. Приведено краткое описание использованных методов и разработанного алгоритма решения задач диссертации.

В третьей главе рассматриваются показатели надежности работы основных блоков, агрегатов, узлов, установок и систем тепловых электрических станций, приводятся результаты прогнозного расчета изменений показателей надежности и рабочего ресурса оборудования, вызванных повышенной инерционностью работы и погрешностями измерения температуры термоэлектрическими преобразователями. В главе приведены основные результаты численных исследований закономерностей возникновения погрешностей при измерении температур в узлах, блоках и агрегатах ТЭС, обусловленные группой факторов (наличие зазоров между ТЭП и поверхностью объекта измерения; изменение плотности заполняющего ТЭП порошка оксида алюминия; теплофизические свойства материала, заполняющего защитную гильзу; геометрическое соотношение зазоров между ТЭП и гильзой; влияние процесса отвода тепла от спая термопары по материалу, заполняющему гильзу) на погрешность измерения температуры.

В четвертой главе выделены основные направления применения полученных результатов исследований на ТЭС, приведены примеры того, как результаты проведенных исследований могут быть использованы при проектировании и настройке систем тепловых защит и блокировок основного и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций: систем защит по температуре свежего и вторичного пара, температуре воздуха и дымовых газов, пылевоздушной смеси. В частности, обосновано, что знание

динамических характеристик термоэлектрических преобразователей и системы «термоэлектрический преобразователь – защитная гильза» позволит реализовать динамические уставки для защит с двухуровневым порогом срабатывания (в диссертации выделены соответствующие диапазоны для группы основных блоков, агрегатов и узлов ТЭС).

Показано, что повышение точности выполнения измерений также может быть одним из источников оптимизации технико-экономических показателей работы тепловой электрической станции. Например, знание динамических характеристик измерительного канала температуры позволяет максимально точно определять действительную температуру свежего пара и, как следствие, снизить перерасход перегретого пара. В диссертации представлены зависимости, в частности, иллюстрирующие длительности установления показаний термопары номинального значения 838 К, и зависимости перерасхода топлива от величины загрузки энергоблока при отклонении температуры свежего пара в пределах 5 %. Обосновано, что убытки вследствие этих факторов могут составлять 80–90 млн. руб. в год.

В заключении подведены основные итоги выполненных в диссертационной работе теоретических и экспериментальных исследований.

# ГЛАВА 1. СВЯЗЬ ХАРАКТЕРИСТИК И ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ОСНОВНЫХ БЛОКОВ И СИСТЕМ ТЭС С ТОЧНОСТЬЮ ИЗМЕРЕНИЯ РАБОЧИХ ТЕМПЕРАТУР

## 1.1. Основные характеристики надежности и рабочего ресурса агрегатов, узлов, блоков и систем ТЭС

Надежность представляет собой комплексный показатель [2], характеризующий свойства оборудования в течение длительного периода времени сохранять и воспроизводить рабочие параметры в процессе эксплуатации. Для описания свойств объекта с точки зрения его надежности используются показатели [2]: безотказность работы, ремонтпригодность и другие характеристики.

Безотказностью оборудования считается свойство объекта сохранять работоспособность в течение определенного периода времени, то есть вероятность безотказной работы объекта в течение времени наработки на отказ. Вероятность отказа оборудования в единицу времени называется интенсивностью отказов [2]:

$$\ln(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \cdot P[t_0 < t \leq (t_0 + \Delta t)], \quad (1.1.1)$$

где  $P$  – вероятность отказа оборудования в период времени  $\Delta t$  при условии, что объект проработал без отказов до момента времени  $t_0$ . Физически интенсивность отказов характеризует вероятность того, что элемент оборудования, проработавший без отказов до момента времени  $t$ , откажет в следующий за ним момент времени через достаточно малый отрезок времени  $\Delta t$  [2].

Пригодность оборудования для выполнения требуемых функций в определенной степени зависит от его восстанавливаемости – ремонтпригодности. Количественными характеристиками ремонтпригодности являются интенсивность восстановления  $\mu(t)$  и

вероятностью восстановления за определенный период времени  $P(t_0, t_0 + \Delta t)$ , связанные соотношением [2]:

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} P_B(t_0, t_0 + \Delta t). \quad (1.1.2)$$

Вероятность того, что объект окажется работоспособным в какой-либо момент времени (кроме рассчитываемого периода, в котором для оборудования не предусмотрено целевое использование), характеризуется коэффициентом готовности [2]:

$$K_r(t) = \frac{\mu}{\mu + In} + \frac{\lambda}{\mu + In} e^{-(\mu + In)t}, \quad (1.1.3)$$

где  $In$  – интенсивность отказов,  $\mu$  – интенсивность восстановлений.

Основным показателями долговечности оборудования являются средний срок службы  $T_C$  и средний ресурс  $T_p$ . Средний срок службы восстанавливаемых объектов складывается из чередующихся периодов работы и восстановлений. Средний ресурс объекта представляет собой среднюю наработку от начала эксплуатации до наступления предельного состояния [2, 11].

Одной из основных характеристик тепломеханического оборудования тепловых электрических станций является парковый ресурс, который численно равен периоду работы оборудования в условиях соблюдения требований к монтажу, эксплуатации и ремонту [2].

## **1.2. Влияние рабочей температуры на показатели надежности агрегатов, узлов и блоков ТЭС**

Показатели надежности оборудования (безотказность, готовность, долговечность и другие) в значительной степени определяются режимами работы оборудования (характера и интенсивности процессов теплообмена, горения, коррозии), зависят от наличия отложений на поверхностях и процессов, протекающих в металлах [2, 11].

В работе блоков, агрегатов и узлов ТЭС повреждениям наиболее подвержены водяные экономайзеры, пароперегреватели, топочные экраны [2, 11]. Наиболее типичные повреждения котельного оборудования, работающего в составе энергоблоков до 300 МВт, приведены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Отказы в работе блоков, агрегатов и узлов ТЭС [9, 11]

№ п/п	Наименование оборудования	Доля отказов, %
1	Поверхности нагрева, в т.ч.	79,2
1.1	экономайзер	21,7
1.2	испарительные экраны	19,8
1.3	пароперегреватель	27,3
1.4	необогреваемые трубы	6,5
1.5	прочие элементы	3,9
2	Технические средства автоматизации	7,4
3	Арматура	4,9
4	Вспомогательное оборудование	3,5
5	Система топливоподачи, газопроводы, регенеративные воздухоподогреватели	0,4

Трубы топочных экранов во время работы подвергаются действию лучистой энергии, коррозионному воздействию продуктов сгорания и других сред [9, 11].

В котельных установках, работающих на сверхкритических параметрах, трубы радиационных пароперегревателей подвергаются высокотемпературной коррозии, которая приводит к изменениям в структуре сталей, снижению жаропрочности и, в конечном итоге, к утонению труб и появлению порывов [9, 11].

Появление порывов в трубопроводах представляет особую опасность, так как моментальный останов котла или снижение нагрузки не возможен и до момента снижения давления от разгерметизации трубопровода истекающая среда может повредить смежные трубы, что приводит к замене не только поврежденного участка трубы, но и даже целой ступени перегревателя [2].

Особенностью повреждений деталей турбоустановок является то, что даже серьезные дефекты не всегда приводят к отказу турбины в целом [2]. Это, в первую очередь, относится к повреждениям регулирующих и стопорных клапанов, корпусов цилиндров турбин. Дефекты, возникающие в металле в процессе эксплуатации, представляют собой, в основном, усталостные разрушения или трещины корпусных деталей, возникающие, как правило, в результате воздействия циклических нагрузок (вибрации) и т.п. Разрушение лопаточного аппарата также происходит, в основном, по усталостным причинам. Главными факторами здесь являются конструктивные недоработки и эрозийный износ [2, 11, 31–33].

Таким образом, в процессе эксплуатации для продления ресурса работы оборудования и снижения интенсивности отказов особое значение имеет соблюдение регламента эксплуатации, в том числе и температурного режима.

Связь температурного режима эксплуатации с надежностью работы оборудования может быть определена на основе анализа нормативных документов [34–39]. Основные зависимости показаны на рисунках 1.2.1–1.2.3.

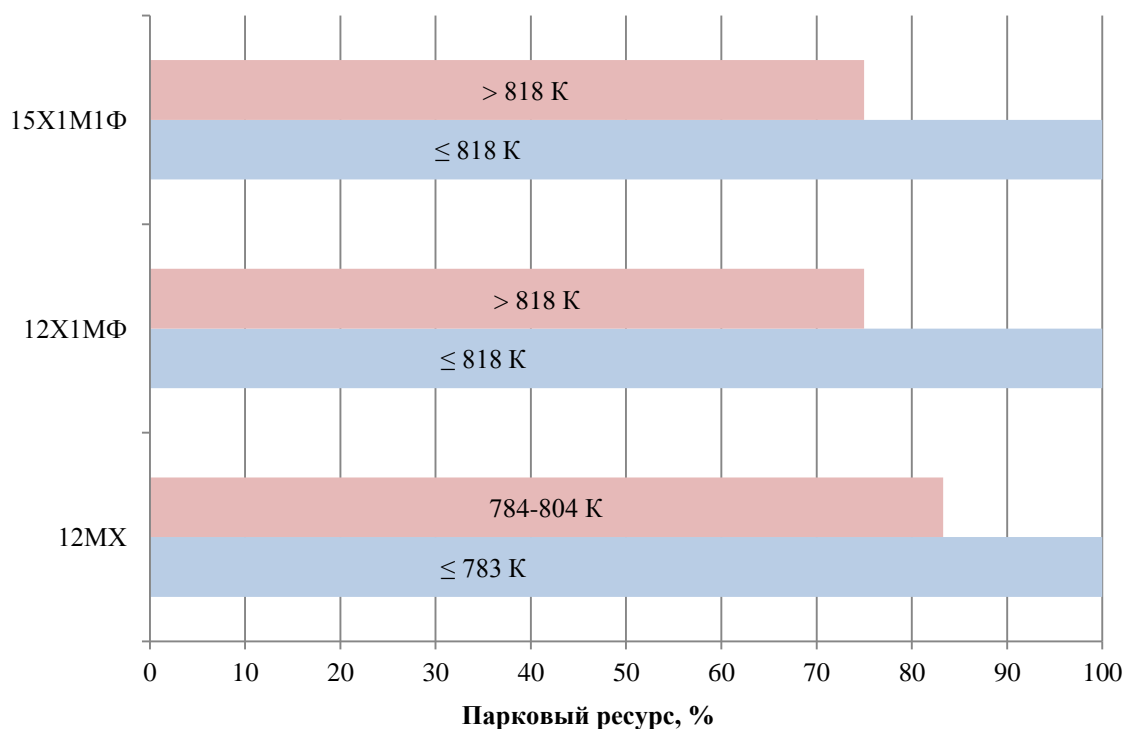


Рисунок 1.2.1. Снижение ресурса работы коллекторов парового котла ТЭС при увеличении эксплуатационной температуры (в зависимости от материала (стали))

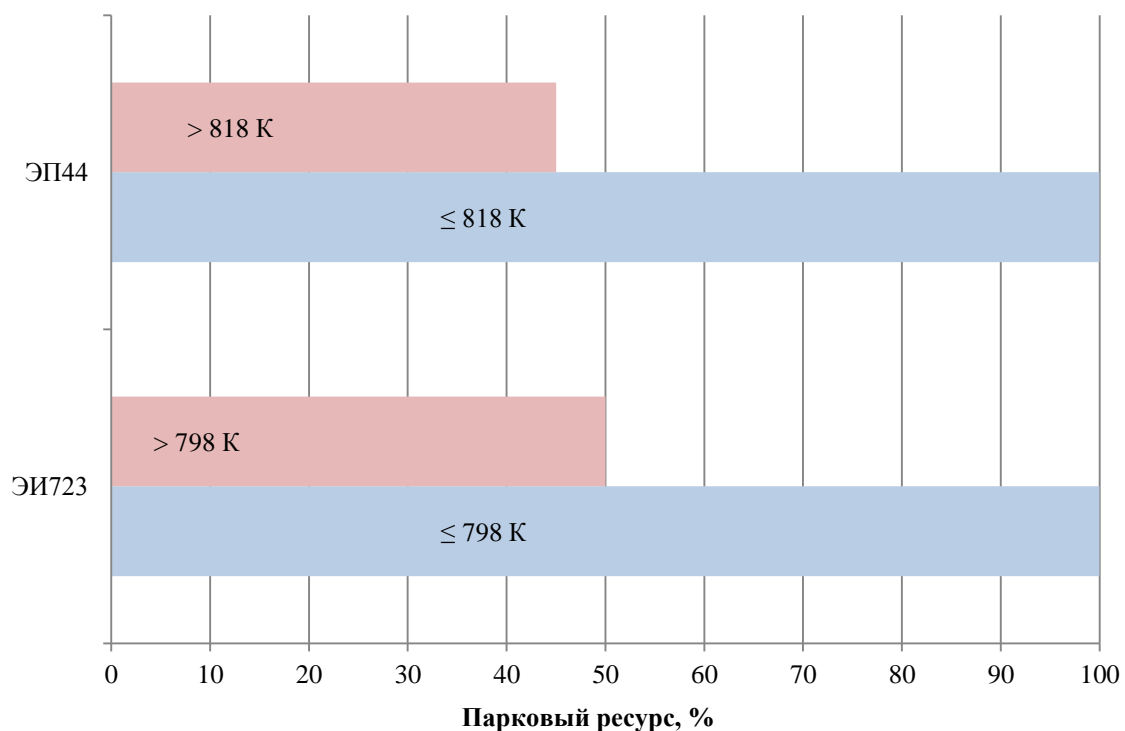


Рисунок 1.2.2. Снижение ресурса работы крепежа арматуры и разъемов турбин ТЭС при увеличении эксплуатационной температуры (в зависимости от материала (стали))

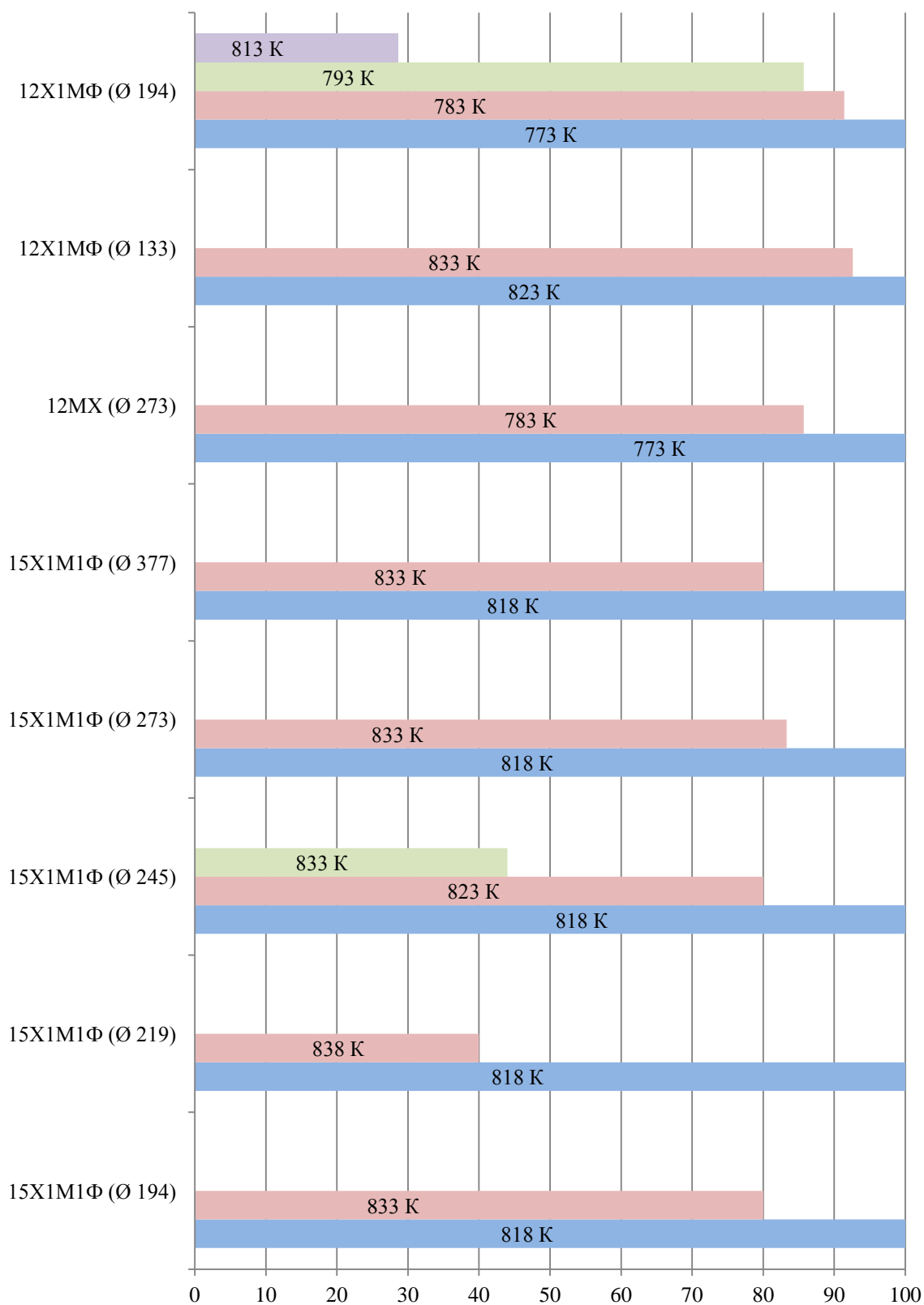


Рисунок 1.2.3. Снижение ресурса работы паропроводов при увеличении эксплуатационной температуры (в зависимости от материала (стали))



Из рисунков 1.2.1–1.2.3 видно, что температурный режим работы оказывает непосредственное влияние на надежность блоков, агрегатов и узлов ТЭС.

Надежность оборудования характеризуется численными показателями: наработка на отказ, показатели готовности, ремонтпригодности, интенсивность отказов и т.д. Используемые в настоящее время методы прогнозирования надежности основываются на математическом моделировании этого параметра как функции от влияющих факторов. Так как температурный режим работы оказывает определяющее влияние на надежность оборудования, и разрушение, в основном, обусловлено, усталостной деформацией, интенсивность отказов может быть определена с помощью однофакторной степенной модели [40–43]:

$$In(T) = V \cdot T^m, \quad (1.2.1)$$

где  $V$ ,  $m$  – постоянные величины,  $T$  – фактор нагрузки (рабочая температура оборудования, К). Постоянные  $V$  и  $m$  – экспериментально определяемые величины, они зависят от материала оборудования и других параметров.

Постоянные в выражении (1.2.1) определяются эмпирическими методами. Так как известных числовых значений постоянных  $V$  и  $m$  для конкретного типа оборудования достаточно мало (для некоторых элементов такие сведения вообще отсутствуют), определялись диапазоны их изменения.

Качество работы систем управления тепловым режимом работы основного оборудования ТЭС, определяемое достоверностью показаний средств измерения температуры, оказывает непосредственное влияние на надежность работы основного и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций.

### 1.3. Основные источники погрешностей измерения температуры термоэлектрическими преобразователями в системах контроля, регулирования, защит и блокировок ТЭС

При использовании термопреобразователей (термопар или термометров сопротивления) число источников погрешностей измерений, как правило, превышает аналогичный показатель для других известных типов датчиков температуры. Это связано с тем, что помимо источников погрешностей измерения, характеризующих все средства контроля температуры (контакт со средой датчика, характеристики материалов основных элементов последнего), имеют место факторы, связанные с электрическими характеристиками термоэлектродов и датчика в целом [44].

К основным погрешностям измерения температуры термопарами в условиях работы на тепловых электрических станциях можно отнести следующие факторы:

1) Наличие «посторонних» токов, внешних помех и наводок (рисунок 1.3.1) [45], неудовлетворительная электрическая изоляция в цепи термопары.

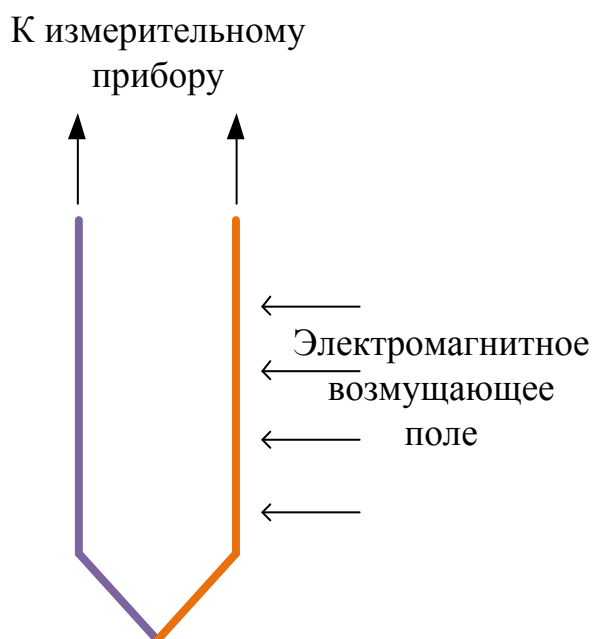


Рисунок 1.3.1. Влияние электромагнитного поля

Влияние статических магнитных полей также может вызывать значительные погрешности (рисунок 1.3.2) [46, 47].

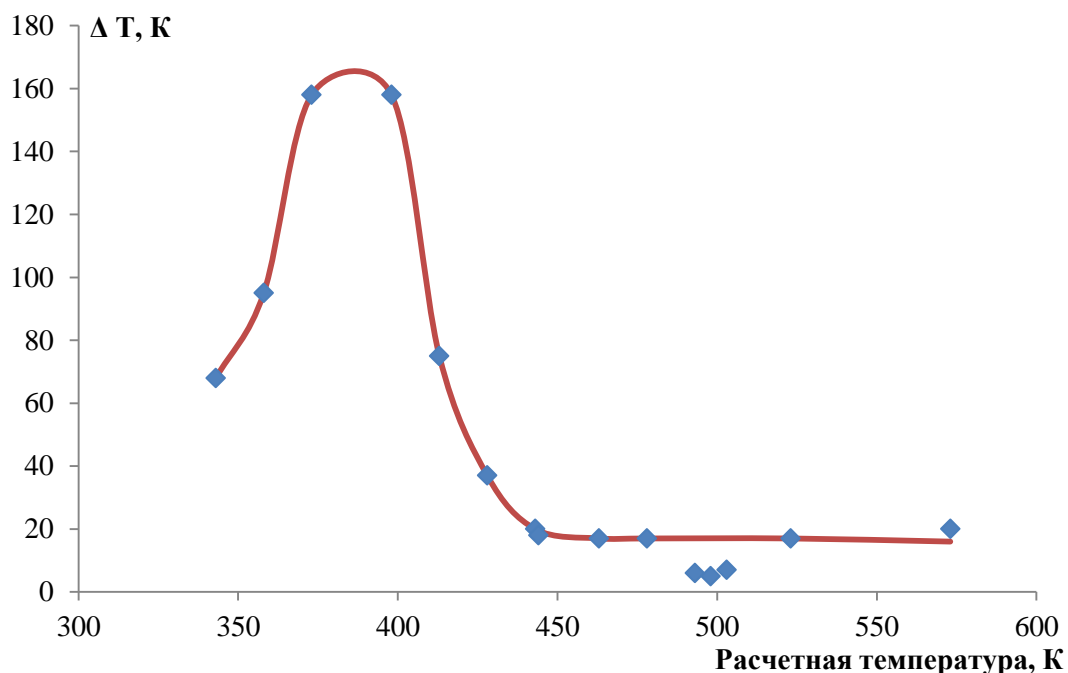


Рисунок 1.3.2. Зависимость разности между расчетной температурой и показаниями термопары типа К (ХА), расположенной в оболочке нагревателя в модели ядерного реактора [46, 47]

Известно [29, 30], что при использовании термопары в зоне с большими тепловыми потоками (например, в нагревателях, имитирующих топливные стержни в модели атомного реактора), имеют место значительные погрешности измерений, тогда как датчики, расположенные на оси симметрии нагревателей в ненагреваемых зонах (с малыми градиентами температур), позволяют получать достаточно точные значения [46, 47].

Для обеспечения удовлетворительной точности измерений также необходимо соблюдение прочности изоляции и изотермичности мест контакта клемм термопары с соединительными проводами. Это связано с тем, что даже небольшие тепловые воздействия (например, солнечный свет) приводят к искажению термо-ЭДС [44].

2) Неоднородность термоэлектродов, возникающая вследствие их нерегламентного изготовления, старения ТЭП и других факторов.

Существует ряд причин возникновения гетерогенности термоэлектродов. Одной из них является образование межкристаллических ликваций, неравномерно распределенных по термоэлектродам [48]. Погрешности, возникающие вследствие неоднородности термоэлектродов, зачастую не могут быть устранены какими-либо воздействиями непосредственно на датчик [47], но их удается скомпенсировать, в частности, с использованием методик [48–51]. Высокая степень однородности термоэлектродов достигается в платиновых и медных проволоках высокой чистоты. В других материалах гомогенность пропорциональна доле основной компоненты, а для стандартных термоэлектродов показатели однородности материала могут быть в несколько раз ниже чистых металлов [47]. В таблице 1.3.1 приведены характерные вероятности возникновения погрешностей измерений термопарами в зависимости от причин появления неоднородности термоэлектродов [47].

Таблица 1.3.1. Классификация причин возникновения погрешности измерения температуры [47]

Причина возникновения погрешности	Тип термопары			
	A (XK)	K (XA)	B (BP)	A1 (BP)
Структурные изменения	0,75	0,75	0,50	1,00
Химические превращения термоэлектродов	0,75	0,75	0	0
Селективное окисление	1,00	1,00	0,75	0
Реакция с изолирующей керамикой	0,25	0,25	1,00	0,75
Реакция с материалом чехла	0,25	0,25	0,25	0,75
Взаимодействие термоэлектродов	0,25	0,25	0,75	0,50
Загрязнение органическими или неорганическими примесями, имеющимися на поверхности чехлов, термоэлектродов и т.д.	0,50	0,50	0,50	0,50
Эффекты наклепа и остаточных напряжений	0,50	0,50	0,50	0,50

Условные обозначения: 1,00 – основная причина погрешности; 0,75 – относительно большая погрешность; 0,50 – заметная погрешность; 0,25 – погрешность возможна; 0 – погрешность по указанной причине не возникает.

Из таблицы 1.3.1 видно, что для каждой термопары погрешность, связанная с нестабильностью показаний термопары, возникает вследствие

влияния совокупности факторов (один из них, как правило, играет определяющую роль).

3) Склонность некоторых металлов к сублимации. При возникновении этого эффекта продукты сублимации одного из электродов могут осаждаться на парном термоэлектроде и оказывать на него «легирующее» влияние. Процесс сублимации, как правило, сопровождается поглощением теплоты (см. таблицу 1.3.2), что может приводить к эффекту отвода тепла, который будет рассмотрен ниже [47].

Таблица 1.3.2. Удельная теплота сублимации основных металлов, используемых при изготовлении термопар [52]

№ п/п	Наименование металла	Теплота сублимации, кДж/моль
1	Алюминий	230,3
2	Медь	340,0
3	Железо	393,6
4	Платина	531,7
5	Молибден	669,9
6	Вольфрам	879,3

4) Одним из главных внешних факторов, оказывающих влияние на погрешность измерения температуры с помощью термопарных датчиков, является их тепловой контакт с объектом (поверхность агрегата или блока, трубопроводов и других элементов ТЭС) измерения [29, 30, 53–56]. Такой вид погрешности, как правило, сопровождает все поверхностные измерения независимо от технологического объекта [29, 30, 53–56]. Варианты выполнения поверхностных измерений [24] показаны на рисунке 1.3.3.

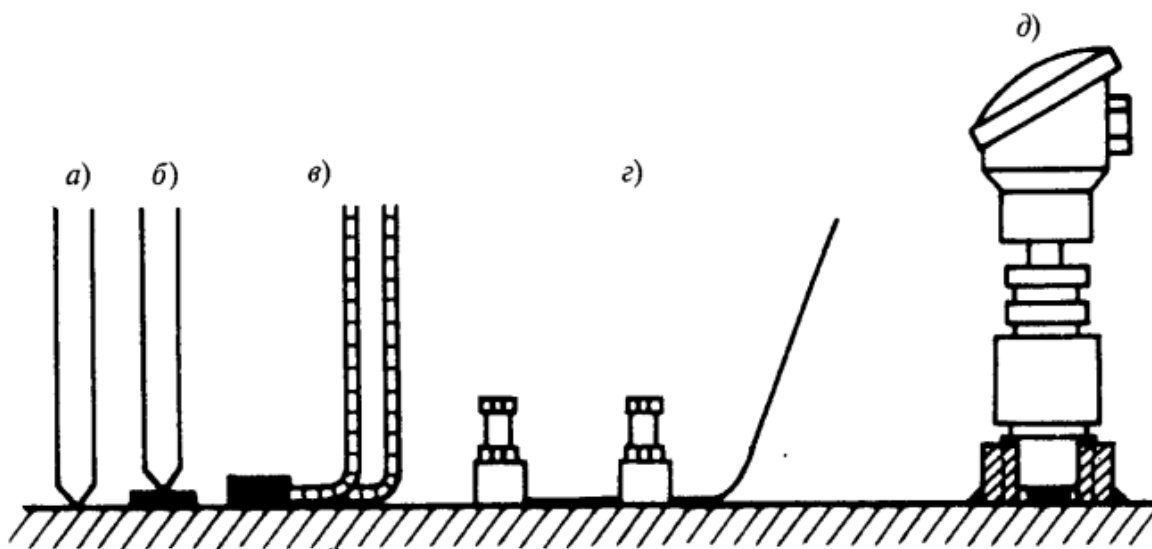


Рисунок 1.3.3. Способы установки преобразователей температуры на технологическом оборудовании [24]:

*а* – припаивание спая изолированных эмалью термоэлектродов к поверхности; *б* – припаивание спая изолированных эмалью термоэлектродов к контактной пластине; *в* – спай изолированных бусами электродов зачеканен в отверстие пластины, приваренной к поверхности; *г* – промышленная поверхностная термопара закреплена с помощью приваренных зажимов; *д* – установка промышленного поверхностного ТЭП

К неполному (неидеальному) тепловому контакту приводит также установка термоэлектрического преобразователя в защитную гильзу (рисунок 1.3.4).

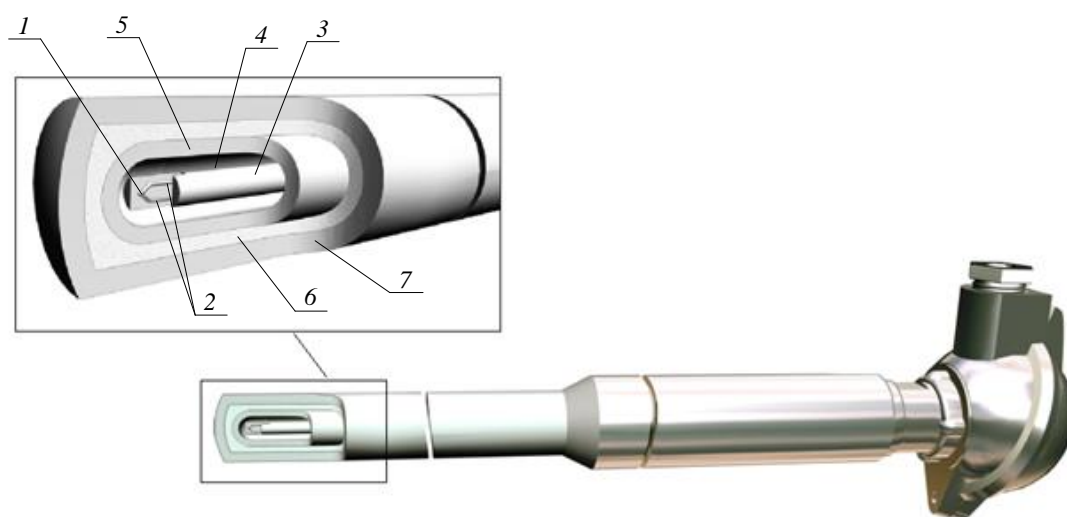


Рисунок 1.3.4. Крепление термопреобразователя в защитной гильзе:  
 1 – спай термопары; 2 – термоэлектроды; 3 – изолирующие керамические бусы; 4 – порошок оксида алюминия; 5 – защитный металлический чехол; 6 – материал, заполняющий защитную гильзу; 7 – защитная гильза

Типичные примеры установки датчиков температуры в условиях ТЭС показаны на рис. 1.3.5.

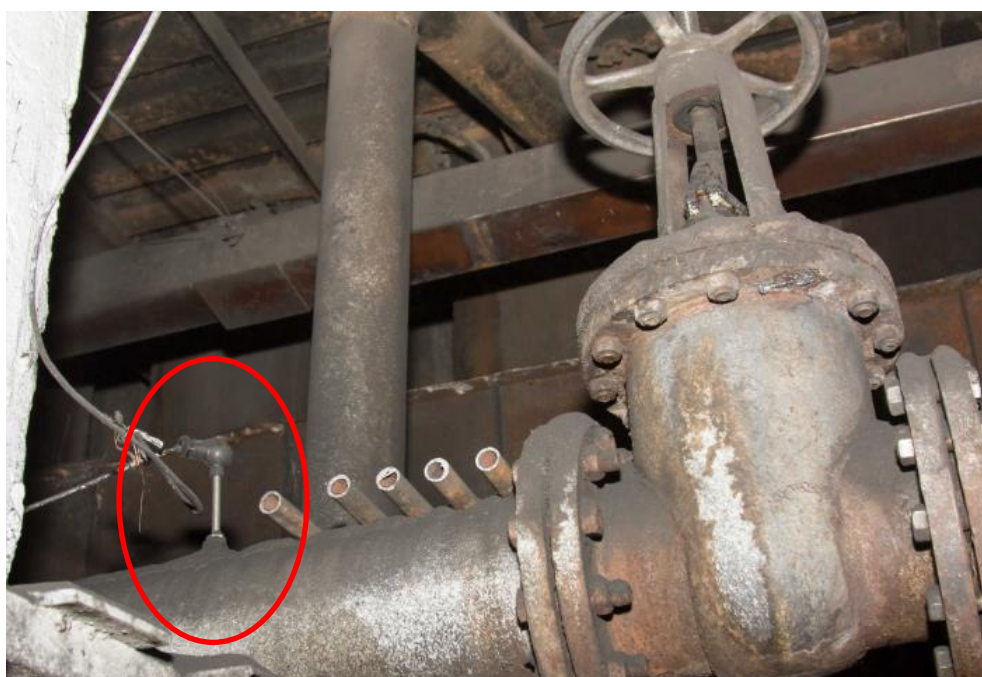
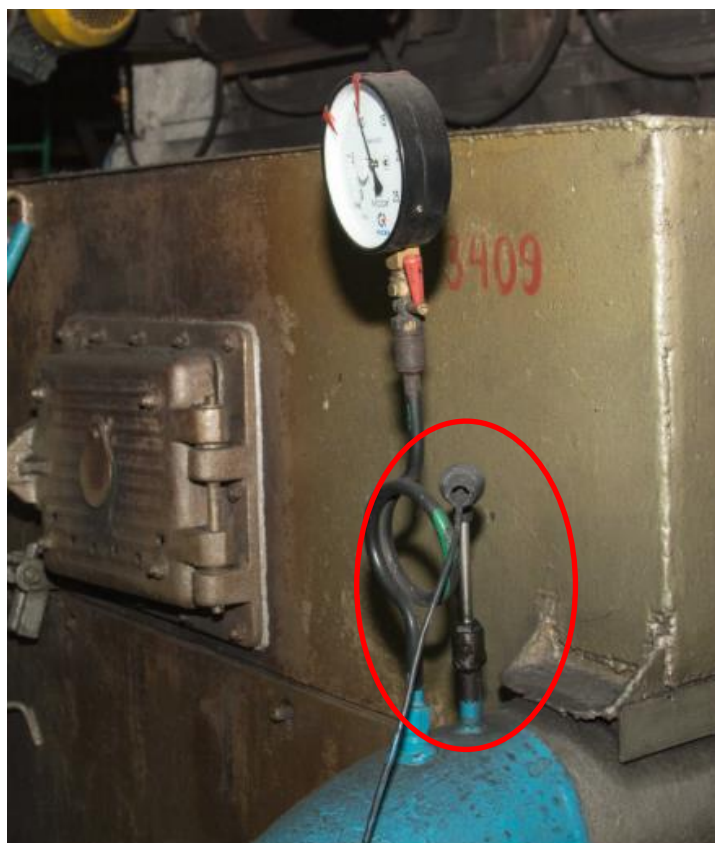


Рисунок 1.3.5. Примеры установки датчиков температуры на Омской ТЭЦ-5

Влияние неидеального контакта невозможно скомпенсировать после получения результатов измерений. Как следствие, целесообразно его минимизировать в ходе выполнения измерения. Так как влияние фактора неидеального контакта минимально в случае термодинамического равновесия системы «термоэлектрический преобразователь – объект измерения», то одним из способов минимизации рассматриваемого вида погрешности может быть контролируемое (прогнозируемое) увеличение длительности измерения.

5) Одним из негативно влияющих на точность измерения факторов при любой конструкции датчика и разных условиях измерения, является эффект отвода тепла от спая термопары. Отток тепла может осуществляться по электродам (в случае, когда длина термоэлектродов значительно превышает диаметр чувствительного элемента (спая) [24], температурный градиент достаточно быстро уменьшается и температура спая термопары становится равной измеряемой) [44], по корпусу ТЭП, защитной гильзе и материалу, заполняющему защитную гильзу [28, 57]. Уделять значительное внимание погрешности при интенсивном отводе тепла от спая термопары следует в случаях, когда длина термоэлектродов не позволяет уравнивать температуру спая с измеряемой температурой и в случае использования защитных гильз.

При рассмотрении вопросов минимизации погрешностей измерения температуры термоэлектрическими преобразователями важно учитывать используемую конструкцию датчика, условия проведения измерений (условия монтажа, абсолютное значение температуры и другие эффекты) [28–30, 54–58]. В настоящей диссертационной работе предпринята попытка исследования устранимых погрешностей ТЭП при их использовании на тепловых электрических станциях.

Нормативное функционирование тепловых и атомных электрических станций в составе систем теплоснабжения во многих странах и, в том числе, в России, является важнейшим компонентом жизнеобеспечения населения,



объектов социальной сферы и производств [59–63]. Одним из основных условий обеспечения безопасной и надежной работы атомных и тепловых электрических станций, а также системы теплоснабжения в целом является точное и бесперебойное функционирование систем управления технологическими процессами, защит и блокировок на энергетических объектах [63, 64].

Объем оснащения основных агрегатов и узлов атомных и тепловых электростанций системами контроля и управления определяется в соответствии с рекомендациями [10, 64–67]. Анализ указанных нормативных документов позволил выявить ряд наиболее часто используемых в системах автоматизированного контроля и управления параметров – температура (более 40 %), давление, расход, механические величины. Перечень точек отбора измерительной информации о текущем значении температуры на тепловых электрических станциях в соответствии с «Методическими указаниями» [10] и характерные значения измеряемых температур [68–72] приведены в таблицах 1.3.3–1.3.7.

Таблица 1.3.3 Перечень контролируемых значений температуры на ТЭС в части газотурбинных двигателей [10]

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
<b>1.</b>	<b>Газотурбинный двигатель (ГТД) многовальный конверсионный</b>	
1.1	Температура топливного газа на входе в ГТД	290–420
1.2	Температура жидкого топлива на входе в ГТД	310–340
1.3	Температура газов перед свободной турбиной	1400–1900
1.4	Температура газов за свободной турбиной	570–720
1.5	Температура масла на входе в ГТД	280–330
1.6	Температура масла на выходе из опоры свободной турбины	380–400
1.7	Температура масла в основном маслобаке	< 340
1.8	Температура баббита подшипников ГТД	330–340
1.9	Температура воздуха перед компрессором	220–330
1.10	Температура воздуха в отсеках ГТД	520–620
1.11	Температура охлаждающей воды за маслоохладителем ГТД	305–320
<b>2.</b>	<b>Газотурбинный двигатель одновальный энергетический</b>	
2.1	Температура баббита подшипников, компрессора турбины, редуктора	330–340

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
2.2	Температура воздуха перед компрессором	220–330
2.3	Температура воздуха после компрессора	650–700
2.4	Температура воздуха, подаваемого на охлаждение узлов проточной части турбины	370–720
2.5	Температура газов за турбиной	570–720
2.6	Температура масла после маслоохладителей	300–320
2.7	Температура масла на линии слива из подшипников компрессора, турбины и редуктора	310–325
2.8	Температура охлаждающей воды к маслоохладителям	305–310
2.9	Температура воздуха под кожухом ГТД	350–400

Таблица 1.3.4. Перечень контролируемых значений температуры на ТЭС в части паровых котлов-утилизаторов

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
1	Температура питательной воды	500–550
2	Температура среды за экономайзером	560–600
3	Температура среды после чистого и соленого отсеков	600–830
4	Температура металла барабана, выходной камеры пароперегревателя и паропроводов	740–840
5	Температура пара в отводящих и подводящих трубах барабана	720–880
6	Температура металла на выходе отдельных змеевиков в не-обогреваемой зоне пароперегревателя высокого давления	770–870
7	Температура пара за пароперегревателем	800–840
8	Температура свежего пара за байпасом пароперегревателя после впрыска охлаждающей среды	800–840
9	Температура конденсата на входе газового подогревателя	350–400
10	Температура конденсата на выходе газового подогревателя	420–450
11	Температура конденсата после ввода байпаса газового подогревателя	430–470
12	Температура дымовых газов на выходе из котла	410–440
13	Температура дымовых газов на входе в котел	970–1320
14	Температура дымовых газов за поверхностями нагрева котла	1170–1570
15	Температура топлива перед котлом	400–450

Таблица 1.3.5. Перечень контролируемых значений температуры на ТЭС в части паровых турбоустановок

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
1	Температура баббита опорных подшипников турбины	330–360
2	Температура баббита опорных подшипников генератора	330–360
3	Температура баббита упорного подшипника	330–360
4	Температура пара высокого давления	800–840
5	Температура металла паропроводов свежего пара	810–830
6	Температура пара в стопорных клапанах (СК) цилиндра высокого давления (ЦВД)	790–830
7	Температура металла СК ЦВД, глубинная	680–840
8	Температура металла СК ЦВД, поверхностная	680–840
9	Температура металла регулирующего клапана, поверхностная	680–840
10	Температура металла перепускной трубы	680–840
11	Температура в регулирующей ступени (в паровпуске) ЦВД	750–830
12	Температура пара в межцилиндровом пространстве ЦВД	550–800
13	Температура пара после смешения потоков в ЦВД	550–800
14	Температура металла ЦВД, верх, поверхностная, сечение паровпуска	680–780
15	Температура металла ЦВД, низ, поверхностная, сечение паровпуска	680–780
16	Температура металла ЦВД, фланец, слева, поверхностная	680–780
17	Температура металла ЦВД, фланец, справа, поверхностная	680–780
18	Температура металла ЦВД, фланец, слева, глубинная	680–780
19	Температура металла ЦВД, фланец, справа, глубинная	680–830
20	Температура металла внутреннего цилиндра ЦВД	680–830
21	Температура пара на выхлопе ЦВД	540–750
22	Температура пара сепаратора за ЦВД	530–600
23	Температура пара низкого давления	540–600
24	Температура металла паропроводов пара низкого давления	690–790
25	Температура пара в СК цилиндра среднего давления (ЦСД)	570–670
26	Температура металла СК ЦСД, поверхностная	530–740
27	Температура металла СК ЦСД, глубинная	525–735
28	Температура металла перепускной трубы ЦСД	500–710
29	Температура металла ЦСД в зоне паровпуска, верх, поверхностная	500–710

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
30	Температура металла ЦСД в зоне паровпуска, низ, поверхностная	500–710
31	Температура пара на выхлопе ЦСД	430–500
32	Температура пара на выхлопе цилиндра низкого давления (ЦНД)	320–340
33	Температура пара в коллекторе обогрева фланцев и шпилек	330–380
34	Температура масла на смазку	305–315
35	Температура масла после маслоохладителя	300–320
36	Температура масла на линии слива из подшипников турбины	310–325
37	Температура масла на линии слива из подшипников генератора	310–325
38	Температура пара на уплотнения в «горячем» коллекторе	440–470
39	Температура конденсата перед конденсатным электронасосом (КЭН)	290–320
40	Температура баббита подшипников КЭН	350–375
41	Температура конденсата после конденсатора пара уплотнений (КПУ)	295–305
42	Температура конденсата после подогревателя низкого давления (ПНД) сепаратора пара	305–315
43	Температура сетевой воды перед подогревателями сетевыми горизонтальными (ПСГ)	330–350
44	Температура сетевой воды за ПСГ	370–423
45	Температура конденсата на линии слива из ПСГ	330–360
46	Температура баббита подшипников сливного насоса ПСГ	350–375
47	Температура охлаждающей воды перед конденсатором	273–306
48	Температура охлаждающей воды после конденсатора	298–316
49	Температура охлаждающей воды перед маслоохладителями	305–310
50	Температура охлаждающей воды после маслоохладителя	315–330

Таблица 1.3.6. Перечень контролируемых значений температуры на ТЭС в общецлочной части

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
1	Температура пара высокого давления перед главной паровой задвижкой (ГПЗ)	800–840
2	Температура пара за быстродействующей редуцирующе-охлаждающей установкой (БРОУ)	480–650
3	Температура пара низкого давления перед ГПЗ	750–790

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
4	Температура пара за редукционно-охладительной установкой (РОУ) на собственные нужды	550–580
5	Температура в блочном коллекторе собственных нужд	350–400
6	Температура во всасывающем коллекторе питательного электронасоса (ПЭН)	420–450
7	Температура масла на смазку ПЭН высокого давления	300–320
8	Температура подшипников ПЭН высокого давления	335–340
9	Температура уплотняющего конденсата ПЭН высокого давления	420–450
10	Температура подшипников ПЭН низкого давления	335–340

Таблица 1.3.7. Перечень контролируемых значений температуры на ТЭС в части топливного хозяйства

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
1	<b>Жидкое топливо</b>	
1.1	Температура жидкого топлива на выходе из каждого резервуара склада жидкого топлива	340–360
1.2	Температура жидкого топлива до подогревателя жидкого топлива	340–400
1.3	Температура жидкого топлива после подогревателя жидкого топлива	350–410
1.4	Температура жидкого топлива на стороне нагнетания каждого перекачивающего насоса	350–410
1.5	Температура жидкого топлива в напорных топливопроводах к ГТУ (КУ)	350–410
1.6	Температура жидкого топлива в каждом резервуаре склада на трех уровнях	310–370
1.7	Температура жидкого топлива в приемной емкости на трех уровнях	310–370
1.8	Температура греющего пара, подаваемого на топливное хозяйство	410–470
1.9	Температура подшипников электродвигателей насосов	340–360
1.10	Температура топлива в емкости присадки	350–410
2	<b>Газообразное топливо</b>	
2.1	Температура газа до и после ППГ	290–295
2.2	Температура подшипников компрессора	340–360
2.3	Температура подшипников мультипликатора	340–360
2.4	Температура воздуха на входе в компрессор	300–400
2.5	Температура газа после холодильника	270–295
2.6	Температура масла в коллекторе смазки	310–325
2.7	Температура воздуха в блок-контейнере компрессорного агрегата	230–330

№ п/п	Наименование параметра	Диапазон измеряемых температур, К
2.8	Температура воздуха в блок-контейнере	230–330
2.9	Температура масла в маслобаке	310–325
2.10	Температура на линии отбора затворного газа	270–300
2.11	Температура подшипников главного электродвигателя	340–360
2.12	Температура газа на стороне нагнетания компрессора	270–295

На рисунке 1.3.6 приведен фрагмент функциональной схемы системы контроля и сигнализации парового котла типа П-50.

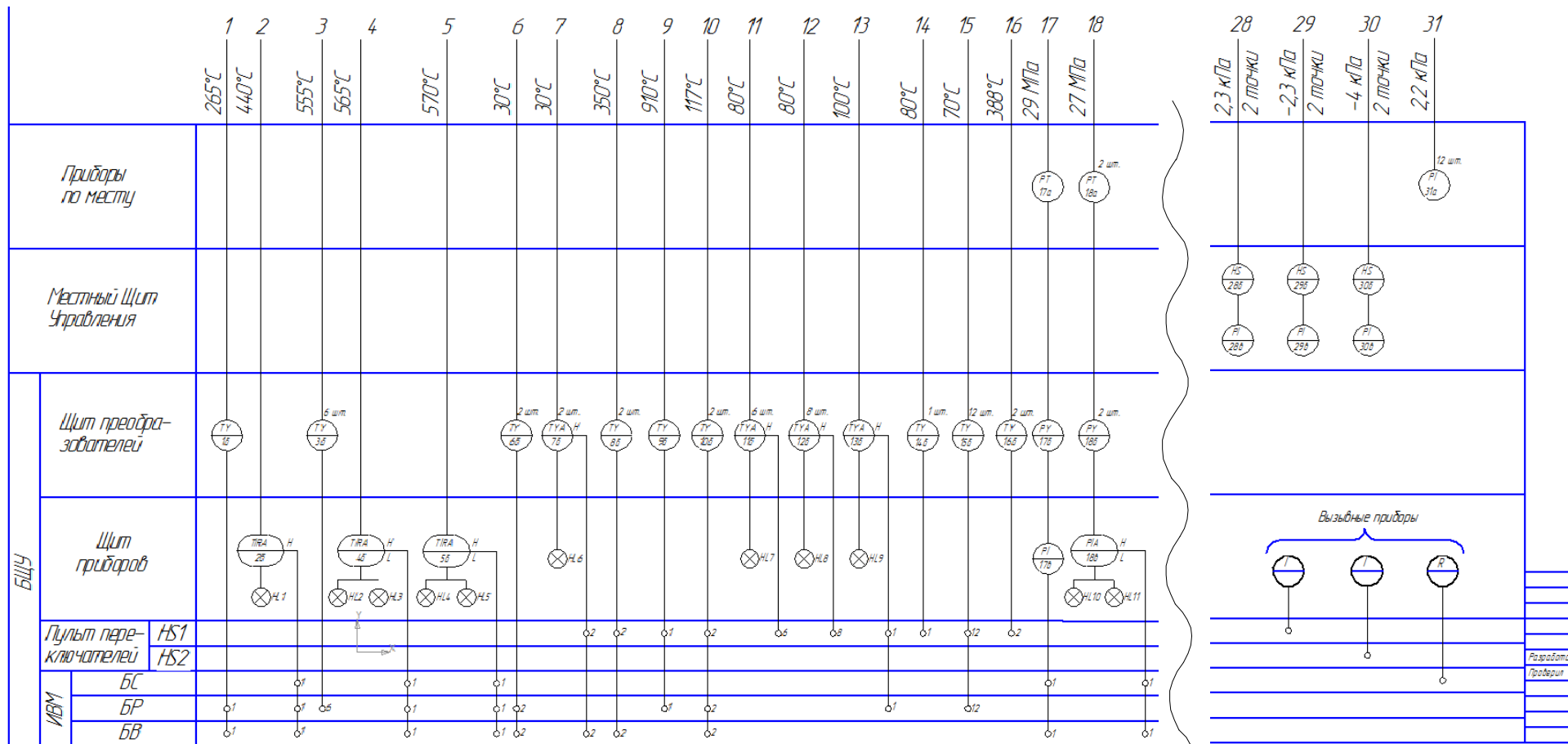


Рисунок 1.3.6. Фрагмент функциональной схемы системы автоматического контроля и сигнализации парового котла типа П-50

Приведенная функциональная схема разработана в соответствии с «Методическими указаниями» [72]. Объем оснащения объекта средствами измерений и значения контролируемых параметров приняты согласно [73]. Видно, что система автоматического контроля и сигнализации парового котла включает 16 измерительных систем температуры при общем количестве измеряемых параметров (31).

Контроль температуры также осуществляется на оборудовании электрической части станции и в системах водоподготовки.

Помимо контроля (мониторинга) температуры на АЭС и ТЭС также осуществляется регулирование температуры технологических сред и оборудования (рисунок 1.3.7).



Рисунок 1.3.7. Доля автоматизированных систем регулирования (АСР) температуры на тепловых электрических станциях

Анализ приведенной информации показывает, что доля измерений температуры в системах контроля и управления составляет не менее 30 % от общего числа измеряемых и регулируемых параметров, а в отдельных случаях этот показатель может достигать 40–50 % [10, 65–67]. Количество точек отбора измерительной информации температуры зависит от большого



числа факторов, в том числе от типа электрической станции, ее технологической схемы, применяемого топлива и оборудования [10, 65–67].

Температура является одним из основных параметров, характеризующих протекание технологических процессов, и может служить показателем состояния технологического оборудования [63, 64, 74–94] и основой обеспечения безопасности работы станции в целом. Необходимость достоверного измерения [91–96], а также максимально оперативного и точного регулирования [97–108] обуславливает необходимость уделять особое внимание выбору, монтажу и эксплуатации датчиков температуры.

С точки зрения надежности автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) термоэлектрические преобразователи являются частью системы и их отказы или ошибки в конечном итоге приведут к отказам или ошибкам АСУ ТП в целом [108–110]. Наиболее опасными являются ошибки термопар и отказы последних в тех случаях, когда не предусмотрено резервирование датчиков [104–106]. Статистические данные [108–110] показывают, что до 15 % аварий энергетического оборудования происходит по причине выхода из строя измерительных преобразователей (в том числе, датчиков температуры). Следует также отметить, что до 90 % преждевременных отказов термопар связаны с изменением структуры и состояния самой термопары [47].

Выбор датчика температуры обуславливается рядом факторов, главными из которых являются необходимость дистанционной передачи данных, погрешность измерения, диапазон измеряемых температур [20, 24, 25, 27]. Благодаря простоте конструкции, достаточной надежности и широком диапазоне измеряемых температур наибольшее распространение получили термоэлектрические преобразователи [20, 24, 25, 27, 112–119]. Совокупность приведенных фактов обуславливает задачу настоящей диссертационной работы – исследование источников погрешностей измерения температуры термоэлектрическими преобразователями, разработка методов минимизации рассматриваемых видов погрешностей.

К задаче измерения температуры относится не только количественная оценка измеряемого параметра, но и оценка возникающей при измерении погрешности [119, 120]. В соответствии с принятой классификацией погрешностей измерения [120] ошибки результатов измерений составляют сумму систематических и случайных погрешностей. Систематические погрешности измерения температуры остаются постоянными или изменяются по определенному закону при выполнении серии экспериментов [120]. Причинами возникновения таких ошибок могут являться неправильный монтаж средств измерений [95, 121–123], износ и/или старение датчиков [49, 124, 125], несовершенство метода измерений [126], а также влияние индивидуальных факторов в зависимости от конкретных условий измерения [3–8]. Отличием систематических погрешностей от случайных (кроме постоянства) является то, что их источники в большинстве случаев известны, а сами погрешности могут быть устранены в ходе выполнения измерения или на этапе подготовки к нему.

Природа появления случайных погрешностей, напротив, в большинстве случаев неизвестна, а сами погрешности минимизируются в зависимости от типа случайной ошибки: промахи, резко искажающие показания, исключаются из результата измерения, а ожидаемые случайные погрешности минимизируются путем многократных измерений или другими способами [119, 120]. В случае измерения температуры в условиях производства выполнять многократные измерения с их последующей обработкой зачастую не представляется возможным, поэтому снижение погрешности температуры целесообразно путем снижения систематической погрешности измерения. Для того чтобы повлиять на систематическую погрешность следует определить природу появления таких погрешностей и оценить влияние основных факторов [44].

Вопросам оценки и минимизации погрешностей измерения температуры термоэлектрическими преобразователями посвящено довольно большое число работ как отечественных, так и зарубежных исследователей.

Можно выделить труды Визгалова С.В., Ибраева А.М., Шарапова И.И. [127]; Су Цзюнь, Кочан О.В., Йоцова В.С. [48, 50, 51]; Боровковой Т.В., Товстонога В.А., Елисеева В.Н., Лопухова И.И., Томак В.И., Чернова В.А., Соловова А.А. [56, 58, 128–132]; Кузнецова Г.В., Мухаммадеева К.М. [29, 53, 133]; Рычкова А.Д., Зарко В.Е., Личейкина В.Д., Кофанова А.В. [57, 134, 135]; Приймака С.В., Олейникова П.П., Усачева В.Б., Козаченко К.С., Васильевой Н.Л. и др. [30, 56, 136–138]; Резника С.В., Анучина С.А., Просунцова П.В., Шуляковского А.В. [6, 139]; Анатычук Л.И., Боднарука В.И. [140, 141] и других.

В частности, в работах [29, 53, 133] рассматривается постановка задачи теплопереноса в системе «спай термопары – объект измерения». Область решения в данном случае включает поверхность объекта измерения, спай термопары, термоэлектроды и воздушный зазор. Разработана двумерная модель теплопереноса в системе «спай термопары – объект измерения» в виде дифференциальных уравнений:

$$c \cdot \rho \cdot \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right), \quad t > 0, \quad 0 < x < L, \quad 0 < y < d,$$

где  $c$  – удельная теплоемкость,  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности,  $\rho$  – плотность,  $L$ ,  $d$  – границы области решения задачи.

Несмотря на большое количество работ в рассматриваемой области исследований, на сегодняшний день изучены не все источники погрешностей измерения температуры. Не разработан математический аппарат, позволяющий прогнозировать погрешности измерений с применением ТЭП с учетом разных конструкций датчиков, материалов их основных элементов, а также условий эксплуатации в основных блоках, узлах и агрегатах ТЭС.

Все работы в области повышения точности измерения температуры термоэлектрическими преобразователями ввиду специфики этих датчиков можно условно разделить на две группы. Первая группа работ предполагает равенство температуры спаев термопары и измеряемой температуры. Погрешность результата измерения в этом случае будет определяться

несоответствием (отклонением) выходного значения термо-ЭДС при заданной температуре значению, определяемому по номинальной статической характеристике. Причины, вызывающие такую погрешность измерения, в основном, связаны с внутренним несовершенством датчика. Внутренние факторы влияния на достоверность измерений температуры рассмотрены в работах [48, 50, 94, 121, 124, 141–143]. В качестве негативно влияющих факторов в этой группе работ рассматриваются (например, [141–143]) неоднородность материалов термоэлектродов, старение термопар (изменение химического состава материалов термоэлектродов), влияние эффекта Томпсона, влияние внешних магнитных полей. Вторая группа работ предполагает внутреннюю исправность датчиков температуры, т.е. отсутствие посторонних токов в цепи термопары, нормативное состояние термоэлектродов и спая термопары и других факторов, искажающих выходную термо-ЭДС. В этой группе работ исследуются причины, по которым температура спая термопары не соответствует измеряемой температуре. Большое число и многообразие работ, относящихся ко второй группе исследований, обуславливается следующими причинами:

- 1) распространенность термоэлектрических преобразователей в различных областях промышленности, таких как авиастроение [28, 55, 128–131], машиностроение [28, 53, 133], атомная энергетика [30, 56, 136–138], производство твердого топлива [57, 134, 135] и других;
- 2) разнообразие условий и используемых конфигураций датчиков температуры;
- 3) возможность коррекции условий измерения с целью компенсации оцененных погрешностей измерения.

Последний фактор особенно важен с учетом того, что измерения температуры проводятся не только в системах контроля и управления, но и в системах защит и блокировок технологического оборудования, а также как показатель безопасности эксплуатации энергетических агрегатов [10, 144]. Например, в части технического водоснабжения необходимо контролировать

температуру охлаждающей воды в зимний период во избежание обледенения оросителей градирен. С другой стороны, температура охлаждающей воды оказывает значительное влияние на технико-экономические показатели работы турбоагрегатов ТЭС (повышение температуры приведет к снижению коэффициента полезного действия (КПД)), и повышение температуры охлаждающей воды на 1 К относительно нормативной требует проведения работ по выяснению причин недоохлаждения и их устранению [131].

В системах управления, защит и блокировок паровых и водогрейных котлов ТЭС требуется контроль температурного режима барабана котла в переходных режимах работы агрегатов (растопка/останов) во избежание повреждения материала барабана [144]. Также в целях соблюдения нормативного состояния материалов перегревателей требуется точный контроль и поддержание температуры пара в каждой ступени пароперегревателей [144]. Кроме того, при превышении температуры воды на выходе из котла (для водогрейных котлов) или температуры поверхностей нагрева выполняется останов котла [144].

Системы управления, защит и блокировок паротурбинных установок ТЭС также включают системы контроля температуры: поддержание температурного режима в системах маслоснабжения турбины (во избежание загорания масла), температурных напоров в конденсаторе (в целях обеспечения эффективного охлаждения конденсата), нормативных значений температуры основного конденсата и питательной воды за ступенями регенеративного перегрева (в целях обеспечения качества регенеративного подогрева питательной воды перед ее подачей в котел) [144, 145]. Погрешности измерения температуры или отказ датчиков температуры в указанных системах могут привести к последствиям различной тяжести.

#### **Выводы по главе**

1. Рассмотрены факторы, влияющие на надежность и безопасность работы блоков, агрегатов, трубопроводов и установок ТЭС. На основе

анализа нормативных документов установлены зависимости между рабочим ресурсом оборудования и температурным режимом эксплуатации.

2. Проанализированы основные причины возникновения погрешностей измерений температуры термоэлектрическими преобразователями. Такие факторы, как неоднородность материалов электродов, склонность металла к сублимации и наличие посторонних токов в цепи термопары, относятся к внутренним и не могут быть оценены и скомпенсированы (или в целом ликвидированы) в ходе выполнения измерения. Условия теплового контакта и погрешность вследствие эффекта теплоотвода от спая термопары могут быть скомпенсированы в ходе выполнения измерения.
3. Ошибки датчиков температуры в системах управления, защит и блокировок являются основными причинами не менее 15 % всех аварий или нештатных ситуаций на ТЭС. Они могут привести к существенным последствиям, в том числе, к отсутствию соответствующих сигналов на останов агрегатов в аварийной ситуации.
4. Для внесения необходимых корректировок в процесс измерения следует предварительно оценить компенсируемый негативный фактор. Выполнять такую оценку целесообразно путем моделирования процесса теплопереноса в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя.
5. Известны теоретические работы, связанные с анализом погрешности измерения температуры термоэлектрическими преобразователями, в которых учитываются различные источники погрешностей, в том числе несовершенство самого датчика, а также условий теплового контакта. Тем не менее, предложенные ранее подходы не позволяют оценить влияние конструктивных особенностей термоэлектрических преобразователей и таких внешних условий, как, например, наличие защитных гильз, на погрешность измерения температуры.

6. Использование термопарных датчиков в системах контроля и регулирования температуры в условиях ТЭС связано со значительными нагрузками на чувствительный элемент датчика, что обуславливает наличие защитного чехла и в некоторых случаях защитных гильз при эксплуатации датчиков. В связи с этим использование моделей [28, 29, 53, 59, 128–130, 133–135], учитывающих только характеристики спая термопары и термоэлектродов, затруднено. Этим обуславливается необходимость разработки более полных моделей теплопереноса для термоэлектрических преобразователей, используемых в трактах и агрегатах ТЭС, в том числе при размещении в защитных гильзах.

## **ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОПЕРЕНОСА В СИСТЕМЕ «КОНТАКТНЫЙ ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ – НАГРЕТЫЙ МАТЕРИАЛ» В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР И ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ**

В зависимости от объекта теплового контроля или среды, температура которой измеряется, термоэлектрические преобразователи разделяют [25] на погружаемые и поверхностные. Погружаемые и поверхностные ТЭП нашли широкое применение на тепловых электрических станциях, агрегаты, блоки и узлы которых оснащаются большим количеством систем контроля, управления, защиты и блокировок. Погружаемые датчики [10] температуры на ТЭС используются для измерения температуры сред, находящихся внутри технологического оборудования и соответствующих трубопроводов. К таким параметрам, например, относятся температуры воздуха, дымовых газов в трактах парогенератора, перегретого пара на выходе котла, конденсата в конденсаторах турбоустановок и др. Поверхностные датчики [10] предназначены для измерения температуры поверхности технологического оборудования: коллекторов парогенератора, турбины, металла в стопорных клапанах цилиндра высокого давления турбины. При измерении температуры как поверхностными, так и погружными преобразователями есть ряд особенностей, учет которых необходим при планировании и выполнении измерений для минимизации погрешности измерений.

### **2.1. Схема измерения температуры металлов агрегатов ТЭС с малым воздушным зазором между поверхностью оборудования и ТЭП**

Анализ современных термоэлектрических преобразователей позволил выявить ряд наиболее распространенных конструкций, применяемых для измерения температуры рабочих сред, а также поверхностей блоков и агрегатов тепловых электрических станций. Поверхностные измерения температур используются на ТЭС в случаях измерения температуры



баббитов подшипников газотурбинных установок и паровых турбин, опорных и упорных подшипников генераторов, подшипников питательного электронасоса и других. Диапазон измерения в этих случаях, как правило, не превышает 290–340 К. Измерительные преобразователи температуры устанавливаются с помощью специальных зажимов, что может привести к неидеальному контакту поверхности датчика с поверхностью металла. Для измерения температуры в указанном диапазоне используются термоэлектрические преобразователи с одним чувствительным элементом [24], спай которого не изолирован (рисунок 2.1.1).

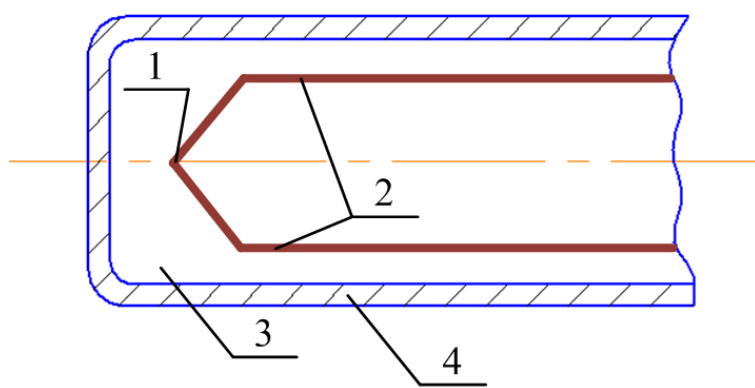


Рисунок 2.1.1. Схема чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя: 1 – спай термопары; 2 – термоэлектроды; 3 – порошок окиси алюминия; 4 – защитный металлический чехол

При измерении температуры поверхности теплоэнергетического оборудования ТЭП может размещаться непосредственно на поверхности с закреплением путем припаивания, приклеивания, или установки с помощью специальных зажимов (в этом случае имеет место зазор между поверхностью ТЭП и нагретым материалом). Схема размещения ТЭП в нагревателе в условиях наличия воздушного зазора показана на рисунке 2.1.2.

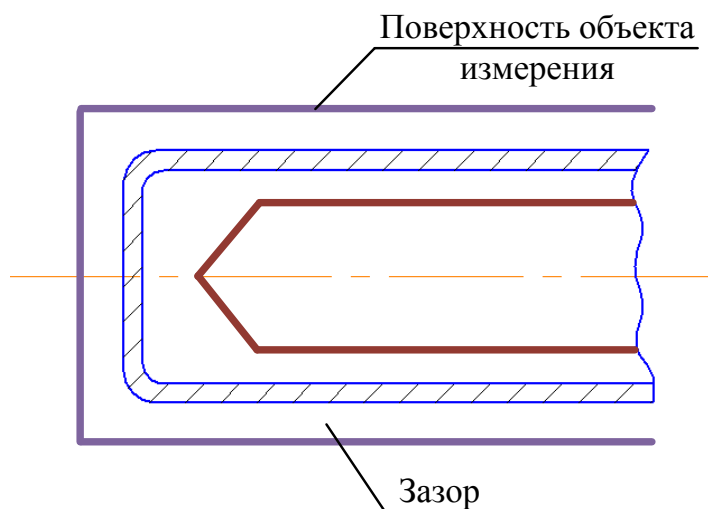


Рисунок 2.1.2. Схема размещения ТЭП внутри нагревателя при наличии зазора

В связи с тем, что на выходной сигнал ТЭП, характеризующий измеряемую температуру, определяющее влияние оказывает температура спаиваемых термопары, целесообразно представить в качестве первого приближения область решения задачи теплопереноса следующим образом (рисунок 2.1.3).

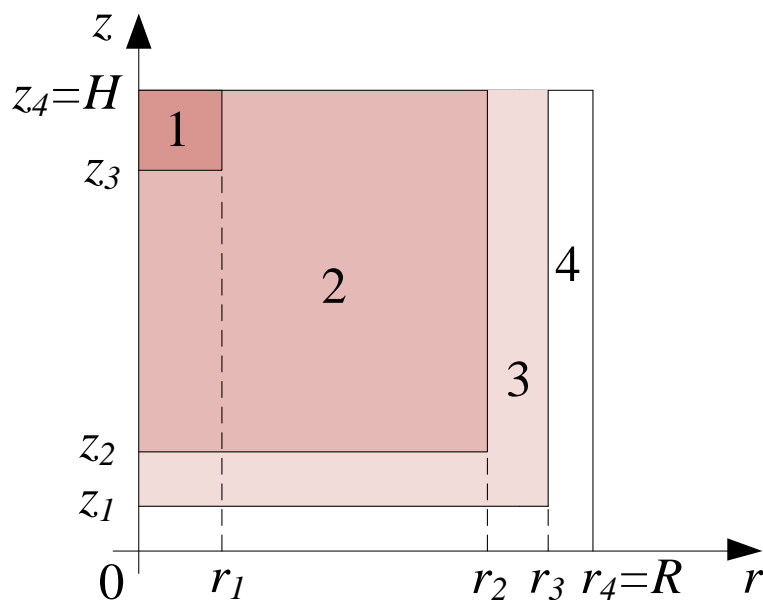


Рисунок 2.1.3. Область решения задачи теплопереноса:  
 1 – спай термопары; 2 – порошок окиси алюминия; 3 – защитный чехол; 4 – воздушный зазор

Чувствительный элемент ТЭП в рассматриваемой задаче (первое приближение) включает спай термопары 1, защитный металлический чехол 3, материал, заполняющий свободное пространство ТЭП – порошок окиси алюминия 2. Нагревание термопары проводится от нагревательной поверхности, отделенной от чувствительного элемента ТЭП воздушным зазором 4.

Начальная температура чувствительного элемента ТЭП соответствует нормальным условиям и составляет 293 К. Необходимая длительность измерений принята равной времени, которое необходимо для достижения температуры спаев термопары значений, находящихся в пределах допускаемой (таблица 2.1.1) погрешности [146].

Таблица 2.1.1. Пределы допускаемых погрешностей ТЭП

Тип ТЭП	Предел допускаемого отклонения от НСХ, К
<i>S</i> (ПП) (2 кл. доп.)	$\pm 1,5$ в диапазоне температур от 273 до 873 К;
<i>K</i> (ХА) (1 кл. доп.)	$\pm 1,5$ в диапазоне температур от 233 до 648 К; $\pm 0,004 \cdot  T-273 $ в диапазоне температур св. 648 до 1273 К включ.
<i>K</i> (ХА) (2 кл. доп.)	$\pm 2,5$ в диапазоне температур от 233 до 606 К; $\pm 0,0075 \cdot  T-273 $ в диапазоне температур св. 606 до 1473 К включ.
<i>E</i> (ХКн) (2 кл. доп.)	
<i>L</i> (ХК) (2 кл. доп.)	$\pm 2,5$ в диапазоне температур от 233 до 573 К; $\pm 0,0075 \cdot  T-273 $ в диапазоне температур св. 573 до 1073 К включ.

В связи с тем, что чувствительный элемент ТЭП имеет цилиндрическую форму, моделирование выполняется в цилиндрических координатах. Решение задачи проведено в осесимметричной постановке.

Для области решения (рисунок 2.1.3) математическая модель включает следующие дифференциальные уравнения:

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{\partial t_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 t_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_1}{\partial z^2} \right), \quad (2.1.1)$$

$$t > 0, 0 < r < r_1, z_3 < z < H;$$

$$c_2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{\partial t_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 t_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_2}{\partial z^2} \right), \quad (2.1.2)$$

$$t > 0, 0 < r < r_2, z_2 < z < z_3;$$

$$t > 0, r_1 < r < r_2, z_3 < z < H;$$

$$c_3 \cdot \rho_3 \cdot \frac{\partial t_3}{\partial t} = \lambda_3 \left( \frac{\partial^2 t_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_3}{\partial z^2} \right), \quad (2.1.3)$$

$$t > 0, 0 < r < r_3, z_1 < z < z_2;$$

$$t > 0, r_2 < r < r_3, z_2 < z < H;$$

$$c_4 \cdot \rho_4 \cdot \frac{\partial t_4}{\partial t} = \lambda_4 \left( \frac{\partial^2 t_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_4}{\partial z^2} \right), \quad (2.1.4)$$

$$t > 0, 0 < r < L, 0 < z < z_1;$$

$$t > 0, r_3 < r < r_4, z_1 < z < H.$$

Здесь  $r$  – радиальная координата, м;  $z$  – осевая координата, м;  $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К);  $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); индексы: 1 – спай термопары, 2 – порошок окиси алюминия, 3 – защитный чехол, 4 – воздух.

Начальные условия определяют распределение температуры в чувствительном элементе ТЭП в начальный момент времени:

$$t = 0; t = t_0, 0 < r < R,$$

$$t = 0; t = t_0, 0 < z < H,$$

где  $T_0 = 293$  К – температура, соответствующая нормальным условиям.

Условия на границах «спай термопары–порошок  $Al_2O_3$ » ( $r=r_3, z=z_1$ ), «порошок  $Al_2O_3$ –защитный чехол» ( $r=r_2, z=z_2$ ), «защитный чехол–воздушный зазор» ( $r=r_3, z=z_1$ ),  $r=R, r=0, z=0, z=H$ , приведены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2. Граничные условия для системы уравнений (2.1.1)–(2.1.4)

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_1(r_1, z) = T_2(r_1, z);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big _{r=r_1} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_1}$	$(z_3 < z < H);$	$T_1(r, z_3) = T_2(r, z_3);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_3} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_3}$	$(0 < r < r_1);$
$T_2(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$(z_2 < z < H);$	$T_2(r, z_2) = T_3(r, z_2);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_2}$	$(0 < r < r_2);$
$T_3(r_3, z) = T_4(r_3, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_3}$	$(z_1 < z < H);$	$T_3(r, z_1) = T_4(r, z_1);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_1}$	$(0 < r < r_3);$
$T = T_r$	$(z=0);$	$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$	$(r=0);$
$\frac{\partial T}{\partial r} = 0$	$(z=H);$	$T = T_r$	$(r=R).$

При численном моделировании в области решения, приведенной на рисунке 2.1.3, приняты следующие допущения, не накладывающие существенных ограничений на общность постановки задачи:

1. ТЭП имеет правильную цилиндрическую форму.
2. ТЭП исправен (внутренние факторы, вызывающие существенные погрешности измерений, отсутствуют).
3. Теплофизические характеристики материалов чувствительного элемента ТЭП, а также теплофизические характеристики воздуха не зависят от температуры.

Теплофизические характеристики материалов и веществ в области решения задачи теплопереноса приведены в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2. Теплофизические характеристики материалов и веществ [47, 147–150]

№ элемента	Наименование элемента, материала и вещества	Коэффициент теплопроводности $\lambda$ , Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость $c$ , Дж/(кг·К)	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
1	Спай термопары типа <i>S</i> (ПП)	50,4	139	20710
1	Спай термопары типа <i>L</i> (ХК)	24,75	713	8920
1	Спай термопары типа <i>K</i> (ХА)	33,1	768	8825
1	Спай термопары типа <i>E</i> (ХКН)	22,5	435	8815
2	Порошок Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	16,57	1031	2765
3	Защитный чехол сталь 12Х18Н10Т	15	462	7900
4	Воздух	0,026	1190	1,161

В соответствии с [24] считалось, что диаметр чувствительного элемента типичного ТЭП составляет 5 мм. Высота участка чувствительного элемента ТЭП ограничена 5 мм (от нижней границы). Толщина воздушного зазора между поверхностью оборудования ТЭС и поверхностью чувствительного элемента варьировалась при проведении численного моделирования в диапазоне от 1 мм до 20 мм.

## **2.2. Математическая модель теплопроводности в термоэлектрическом преобразователе с изолированным спаем в условиях измерения температуры металла коллекторов паровых котлов и клапанов паровых турбин ТЭС**

В случаях поверхностных измерений температур металла барабана парового котла, металла стопорных клапанов цилиндров высокого давления турбин, металла регулирующих клапанов, находящихся в диапазоне 740–870 на практике используются термоэлектрические преобразователи, у которых спай термопары изолирован от металлического защитного чехла керамическим наконечником. Внешняя конструкция датчика аналогична конструкции преобразователей с неизолированным спаем. Установка таких

датчиков (поверхностных) выполняется с помощью зажимов (рис. 1.3.3). В этом случае модель теплопереноса (рисунок 2.2.1) следует дополнить соответствующими уравнениями теплопроводности и граничными условиями.

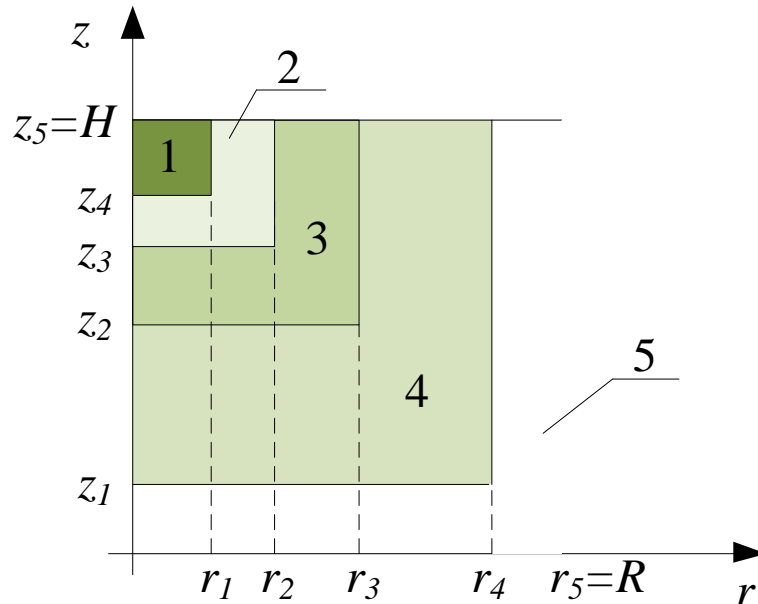


Рисунок 2.2.1. Область решения задачи теплопроводности:

- 1 – спай термопары; 2 – керамический наконечник; 3 – порошок окиси алюминия;  
4 – защитный чехол; 5 – воздушный зазор

Нестационарный теплоперенос в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя с воздушным зазором описывается системой дифференциальных уравнений:

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right), \quad (2.2.1)$$

$$t > 0, 0 < r < r_1, z_4 < z < H$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right), \quad (2.2.2)$$

$$t > 0, 0 < r < r_2, z_3 < z < z_4; r_1 < r < r_2, z_4 < z < H$$

$$c_3 \rho_3 \frac{\partial T_3}{\partial t} = \lambda_3 \left( \frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right), \quad (2.2.3)$$

$$t > 0, 0 < r < r_3, z_2 < z < z_3; r_2 < r < r_3, z_3 < z < H$$

$$c_4 \rho_4 \frac{\partial T_4}{\partial t} = \lambda_4 \left( \frac{\partial^2 T_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_4}{\partial z^2} \right), \quad (2.2.4)$$

$$t > 0, 0 < r < r_4, z_1 < z < z_2; r_3 < r < r_4, z_2 < z < H$$

$$c_5 \rho_5 \frac{\partial T_5}{\partial t} = \lambda_5 \left( \frac{\partial^2 T_5}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_5}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_5}{\partial z^2} \right), \quad (2.2.5)$$

$$t > 0, 0 < r < R, 0 < z < z_1; r_4 < r < R, z_1 < z < H.$$

На границах «спай термопары – керамический наконечник» ( $r=r_1, z=z_4$ ), «керамический наконечник – порошок» ( $r=r_2, z=z_3$ ), «порошок – защитный чехол» ( $r=r_3, z=z_2$ ), «защитный чехол – воздушный зазор» ( $r=r_4, z=z_1$ ) приняты краевые условия, приведенные в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1. Граничные условия для системы уравнений (2.2.1)–(2.2.5)

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_1(r_1, z) = T_2(r_1, z);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big _{r=r_1} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_1}$	$(z_4 < z < H);$	$T_1(r, z_4) = T_2(r, z_4);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_4} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_4}$	$(0 < r < r_1);$
$T_2(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$(z_3 < z < H);$	$T_2(r, z_3) = T_3(r, z_3);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_3} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_3}$	$(0 < r < r_2);$
$T_3(r_3, z) = T_4(r_3, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_3}$	$(z_2 < z < H);$	$T_3(r, z_2) = T_4(r, z_2);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_2} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_2}$	$(0 < r < r_3);$
$T_4(r_4, z) = T_5(r_4, z);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_4} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_4}$	$(z_1 < z < H);$	$T_4(r, z_1) = T_5(r, z_1);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial z} \Big _{z=z_1}$	$(0 < r < r_4);$

Краевые условия на внешних границах области решения задачи (рисунок 2.2.1)  $z=H; z=0; r=0; r=R$  определены аналогично приведенным в таблице 2.1.2.



Теплофизические характеристики керамического наконечника принимались независимыми от температуры и составляли:  $\lambda=16$  Вт/(м·К);  $C=1050$  Дж/(кг·К);  $\rho = 3800$  кг/м<sup>3</sup> [147–149].

### **2.3. Постановка задачи теплопереноса в термоэлектрическом преобразователе с защитной гильзой при измерении температуры свежего пара на выходе паровых котлов ТЭС**

Измерение температуры контактным способом на тепловых электрических станциях зачастую связано со значительными нагрузками на чувствительный элемент датчика [151, 152] вследствие влияния среды под давлением. Поэтому для защиты от негативного воздействия среды последние устанавливаются в защитные гильзы (рис. 1.3.4), а свободное пространство заполняется веществом с высокой теплопроводностью (для снижения тепловой инерционности системы). Такие способы монтажа датчика весьма распространены, так как помимо защиты чувствительного элемента ТЭП, использование защитных гильз позволяет выполнять монтаж и демонтаж измерительных преобразователей без останова работы агрегатов и трубопроводов ТЭС. Таким образом устанавливаются термопреобразователи при измерении температуры перегретого пара, температуры питательной воды, основного конденсата, температуры вторичного пара и других сред. Диапазон измерения датчиков составляет, как правило, 330–850 К. К недостаткам такого способа монтажа относится то, что в этом случае отсутствие непосредственного контакта чувствительного элемента датчика с измеряемой средой оказывает влияние на показания измерительного преобразователя [28, 153].

Для оценки масштабов влияния защитной гильзы и сопутствующих факторов (свойства заполняющего гильзу материала, размеры свободного пространства) в диссертационной работе разработана модель системы

«защитная гильза – заполняющий материал – чувствительный элемент ТЭП».

Схема размещения ТЭП в защитной гильзе показана на рисунке 2.3.1.

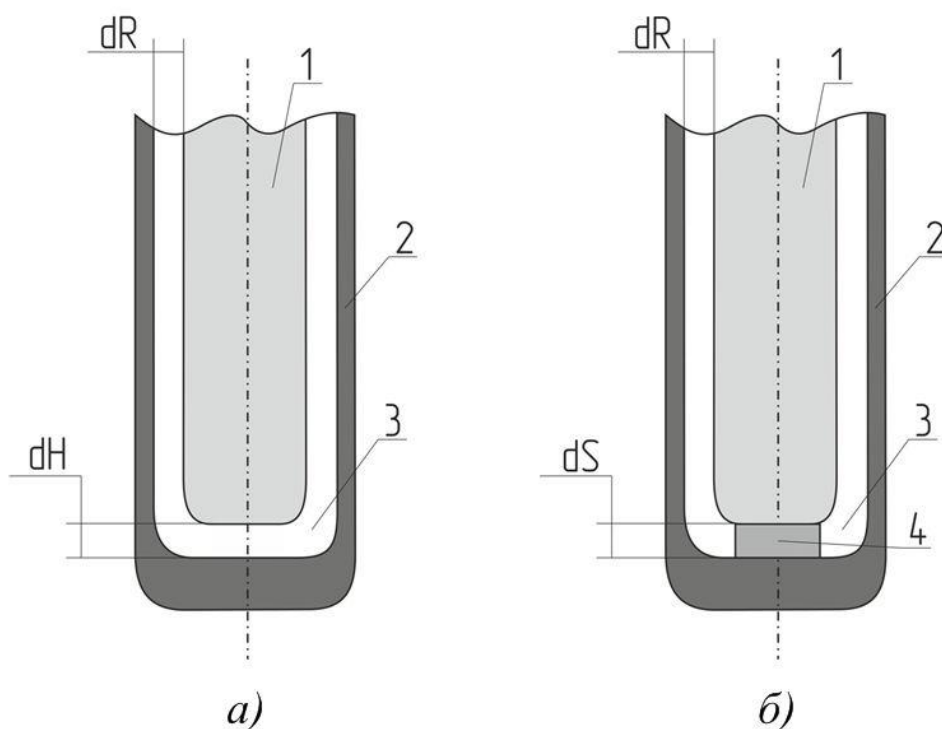


Рисунок 2.3.1. Схема размещения чувствительного элемента в защитной гильзе:

а – установка с зазором; б – установка пайкой, 1 – чувствительный элемент ТЭП, 2 – защитная гильза, 3 – свободное пространство, 4 – сварной шов

Чувствительный элемент ТЭП 1 (рисунок 2.3.1) помещается в защитную гильзу 2. При этом он может быть приварен ко дну гильзы (рисунок 2.3.1, б) или установлен с зазором (рисунок 2.3.1, а). В случае установки по схеме, показанной на рисунке 2.3.1, а имеют место кольцевой  $dR$  и вертикальные зазоры  $dH$ . При установке по схеме, приведенной на рисунке 2.41, б образуется только кольцевой зазор  $dR$ .

Схема области решения задачи представлена на рисунке 2.3.2.

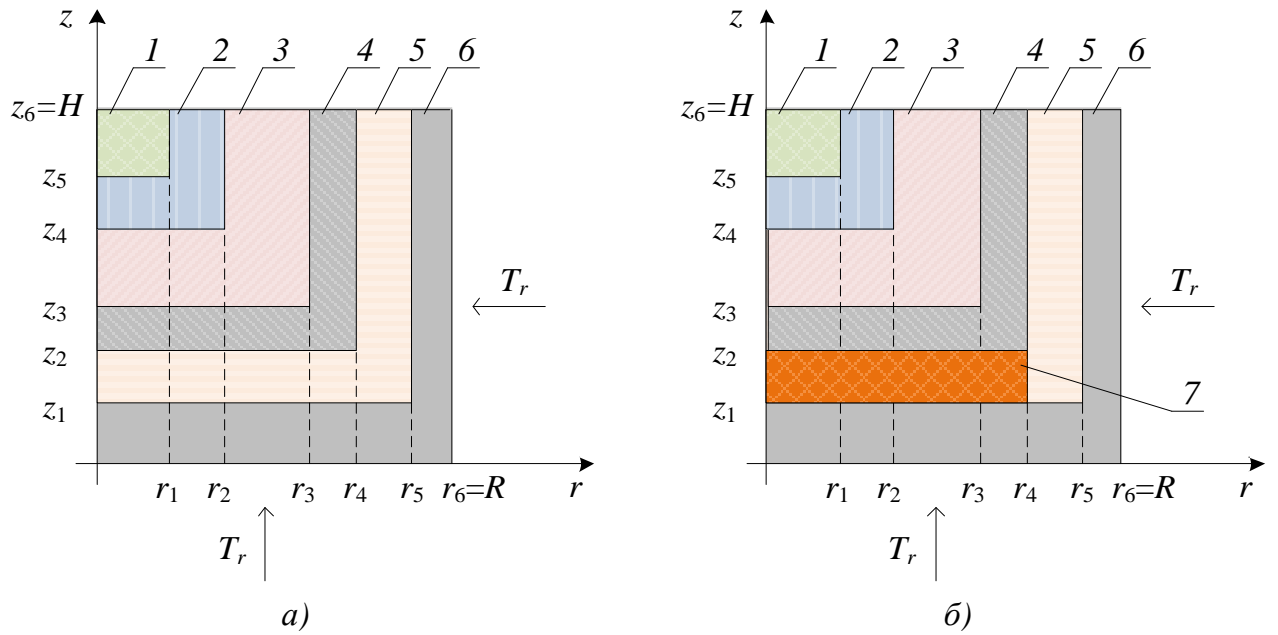


Рисунок 2.3.2. Схема области решения задачи теплопереноса:

*а* – установка с зазором; *б* – установка пайкой; 1 – спай термопары; 2 – керамический наконечник; 3 – порошок оксида алюминия; 4 – чехол ТЭП; 5 – заполняющий гильзу материал; 6 – защитная гильза; 7 – сварной шов

Математическая модель при использовании защитной гильзы (рисунок 2.3.2, *б*) включает систему дифференциальных уравнений в частных производных ( $0 < t < t_H$ ):

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right), 0 < r < r_1, z_5 < z < H \quad (2.3.1)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right), 0 < r < r_2, z_4 < z < z_5; r_1 < r < r_2, z_5 < z < H \quad (2.3.2)$$

$$c_3 \rho_3 \frac{\partial T_3}{\partial t} = \lambda_3 \left( \frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right), 0 < r < r_3, z_3 < z < z_4; r_2 < r < r_3, z_4 < z < H \quad (2.3.3)$$

$$c_4 \rho_4 \frac{\partial T_4}{\partial t} = \lambda_4 \left( \frac{\partial^2 T_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_4}{\partial z^2} \right), 0 < r < r_4, z_2 < z < z_3; r_3 < r < r_4, z_3 < z < H \quad (2.3.4)$$

$$c_5 \rho_5 \frac{\partial T_5}{\partial t} = \lambda_5 \left( \frac{\partial^2 T_5}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_5}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_5}{\partial z^2} \right), r_4 < r < r_5, z_2 < z < H \quad (2.3.5)$$

$$c_6 \rho_6 \frac{\partial T_6}{\partial t} = \lambda_6 \left( \frac{\partial^2 T_6}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_6}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_6}{\partial z^2} \right), 0 < r < L, 0 < z < z_1; r_5 < r < R, z_1 < z < H. \quad (2.3.6)$$

$$c_7 \rho_7 \frac{\partial T_7}{\partial t} = \lambda_7 \left( \frac{\partial^2 T_7}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_7}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_7}{\partial z^2} \right), 0 < r < r_4, z_1 < z < z_2. \quad (2.3.7)$$

Здесь индексы: 1 – спай термопары, 2 – керамический колпачок, 3 – порошок окиси алюминия, 4 – защитный чехол, 5 – заполняющий гильзу материал, 6 – защитная гильза, 7 – сварной шов.

На границах «спай термопары–керамический наконечник» ( $r=r_1, z=z_5$ ), «керамический наконечник–порошок  $Al_2O_3$ » ( $r=r_2, z=z_4$ ), «порошок  $Al_2O_3$ –защитный чехол» ( $r=r_3, z=z_3$ ), «защитный чехол–заполняющий гильзу материал» ( $r=r_4, z_2 < z < H$ ), «защитный чехол–сварной шов» ( $z=z_2, 0 < r < r_4$ ), «заполняющий гильзу материал–защитная гильза» ( $r=r_5$ ), «сварной шов–защитная гильза» ( $z=z_1$ ),  $r=R, r=0, z=0, z=H$  приняты следующие условия (таблица 2.3.1).

Таблица 2.3.1. Граничные условия для системы уравнений (2.3.1)–(2.3.7)

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_1(r_1, z) = T_2(r_1, z);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big _{r=r_1} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_1}$	$(z_5 < z < H);$	$T_1(r, z_5) = T_2(r, z_5);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_5} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_5}$	$(0 < r < r_1);$
$T_2(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$(z_4 < z < H);$	$T_2(r, z_4) = T_3(r, z_4);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_4} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_4}$	$(0 < r < r_2);$
$T_3(r_3, z) = T_4(r_3, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_3}$	$(z_3 < z < H);$	$T_3(r, z_3) = T_4(r, z_3);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_3}$	$(0 < r < r_3);$

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_4(r_4, z) = T_5(r_4, z);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_4} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_4}$	$(z_2 < z < H);$	$T_4(r, z_2) = T_7(r, z_2);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_2} = -\lambda_7 \frac{\partial T_7}{\partial z} \Big _{z=z_2}$	$(0 < r < r_4);$
$T_7(r_4, z) = T_5(r_4, z);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_4} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_4}$	$(z_1 < z < z_2);$	$T_7(r, z_1) = T_6(r, z_1);$ $-\lambda_7 \frac{\partial T_7}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial z} \Big _{z=z_1}$	$(0 < r < r_4);$
$T_5(r_5, z) = T_6(r_5, z);$ $-\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_5} = -\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial r} \Big _{r=r_5}$	$(z_1 < z < H);$	$T_5(r, z_1) = T_6(r, z_1);$ $-\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial z} \Big _{z=z_1}$	$(r_4 < r < r_5);$
$T = T_r$	$(z=0);$	$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$	$(r=0);$
$\frac{\partial T}{\partial r} = 0$	$(z=H);$	$T = T_r$	$(r=R).$

Для области решения задачи, приведенной на рисунке 2.3.2, а, модель теплопереноса формулируется аналогично приведенным выше за исключением сварного шва и области 7, заполненной материалом 5.

Высота и радиус моделируемого участка ТЭП в реальных условиях могут составлять до 5 мм, толщина нижней стенки гильзы – 2,5 мм, боковой стенки – 1 мм. Толщина сварного шва может быть принята равной 0,5 мм. Теплофизические характеристики материалов элементов области решения задачи [47, 147–149, 154] приведены в таблице 2.2.1. В качестве материала припоя принят медно-цинковый припой ПМЦ-54, заполняющих гильзу материалов – кремнийорганическая теплопроводная паста (далее – термопаста), а так же жидкие или сыпучие материалы (относительная плотность медной стружки варьировалась в диапазоне 70-90 %).

Таблица 2.3.1. Теплофизические характеристики материалов элементов области решения задачи

№ элемента	Наименование элемента	Коэффициент теплопроводности $\lambda$ , Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость $c$ , Дж / (кг·К)	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
4, 6	Защитная гильза Сталь 12Х18Н10Т	15	462	7900
5	Трансформаторное масло	0,1022	2261	819,6
5	Медная стружка	280,7	652,4	6188
7	Сварной шов	145,01	4255,4	7974,4
Примечание – № элемента приведен в соответствии с рисунком 3.3.2				

Теплофизические характеристики остальных материалов приведены в таблице 2.1.2.

#### **2.4. Постановка задачи теплопроводности в условиях отвода тепла через заполняющий гильзу материал в условиях измерения температуры питательной воды за группой подогревателей ТЭС**

При установке термоэлектрических преобразователей в защитной гильзе свободное пространство заполняется маслом или другим теплопроводящим материалом для улучшения условий теплопереноса между измеряемой средой и ТЭП [24, 155]. Часть свободного пространства при этом не заполняется. Недостаточное наполнение может привести к снижению эффективности теплообмена в системе, а излишнее заполнение гильзы, в свою очередь, является причиной более интенсивного отвода тепла от чувствительного элемента. Типичная схема установки ТЭП в гильзу [155] и соответствующая схема области решения задачи показаны на рисунках 2.4.1, а и 2.4.1, б, соответственно.

В рассматриваемом случае чувствительный элемент ТЭП 1 (рисунок 2.4.1, а) находится в защитной гильзе 2. Нижняя часть последней заполняется теплопроводным материалом для снижения тепловой инерции системы. Задачей исследования является определение оптимального объема заполнения защитной гильзы теплопроводным материалом от значения,

соответствующего положению спая термопары. Кроме того, в рамках решения поставленной задачи также определялась возможность снижения или увеличения искомого значения доли заполнения в зависимости от соотношения зазоров  $dR$  и  $dH$  (рисунок 2.4.1).

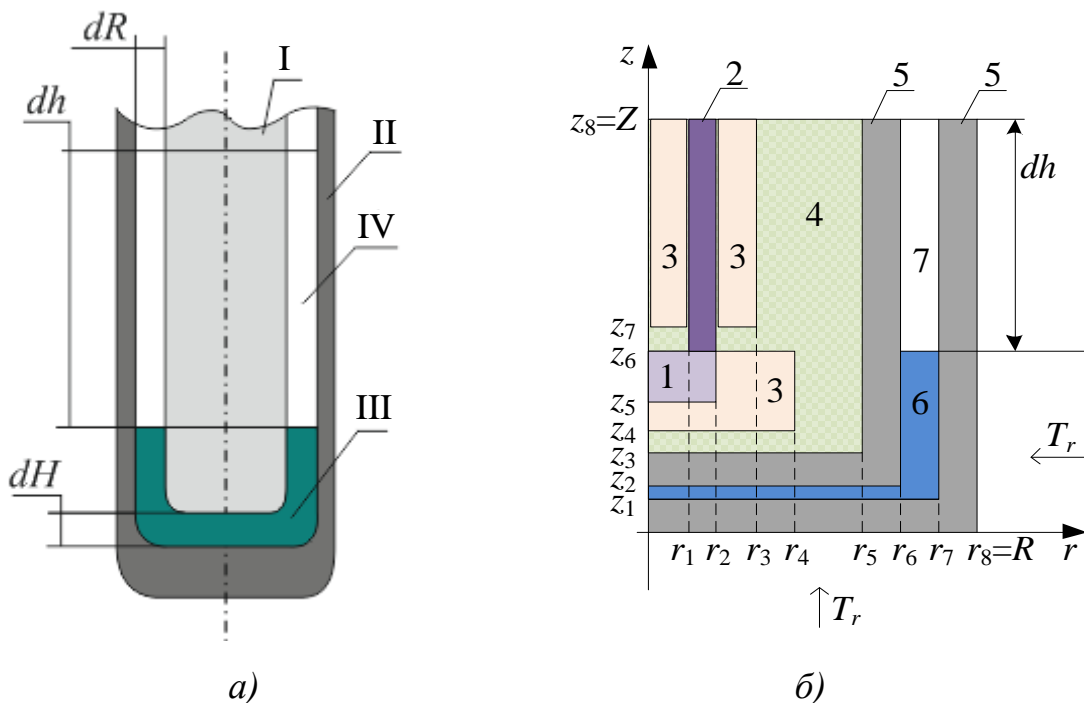


Рисунок 2.4.1. Схема установки датчика (а) и области решения задачи (б):  
 I – термоэлектрический преобразователь; II – заполняющий материал; III – защитная гильза; IV – воздух; 1 – спай термопары; 2 – термоэлектрод; 3 – защитный керамический колпачок; 4 – порошок окиси алюминия; 5 – защитный стальной чехол/гильза; 6 – заполняющий материал; 7 – воздух

Область решения задачи (рисунок 2.4.1, б) представляла существенно неоднородную систему, включающую спай термопары 1, термоэлектрод 2, керамический изолирующий наконечник 3, порошок оксида алюминия 4, металлический чехол ТЭП и защитную гильзу 5, заполняющий гильзу материал 6, воздушный кольцевой зазор 7. Исследования проведены для различных значений уровня ( $dh$ ) заполнения гильзы трансформаторным маслом: в диапазоне от 0 мм до 20 мм для нескольких толщин кольцевого и вертикального зазоров в диапазоне измеряемых температур от 350 К до 450 К.

Процесс теплопроводности в рассматриваемой области (рисунок 2.4.1,

б) описывается системой дифференциальных уравнений:

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_2, z_5 < z < z_6 \quad (2.4.1)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right), t > 0, r_1 < r < r_2, z_6 < z < Z \quad (2.4.2)$$

$$c_3 \rho_3 \frac{\partial T_3}{\partial t} = \lambda_3 \left( \frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right), \quad (2.4.3)$$

$t > 0, 0 < r < r_4, z_4 < z < z_5; r_2 < r < r_4, z_5 < z < z_6; 0 < r < r_1, r_2 < r < r_3, z_7 < z < Z$

$$c_4 \rho_4 \frac{\partial T_4}{\partial t} = \lambda_4 \left( \frac{\partial^2 T_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_4}{\partial z^2} \right), \quad (2.5.4)$$

$t > 0, 0 < r < r_3, z_3 < z < z_4, z_6 < z < z_7; r_3 < r < r_4, z_3 < z < z_4, z_6 < z < Z; r_4 < r < r_5, z_3 < z < Z$

$$c_5 \rho_5 \frac{\partial T_5}{\partial t} = \lambda_5 \left( \frac{\partial^2 T_5}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_5}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_5}{\partial z^2} \right), \quad (2.4.5)$$

$t > 0, 0 < r < r_6, z_2 < z < z_3; r_5 < r < r_6, z_3 < z < Z; 0 < r < R, 0 < z < z_1; r_7 < r < r_8, z_1 < z < Z$

$$c_6 \rho_6 \frac{\partial T_6}{\partial t} = \lambda_6 \left( \frac{\partial^2 T_6}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_6}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_6}{\partial z^2} \right), \quad (2.4.6)$$

$t > 0, 0 < r < r_7, z_1 < z < z_2; r_6 < r < r_7, z_2 < z < z_6.$

$$c_7 \rho_7 \frac{\partial T_7}{\partial t} = \lambda_7 \left( \frac{\partial^2 T_7}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_7}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_7}{\partial z^2} \right), \quad (2.4.7)$$

$t > 0, r_6 < r < r_7, z_6 < z < Z.$

На границах между материалами заданы условия, приведенные в таблице 2.4.1.



Таблица 2.4.1. Граничные условия для системы (2.4.1)–(2.4.7)

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_3(r_1, z) = T_2(r_1, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_1} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_1}$	$r=r_1$ $z_7 < z < Z$	$T_5(r, z_1) = T_6(r, z_1);$ $-\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial z} \Big _{z=z_1}$	$z=z_1$ $0 < r < r_7$
$T_1(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$r=r_2$ $z_5 < z < z_6$	$T_6(r, z_2) = T_5(r, z_2);$ $-\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial z} \Big _{z=z_2} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial z} \Big _{z=z_2}$	$z=z_2$ $0 < r < r_6$
$T_2(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$r=r_2$ $z_7 < z < Z$	$T_5(r, z_3) = T_4(r, z_3);$ $-\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial z} \Big _{z=z_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_3}$	$z=z_3$ $0 < r < r_5$
$T_3(r_3, z) = T_4(r_4, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_3}$	$r=r_3$ $z_7 < z < Z$	$T_4(r, z_4) = T_3(r, z_4);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_4} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_4}$	$z=z_4$ $0 < r < r_4$
$T_3(r_4, z) = T_4(r_4, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_4} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_4}$	$r=r_4$ $z_7 < z < Z$	$T_3(r, z_5) = T_1(r, z_5);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_5} = -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_5}$	$z=z_5$ $0 < r < r_4$
$T_4(r_5, z) = T_5(r_5, z);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_5} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_5}$	$r=r_5$ $z_3 < z < Z$	$T_1(r, z_6) = T_4(r, z_6);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_6} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_6}$	$z=z_6$ $0 < r < r_1$
$T_5(r_6, z) = T_6(r_6, z);$ $-\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_6} = -\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial r} \Big _{r=r_6}$	$r=r_6$ $z_3 < z < z_6$	$T_1(r, z_6) = T_2(r, z_6);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_6} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_6}$	$z=z_6$ $r_1 < r < r_2$
$T_5(r_6, z) = T_7(r_6, z);$ $-\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_6} = -\lambda_7 \frac{\partial T_7}{\partial r} \Big _{r=r_6}$	$r=r_6$ $z_6 < z < Z$	$T_3(r, z_6) = T_4(r, z_6);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_6} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_6}$	$z=z_6$ $r_2 < r < r_4$
$T_6(r_7, z) = T_5(r_7, z);$ $-\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial r} \Big _{r=r_7} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_7}$	$r=r_7$ $z_2 < z < z_6$	$T_6(r, z_6) = T_7(r, z_6);$ $-\lambda_6 \frac{\partial T_6}{\partial z} \Big _{z=z_6} = -\lambda_7 \frac{\partial T_7}{\partial z} \Big _{z=z_6}$	$z=z_6$ $r_6 < r < r_7$

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_7(r_7, z) = T_5(r_7, z);$ $-\lambda_7 \frac{\partial T_7}{\partial r} \Big _{r=r_7} = -\lambda_5 \frac{\partial T_5}{\partial r} \Big _{r=r_7}$	$r=r_7$ $z_6 < z < Z$	$T_4(r, z_7) = T_3(r, z_7);$ $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_7} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_7}$	$z=z_7$ $0 < r < r_1$ $r_2 < r < r_3$
$T=T_r$	$r=R$ $0 < z < z_6$	$T=T_r$	$z=0$
$\frac{\partial T}{\partial r} = 0$	$r=0$	$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$	$z=Z$

Теплофизические характеристики материалов основных элементов области решения задачи соответствуют значениям, приведенным в таблицах 2.3.1, 2.1.2. Для электрода хромель приняты характеристики:  $\lambda=30,6$  Вт/(м·К);  $c=531$  Дж / (кг· К);  $\rho=8730$  кг/м<sup>3</sup> [47, 147–150].

## **2.5. Особенности постановки задачи теплопроводности с целью анализа влияния условий контакта термоэлектрического преобразователя с контролируемыми средами (основной конденсат, дымовые газы, дренаж греющего пара) ТЭС на характеристики процесса измерения**

Рассмотрены условия измерений (рисунок 2.5.1), в которых на внешних границах области решения задачи теплопереноса в чувствительном элементе ТЭП задан тепловой поток  $q$  (граничные условия II рода) и теплообмен с окружающей средой (граничные условия III рода) [156].

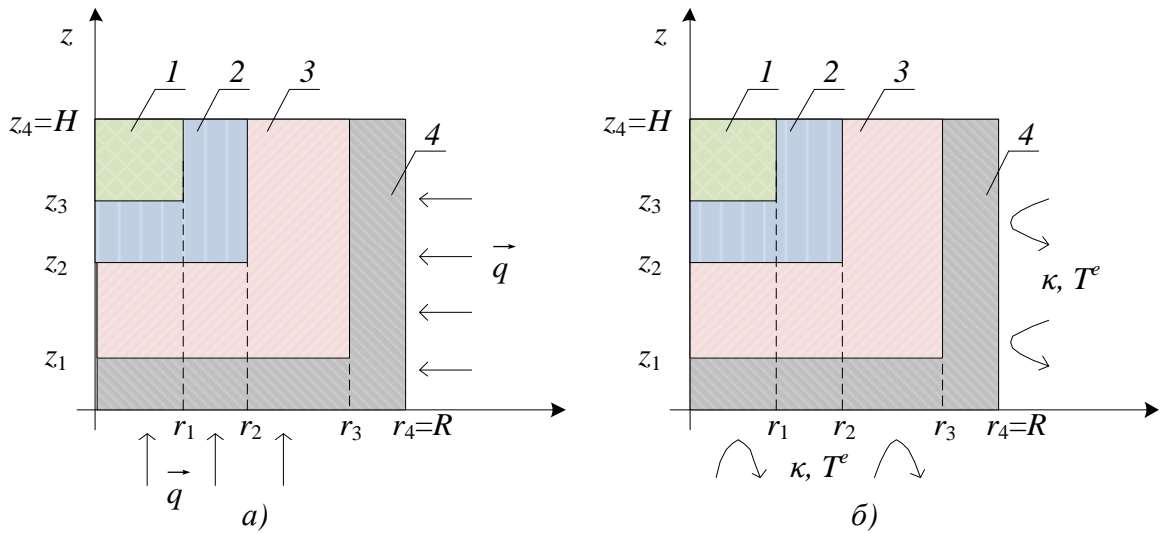


Рисунок 2.5.1. Задача теплопереноса в чувствительном элементе ТЭП: на внешних границах заданы граничные условия II рода (а), на внешних границах заданы граничные условия III рода (б), 1 – спай термопары; 2 – защитный керамический колпачок; 3 – порошок оксида алюминия; 4 – защитный чехол

Процесс теплопереноса в рассматриваемой системе (рисунок 2.5.1) описывается системой дифференциальных уравнений:

$$c_1 \rho_1 \frac{\partial T_1}{\partial t} = \lambda_1 \left( \frac{\partial^2 T_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_1}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_1, z_4 < z < H \quad (2.5.1)$$

$$c_2 \rho_2 \frac{\partial T_2}{\partial t} = \lambda_2 \left( \frac{\partial^2 T_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_2}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_2, z_2 < z < z_3, r_1 < r < r_2, z_3 < z < H. \quad (2.5.2)$$

$$c_3 \rho_3 \frac{\partial T_3}{\partial t} = \lambda_3 \left( \frac{\partial^2 T_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_3}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_3, z_1 < z < z_2; r_2 < r < r_3, z_2 < z < H. \quad (2.5.3)$$

$$c_4 \rho_4 \frac{\partial T_4}{\partial t} = \lambda_4 \left( \frac{\partial^2 T_4}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_4}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_4}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_4, 0 < z < z_1; r_3 < r < r_4, z_1 < z < H. \quad (2.5.4)$$

Граничные условия на внутренних и внешних границах приведены в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1. Граничные условия задачи теплопереноса с заданным внешним тепловым потоком и конвективным теплообменом

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_1(r_1, z) = T_2(r_1, z);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big _{r=r_1} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_1}$	$(z_3 < z < H);$	$T_1(r, z_3) = T_2(r, z_3);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial z} \Big _{z=z_3} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_3}$	$(0 < r < r_1);$
$T_2(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$(z_2 < z < H);$	$T_2(r, z_2) = T_3(r, z_2);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_2}$	$(0 < r < r_2);$
$T_3(r_3, z) = T_4(r_3, z);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_3} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} \Big _{r=r_3}$	$(z_1 < z < H);$	$T_3(r, z_1) = T_4(r, z_1);$ $-\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} \Big _{z=z_1}$	$(0 < r < r_3);$
Краевые условия задачи, область решения которой приведена на рисунке 2.5.1, а			
$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$	$(z=H);$	$\frac{\partial T}{\partial r} = 0$	$(r=0);$
$-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} = q$	$(z=0);$	$-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} = q$	$(r=R);$
Краевые условия задачи, область решения которой приведена на рисунке 2.5.1, б			
$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$	$(z=H);$	$\frac{\partial T}{\partial r} = 0$	$(r=0);$
$-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} = \alpha(T^e - T)$	$(z=0);$	$-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} = \alpha(T^e - T)$	$(r=R).$

Высота и радиус моделируемого участка ТЭП составляли 5 мм. Теплофизические характеристики материалов элементов области решения задачи [47, 147–140, 154] приведены в таблице 2.4.1.

## 2.6. Методы решения задач диссертации

Решение системы нестационарных дифференциальных уравнений, приведенных в п. 2.1–2.5, с соответствующими краевыми условиями выполнено методом конечных разностей [157–162]. Разностные аналоги дифференциальных уравнений решены локально-одномерным методом [157–162]. Решение нелинейных уравнений выполнено методом простых итераций [157–162]. Одномерные разностные уравнения решены методом прогонки на основе неявной четырехточечной разностной схемы.

Дифференциальные операторы в приведенных уравнениях заменены на конечно-разностные аналоги:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau}, \quad (2.6.1)$$

где  $\tau$  – шаг по времени.

Таким образом, дифференциальные уравнения (по координате  $r$ ) приведены к разностной форме вида [157–162]:

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau} = \frac{\lambda}{r_i \cdot h^2} \left[ r_{i+\frac{1}{2}} \cdot T_{i+1}^{n+1} - \left( r_{i-\frac{1}{2}} + r_{i+\frac{1}{2}} \right) \cdot T_i^{n+1} + r_{i-\frac{1}{2}} \cdot T_{i-1}^{n+1} \right], \quad (2.6.2)$$

где  $i$  – количество шагов по пространственной координате;  $n$  – количество шагов по временной сетке.

Дифференциальные уравнения (по координате  $z$ ):

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau} = \lambda \left( \frac{T_{i+1}^{n+1} - 2 \cdot T_i^{n+1} + T_{i-1}^{n+1}}{h^2} \right), \quad (2.6.3)$$

Полученные системы уравнений сводились к трехдиагональному виду и решались методом прогонки:

$$A \cdot T_{i+1}^{n+1} - B_i \cdot T_i^{n+1} + C_i \cdot T_{i-1}^{n+1} = F_i, \quad (2.6.4)$$

где

$$A_i = C_i = \frac{\lambda}{h^2}, \quad B_i = \frac{2 \cdot \lambda}{h^2} + \frac{\rho \cdot c}{\tau}, \quad F_i = -\frac{\rho \cdot c}{\tau} \cdot T_i^n.$$

Во избежание снижения точности вычисления количество пространственных узлов для решения поставленных задач (п. 2.1–2.5) выбиралось не менее 200 по каждой из координат.

## 2.7. Алгоритм решения

Алгоритмы решения поставленных задач теплопереноса рассмотрим на примере модели ТЭП с неизолированным спаем в условиях воздушного зазора (п. 2.1).

Так как все разработанные модели представляют двумерные задачи теплопроводности, переход к разностным уравнениям выполнялся локально-одномерным методом [157, 162]. Область решения разбивалась на пространственную сетку (рисунок 2.7.1, *а*).

В соответствии с локально-одномерной схемой А.А. Самарского шаг по времени реализовывался последовательно в два этапа. На каждом промежуточном шаге по времени выполнялась дискретизация двумерных уравнений (2.1.1)–(2.1.4) в направлении оси  $r$ . Таким образом, выполнялся переход к одномерным уравнениям в радиальных координатах (рисунок 2.7.1, *б*). После этого выполнялась дискретизация уравнений (2.1.1)–(2.1.4) в направлении оси  $z$  (см. рисунок 2.7.2).

Начальные прогоночные коэффициенты находились из левого граничного условия – условия симметрии:

$$\begin{aligned}\alpha_1 &= 1; \\ \beta_1 &= 0.\end{aligned}\tag{2.7.1}$$

Прогоночные коэффициенты в каждой подобласти (позиции (1)–(4) на рисунок 2.1.3) рассчитывались на основании характеристик материалов (таблица 2.1.2) [157–162].

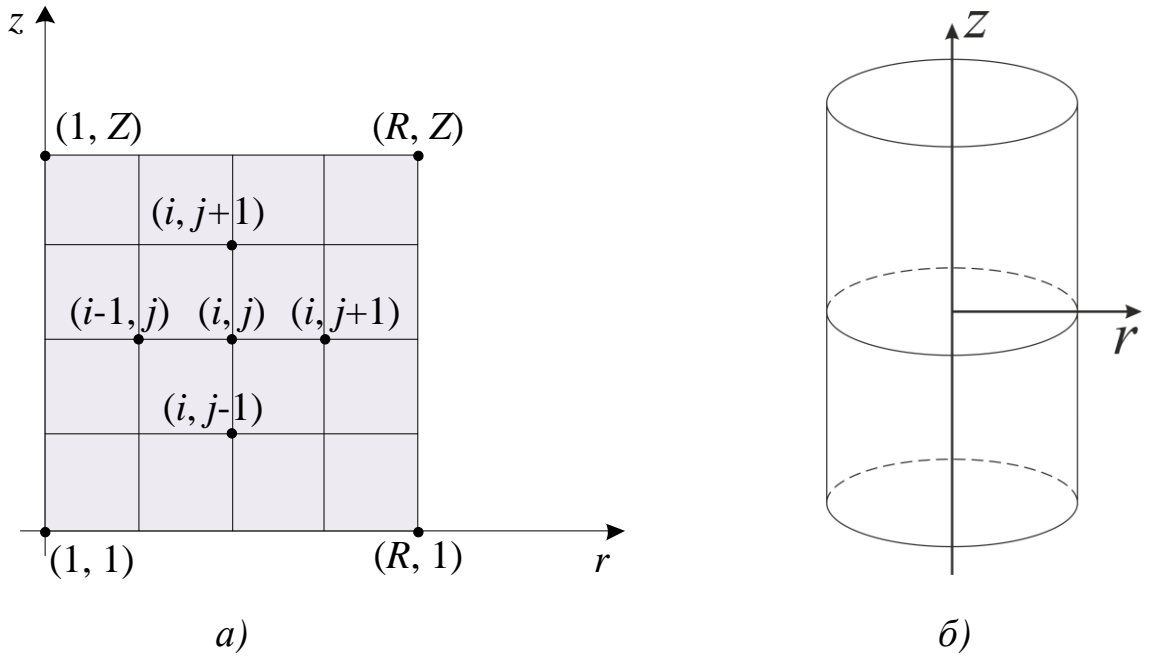


Рисунок 2.7.1. Разностная сетка области решения задачи теплопереноса (а) и геометрическое представление задачи по радиальной координате (б)

На границе  $r_1$  для нахождения прогоночных коэффициентов применялись граничные условия (таблица 2.1.2):

$$\alpha_i^* = \frac{2 \cdot a_1 \cdot a_2 \cdot \tau \cdot \lambda_2}{2 \cdot a_1 \cdot 2_2 \cdot \tau \cdot (\lambda_2 + \lambda_1 \cdot (1 - \alpha_{i-1})) + h^2 \cdot (\lambda_1 \cdot a_2 + \lambda_2 \cdot a_1)}, \quad (2.7.1)$$

$$\beta_i^* = \frac{2 \cdot a_1 \cdot a_2 \cdot \tau \cdot \lambda_1 \cdot \beta_{i-1} + h^2 \cdot (\lambda_1 \cdot a_2 + \lambda_2 \cdot a_1) \cdot T_i^n}{2 \cdot a_1 \cdot 2_2 \cdot \tau \cdot (\lambda_2 + \lambda_1 \cdot (1 - \alpha_{i-1})) + h^2 \cdot (\lambda_1 \cdot a_2 + \lambda_2 \cdot a_1)}, \quad (2.7.2)$$

где  $a_1, a_2$  – коэффициенты температуропроводности материалов 1 и 2 соответственно.

На границах  $r_2$  и  $r_3$  для прогоночных коэффициентов использовались аналогичные выражения.

Температура на нижней и правой границах области решения задачи определялась с использованием граничных условий:

– при задании температуры на границе:  $T(r = R) = T(z = 0) = T_r$ ;

– при известном тепловом потоке на границе:  $-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} = -\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial r} = q$ ;

– при задании теплообмена между стенками металлического чехла и внешней

средой: 
$$-\lambda_4 \frac{\partial T_4}{\partial z} = \kappa (T^e - T).$$

Блок-схема, поясняющая разработанный алгоритм решения задач теплопроводности, показан на рисунке 2.7.2.

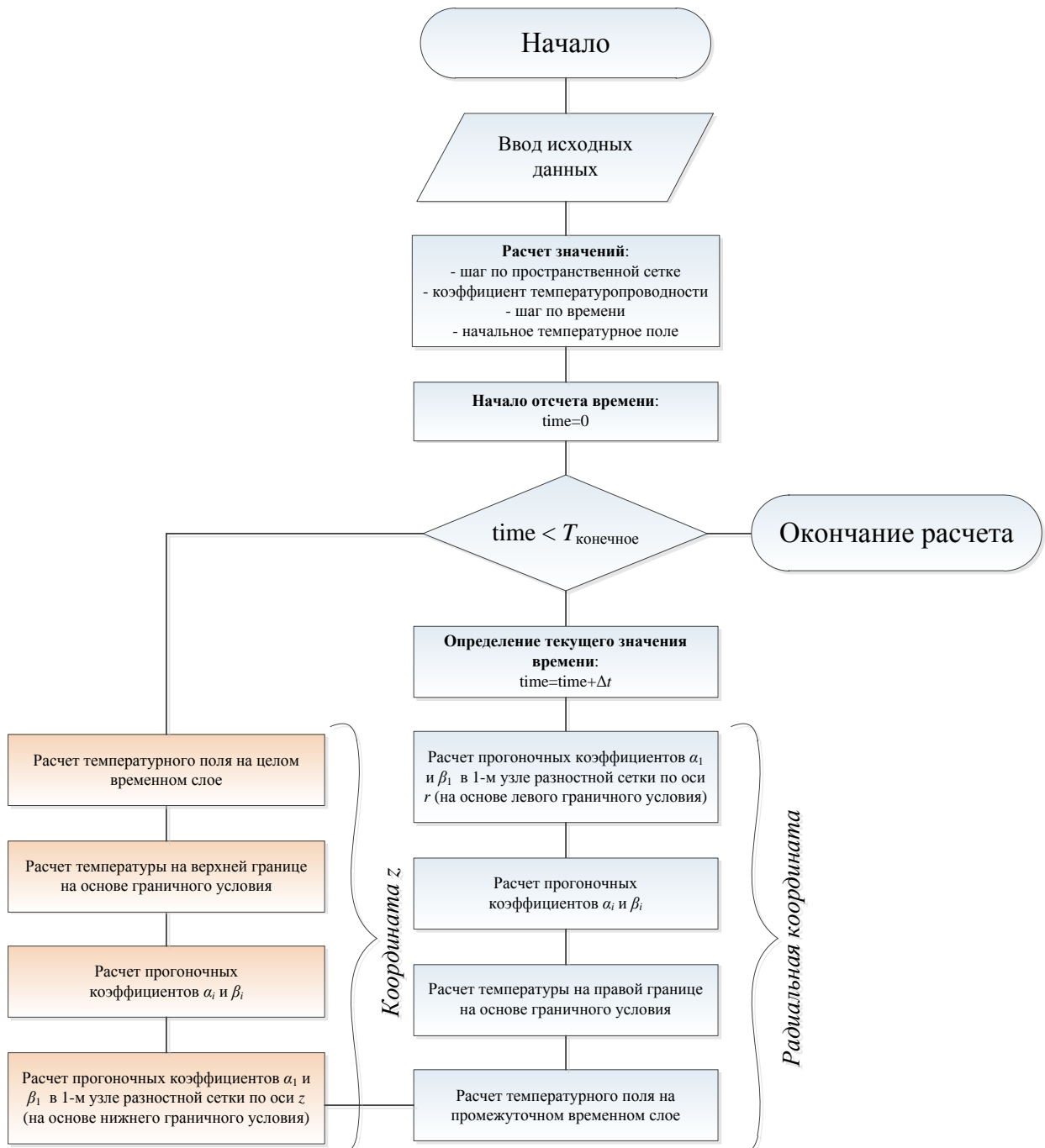


Рисунок 2.7.2. Блок-схема алгоритма решения задачи теплопереноса



Решение выполнялось последовательно по каждому направлению двумерной системы координат, пока текущее значение времени не превышало максимальной заданной длительности работы ТЭП. Критерием окончания вычислений служило не только достижение максимальной длительности работы ТЭП, но и достижение температуры спая термопары значения измеряемой температуры (с учетом допустимого типичными для ТЭС регламентами отклонения – как правило, не более 1 %).

## 2.8. Оценка достоверности результатов численных исследований

Для оценки адекватности разработанных моделей нестационарного сопряженного теплопереноса и полученных теоретических результатов на каждом итерационном шаге по времени выполнялась проверка консервативности используемых разностных схем [163, 164].

Ниже приведен алгоритм проверки консервативности используемой разностной схемы на примере решения задачи теплопроводности для области решения, приведенной на рисунке 2.1.3, который предполагает оценку точности выполнения закона сохранения энергии в области решения задачи (рисунок 2.1.3).

Погрешность по балансу энергии (%) определяется выражением:

$$\varepsilon = \frac{Q_{cp} - Q_{воз} - Q_{зч} - Q_{пор} - Q_{сп}}{Q_{cp}} \cdot 100, \quad (2.8.1)$$

где  $Q_{cp}$  – теплота, подведенная к чувствительному элементу от внешней среды, температура которой измеряется (рисунок 2.8.1);  $Q_{воз}$ ,  $Q_{зч}$ ,  $Q_{пор}$ ,  $Q_{сп}$  – теплота, поглощенная воздухом (воздушный зазор 4 (рисунок 2.1.3)), защитным чехлом, порошком оксида алюминия, спаем термопары.

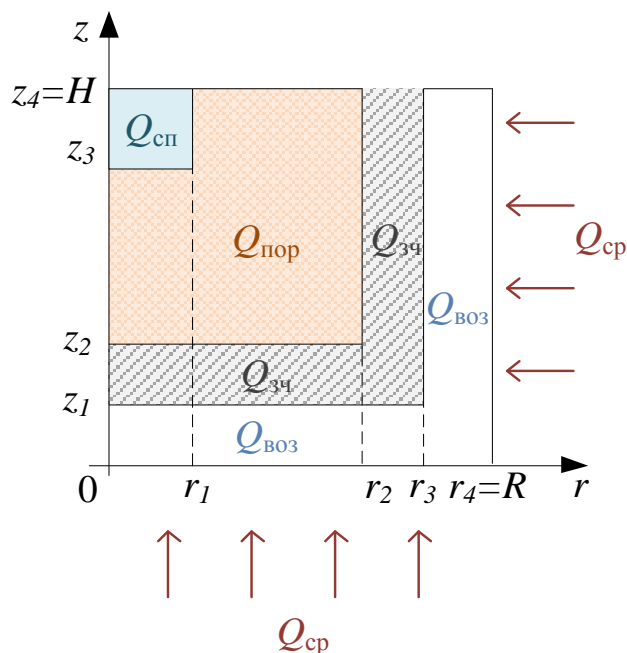


Рисунок 2.9.1. Область вычисления погрешности баланса энергии

Теплота, подведенная к чувствительному элементу ТЭП во время нагревания за время  $K \cdot \Delta t$ :

$$Q_{cp} = \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^{N_R} \lambda_4 [T(i,0) - T_4] \cdot h_r \cdot \Delta t + \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^{N_H} \lambda_4 [T(R,j) - T_4] \cdot h_z \cdot \Delta t, \quad (2.8.1)$$

где  $h_r$  – шаг сетки по радиальной координате,  $h_z$  – шаг сетки по вертикальной координате.

Теплота, поглощенная воздухом за время  $K \cdot \Delta t$ :

$$Q_{воз} = \sum_{i=1}^{N_R} \sum_{j=1}^{z_1} C_4 \cdot \rho_4 [T(i,j,k) - T(i,j,k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z + \quad (2.8.2)$$

$$+ \sum_{i=r_3+1}^R \sum_{j=z_1+1}^{N_H} C_4 \cdot \rho_4 [T(i,j,k) - T(i,j,k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z.$$

Теплота, поглощенная защитным чехлом за время  $K \cdot \Delta t$ :

$$Q_{зч} = \sum_{i=1}^{r_3} \sum_{j=z_1}^{z_2} C_3 \cdot \rho_3 [T(i,j,k) - T(i,j,k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z + \quad (2.8.3)$$

$$+ \sum_{i=r_2+1}^{r_3} \sum_{j=z_2+1}^{N_H} C_3 \cdot \rho_3 [T(i,j,k) - T(i,j,k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z.$$

Теплота, поглощенная порошком оксида алюминия за время  $K \cdot \Delta t$ :

$$Q_{nop} = \sum_{i=1}^{r_2} \sum_{j=z_2}^{z_3} C_2 \cdot \rho_2 [T(i, j, k) - T(i, j, k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z + \quad (2.8.4)$$

$$+ \sum_{i=r_1+1}^{r_2} \sum_{j=z_3+1}^{N_H} C_2 \cdot \rho_2 [T(i, j, k) - T(i, j, k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z.$$

Теплота, накопленная спаем термопары за время  $K \cdot \Delta t$ :

$$Q_{cn} = \sum_{i=1}^{r_1} \sum_{j=z_3}^{N_H} C_1 \cdot \rho_1 [T(i, j, k) - T(i, j, k-1)] \cdot h_r^2 \cdot h_z. \quad (2.8.5)$$

Здесь  $T(i, j, k-1)$  – температура на  $(k-1)$ -ом временном слое;  $T(i, j, k)$  – температура на  $k$ -ом временном слое;  $i$  и  $j$  – номера узлов координатной сетки по оси  $r$  и  $z$  соответственно;  $N_R$  и  $N_H$  – число узлов координатной сетки по оси  $r$  и  $z$  соответственно;  $\Delta t$  – шаг по времени;  $K$  – число шагов по времени.

По результатам выполненных расчетов установлено, что погрешность (по балансу энергии для рассматриваемой области) значительно уменьшается при уменьшении шага по времени. Для получения удовлетворительной точности вычислений рекомендуется шаг по времени  $\Delta t=0,001$  с при длительности выполнения измерения не более 1000 с.

В ходе исследования влияния значения шага по пространственной координате на погрешность расчета баланса энергии выявлено, что при шаге по времени  $\Delta t=0,001$  с сетка  $240 \times 240$  узлов (при размерах области решения  $R=6$  мм,  $H=6$  мм) позволяет получить результат с погрешностью, не превышающей допустимых значений [146].

### Выводы и результаты по главе

1. Разработаны физические и математические модели теплопереноса в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя для наиболее типичных вариантов использования термопарных датчиков в

блоках, агрегатах и узлах ТЭС (пароперегреватели, коллекторы паровых котлов, клапана паровых турбин, подогреватели, тракты с конденсатом, дымовыми газами, дренажом греющего пара и др.):

- измерение температуры нагретой поверхности термоэлектрическими преобразователями с изолированным и неизолированным спаем;
  - измерение температуры погружаемыми преобразователями температуры при использовании защитных гильз (упрощенная модель – без учета термоэлектродов);
  - измерение температуры погружаемыми преобразователями температуры при использовании защитных гильз (модель с учетом термоэлектродов).
2. Разработан алгоритм решения систем нестационарных дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями.
  3. Разработан алгоритм оценки достоверности полученных результатов численных исследований. На каждом шаге по времени проверялось условие выполнения закона сохранения энергии.
  4. Выполнена оценка достоверности полученных результатов численного моделирования. Полученные результаты верификации моделей показали достоверность результатов вычислений и надежность созданных алгоритмов и использованных методов численного решения сформулированных задач теплопроводности.
  5. Разработанные модели позволяют выполнять численные исследования влияния основных факторов на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями в составе систем контроля и управления технологическими процессами ТЭС.

### **ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ НА НАДЕЖНОСТЬ И РАБОЧИЙ РЕСУРС БЛОКОВ, АГРЕГАТОВ И УЗЛОВ ТЭС**

Проведенный анализ периодических изданий последних лет по сформулированной во второй и первой главах проблеме показал, что одной из основных причин погрешности измерения температуры в условиях работы многих узлов и агрегатов тепловых электрических станций (возможно и самой значимой) является инерционность термомпар. Одним из возможных вариантов минимизации погрешностей измерения температуры, обусловленных инерционностью ТЭП, является уменьшение размеров спая. Но в теплоэнергетике применение такого подхода часто невозможно в связи с ограничениями регламентного характера [2, 11].

В тоже время во многих случаях измерения температуры не могут продолжаться бесконечно долго (например, в системах контроля предпосылок аварий) [2]. Поэтому приоритетной задачей настоящего исследования являлось определение необходимых (минимальных) времен работы ТЭП, обеспечивающих удовлетворительные погрешности измерения температуры в наиболее типичных условиях работы таких средств диагностики на тепловых электрических станциях (с учетом влияния выше перечисленных наиболее значимых факторов).

#### **3.1. Влияние воздушного зазора между термоэлектрическим преобразователем и поверхностью коллекторов пароперегревателей ТЭС на погрешности измерений температуры**

Одними из важнейших элементов паровых котлов ТЭС являются пароперегреватели, представляющие собой пакеты змеевиков, состоящих из параллельно расположенных труб внутренним диаметром от 20 мм до 60 мм (рис. 3.1.1). Трубы пароперегревателей подвергаются постепенному разрушению, главным образом, в результате работы при высоких

температурах: в структуре металла происходят изменения, вследствие которых возникают и постепенно развиваются трещины и появляются порывы в трубах.

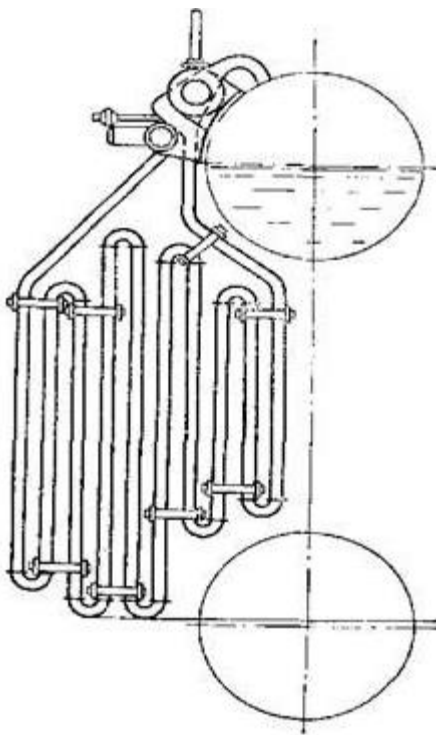


Рисунок 3.1.1. Условная схема одноходового вертикального пароперегревателя

Среднее значение наработки на отказ для пароперегревателей паровых котлов находится в диапазоне от 12 тыс. до 20 тыс. часов [2, 166], однако длительная эксплуатация при повышенных температурах приводит к снижению показателей надежности [2, 11]. Диапазон температур пара, при которых эксплуатируются пароперегреватели котлоагрегатов, как правило, превышает 723 К. В процессе эксплуатации при высоких температурах трубы и коллекторы пароперегревателей подвержены возникновению дефектов: деформации (изгибы, выход из ранжира), утонению стенок, появлению свищей, трещин и других повреждений. Если температура дымовых газов в процессе работы пароперегревателя составляет от 1173 К до 1323 К, то возможно возникновение неравномерного утонения труб так, что разность между минимальной и максимальной толщиной стенки трубы может

составлять более 0,5 мм, что значительно снижает надежность работы пароперегревателя в целом [166].

Проведенный анализ показывает, что могут измениться зависимости  $In(T)$  при недостоверных измерениях температуры. Но характер влияния температуры на  $In(T)$  не изменится. Интервальные значения постоянных  $V$  и  $m$  определялись, исходя из заданных условий: средняя наработка оборудования на отказ составляет  $To_1$  при нормативном значении рабочих температур теплоносителя  $T_1$  (интенсивность отказов в этом случае  $In_1$ ), при увеличении температуры до значения  $T_2$  наработка на отказ снижается, а интенсивность отказов возрастает и составляет  $In_2$ . Исходя из приведенных в источниках [138–140] данных, для расчетов приняты значения констант  $V$  и  $m$ , представленные ниже.

На основании приведенных данных [141–145, 166] можно определить диапазоны значений коэффициентов  $V$  и  $m$  уравнения (1.2.1) для различных видов оборудования. Примерные значения константы  $V$  в условиях работы пароперегревателя при температурах 818–828 К могут быть определены по зависимостям, показанным на рисунке 3.1.2. Значения  $m$  в этом случае находятся в диапазоне 5,79...5,87.

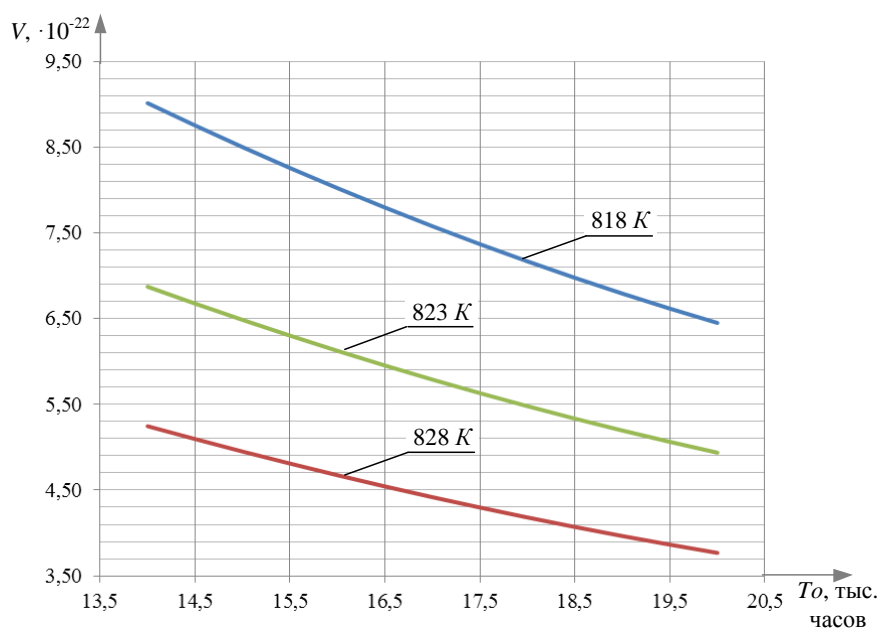


Рисунок 3.1.2. Значение постоянной  $V$  (уравнение 1.2.1) для пароперегревателей в зависимости от рабочей температуры пара

Обеспечение нормативного режима эксплуатации пароперегревателей определяется качеством работы систем регулирования, а также систем тепловых защит и блокировок.

Для контроля температуры металла пароперегревателей используются поверхностные термоэлектрические преобразователи, монтируемые на объекте одним из способов, показанных на рисунке 1.3.3. В случае использования зажимов и другого вспомогательного оборудования возможно появление зазоров между нагретой поверхностью и чувствительным элементом датчика, которые могут привести к увеличению инерционности работы термопары. Статическая характеристика поверхностного термоэлектрического преобразователя типа К (ХА) в условиях наличия воздушного зазора толщиной 0,25 мм при измерении температуры металла пароперегревателя (823 К) приведена на рисунке 3.1.3.

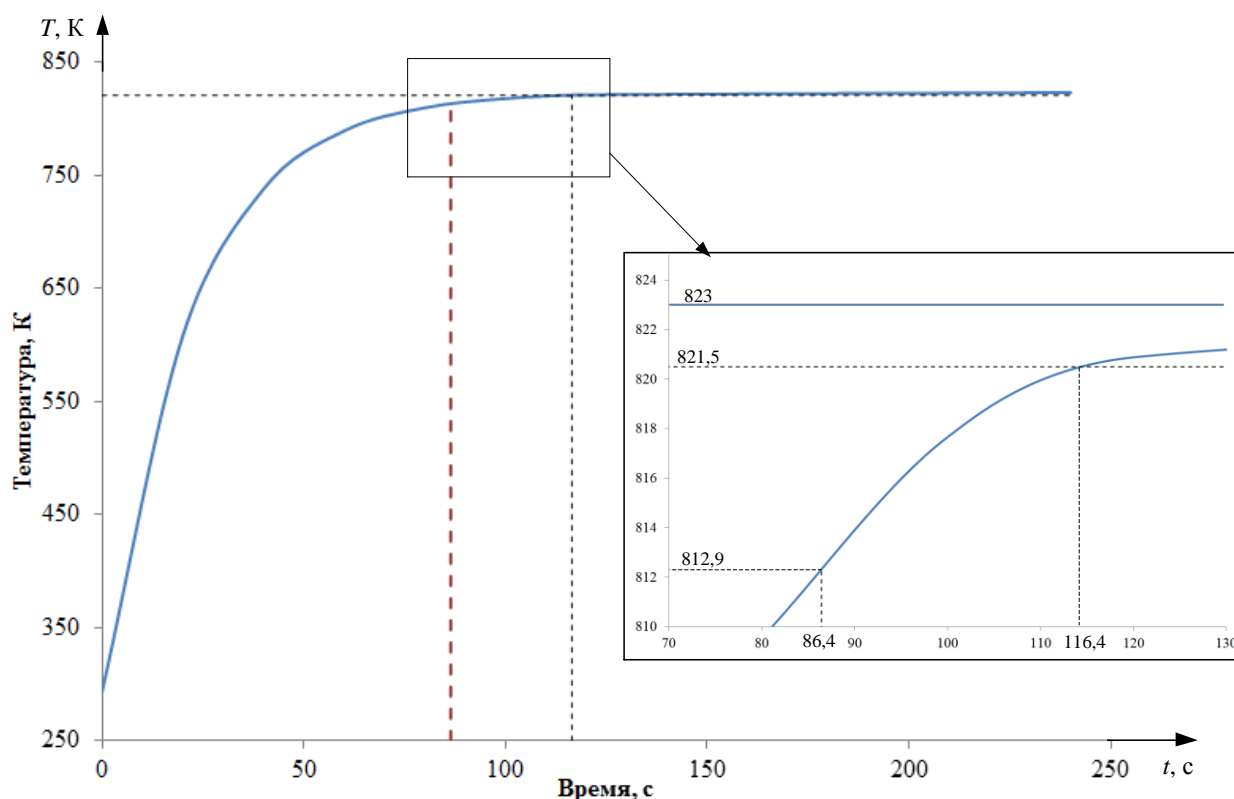


Рисунок 3.1.3. Статическая характеристика термоэлектрического преобразователя



Видно (рис. 3.1.3), что нагревание до температуры в пределах допускаемого отклонения для хромель-алюмелевой термопары 2 класса допуска происходит в течение 116 с. Так как показатель тепловой инерции термопары с неизолированным спаем в среднем составляет 30 секунд, рассмотрим диапазон возможных изменений температуры в пределах этого временного интервала:  $\Delta T = 823 - 812,9 = 10,1$  К. Длительность реакции термоэлектрических преобразователей на изменение температуры будет оказывать влияние на скорость коррекции регулирующего воздействия системой управления и в случаях действия факторов, увеличивающих инерционность датчика, пароперегреватель будет продолжительное время работать в условиях повышенных температур.

За период эксплуатации оборудования суммарное время его работы при повышенных (по отношению к проектным значениям) температурах может достигать нескольких десятков часов. На рисунке 3.1.4 показано относительное изменение интенсивности отказов пароперегревателя парового котла в зависимости от суммарной длительности работы при завышенных температурах.

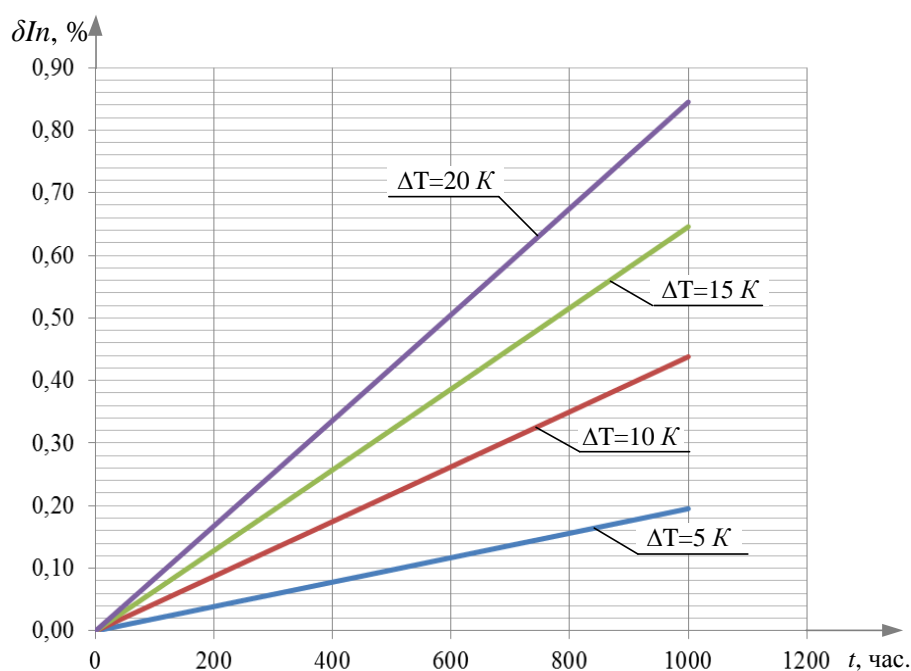


Рисунок 3.1.4. Зависимость относительного увеличения интенсивности отказов пароперегревателя при работе в условиях повышенной температуры

Видно (рисунок 3.1.4), что в процессе работы в течение 500 часов при температуре, превышающей расчетную на 20 К изменение интенсивности отказов может достигать 0,4 %, за период работы 1000 часов – до 0,85 % и т.п. В этом случае достоверное (точное) измерение температуры для осуществления своевременной ее коррекции и/или срабатывания защиты имеет важное значение в работе основного и вспомогательного оборудования ТЭС, так как для существующих котельных установок, имеющих высокие показатели выработанного паркового ресурса, даже небольшие изменения интенсивности отказов в значительной степени увеличивают вероятность возникновения аварийных ситуаций. Это связано с тем, что металл элементов конструкции котла в процессе длительной эксплуатации в условиях высоких тепловых нагрузок «накапливает» температурную усталость, и появляются участки утонения труб. В таких условиях даже небольшое относительное изменение интенсивности отказов оборудования может приводить к аварийным ситуациям. Порывы в пароперегревателях являются особо опасными, так как до момента снижения нагрузки или останова котла (эти процессы не могут выполняться мгновенно) разгерметизированный участок трубопровода может существенно повредить смежные трубы пакета и вывести из строя целую ступень пароперегревателя [2].

В таблицах 3.1.1–3.1.3 приведены значения требуемого (для минимизации погрешности измерений) времени работы (интервала времени, достаточного для достижения температур в пределах допустимой погрешности) ТЭП – ХА ( $K$ ), ХК ( $L$ ), ПП ( $S$ ), определенные при различных значениях толщины воздушного зазора  $h$ .

Таблица 3.1.1. Время работы ( $t$ , с) чувствительного элемента термодпары типа  $L$  (ХК) в зависимости от размеров воздушного зазора и измеряемой температуры, обеспечивающее минимальную погрешность

$T, K$	$h=1$ мм	$h=2$ мм	$h=3$ мм	$h=4$ мм	$h=5$ мм	$h=6$ мм	$h=7$ мм
300	50,0	78,5	119,1	179,3	267,6	397,0	586,6
350	151,0	236,8	359,5	541,7	809,2	1201,5	1776,6

$T, K$	$h=1 \text{ мм}$	$h=2 \text{ мм}$	$h=3 \text{ мм}$	$h=4 \text{ мм}$	$h=5 \text{ мм}$	$h=6 \text{ мм}$	$h=7 \text{ мм}$
450	199,7	313,3	475,6	716,7	1070,9	1590,1	2351,6
550	223,5	350,5	532,1	801,9	1198,2	1779,2	2631,2
850	234,5	367,4	557,8	840,7	1256,2	1865,4	2758,8

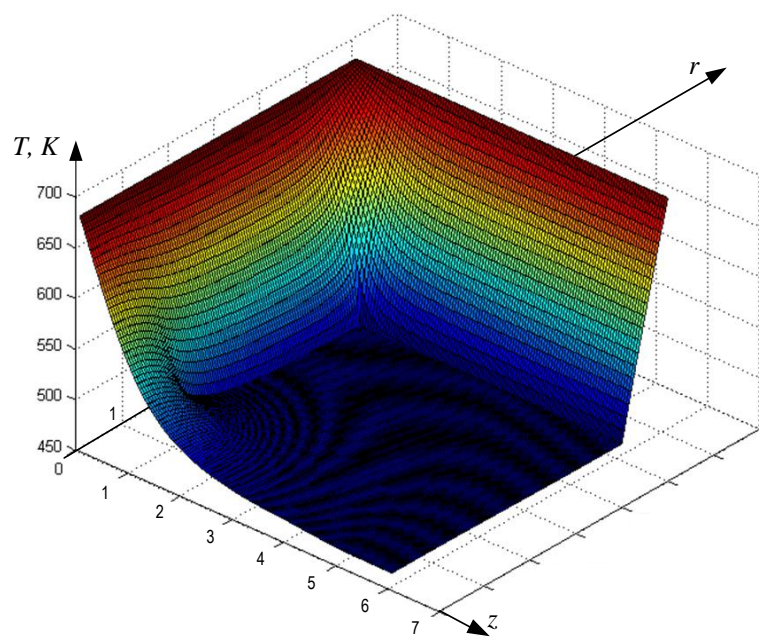
Таблица 3.1.2. Время работы ( $t$ , с) чувствительного элемента термопары типа К (ХА) в зависимости от размеров воздушного зазора и измеряемой температуры, обеспечивающее минимальную погрешность

$T, K$	$h=1 \text{ мм}$	$h=2 \text{ мм}$	$h=3 \text{ мм}$	$h=4 \text{ мм}$	$h=5 \text{ мм}$	$h=6 \text{ мм}$	$h=7 \text{ мм}$
300	74,8	117,2	176,3	261,5	382,4	554,1	797,9
350	176,1	275,7	415,0	615,7	901,0	1305,9	1881,3
450	225,0	352,3	530,3	786,8	1151,5	1669,2	2404,8
550	248,8	389,5	586,4	870,1	1273,4	1845,9	2659,4
850	265,3	415,4	625,4	927,9	1358,1	1968,7	2836,3

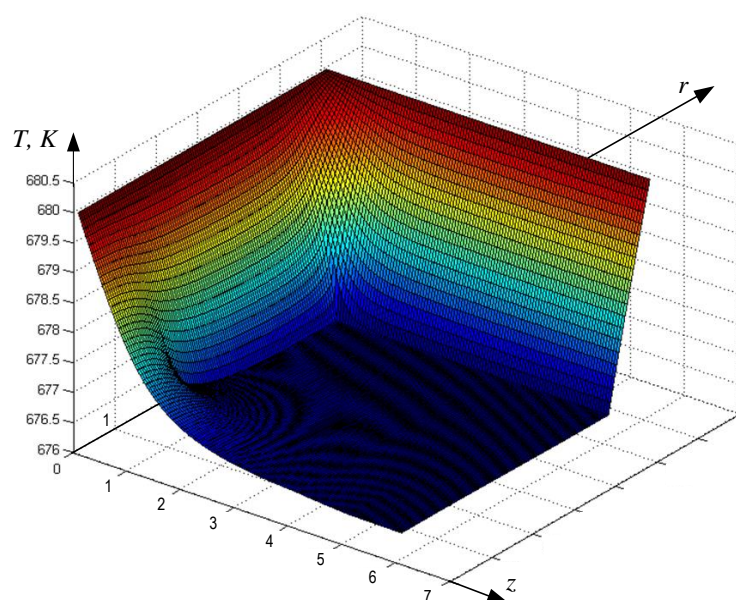
Таблица 3.1.3. Время работы ( $t$ , с) чувствительного элемента термопары типа S (ПП) в зависимости от размеров воздушного зазора и измеряемой температуры, обеспечивающее минимальную погрешность

$T, K$	$h=1 \text{ мм}$	$h=2 \text{ мм}$	$h=3 \text{ мм}$	$h=4 \text{ мм}$	$h=5 \text{ мм}$	$h=6 \text{ мм}$	$h=7 \text{ мм}$
300	72,4	109,7	159,1	227,0	318,5	441,8	608,8
350	170,5	274,2	374,8	534,8	750,6	1041,7	1435,6
450	217,9	330,0	479,0	683,5	959,4	1331,5	1835,1
550	241,0	364,9	529,7	755,9	1061,0	1472,5	2029,4
850	277,1	419,7	609,3	869,4	1220,4	1693,7	2334,4

Таблицы 3.1.1–3.1.3 показывают, что зависимость между толщиной воздушного зазора и необходимой длительностью выполнения измерения является нелинейной, что обусловлено, скорее всего, нестационарным теплопереносом в ТЭП, представляющем в реальной практике гетерогенную систему. Выявленный эффект достаточно хорошо проявляется при сопоставлении распределений температуры в области чувствительного элемента в начале (рисунок 3.1.5, а) и по окончании (рисунок 3.1.5, б) прогрева ТЭП.



*a)*



*б)*

Рисунок 3.1.5. Распределение температуры в области чувствительного элемента ТЭП типа  $L$  (ХК) при измерении температуры металла цилиндра среднего давления паровой турбины 680 К:  $a - t=30$  с,  $б - t=236,3$  с

Также по предоставленным в таблицах 3.1.1–3.1.3 значениям необходимых длительностей работы ТЭП можно сделать вывод о том, что увеличение толщины воздушного зазора приводит к росту (в 7–8 раз)

минимально необходимой продолжительности выполнения измерений термопарными датчиками.

Установленный эффект обусловлен существенно низкой (по сравнению с материалами основных элементов ТЭП) теплопроводностью воздуха и, как следствие, повышением инерционности процесса нагревания чувствительного элемента при выполнении измерений нестационарной температуры.

Анализ таблиц 3.1.1–3.1.3 показывает, что малые (необоснованные) длительности выполнения измерения могут привести к существенному увеличению погрешности определения температуры. Так, например, значения  $h \geq 3$  мм можно считать критическими, при которых вследствие ограниченных времен измерений в реальных условиях высока вероятность кратного роста погрешностей [167].

На рисунке 3.1.6 приведены зависимости относительной погрешности измерений от продолжительности работы термопары типа  $L$  (ХК) до температуры 550 К и различных значениях величины воздушного зазора в условиях выполнения поверхностных измерений температуры металла коллекторов пароперегревателей паровых котлов ТЭС.

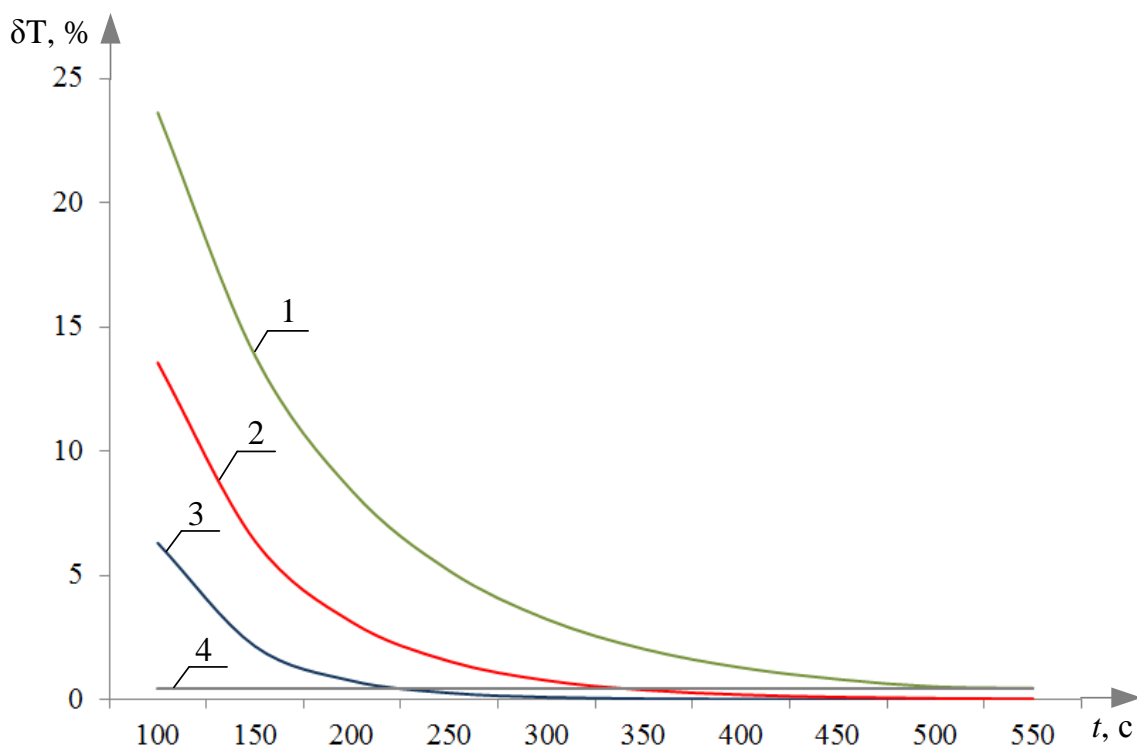


Рисунок 3.1.6. Зависимость относительной погрешности измерения температуры от длительности работы термопары типа  $L$  (ХК) до температуры 550 К: 1 – воздушный зазор 3 мм, 2 – воздушный зазор 2 мм, 3 – воздушный зазор 1 мм, 4 – допускаемая погрешность

Рисунок 3.1.6 иллюстрирует, что необходимая длительность работы термопары может способствовать повышению точности измерения. Величина воздушного зазора оказывает существенное влияние на погрешность измерения в случае малых времен работы термопары.

На рисунке 3.1.7 приведены зависимости относительной погрешности измерения различных температур при толщине воздушного зазора 1 мм между термопарой и объектом измерения.

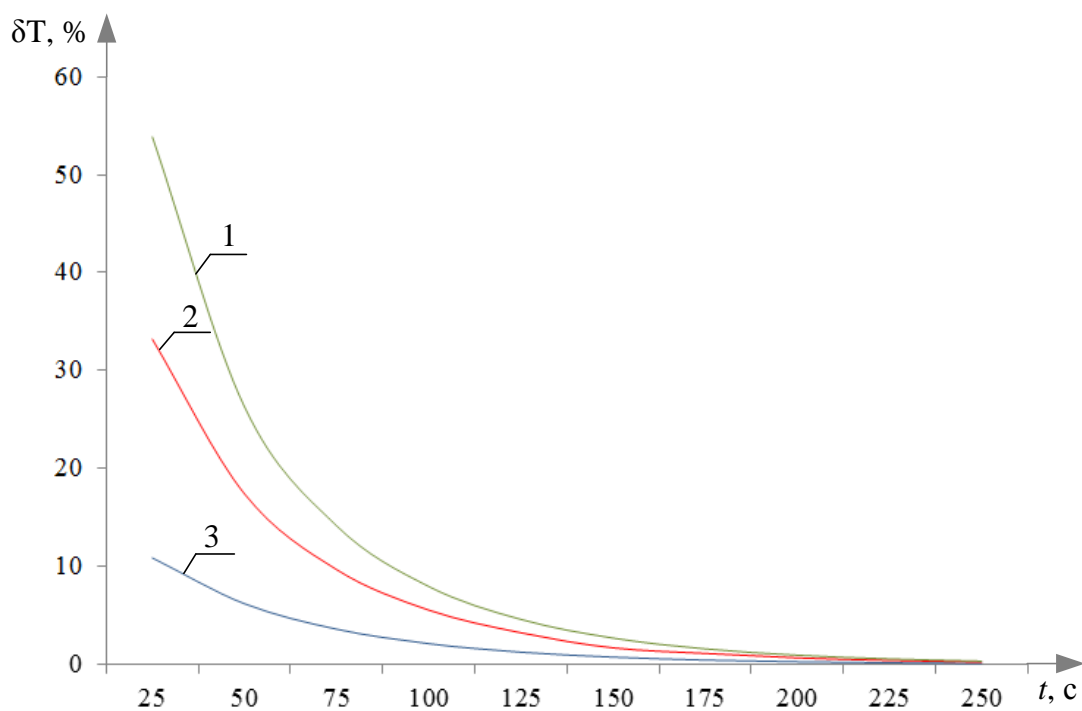


Рисунок 3.1.7. Зависимость относительной погрешности от длительности работы термопары типа  $L$  (ХК) в условиях воздушного зазора 1 мм при температурах: 1 – 700 К, 2 – 550 К, 3 – 350 К

Зависимости, представленные на рисунке 3.1.7, показывают, что при воздушном зазоре между термопарой и объектом измерения погрешность при условии соответствия термопары всем техническим требованиям может быть уменьшена за счет обоснованного выбора длительности ее работы.

Следует отметить, что погрешности измерения температуры в зависимости от объекта контроля могут оказывать негативное влияние на ряд факторов. В частности, использование измеренной с большими ошибками температуры в системах управления, например [13–18], в качестве сигналов, по которым осуществляется регулирование, может привести к ошибочному установлению регулируемого параметра. Последнее, в свою очередь, может вызвать перерасход топлива, повреждение технологического оборудования и другие негативные последствия [168–172]. В частности, повреждения пароперегревателей при работе в условиях повышенных температур обусловлено увеличением температурной нагрузки на металл, из которых изготавливаются змеевики.

### **3.2. Анализ влияния воздушного зазора между термоэлектрическим преобразователем с изолированным спаем и подшипниками тягодутьевых машин паровых котлов ТЭС на погрешности измерений температуры**

Анализ тепловых защит паровых котлов ТЭС [63] показывает, что одной из потенциальных причин аварий оборудования может служить возгорание воздухоподогревателей. Повреждения стальных воздухоподогревателей, как и повреждения экономайзеров, могут быть вызваны износом под действием золы, коррозией, возгоранием поверхностей нагрева и другими факторами.

Главным фактором, вызывающим пожары воздухоподогревателей, является загорание в газоходах котла отложений в виде мелких частиц несгоревшего топлива или сажи [173]. Наиболее часто пережоги пароперегревателей возникают в газомазутных котлах в переходных режимах (пуска/останова) работы котлов. Признаком загорания в газоходе и сигналом для срабатывания противопожарной защиты является резкое повышение температуры уходящих дымовых газов. Так как для измерения их температуры используются термопары с изолированным спаем, для своевременного включения противопожарной защиты, необходимо учитывать динамические характеристики термоэлектрических преобразователей с защитным керамическим колпачком. В настоящем разделе приводится анализ влияния наличия керамического наконечника спая термопары на изменение показателя инерционности термопар.

Статическая характеристика поверхностного ТЭП с изолированным спаем показана на рис. 3.2.1.



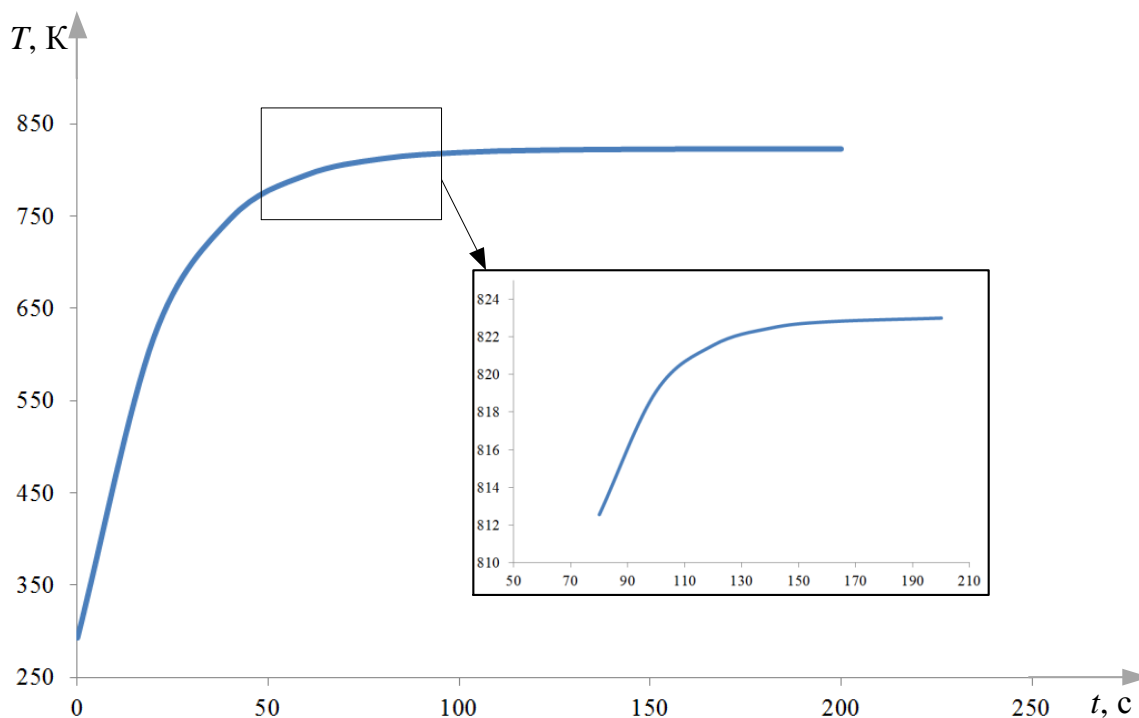


Рисунок 3.2.1. Статическая характеристика термоэлектрического преобразователя с изолированным спаем

Датчики температуры с такой конструкцией используются для измерения температур подшипников тягодутьевых машин ТЭС – дутьевых вентиляторов, дымососов и т.п. Средний показатель наработки на отказ для дутьевых вентиляторов находится в диапазоне от 23 тыс. часов до 26 тыс. часов, для дымососов – в диапазоне от 11 тыс. часов до 14 тыс. часов. Это связано с тем, что дымососы, работающие с дымовыми газами с температурой в диапазоне от 423 К до 473 К, находятся в более «тяжелых» условиях по сравнению с дутьевыми вентиляторами.

На рисунке 3.2.2 показано относительное изменение интенсивности отказов тягодутьевых машин (дымососов и дутьевых вентиляторов) паровых котлов в зависимости от суммарной длительности работы при завышенных температурах рабочей среды.

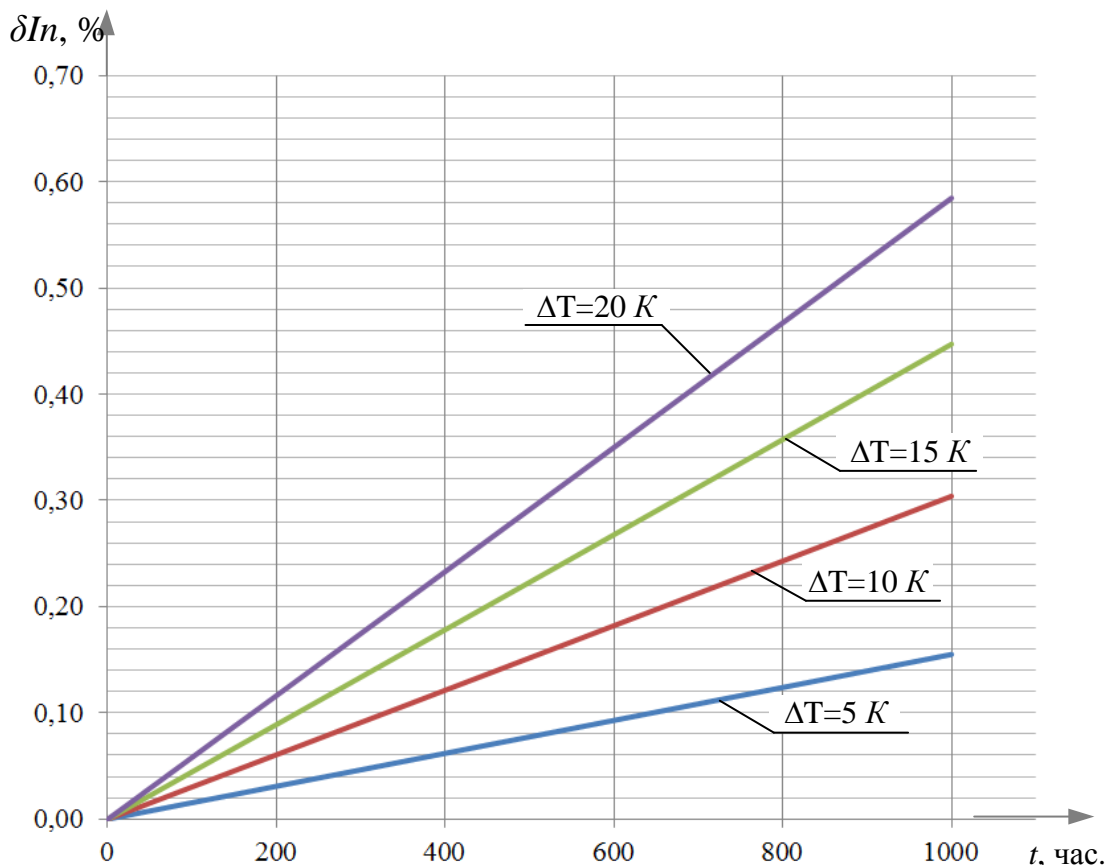


Рисунок 3.2.2. Зависимость относительного увеличения интенсивности отказов тягодутьевых машин при работе в условиях повышенной температуры

Видно (рисунок 3.1.2), что в процессе работы в течение 600 часов при температуре, превышающей расчетную на 20 К, увеличение интенсивности отказов может достигать 0,35 %. Поэтому одной из основных источников выхода из строя тягодутьевых машин, является перегрев подшипников. Основными причинами возникновения перегрева подшипников являются недостаточное количество (или неподходящий тип) смазки, недостаточный расход охлаждающей воды. Своевременное обнаружение перегрева подшипников позволит предотвратить разрушение оборудования [174, 175]. Так предупредительная сигнализация срабатывает при повышении температуры подшипников на 5 К (при номинальном значении 353 К). Аварийные уставки (предельные заранее заданные значения контролируемого параметра), как правило, определяются эксплуатационным

персоналом ТЭС на основе эмпирических данных или испытаний оборудования.

Термоэлектрические преобразователи с изолированным спаем используются в системах контроля температуры металла стопорных клапанов, цилиндров, паропроводов и других элементов турбин. Особенно важна точность таких измерений в переходных процессах (пуск и останов агрегата). Например, при пуске турбоустановок с номинальными параметрами острого пара (температура 813 К, давление 13 МПа) на всех режимах разность температур металла ЦВД и ЦСД в зоне паровпуска не должна превышать 50 К, разность температур внутренней и наружной поверхности стенки корпуса ЦВД не должна превышать 35 К. В стационарном режиме работы разность температур металла правого и левого стопорных клапанов (при наличии двух паровпускных трубопроводов) не должна превышать 30 К, разность температур металла, измеряемая поверхностными термопарами в верхней части корпуса автоматического затвора высокого давления и в зоне подвода пара не должна превышать 100 К и т.д. Диссертационные исследования показали реальные отклонения температур вследствие недостоверных измерений для этих и других узлов ТЭС. Полученные зависимости и аппроксимационные выражения позволяют прогнозировать и своевременно предотвратить недостоверные изменения и выход соответствующих температур за нормативные диапазоны.

Установленные по результатам численного моделирования зависимости длительности (необходимые для достоверных измерений) работы термопар трех выделенных выше типов (с изолированным и неизолированным спаями) приведены в таблицах 3.2.1–3.2.3.

Таблица 3.2.1. Зависимость необходимой длительности ( $t$ , с) работы термопары типа  $L$  (ХК) от измеряемой температуры и размеров воздушного зазора

$T$ , К	$h=1$ мм		$h=2$ мм		$h=3$ мм	
	И.С.	Н.С.	И.С.	Н.С.	И.С.	Н.С.
300	52,4	50,0	83,6	78,5	127,2	119,1
350	158,0	151,0	252,2	236,8	384,0	359,5
400	189,7	181,3	302,9	273,7	461,1	416,5
450	209,0	199,7	333,7	313,3	508,1	475,6
500	223,0	213,1	355,9	321,7	541,9	487,8
550	233,9	223,5	373,3	350,5	568,4	532,1
600	243,8	233,0	389,1	351,7	592,6	533,5
650	243,7	233,4	389,8	352,3	592,3	534,5
700	244,5	233,7	390,4	352,8	594,4	536,8
750	244,8	233,9	390,8	353,2	595,0	537,4
800	246,0	234,3	391,1	353,4	595,5	537,9
850	245,2	234,5	391,4	353,7	596,0	538,2

Таблица 3.2.2. Зависимость необходимой длительности ( $t$ , с) работы термопары типа  $K$  (ХА) от измеряемой температуры и размеров воздушного зазора

$T$ , К	$h=1$ мм		$h=2$ мм		$h=3$ мм	
	И.С.	Н.С.	И.С.	Н.С.	И.С.	Н.С.
300	78,4	74,8	124,9	117,2	188,6	176,3
350	184,4	176,1	293,8	275,7	444,1	415,0
400	216,2	206,5	344,5	311,3	520,8	469,8
450	235,6	225,0	374,2	352,3	567,5	530,3
500	249,5	238,3	397,6	359,4	601,2	542,2
550	260,4	248,8	415,1	375,1	627,5	575,1
600	269,4	257,4	429,4	398,0	649,2	585,5
650	276,8	264,4	441,1	398,6	666,9	601,5
700	277,1	264,7	441,6	399,1	667,7	602,2
750	277,4	265,0	442,0	399,5	668,3	602,8
800	277,6	265,2	442,4	399,8	668,8	603,3
850	277,8	265,3	442,7	400,0	669,2	603,6

Таблица 3.2.3. Зависимость необходимой длительности ( $t$ , с) работы термопары типа S (ПП) от измеряемой температуры и размеров воздушного зазора

T, К	h=1 мм		h=2 мм		h=3 мм	
	И.С.	Н.С.	И.С.	Н.С.	И.С.	Н.С.
300	75,3	72,4	116,3	109,7	170,7	159,1
350	177,2	170,5	278,8	274,2	402,0	374,8
400	807,8	200,0	321,1	290,5	471,5	421,8
450	226,5	217,9	349,9	330,0	513,7	479,0
500	239,9	230,8	370,7	335,0	544,2	486,9
550	250,4	241,0	387,0	350,0	568,1	508,3
600	259,0	249,3	400,3	361,7	587,7	252,8
650	266,4	256,3	411,6	372,3	604,4	540,7
700	272,7	262,5	421,5	381,2	618,8	552,7
750	278,4	267,9	430,2	389,1	631,6	564,2
800	283,4	272,7	438,0	396,2	643,0	575,3
850	288,0	277,1	445,0	419,7	653,4	584,6

На основании анализа таблиц 3.2.1–3.2.3 можно сделать вывод, о том, что с ростом температуры нагревателя время, необходимое для нагревания чувствительного элемента ТЭП, увеличивается нелинейно. При этом для термопар с изолированным спаем минимально необходимое время измерения незначительно отличается от аналогичного показателя для термопар с неизолированным спаем (на 5–10 % в зависимости от значения измеряемой температуры).

Помимо конструкции термопреобразователя на длительность выполнения измерения заметное влияние оказывает условие контакта термопары с поверхностью среды, в которой проводятся измерения. При этом возможны различные варианты, когда между чувствительным элементом и поверхностью объекта измерения появляется воздушный зазор.

Зависимости минимально необходимого времени работы термопар с изолированным спаем в условиях воздушного зазора различной толщины приведены на рисунках 3.2.3–3.2.5.

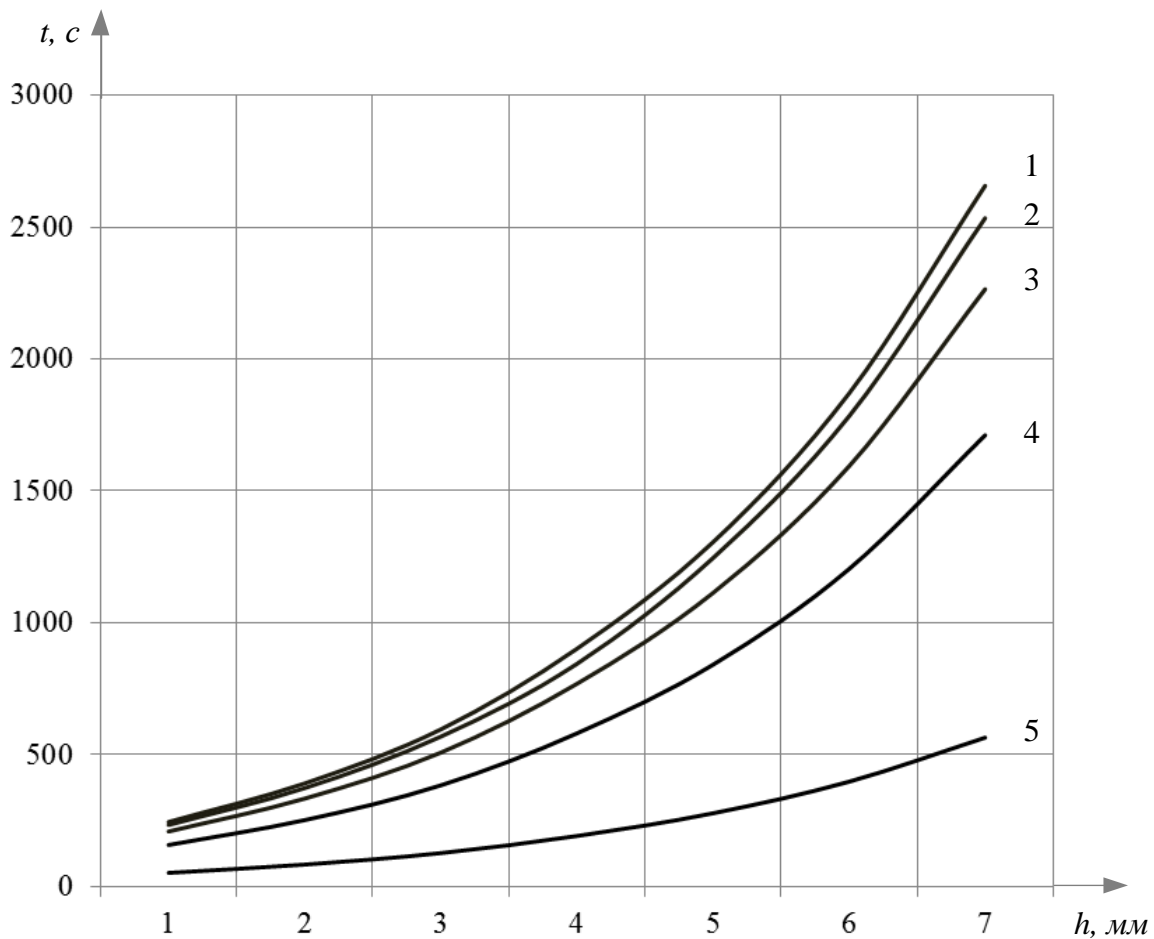


Рисунок 3.2.3. Зависимость необходимого времени измерения для термопары типа  $L$  (XK) от толщины воздушного зазора между ТЭП и объектом при различных температурах: 1 – 850 К; 2 – 550 К; 3 – 450 К; 4 – 350 К; 5 – 300 К

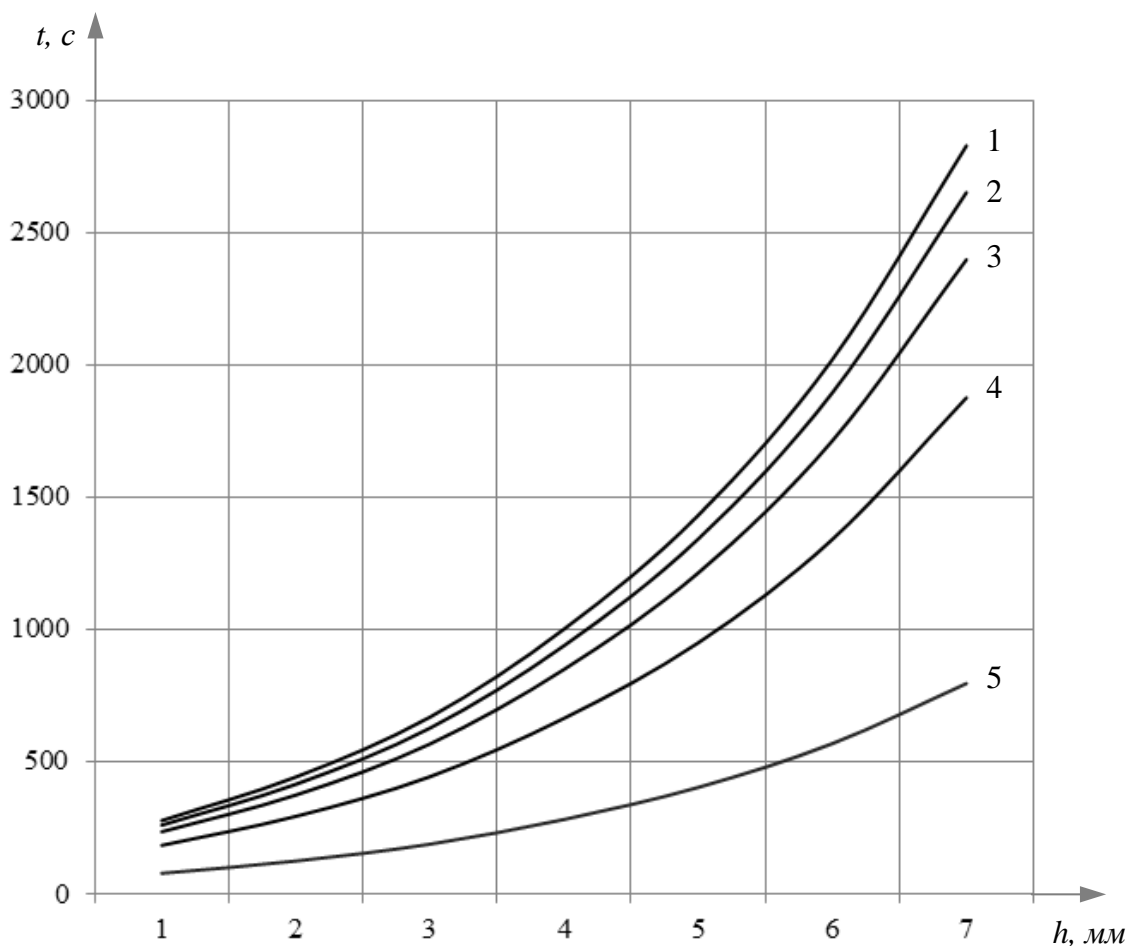


Рисунок 3.2.4. Зависимость необходимого времени измерения для термопары типа К (ХА) от толщины воздушного зазора между ТЭП и объектом при различных температурах: 1 – 850 К; 2 – 550 К; 3 – 450 К; 4 – 350 К; 5 – 300 К

На рисунках 3.2.3–3.2.5 достаточно хорошо видно определяющее влияние температуры объекта (например, температуры металла цилиндров высокого и среднего давления турбоагрегатов, металла поверхностей нагрева или барабана котлоагрегатов) на характерные времена (требуемые длительности) измерений. Аналогичный вывод можно сделать и для основного исследуемого фактора – величины воздушного зазора. Нелинейная зависимость времени измерений от характерного размера воздушного зазора обусловлена существенным (кратным) отличием значений теплофизических характеристик воздуха, слая, изолирующего колпачка, порошка и защитного чехла.

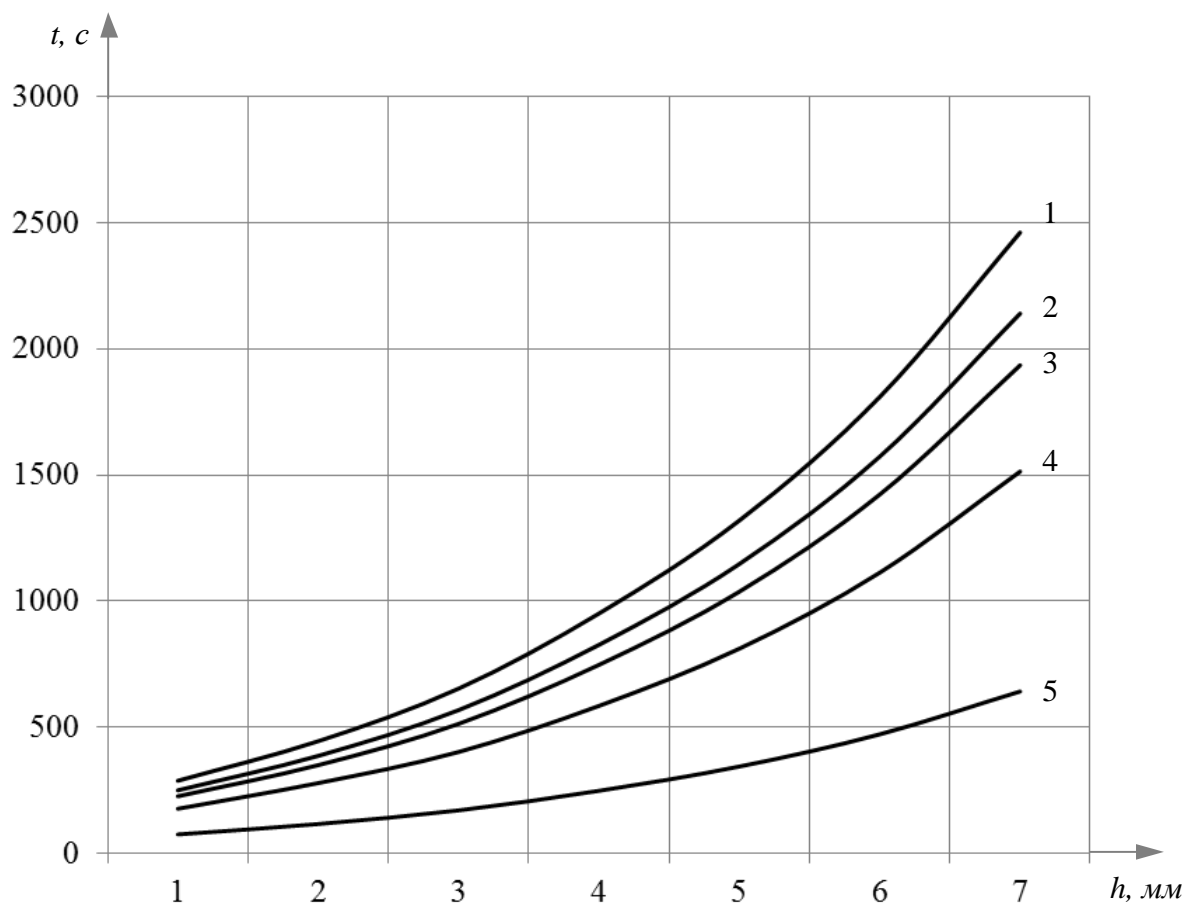


Рисунок 3.2.5. Зависимость необходимого времени измерения для термопары типа S (ПП) от толщины воздушного зазора между ТЭП и объектом при различных температурах: 1 – 850 К; 2 – 550 К; 3 – 450 К; 4 – 350 К; 5 – 300 К

Погрешности измерения в зависимости от длительности работы ТЭП носят характер, аналогичный зависимостям, показанным на рисунках 3.1.4 и 3.1.5 [176].

### **3.3. Исследование закономерностей влияния способа монтажа погружаемых термоэлектрических преобразователей на погрешности измерений температуры пара в цилиндрах турбины ТЭС и питательной воды**

Погружаемые термоэлектрические преобразователи на ТЭС, используемые для контроля температуры сред с высоким давлением (более 10 МПа), монтируются на объекте измерения в защитные гильзы. Таким образом устанавливаются датчики температуры пара в турбинах,



температуры перегретого пара в паропроводах ТЭС, температуры питательной воды и т.п.

Интенсивность повреждаемости турбин [139, 141, 177] среди тепломеханического оборудования ТЭС значительно ниже этого показателя для паровых котлов. Средний показатель наработки на отказ для турбин находится в диапазоне 4–7 тыс. часов, тогда как для котельных установок может быть ниже в 3–5 раз [9, 11]. Однако высокая стоимость ремонта, а также убытки от простоя оборудования требуют особого внимания к надежности работы паровых турбин [177]. Известно [139, 141, 177], что основной причиной отказов в работе турбин являются эрозионно-коррозионные повреждения элементов проточных частей турбин. Причем наиболее часто в зоне риска находятся ступени турбин типов К, Т, ПТ, расположенные в зоне фазового перехода (ЗФП) пара из перегретого в насыщенный. В таблице 3.3.1 приведено количество ступеней турбин, расположенных в зоне фазового перехода [139].

Таблица 3.3.1. Количество ступеней турбин в ЗФП

Тип турбины	Количество ступеней (цилиндр)
Т-250/300-240	4 (ЦСД П) 4 (ЦНД)
Т-185/220-130	5 (ЦСД)
Т-100-120/130	6 (ЦСД)
ПТ-135/165-130/15	5 (ЦСНД)
ПТ-50/60-130/7	5 (ЦСНД)
Т-50/60-130	6 (ЦСНД)
К-1200-240	4 (ЦНД)
К-800-240	4 (ЦНД)
К-500-240	4 (ЦНД)
К-300-240	4 (ЦНД)
К-200-130	2 (ЦНД)
Т-180/215-130	2 (ЦНД)
ПТ-60-90/13	3 (ЦСНД)
ПТ-60-130/13	3 (ЦСНД)

Тип турбины	Количество ступеней (цилиндр)
ПТ-80-130/13	4 (ЦСНД)
К-100-90-6	1 (ЦВД) 2 (ЦНД)
К-500-240	3 (ЦНД)
К-300-240	3 (ЦНД)
К-160-130	3 (ЦНД)

Рост числа эрозионно-коррозионных повреждений обусловлен, прежде всего, температурным режимом работы ТЭС. Известно [139, 166], что рост температуры первичного конденсата в зоне фазового перехода активизирует коррозионный процесс в проточной части турбины. Увеличение температуры среды от 343 К до 413 К приводит к увеличению скорости роста трещин в дисках почти на два порядка. Это связано с тем, что с повышением температуры среды интенсифицируются коррозионные процессы на поверхности металла. Установлено [166], что снижение температуры среды на 10 К практически в 2 раза увеличивает длительность работы оборудования до появления трещин коррозионного растрескивания на дисковых сталях. Это обусловлено тем, что при пониженных температурах увеличивается минимально необходимая концентрация агрессивных компонентов раствора, вызывающих коррозионное растрескивание.

Измерения температуры сред с высоким давлением в паровых котлах ТЭС, преимущественно, представлено системами контроля температуры питательной воды и перегретого пара. Температура питательной воды, главным образом, измеряется для определения технико-экономических показателей работы оборудования [178], так как повреждения водяных экономайзеров котлов, в основном, связаны с коррозионным и эрозионным износом вследствие «истирания» труб золой, частицами топлива и шлака, содержащимися в дымовых газах [179].

Контроль температуры перегретого пара является одной из важнейших задач автоматизированной системы контроля и управления

технологическими процессами паровых котлов на ТЭС. Согласно Правилам технической эксплуатации [144] отклонение температуры перегретого пара в сторону уменьшения допускается не более чем на 10 К, в сторону увеличения – не более чем на 5 К. Это связано не только с обеспечением экономичности работы оборудования (КПД цикла), но и с требованиями по надежности работы, т.к. превышение температуры пара приводит к снижению жаропрочности материалов труб и появлению трещин. В свою очередь, снижение температуры пара может привести к его значительному увлажнению, что является причиной эрозионного разрушения лопаточного аппарата турбин ТЭС [180].

На рисунке 3.3.1 показаны зависимости относительного увеличения интенсивности отказов пароперегревателей при длительных увеличениях температуры перегретого пара до 10 К.

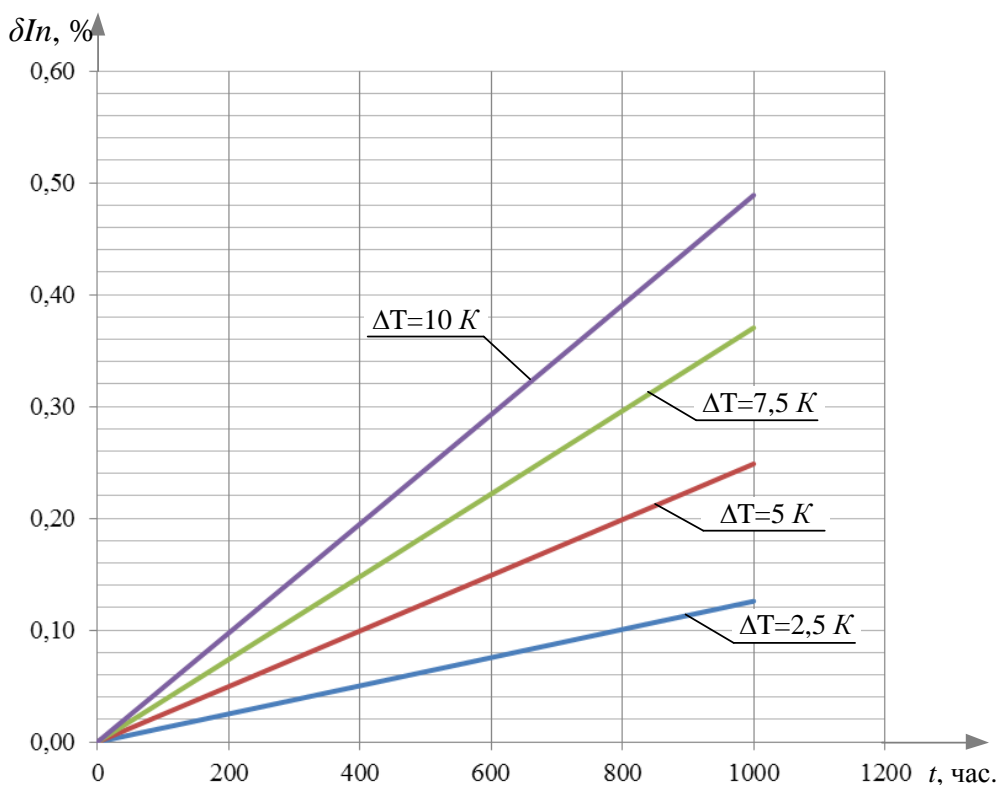


Рисунок 3.3.1. Зависимость относительного увеличения интенсивности отказов пароперегревателя при работе в условиях длительных превышений температуры перегретого пара

Видно, что суммарная наработка в течение 1000 часов пакетов пароперегревателя в условиях повышенных температур приводит к относительному увеличению интенсивности отказов до 0,5 %. Такие ситуации могут возникнуть вследствие высокой инерционности термоэлектрических преобразователей, устанавливаемых в защитные гильзы, что приводит к несвоевременной реакции систем регулирования на впрыск охлаждающей среды (питательной воды, «собственного» конденсата). Несмотря на относительно невысокие значения увеличения интенсивности отказов (менее 1%), рост температуры пара крайне нежелателен, т.к. приводит к следующим последствиям: перерасход топлива, ухудшение состояния оборудования, вынужденное срабатывание систем тепловых защит.

Перерасход топлива при нерегламентном увеличении температуры пара вызывается тем, что система управления расходом топлива котельной установки, связанная с системой регулирования температуры перегретого пара, будет вырабатывать сигнал на увеличение расхода топлива для поддержания текущей температуры пара.

Снижение эксплуатационных характеристик оборудования связано с температурными зависимостями показателей надежности работы элементов оборудования, обусловленное снижением жаропрочности стали (п. 1.2), накоплением температурной усталости металлов и другими факторами, которые в совокупности могут способствовать возникновению аварийных ситуаций. Полученные значения определены, исходя из прогноза работы оборудования в зоне «нерегламентных» температур в течение 1000 часов, тогда как на практике при эксплуатации оборудования на продленном парковом ресурсе это значение может достигать 3–4 тыс. часов и более. В этом случае относительное увеличение интенсивности отказов составит 1–2 %.

В частности, несвоевременная или некорректная реакция систем регулирования температуры перегретого пара в составе АСУ ТП

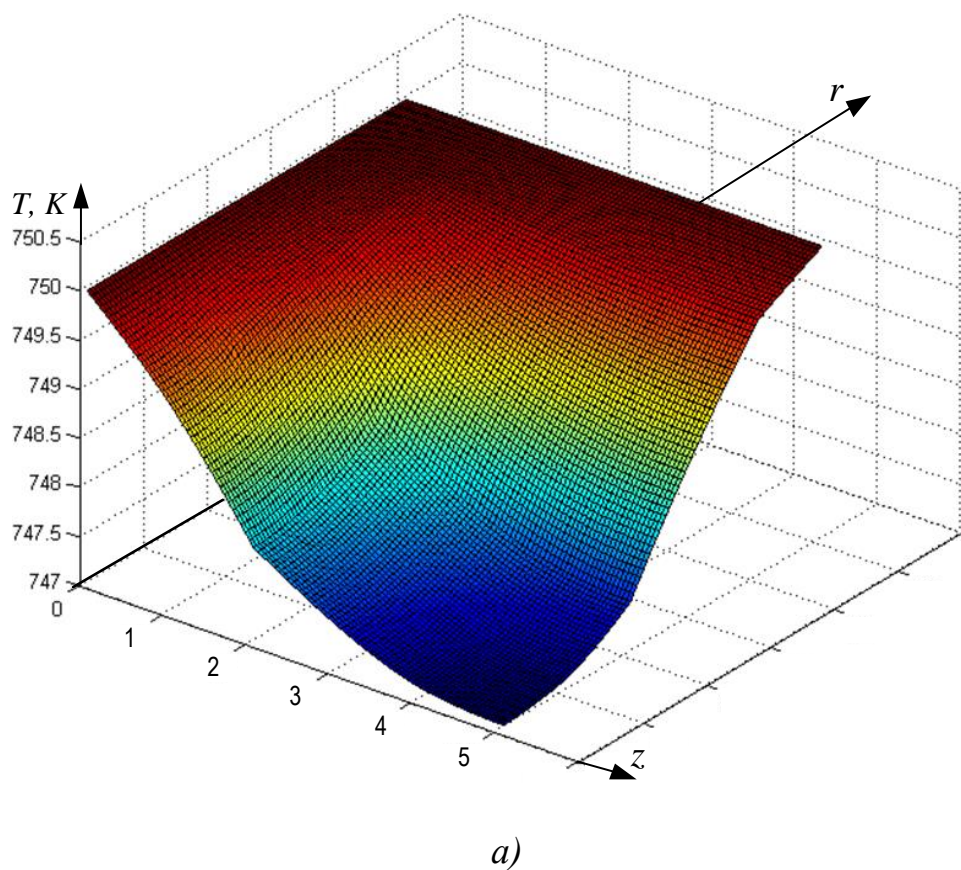
парогенератора приводит к нерегламентному увеличению или снижению температуры пара перед турбиной. Согласно «Правилам технической эксплуатации» [144] температура пара перед турбиной является одним из сигналов, по которым выполняется полный останов турбоагрегата. Например, для турбоустановки с номинальной температурой острого пара 828 К вторая уставка по понижению температуры, как правило, составляет 781 К, по повышению – 848 К. Защита при повышении температуры острого пара предназначена для предохранения ЦВД турбины и паропроводов от повреждений, связанных с высокими температурами пара. Защита срабатывает по схеме «два из двух» при получении сигнала от датчиков температуры пара, расположенных в стопорном клапане и каждом паропроводе. При повышении температуры острого пара в стопорном клапане и одном из паропроводов до второй уставки срабатывания в выдержкой до 3 минут подается светозвуковой сигнал «повышение температуры острого пара» и выполняются операции по останову турбины. Защита, действующая при понижении температуры пара, предназначена для предохранения последних ступеней ЦНД турбины от эрозии, а также осевых усилий на ротор вследствие увлажнения пара. Для ее срабатывания используются те же, датчики, что и для защиты по повышению температуры, защита так же работает по схеме «два из двух» и при понижении температуры острого пара в стопорных клапанах и одном из паропроводов до второй уставки выполняются операции по останову турбоустановки.

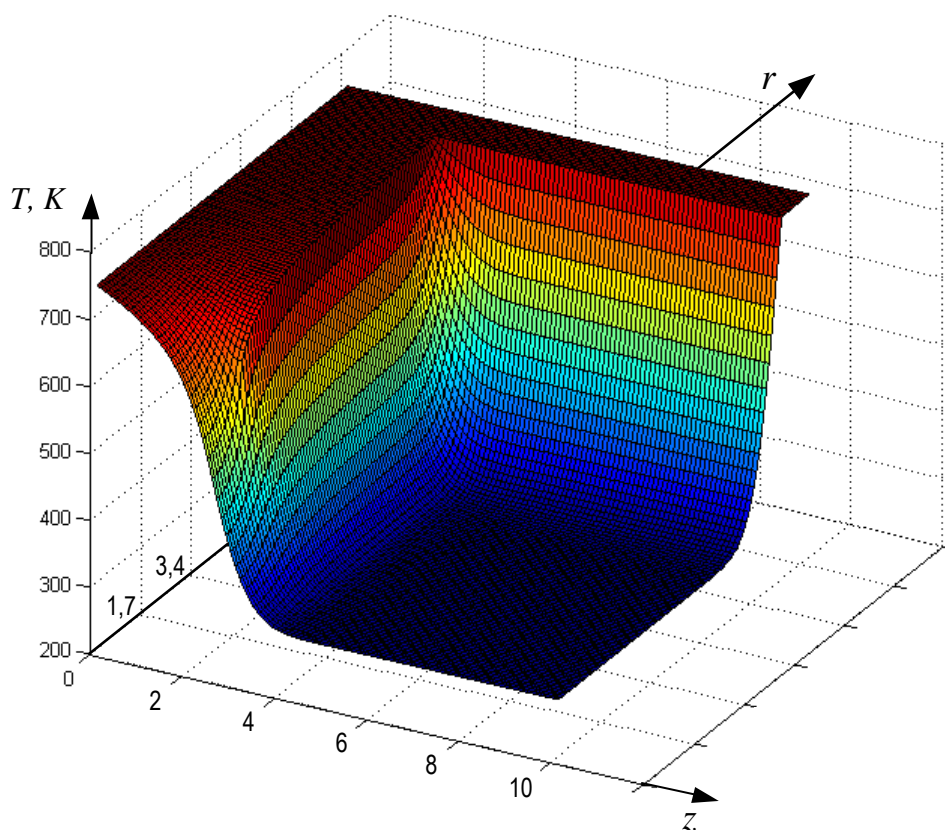
### **3.3.1. Исследования влияния защитной гильзы на погрешность измерения температуры технологических сред ТЭС под давлением**

Исследование интегральных характеристик процесса измерения проведено для случаев изменения измеряемой (рабочей для технологического оборудования ТЭС [48]) температуры в диапазоне 0–10 % от температур 370 К, 520 К и 820 К для трех типов ТЭП: *K* (ХА), *L* (ХК), *E* (ХКн). Высота и радиус моделируемого участка ТЭП – 5 мм. Толщина

нижней стенки гильзы принималась равной 2,5 мм, боковой стенки – 1 мм. Кольцевой зазор между чувствительным элементом ТЭП и защитной гильзой принимался равным 1 мм, вертикальный зазор между ТЭП и дном гильзы – 1,5 мм. Численное исследование выполнено для случая заполнения защитной гильзы кварцевым песком.

Для оценки влияния защитной гильзы на процесс теплопереноса при измерении температуры с помощью ТЭП определены температурные поля в чувствительном элементе ТЭП (рисунок 3.3.2).





б)

Рисунок 3.3.2. Распределение температуры в чувствительном элементе ТЭП (время измерения – 5 секунд): *а* – без защитной гильзы; *б* – с защитной гильзой

Анализ рисунка 3.3.2 показывает, что защитная гильза оказывает значительное влияние на процесс теплопереноса в чувствительном элементе ТЭП. Через 5 секунд после начала измерения без защитной гильзы (рисунок 3.3.2, а) температура спая термопары отличается от внешней температуры не более чем на 3 К. При наличии защитной гильзы через 5 секунд заканчивается нагревание самой гильзы, а чувствительный элемент ТЭП имеет начальную температуру. Такое распределение (рисунок 3.3.2, б) позволяет сделать вывод о том, что для снижения погрешности измерений целесообразно увеличить длительность выполнения измерения. Зависимости относительной погрешности ТЭП от длительности выполнения измерений ТЭП различного типа и диапазонов изменения рабочих температур приведены на рисунках 3.3.3–3.3.5.

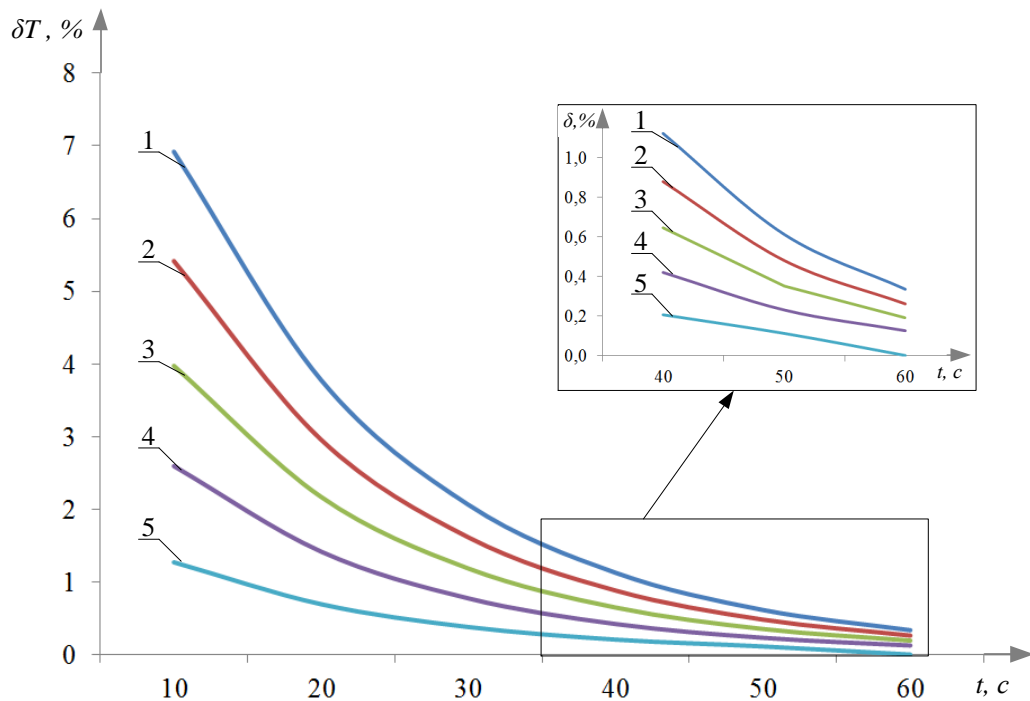


Рисунок 3.3.3. Зависимость относительной погрешности термопары типа *K* (ХА) от длительности измерения при изменении рабочей температуры  $T=520$  К в диапазоне: 1 – 10 %; 2 – 8 %; 3 – 6 %; 4 – 4 %; 5 – 2 %

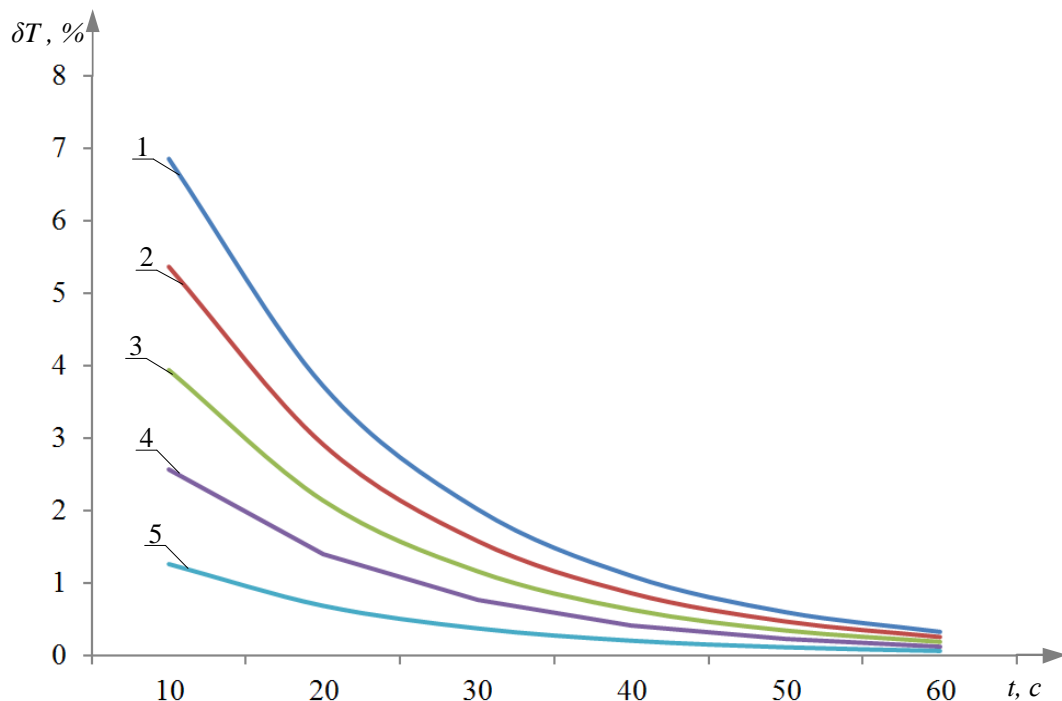


Рисунок 3.3.4. Зависимость относительной погрешности термопары типа *E* (ХКн) от длительности измерения при изменении рабочей температуры  $T=820$  К в диапазоне: 1 – 10 %; 2 – 8 %; 3 – 6 %; 4 – 4 %; 5 – 2 %



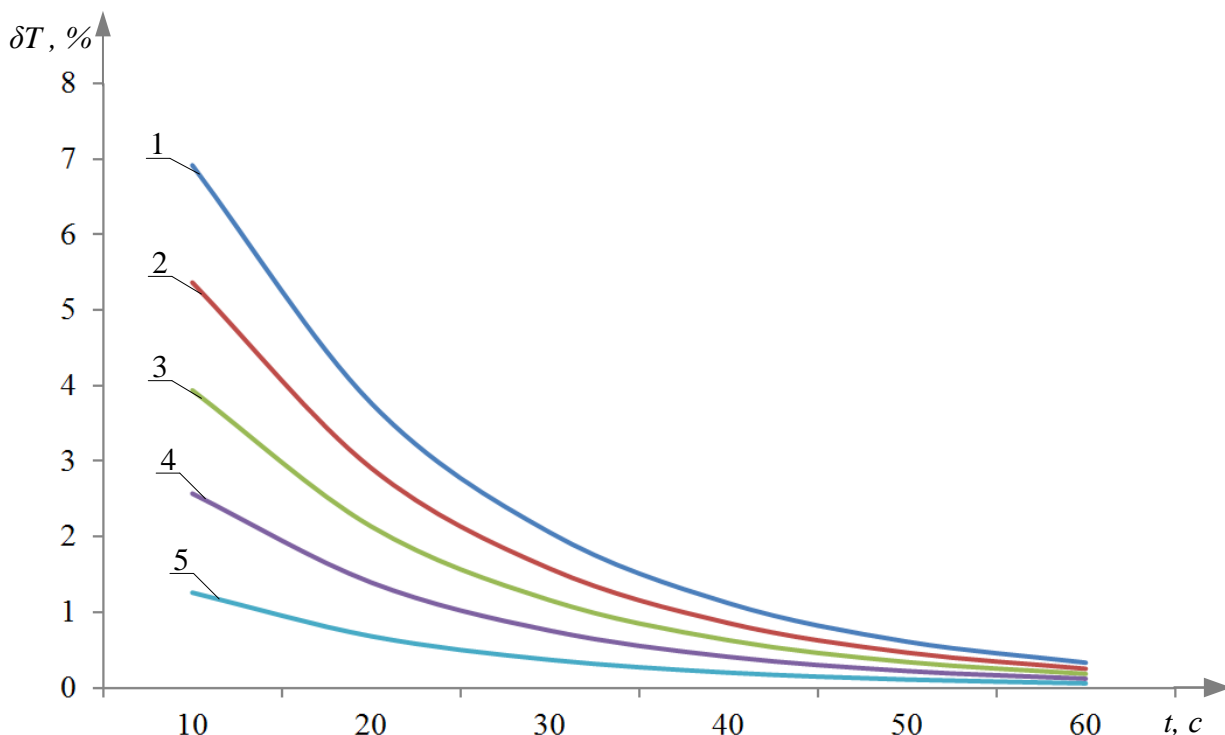


Рисунок 3.3.5. Зависимость относительной погрешности термопары типа *L* (ХК) от длительности измерения при изменении рабочей температуры  $T=370$  К в диапазоне: 1 – 10 %; 2 – 8 %; 3 – 6 %; 4 – 4 %; 5 – 2 %

Для исследовавшихся, соответствующих типичным блокам, агрегатам и узлам ТЭС, термопар получены аналогичные зависимости изменения относительной погрешности для всех значений начальных температур. Такие результаты позволяют сделать вывод о том, что время работы термоэлектрических преобразователей, устанавливаемых в гильзе и обеспечивающих минимальные погрешности, практически не зависит от измеряемой температуры и типа термопары.

Определить требуемую длительность работы ТЭП можно как с помощью разработанной модели, так и аппроксимационных выражений вида:

$$t = A \cdot \delta T^3 + B \cdot \delta T^2 + C \cdot \delta T + D, \quad (3.3.1)$$

где  $t$  – требуемая длительность работы, с;  $\delta T$  – отклонение температуры от начального значения, %;  $A, B, C, D$  – коэффициенты, зависящие от материала, заполняющего гильзу, типа ТЭП, а также от соотношения размеров чувствительного элемента и защитной гильзы. Коэффициенты аппроксимационного выражения (3.3.1), определенные для термопары типа *K*

при начальных температурах в диапазоне от 300 К до 550 К в рассматриваемых достаточно типичных условиях установки ТЭП в защитной гильзе приведены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1. Коэффициенты аппроксимационного выражения для ТЭП типа *K* (ХА)

<i>T, K</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>	<i>D</i>
300	0,0384	-1,0023	10,5910	-0,8140
320	0,0384	-1,0023	10,5910	0,2510
340	0,0384	-1,0023	10,5910	1,2520
360	0,0384	-1,0023	10,5910	2,1950
380	0,0384	-1,0023	10,5920	3,0874
400	0,0384	-1,0025	10,5910	3,9340
420	0,0384	-1,0023	10,5910	4,7390
440	0,0384	-1,0023	10,5910	5,5070
460	0,0384	-1,0022	10,5900	6,2418
480	0,0384	-1,0023	10,5910	6,9430
500	0,0384	-1,0023	10,5910	7,6170
520	0,0384	-1,0023	10,5910	8,2640
540	0,0384	-1,0023	10,5910	8,8870

Из таблицы 3.3.1 следует, что начальная температура рабочей среды практически не оказывает влияние на коэффициенты *A*, *B*, *C* выражения (3.3.1). Длительность выполнения измерения определяется свободным членом *D*, который вероятно характеризует влияние воздушного зазора [155].

Полученные зависимости требуемой для достоверных измерений длительности нагревания датчиков температуры НСХ *K* (ХА), *L* (ХК), *E* (ХКн) при различных значениях зазора между нижней поверхностью чувствительного элемента ТЭП и защитной гильзой показаны на рисунках 3.3.6–3.3.8, соответственно.

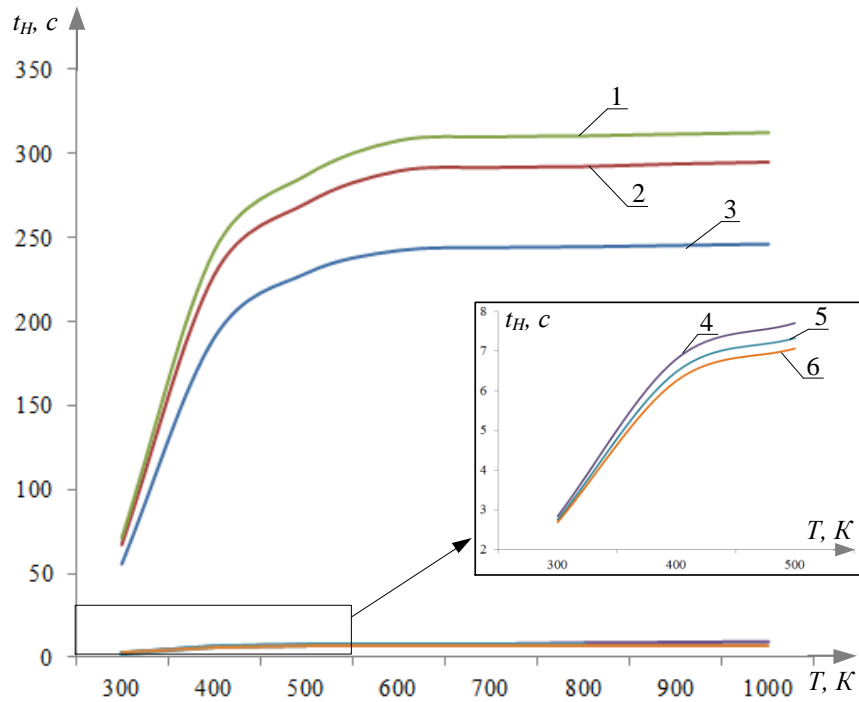


Рисунок 3.3.6. Зависимости длительности работы ТЭП типа *K* (ХА) от температуры при использовании трансформаторного масла (1–3) и медной стружки (4–6), с разными размерами зазора: 1, 4 – 3 мм; 2, 5 – 2 мм; 3, 6 – 1 мм

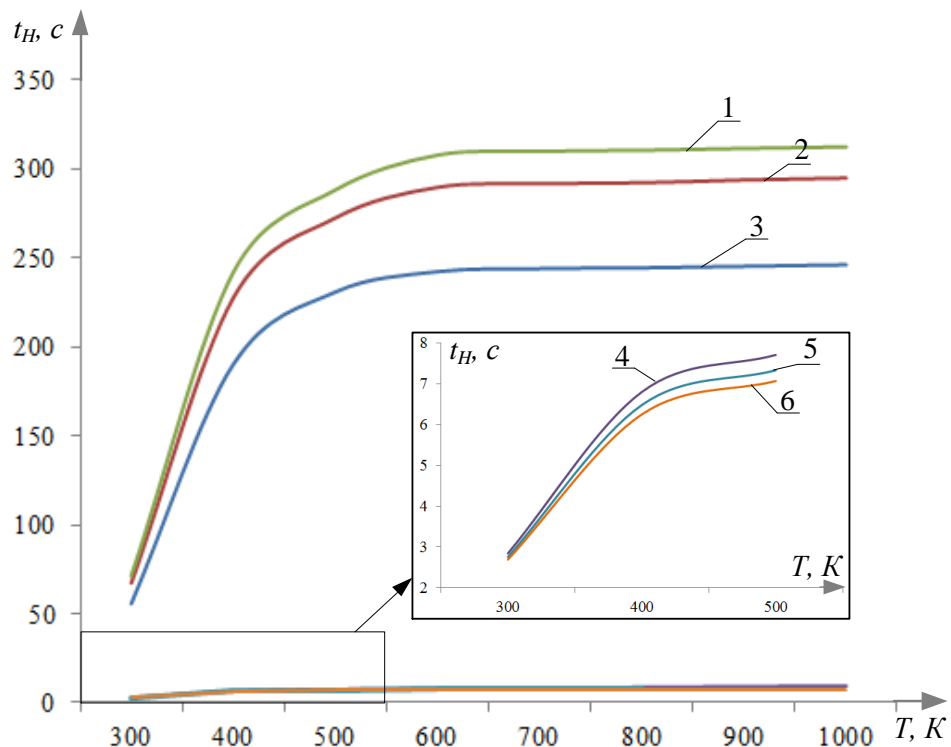


Рисунок 3.3.7. Зависимости длительности работы ТЭП типа *L* (ХК) от температуры при использовании трансформаторного масла (1–3) и медной стружки (4–6), с разными размерами зазора: 1, 4 – 3 мм; 2, 5 – 2 мм; 3, 6 – 1 мм

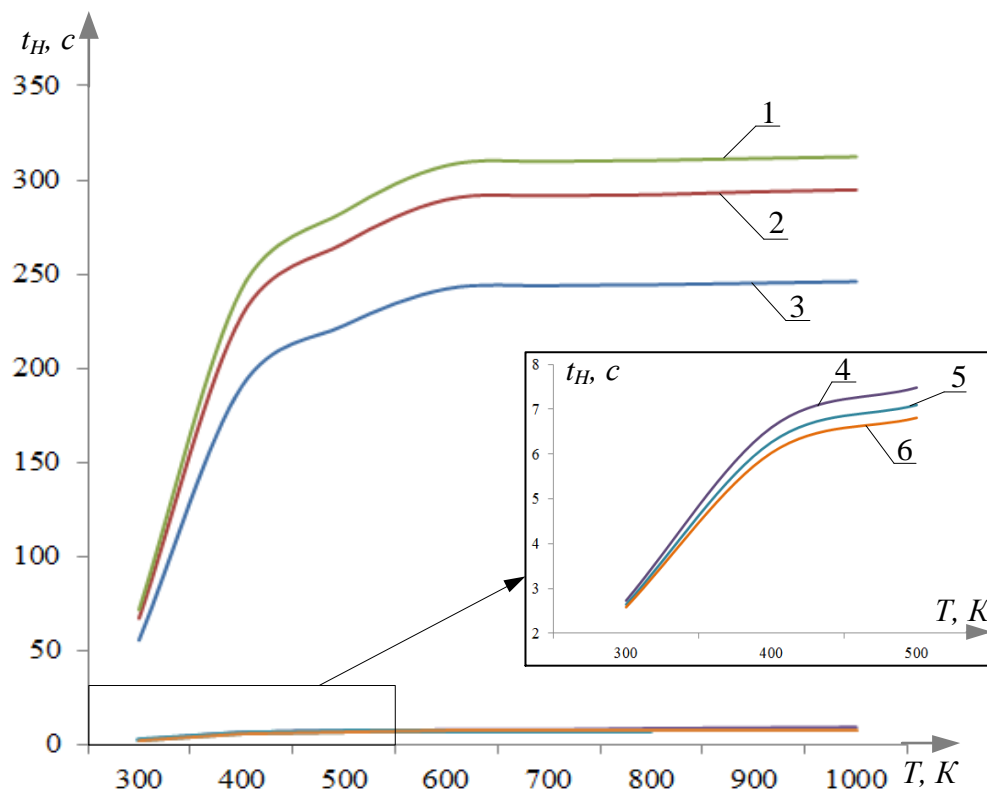


Рисунок 3.3.8. Зависимости длительности работы ТЭП типа *E* (ХКн) от температуры при использовании трансформаторного масла (1–3) и медной стружки (4–6), с разными размерами зазора: 1, 4 – 3 мм; 2, 5 – 2 мм; 3, 6 – 1 мм

На рисунках 3.3.6–3.3.8 видно, что необходимая длительность измерений при заполнении трансформаторным маслом пространства между гильзой и чувствительным элементом ТЭП значительно превышает аналогичный показатель в случае заполнения медными опилками. В случае использования для заполнения пространства в гильзе трансформаторного масла величина зазора  $dH$  может оказывать значительное влияние на длительность нагревания. Увеличение характерного размера зазора в три раза приводит к увеличению длительности нагревания на 25–30 %. В случае применения медных опилок длительность нагревания при аналогичном увеличении размеров зазора вырастет на 5 %.

При монтаже ТЭП в гильзу путем припаивания высока вероятность наличия кольцевых зазоров. Полученные зависимости длительности нагревания для нескольких типов ТЭП при различных значениях кольцевого

зазора в случаях, когда пространство гильзы заполняется медными опилками и остается незаполненным (присутствует воздух), приведены в таблицах 3.3.2–3.3.4.

Таблица 3.3.2. Зависимости достаточной для достоверных измерений длительности ( $t$ , с) работы ТЭП типа  $K$  (ХА)

$T$ , К	Размер зазора $dR$ , мм					
	Заполнение медными опилками			Без заполнения гильзы		
	1	2	3	1	2	3
300	2,00	2,11	2,20	3,99	4,01	4,05
400	4,54	4,69	4,84	10,33	10,47	10,52
500	5,39	5,55	5,70	12,38	12,52	12,58
600	5,78	5,94	6,10	13,36	13,51	13,57
700	5,82	5,97	6,13	13,45	13,60	13,66
800	5,83	5,98	6,14	13,47	13,62	13,68
900	5,84	5,99	6,15	13,48	13,63	13,69
1000	5,84	6,00	6,16	13,49	13,64	13,70

Таблица 3.3.3. Зависимости достаточной для достоверных измерений длительности ( $t$ , с) работы ТЭП типа  $L$  (ХК)

$T$ , К	Размер зазора $dR$ , мм					
	Заполнение медными опилками			Без заполнения гильзы		
	1	2	3	1	2	3
300	2,00	2,11	2,20	3,92	4,00	4,04
400	4,72	4,87	5,06	10,71	10,84	10,90
500	5,36	5,52	5,71	12,35	12,49	12,55
600	5,77	5,92	6,08	13,38	13,53	13,59
700	5,73	5,94	6,10	13,41	13,57	13,63
800	5,79	5,95	6,11	13,44	13,59	13,65
900	5,80	5,96	6,12	13,45	13,60	13,66
1000	5,81	5,96	6,12	13,45	13,61	13,67

Таблица 3.3.4. Зависимости достаточной для достоверных измерений длительности ( $t$ , с) нагревания ТЭП типа  $E$  (ХКн)

$T$ , К	Размер зазора $dR$ , мм					
	Заполнение медными опилками			Без заполнения гильзы		
	1	2	3	1	2	3
300	1,89	2,00	2,10	3,80	3,88	3,92
400	4,46	4,62	4,77	10,46	10,59	10,65
500	5,07	5,23	5,39	12,07	12,12	12,27
600	5,43	5,59	5,76	13,03	13,18	13,25
700	5,46	5,62	5,79	13,11	13,27	13,33
800	5,47	5,63	5,80	13,14	13,29	13,35
900	5,48	5,64	5,81	13,15	13,30	13,36
1000	5,49	5,65	5,82	13,15	13,31	13,37

Таблицы 3.3.2–3.3.4 иллюстрируют, что в случае установки ТЭП в гильзу пайкой величина кольцевого зазора не оказывает значительного влияния на длительность нагревания. При отсутствии заполняющего гильзу материала длительность нагревания также относительно невелика. Можно сделать вывод о том, что при припаивании ТЭП ко дну гильзы использование заполняющего гильзу материала нецелесообразно. Тем не менее, часто установка ТЭП в гильзе пайкой невозможна. Сравнительный анализ результатов, полученных при моделировании условий монтажа ТЭП в гильзе, приведенных на рисунке 2.3.1, показывает, что заполнение гильзы медными опилками позволяет получить длительность нагревания, сопоставимую с длительностью нагревания при припаивании ТЭП ко дну гильзы. Эти результаты целесообразно учитывать при проектировании и монтаже контрольно-измерительных систем в большой группе энергетических блоков, агрегатов и узлов тепловых электрических станций [181, 182].

### **3.3.2. Влияние теплофизических характеристик материалов, заполняющих защитную гильзу, на удовлетворительную длительность измерений температуры пара, питательной и сетевой воды ТЭС**

Особый интерес (с точки зрения влияния типа материалов основных элементов ТЭП) представляет заполняющий гильзу материал, т.к. гильзы применяются для защиты погружаемых термопар во многих точках технологического процесса на тепловых электрических станциях: при измерении температуры перегретого пара, питательной воды, сетевой воды и др. Влияние высокой инерционности датчиков температуры на время реакции систем регулирования температуры и последствия увеличения длительности работы узлов и агрегатов ТЭС при повышенных температурах рассмотрено в п. 3.1.

Температура среды, в которую погружался ТЭП, изменялась в диапазоне от 300 К до 450 К (соответствует технологическим средам сетевых установок ТЭС) при исследовании процесса теплопереноса в случаях заполнения гильзы кремнийорганической теплопроводной пастой (далее – термопаста), жидкими и сыпучими материалами, и в диапазоне от 600 К до 850 К (температуры таких сред, как свежий пар и питательная вода) в случаях заполнения гильзы сыпучими материалами. Высота моделируемого участка составила  $H=10$  мм, радиус –  $R=8,5$  мм (рисунок 2.3.2, *a*). Толщина нижней стенки гильзы принималась равной 2,5 мм, боковой стенки – 1 мм.

Установленные в результате численного моделирования зависимости длительности работы ТЭП в защитной гильзе с различным заполняющим материалом для термопар типов *K* (ХА), *L* (ХК), *E* (ХКн) приведены в таблицах 3.3.5–3.3.7, соответственно.

Таблица 3.3.5. Необходимые для достоверных измерений длительности ( $t$ , с) работы ТЭП типа  $K$  (ХА)

$T$ , К	Заполняющий гильзу материал				
	Силиконовое масло	Трансформа- торное масло	Термопаста	Кварцевый песок	Медные стружки (70 %)
300	148,5	134,8	29,1	40,6	2,4
325	334,1	304,3	62,4	92,3	4,3
350	404,7	368,6	74,9	112,0	5,0
375	449,2	409,2	83,1	124,4	5,5
400	481,7	438,8	88,9	133,5	5,8
425	507,4	462,2	93,5	140,6	6,1
450	528,6	481,6	97,3	146,5	6,3

Таблица 3.3.6. Необходимые для достоверных измерений длительности ( $t$ , с) работы ТЭП типа  $L$  (ХК)

$T$ , К	Заполняющий гильзу материал				
	Силиконовое масло	Трансформа- торное масло	Термопаста	Кварцевый песок	Медные стружки (70 %)
300	148,3	134,7	29,1	40,5	2,3
325	333,8	304,0	62,4	92,2	3,9
350	404,4	368,3	75,0	111,9	4,5
375	448,8	408,8	83,0	124,3	4,9
400	481,3	438,4	88,9	133,3	5,2
425	507,0	461,3	93,5	140,5	5,4
450	528,2	481,1	97,3	146,4	5,6

Таблица 3.3.7. Необходимые для достоверных измерений длительности ( $t$ , с) работы ТЭП типа  $E$  (ХКн)

$T$ , К	Заполняющий гильзу материал				
	Силиконовое масло	Трансформа- торное масло	Термопаста	Кварцевый песок	Медные стружки (70 %)
300	147,5	134,0	28,8	40,2	2,2
325	332,6	302,3	62,0	91,6	3,8
350	402,1	366,2	74,6	111,9	4,3
375	446,3	406,5	82,5	123,4	4,7



Т, К	Заполняющий гильзу материал				
	Силиконовое масло	Трансформа- торное масло	Термопаста	Кварцевый песок	Медные стружки (70 %)
400	478,7	436,0	88,4	132,4	4,9
425	504,2	459,2	92,9	139,5	5,1
450	525,3	478,4	96,7	145,3	5,3

Из таблиц 3.3.5–3.3.7 видно, что необходимая продолжительность выполнения измерения температуры увеличивается для всех ТЭП при заполнении гильзы соответствующими жидкостями. Эта характеристика процесса при использовании силиконового масла превышает аналогичный показатель в случае применения трансформаторного масла на 9–11 %. Минимально необходимая (удовлетворительная) длительность работы ТЭП при условии заполнения защитной гильзы термопастой меньше среднего показателя для масел в 5 раз. Это обусловлено тем, что теплопроводность термопасты значительно выше теплопроводности масел. Однако использование термопасты осложняется температурными ограничениями и часто довольно коротким эксплуатационным сроком [183]. Так, например, термопасту можно использовать при измерении температуры до 450 К, тогда как масла могут применяться при измерении температуры до 550–570 К в зависимости от их марки. Среди сыпучих материалов, которые могут быть использованы для заполнения гильзы, наименьшая необходимая длительность измерения соответствует медным опилкам [184].

При использовании ТЭП для измерения высоких температур (более 600 К) защитная гильза заполняется кварцевым песком или медными опилками [148]. Типичные длительности работы ТЭП, при которых погрешность измерения не будет превышать удовлетворяющие регламентам ТЭС значения, приведены на рисунках 3.3.9 и 3.3.10.

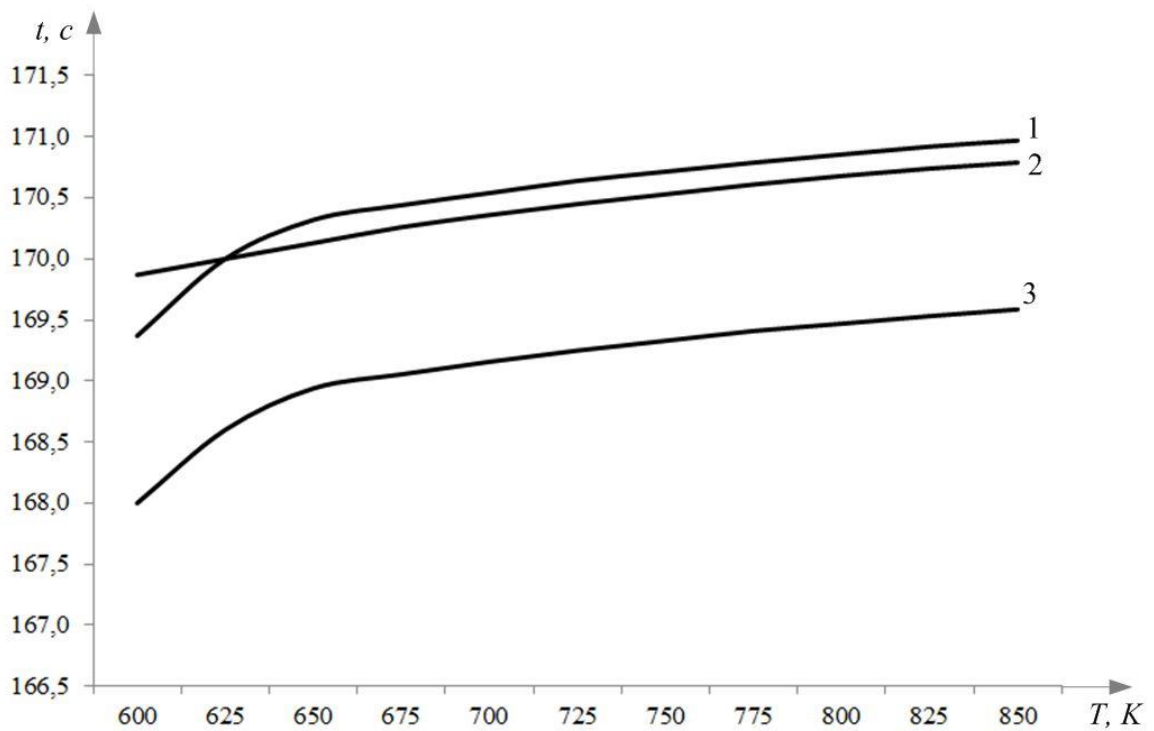


Рисунок 3.3.9. Зависимость длительности работы ТЭП (рассмотрены три типа НСХ) при заполнении защитной гильзы кварцевым песком: 1 – К (ХА), 2 – L (ХА), 3 – К (ХКН)

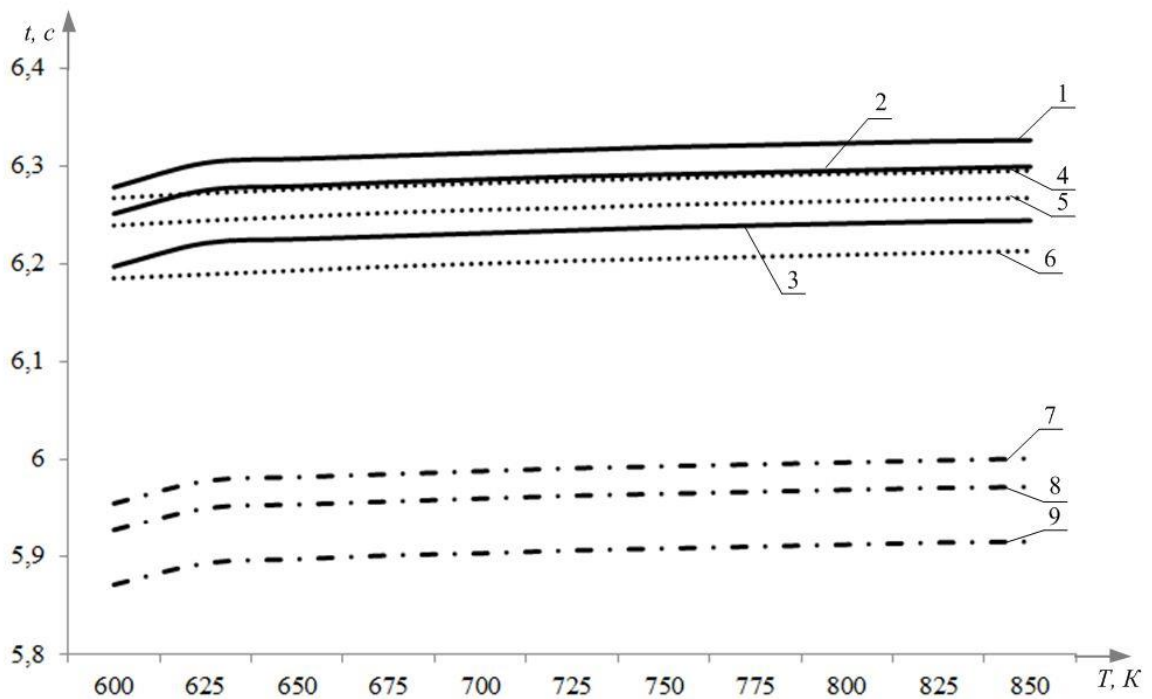


Рисунок 3.3.10. Зависимость длительности работы ТЭП при заполнении защитной гильзы медными опилками: НСХ К (ХА) 1 –  $\rho_{от}=0,7$ , 2 –  $\rho_{от}=0,8$ , 3 –  $\rho_{от}=0,9$ ; НСХ L (ХК) 4 –  $\rho_{от}=0,7$ , 5 –  $\rho_{от}=0,8$ , 6 –  $\rho_{от}=0,9$ ; НСХ E (ХКН) 7 –  $\rho_{от}=0,7$ , 8 –  $\rho_{от}=0,8$ , 9 –  $\rho_{от}=0,9$

Рисунки 3.3.9 и 3.3.10 показывают, что медные опилки даже с небольшой относительной плотностью (70 %) имеют несоизмеримо малое необходимое время выполнения измерений относительно альтернативных материалов. В то же время теплофизические характеристики кварцевого песка близки к аналогическим параметрам термопасты. Но медные опилки обладают существенными недостатками (большой коэффициент термического расширения, высокая плотность). При этом следует отметить, что уровень заполнения гильзы (вне зависимости от материала) должен быть сравнительно небольшим (превышать уровень сая не более, чем на 10 мм), т.е. покрывать только активную часть чувствительного элемента. Это связано с возможной погрешностью определения температуры вследствие «оттока» тепла от чувствительного элемента ТЭП [25, 28].

Из рисунков 3.3.9 и 3.3.10 видно, что при измерении высоких (например, 600–850 К) температур необходимая длительность измерения рассматриваемых ТЭП при одинаковом заполнении защитной гильзы существенно не увеличивается. При измерении температур 600–625 К зависимости для термопар типов *E* (ХКн) и *K* (ХА) довольно значительно отличаются от аналогичной для термопары типа *L* (ХК), что объясняется пределом допускаемой погрешности. Для ТЭП типов *E* (ХКн) и *K* (ХА) 2 класса допуска предельная погрешность при измерении температур до 606 К постоянна и составляет 2,5 К, а для ТЭП типа *L* (ХК) допускаемая погрешность зависит от измеряемой температуры [142]. Сравнение рисунков 3.3.9 и 3.3.10 позволяет сделать вывод о том, что при измерении относительно небольших (до 450 К) и довольно высоких (600–850 К) температур использование медных опилок позволяет в значительной степени снизить инерционность реакции термопары на изменение температуры в широком диапазоне. Зависимости, приведенные на рисунке 3.3.10, позволяют заключить, что плотность медных опилок не оказывает существенного влияния на необходимую и достаточную продолжительность выполнения

измерений. Это, в основном, связано с тем, что теплопроводность меди во много раз превышает аналогичную характеристику для воздуха [184].

### **3.3.3. Особенности влияния отвода тепла через заполняющий гильзу материал на погрешности измерений температуры перегретого пара, питательной и сетевой воды ТЭС**

Специфика технологических процессов на тепловых электрических станциях заключается в большом количестве точек измерения температуры [10, 144]. При этом необходимо соблюдение специальных условий эксплуатации датчиков температур вследствие высоких значений давления контролируемой среды [24, 148]. Часто на тепловых электрических станциях установка первичных преобразователей требует использования защитных гильз, что оказывает влияние не процессы теплопереноса в ТЭП [90, 146], и, следовательно, на характеристики измерений температуры (длительность, погрешность и др.).

Основными источниками ошибок термопар при использовании защитных гильз являются обусловленные неидеальным контактом чувствительного элемента с измеряемой средой и теплоотвода по материалу, заполняющему гильзу [28, 148]. Неидеальный контакт термоэлектрического преобразователя с измеряемой средой, может быть компенсирован увеличением длительности выполнения измерения [29, 66]. Суммарная погрешность будет включать погрешности теплоотвода по электродам термопары, корпусу преобразователя и гильзы, а также материалу, заполняющему гильзу.

Процесс отвода тепла по материалу, заполняющему гильзу, имеет место в том случае, когда свободное пространство между внутренней стенкой гильзы и поверхностью чувствительного элемента датчика заполняется буферным материалом. Заполнение жидкими материалами выполняется, в основном, при измерении температуры сетевой воды,

основного конденсата и других сред, характеризующихся температурой не более 473 К.

Защитные гильзы используются [148] при измерении температуры сред под давлением или имеющих большие скорости движения потока (например, измерение температуры перегретого пара, питательной воды, сетевой воды).

Температура основного конденсата перед деаэратором в большинстве случаев находится в диапазоне от 400 К до 450 К, измерение выполняется техническими термоэлектрическими преобразователями, устанавливаемыми в защитные гильзы. Температура основного конденсата, как и его расход, относится к главным возмущающим воздействиям, оказывающим влияние на давление пара в деаэраторе [53, 146]. Зависимость давления в деаэраторе от температуры основного конденсата на входе в подогреватель показана на рисунке 3.3.11.

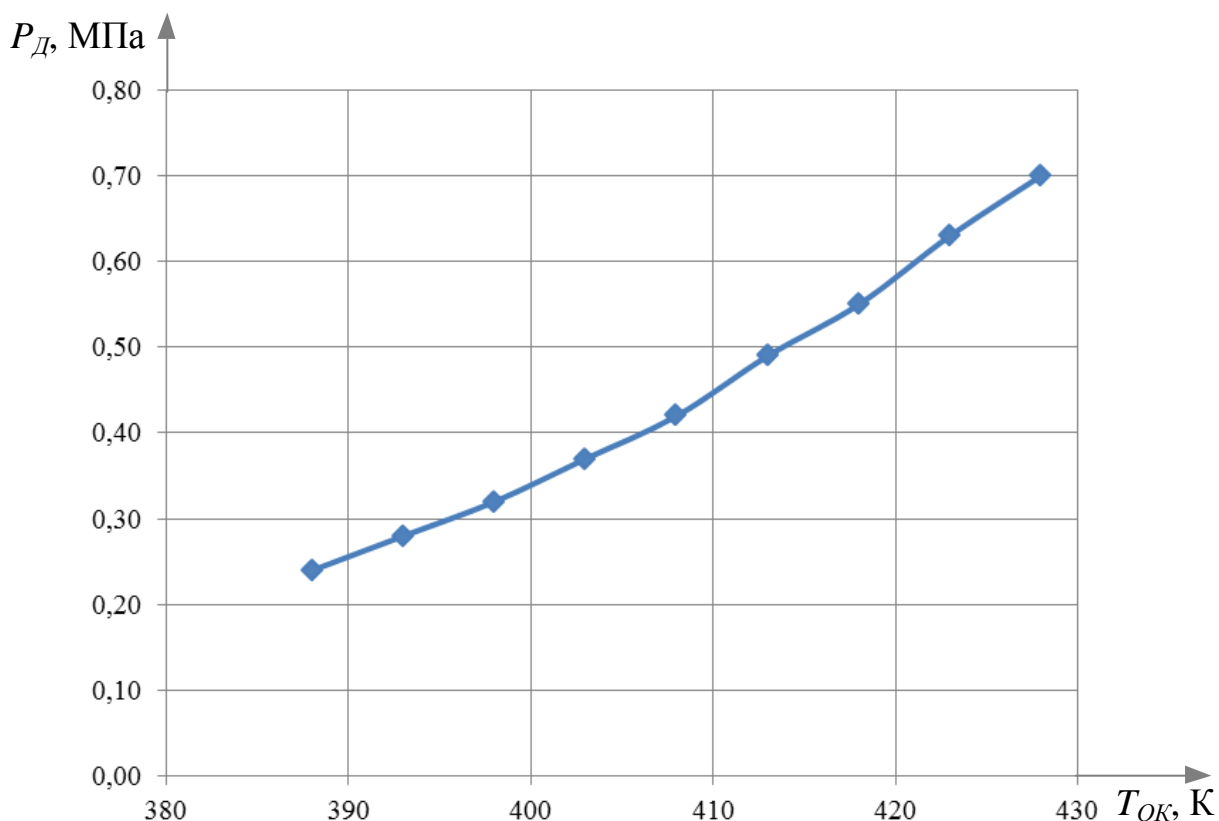


Рисунок 3.3.11. Зависимость давления в деаэраторе ТЭС от температуры основного конденсата на входе [146]

Нерегламентное повышение температуры основного конденсата перед деаэратором до значений, близких к температуре насыщения при номинальном давлении в деаэраторе может приводить к неудовлетворительной вентиляции деаэрационной колонки [185]. Нарушение вентиляции в деаэраторе приводит к снижению эффективности деаэрации вследствие неполного отвода выделившихся газов [186]. Чрезмерное снижение температуры основного конденсата за последним подогревателем низкого давления может приводить к недогреву воды в деаэраторе вследствие невозможности увеличения расхода греющего пара с точки зрения надежности работы оборудования и предотвращения гидравлических ударов. В этом случае во избежание снижения качества дегазации воды уменьшается нагрузка (по воде) деаэратора [185]. В случае недостаточной деаэрации воды в последней сохраняются кислород и углекислота, способствующие активизации коррозии конструкционных материалов.

Кроме того, резкое понижение температуры основного конденсата перед деаэратором свидетельствует о нерегламентной работе системы регенерации (открытие обратных клапанов на отборах турбины, уровень конденсата в подогревателях и т.д.). Своевременное и точное измерение температуры основного конденсата является одним из условий надежной работы деаэратора и всей системы деаэрации на ТЭС.

Уровень заполнения гильзы теплопроводным материалом зачастую выбирается эмпирически, и влияние оттока тепла от спая термомпары по заполняющему гильзу материалу не учитывается. Разработанная модель (п. 2.4) позволяет выполнить количественную оценку влияния уровня заполнения гильзы теплопроводным материалом на погрешность измерения и определить характер влияния указанного фактора и оптимальное значение уровня теплопроводного материала в гильзе, при котором негативное воздействие эффекта теплоотвода на качество выполнения измерения будет минимальным.

Зависимости минимально необходимой длительности измерений ТЭП для различных температур и типов ТЭП приведены на рисунках 3.3.12 и 3.3.13 соответственно.

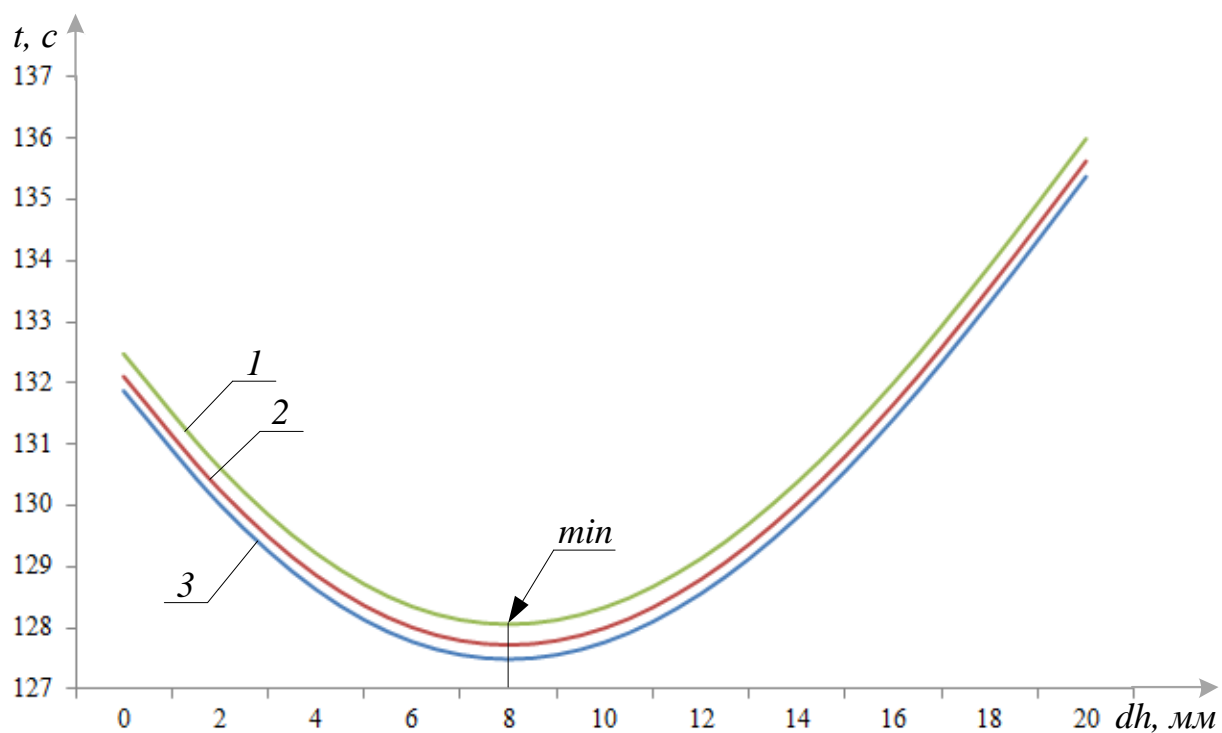


Рисунок 3.3.12. Минимальные необходимые длительности работы ТЭП (температура 350 К) для НСХ ХКн (1), ХК (2), ХА (3)

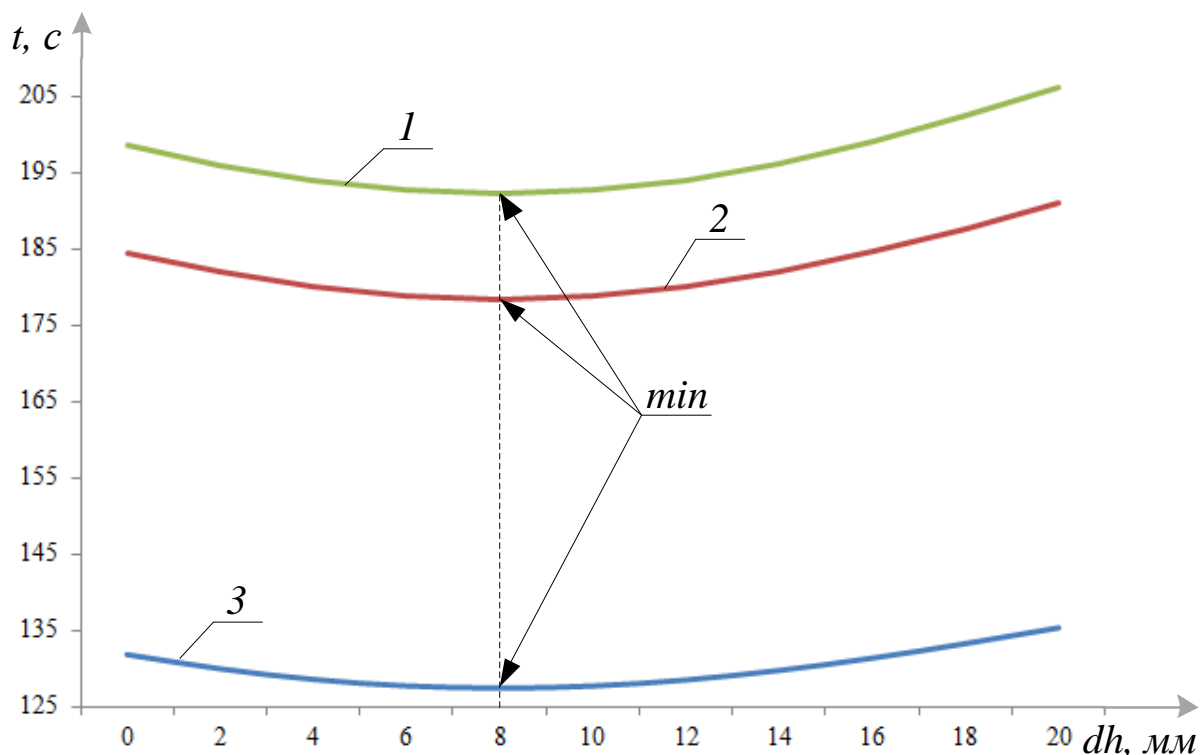


Рисунок 3.3.13. Минимальные необходимые длительности работы ТЭП (термопара типа ХА): 1 – 550 К; 2 – 450 К; 3 – 550 К

Рисунки 3.3.12 и 3.3.13 показывают, что при недостаточном уровне (в рассматриваемом случае до 8 мм) заполнения защитной гильзы «буферным» материалом необходимое время выполнения измерения увеличивается со снижением уровня заполнения вследствие недостаточно благоприятных условий для интенсивного теплопереноса в чувствительном элементе. При излишнем заполнении гильзы (в рассматриваемом случае более 8 мм) будет наблюдаться «отток тепла» от спая термопары по заполняющему гильзу материалу, что приведет к увеличению необходимой длительности нагревания пропорционально уровню заполнения.

На рисунке 3.3.14 показаны зависимости минимально необходимой длительности измерения от уровня заполнения защитной гильзы трансформаторным маслом.



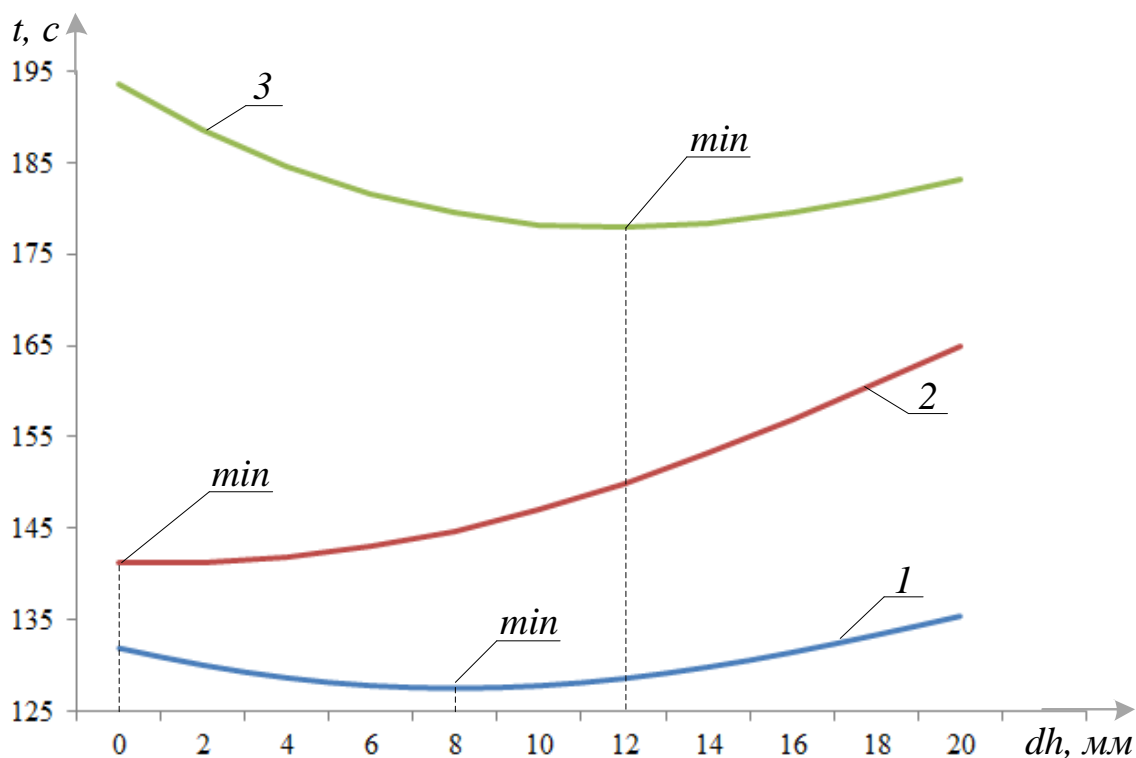


Рисунок 3.3.14. Необходимые длительности выполнения измерения ТЭП при разном уровне заполнения защитной гильзы трансформаторным маслом: 1 – принятые значения кольцевого и вертикального зазоров; 2 – увеличение кольцевого зазора на 1 мм; 3 – увеличение вертикального зазора на 1 мм

Из рисунка 3.3.14 видно, что при принятых значениях вертикального и кольцевого зазоров оптимальное значение уровня заполнения защитной гильзы составляет от 4 мм до 12 мм выше уровня саяя термопары (минимальное время нагревания получено при уровне 8 мм). При увеличении уровня заполнения необходимая длительность измерения будет возрастать вследствие эффекта отвода тепла от саяя термопары по материалу защитной гильзы. В случае увеличения кольцевого зазора значение минимального уровня заполнения защитной гильзы смещается в сторону уменьшения и находится на уровне саяя термопары. При увеличении относительно принятого вертикального зазора значение уровня заполнения гильзы смещается в сторону увеличения. Такой характер зависимостей обусловлен несколькими эффектами. При увеличении кольцевого зазора происходит увеличение толщины «буферного материала», что позволит снизить

минимально необходимую длительность выполнения измерений. В случае увеличения вертикального зазора также будет наблюдаться «эффект отвода тепла», т.е. отток тепла от спая термопары в направлении  $Or$  (рисунок 2.4.1, б).

### **3.3.4. Оценка влияния условий роста температуры спая термоэлектрического преобразователя на погрешность его измерений**

Использование погружаемых термоэлектрических преобразователей без защитных гильз допускается для измерения температур технологических сред, давление которых не превышает 6–10 МПа (в зависимости от модификации ТЭП) [146]. К числу таких точек контроля ТЭС относятся, например, температура вторичного пара (на энергоблоках с промежуточным перегревом пара), температура воздуха и дымовых газов. При моделировании условий измерения температуры погружаемыми ТЭП без использования защитных гильз, т.е. при непосредственном контакте с измеряемой средой, а также моделирования условий воздушного зазора при поверхностных измерениях выполнены исследования интегральных характеристик процесса теплопереноса в чувствительном элементе ТЭП с использованием граничных условий II и III рода.

Зависимости минимально необходимой продолжительности работы термоэлектрического преобразователя от тепловых потоков различных значений показаны на рисунке 3.3.15.

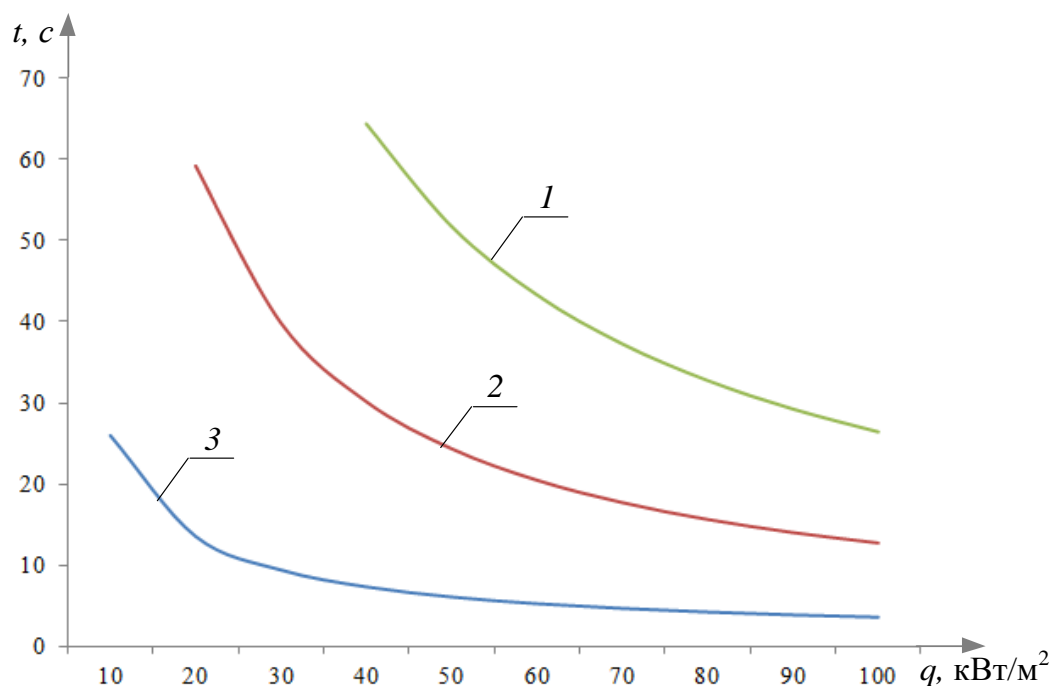


Рисунок 3.3.15. Зависимость минимально необходимой длительности работы ТЭП при измерении температур 850 К (1), 550 К (2), 350 К (3) от теплового потока  $q$  к внешним границам чувствительного элемента

Необходимые (удовлетворительные) длительности работы ТЭП при измерении температуры 350 К для НСХ  $K$  (ХА),  $L$  (ХК),  $E$  (ХКн) приведены в таблице 3.3.8.

Таблица 3.3.8. Зависимости необходимой длительности ( $t$ , с) работы ТЭП при измерении температуры от значения теплового потока  $q$

Тепловой поток $q$ , $\text{kW/m}^2$	Длительность работы ТЭП, с		
	ХА ( $K$ )	ХК ( $L$ )	ХКн ( $E$ )
10	26,0	26,0	25,7
20	13,5	13,5	13,4
30	9,4	9,4	9,2
40	7,3	7,3	7,2
50	6,1	6,1	6,0
60	5,2	5,2	5,1
70	4,7	4,6	4,5
80	4,2	4,2	4,1
90	3,9	3,9	3,8
100	3,6	3,6	3,5

Из рисунка 3.3.15 и таблицы 3.3.8 видно, что при увеличении интенсивности нагрева (в случае увеличения теплового потока) время установления показаний датчика температуры значительно снижается. При значении теплового потока  $q=100$  кВт/м<sup>2</sup> минимально необходимая длительность работы ТЭП сопоставима со значениями, полученными в условиях действия на внешних границах чувствительного элемента  $r=R$  и  $z=0$  постоянной температуры  $T=350$  К. Распределение температуры в чувствительном элементе ТЭП для граничных условий I и II рода показано на рисунке 3.3.16.

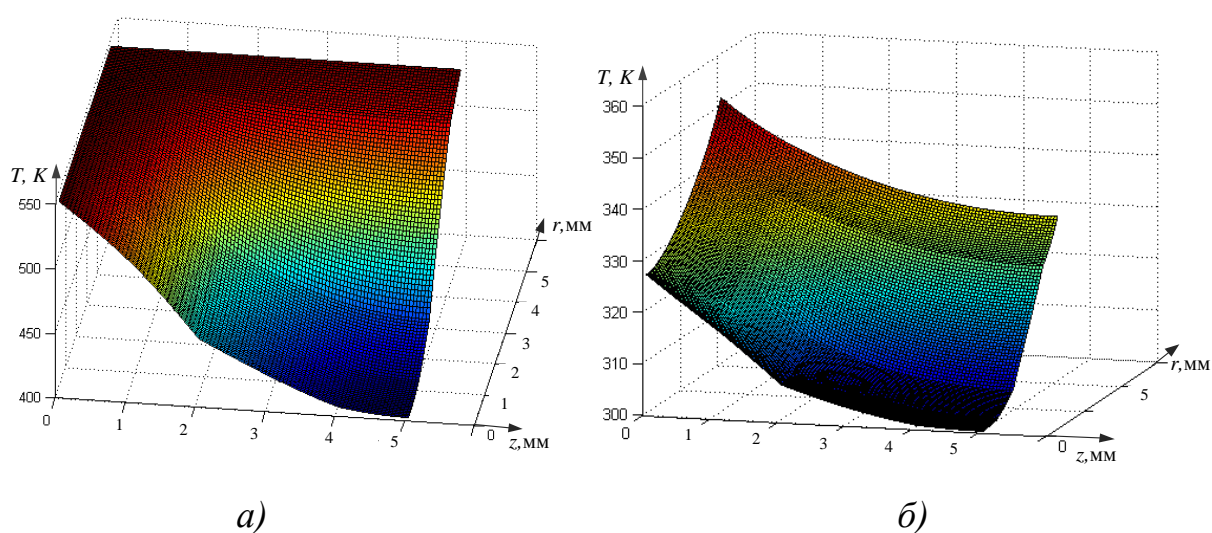


Рисунок 3.3.16. Температурное поле в термоэлектрическом преобразователе типа К (ХА) при измерении температуры поверхности образца 550 К: *а* – в случае задания температуры на внешних границах ТЭП; *б* – в случае задания теплового потока на внешних границах ТЭП

Из рисунка 3.3.16 видно, что в случае, если на границах чувствительного элемента задается распределение температуры (рисунок 3.6.2, *а*), нагрев рассматриваемой области происходит практически равномерно по направлениям  $r$  и  $z$ . Если же на границах области решения задается тепловой поток (краевые условия II рода), распределение температуры несколько неравномерно [187–189].

Интегральные характеристики теплопереноса в ТЭП, полученные с использованием граничных условий III рода, показывают, что даже в

реальных условиях теплообмена с внешней средой (изменение коэффициента теплообмена  $\alpha$  в диапазоне 0.1–30 Вт/(м<sup>2</sup>·К) требуемые длительности работы ТЭП могут быть очень большими при неидеальном контакте спая термопары с поверхностью объекта измерения.

### **3.4. Влияния теплофизических характеристик материалов элементов термоэлектрического преобразователя на погрешность определения температуры поверхности технологических агрегатов и рабочих сред ТЭС**

Разработанные модели (п. 2.1–2.5) основаны на допущении о постоянстве (без учета изменения с ростом температуры) теплофизических характеристик (теплопроводность, плотность, теплоемкость) элементов области решения задачи. Используемые значения теплофизических свойств получены путем усреднения величин в диапазоне рассматриваемых температур. На практике в широком диапазоне изменения температур значения теплофизических характеристик могут изменяться. В зависимости от решаемых прикладных задач (например, для описанных в п. 3.1–3.3) определение необходимых длительностей реакции термоэлектрического преобразователя на изменение температуры может требовать максимальной точности.

Для оценки методической погрешности вычисления интегральных характеристик процесса нагревания термоэлектрического преобразователя решена задача определения минимально необходимой длительности работы датчика для получения достоверных результатов измерения температуры (с учетом аппроксимации теплофизических характеристик).

Зависимости теплофизических характеристик элементов области решения задачи (п. 2.2 без учета воздушного зазора) приведены в таблице 3.4.1.

Таблица 3.4.1. Теплофизические характеристики элементов области решения задачи [47, 147–150]

$T, K$	Удельная теплоемкость $c, Дж / (кг \cdot K)$	Плотность $\rho, кг/м^3$	Коэффициент теплопроводности $\lambda,$ Вт/(м·К)
Спай термопары типа К (ХА)			
293	451,5	8825	22,2
473	474,5	8825	25,55
673	499,5	8825	30,8
873	524,5	8825	35,4
1073	550	8825	39,35
Защитный колпачок			
573	775	3970	40
673	959	3961	28
773	1050	3951	21
873	1105	3941	15,7
973	1143	3931	12,5
Порошок оксида алюминия			
573	856,04	2779,18	28,01
673	991,65	2772,86	19,62
773	1062,48	2765,84	14,72
873	1107,99	2758,82	11,01
973	1141,19	2751,81	8,75
Защитный металлический чехол			
393	462	7900	16
493	496	7900	18
593	517	7900	19
693	538	7900	21
793	550	7900	23
893	563	7900	25

Аппроксимация зависимостей теплофизических характеристик от температуры выполнена методом наименьших квадратов.

Аппроксимационные выражения для:

теплопроводности спая термопары

$$\lambda_1(T) = -2 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 + 5 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 - 0,0058 \cdot T + 20,437;$$

теплоемкости спая термопары

$$C_1(T) = -10^{-8} \cdot T^3 - 2 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + 0,1406 \cdot T + 412,04;$$

теплопроводности керамического колпачка

$$\lambda_2(T) = -2 \cdot 10^{-7} \cdot T^3 + 0,0007 \cdot T^2 - 0,7054 \cdot T + 260,35;$$

теплоемкости керамического колпачка

$$C_2(T) = 4 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 0,0113 \cdot T^2 + 11,357 \cdot T - 2737,8;$$

плотности керамического колпачка

$$\rho_2(T) = 8 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 - 0,0002 \cdot T^2 + 0,0706 \cdot T + 3982;$$

теплопроводности порошка оксида алюминия

$$\lambda_3(T) = -2 \cdot 10^{-7} \cdot T^3 + 0,0005 \cdot T^2 - 0,496 \cdot T + 182,77;$$

теплоемкости порошка оксида алюминия

$$C_3(T) = -4 \cdot 10^{-6} \cdot T^3 - 0,0118 \cdot T^2 + 10,917 \cdot T - 2352,9;$$

плотности керамического колпачка

$$\rho_3(T) = 6 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 - 0,0001 \cdot T^2 + 0,0483 \cdot T + 2788;$$

теплопроводности металлического чехла

$$\lambda_4(T) = 2 \cdot 10^{-8} \cdot T^3 - 3 \cdot 10^{-5} \cdot T^2 + 0,0306 \cdot T + 7,3661;$$

теплоемкости металлического чехла

$$C_4(T) = 4 \cdot 10^{-7} \cdot T^3 - 0,001 \cdot T^2 + 0,9941 \cdot T + 204,93.$$

На рисунке 3.4.1 приведены зависимости минимально необходимого времени работы чувствительного элемента датчика для получения достоверных результатов измерений.

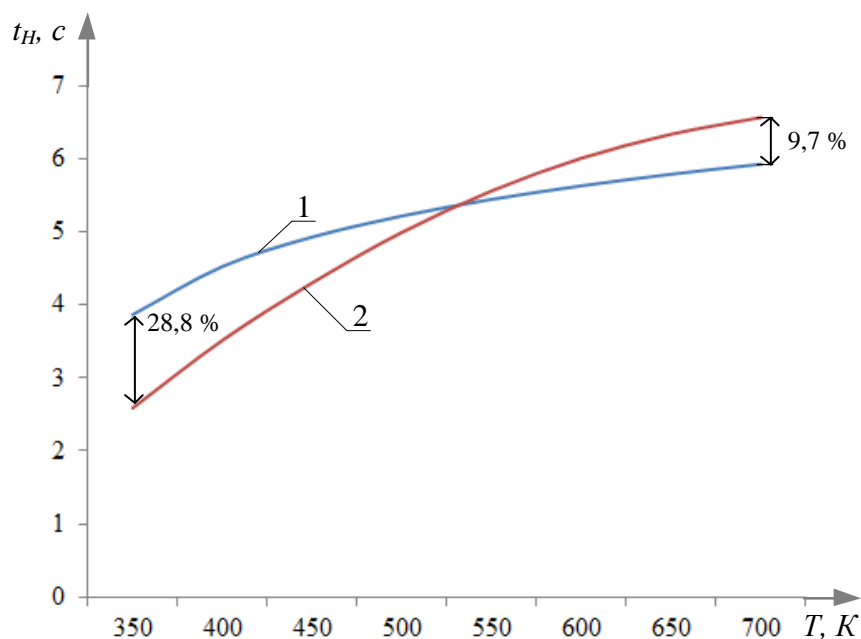


Рисунок 3.4.1. Зависимости необходимой длительности измерения от измеряемой температуры при использовании постоянных (1) и зависящих от температуры теплофизических характеристик (2)

Из рис. 3.4.1 видно, что максимальное относительное отклонение результатов составляет не более 30 %. Использование аппроксимационных выражений позволяет повысить точность вычислений, однако при этом в значительной степени увеличивается длительность и трудоемкость вычислений. Поэтому при прогнозировании основных параметров диссертационных исследований можно в первом приближении применять допущение о постоянстве теплофизических характеристик материалов основных элементов термоэлектрических преобразователей.

### **3.5. Влияния радиационного и конвективного видов теплообмена на необходимую длительность измерения температуры термоэлектрическим преобразователем**

#### **3.5.1. Влияние радиационного теплообмена на погрешности измерения температуры дымовых газов в газоходах паровых котлов ТЭС**



Известно, что с увеличением температуры контролируемой среды теплоперенос в значительной степени усиливается радиационной составляющей [190–193]. Это влияние в большей степени заметно в диапазоне измеряемых температур, превышающих 750 К. Так как на тепловых электрических станциях имеют место измерения температуры в указанном диапазоне, то необходимо рассмотреть влияние радиационного (лучистого) теплообмена на интегральные характеристики процесса нагревания чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя.

На тепловых электрических станциях, оборудованных газотурбинными установками, измерение высоких температур связано с контролем параметров дымовых газов на входе в котел и за поверхностями нагрева котла, а также параметров газов перед свободной турбиной [10]. Температура дымовых газов на входе и выходе из котла строго контролируется, так как превышение установленных значений может приводить к увеличению нагрузок на металл поверхностей нагрева котла, что приводит к снижению надежности работы оборудования (п. 3.1).

Рассмотрим модель (п. 2.5) теплопереноса в чувствительном элементе термоэлектрического преобразователя с неизолированным спаем в диапазоне температур выше 700 К.

Эквивалентный тепловой поток на внешних границах определяется как сумма конвективного теплового потока и теплового потока, обусловленного лучистым теплообменом:

$$q_{\Sigma} = q_{\kappa} + q_{\lambda}.$$

Распределения температур по чувствительному элементу термоэлектрического преобразователя при измерении температуры 1000 К с учетом и без учета радиационного теплообмена показаны на рис. 3.5.1.

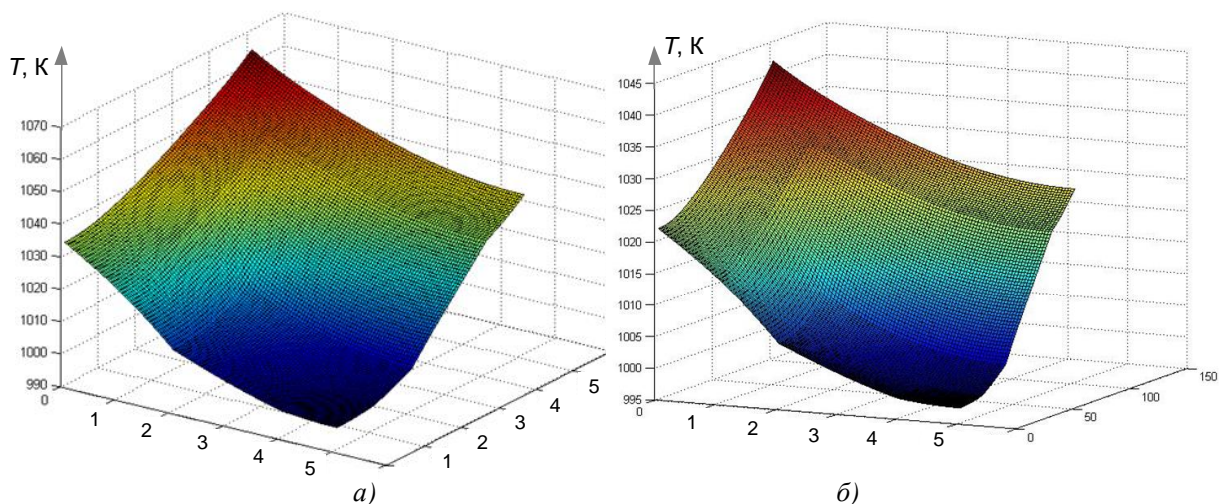


Рисунок 3.5.1. Распределения температур по чувствительному элементу термоэлектрического преобразователя при измерении температуры 1000 К с учетом (а) и без учета (б) радиационного теплообмена

Видно, что в идентичных условиях измерения до температуры 1000 К интенсивность нагревания чувствительного элемента датчика с учетом радиационного теплообмена (рисунок 3.5.1, б) выше.

Зависимости минимально необходимых времен нагрева чувствительного элемента ТЭП, полученные с учетом только конвективного и эквивалентного теплообмена приведены на рисунке 3.5.2.

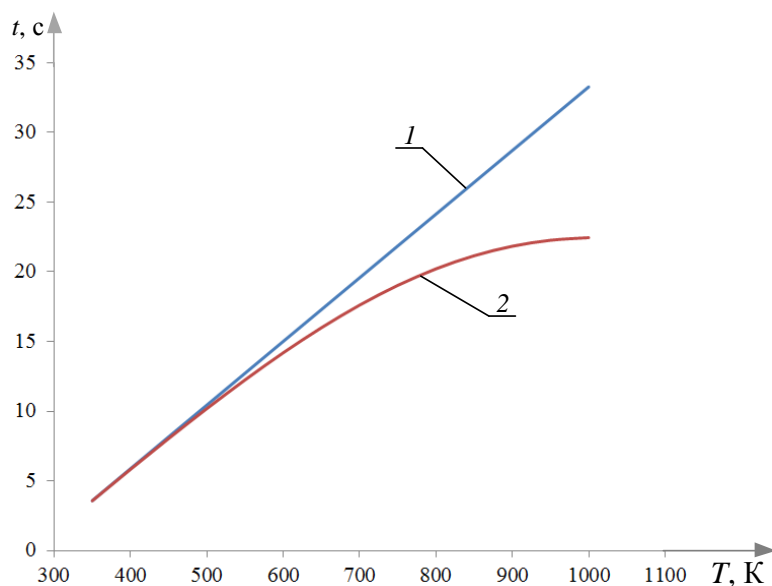


Рисунок 3.5.2. Зависимости необходимой длительности нагревания датчика без учета (1) и с учетом (2) влияния лучистого теплообмена

Из рисунка 3.5.2 видно, что влияние лучистого теплообмена до 30 % уменьшает необходимую длительность нагрева за счет увеличения эквивалентного теплового потока.

### 3.5.2 Влияние свободной конвекции на необходимую длительность измерения температуры термоэлектрическим преобразователем

Разработанные модели (п. 2.1–2.5) предполагают равномерное распределение температуры на границах рассматриваемой области. Это связано с тем, что моделируются условия, при которых чувствительный элемент помещается в область с равномерной температурой ввиду сравнительно небольших размеров чувствительного элемента. Однако в моделях, описанных в п. 2.4, 2.5, возможно влияние свободной конвекции.

Согласно [195] теплопередача через прослойки, заполненные жидкостью, описывается уравнениями теплопроводности для твердых стенок, но с заменой коэффициента теплопроводности  $\lambda$  на эквивалентный коэффициент теплопроводности  $\lambda_{\text{э}}$ :

$$\lambda_{\text{э}} = \lambda_{\text{жс}} \left[ 1 + \frac{m (Gr_c \cdot Pr_c)^n}{Gr_c \cdot Pr_c + S} \right], \quad (3.5.1)$$

где  $m$ ,  $n$ ,  $S$  – коэффициенты, определяемые геометрическими размерами и формой зазора, заполненного жидкостью;  $Gr$  – число Грасгофа,  $Pr$  – число Прандтля.

Тогда относительное отклонение эквивалентного коэффициента теплопроводности от коэффициента теплопроводности жидкости определяется выражением:

$$\delta\lambda = \frac{\lambda_{\text{э}} - \lambda_{\text{жс}}}{\lambda_{\text{э}}} \cdot 100\% = \frac{\frac{m (Gr_c \cdot Pr_c)^n}{Gr_c \cdot Pr_c + S}}{1 + \frac{m (Gr_c \cdot Pr_c)^n}{Gr_c \cdot Pr_c + S}} \cdot 100\% = \frac{m (Gr_c \cdot Pr_c)^n \cdot 100\%}{Gr_c \cdot Pr_c + S + m (Gr_c \cdot Pr_c)^n} = 0,0021 \%. \quad (3.5.2)$$

Исходя из того, что относительное отклонение эквивалентного коэффициента теплопроводности с учетом влияния свободной конвекции от коэффициента теплопроводности жидкости достаточно мало (менее 1 %), то свободной конвекцией в жидкостях (наполнителях ТЭП) можно пренебречь.

### 3.6. Экспериментальное определение температурных полей термоэлектрическими преобразователями

Для оценки адекватности результатов численного моделирования (п. 3.1–3.5) в лабораторных условиях выполнены экспериментальные исследования.

Определение времени работы ТЭП проводилось на стенде, схема которого показана на рисунке 3.6.1. Стенд включает опытный образец ТЭП типа *L* (ХК) 1, сухоблочный калибратор температуры (нагреватель) 2 и многофункциональный калибратор 3.



Рисунок 3.6.1. Схема экспериментального стенда:  
1 – ТЭП, 2 – сухоблочный калибратор температуры, 3 – многофункциональный калибратор, 4 – секундомер

Сухоблочный калибратор 2 (рисунок 3.10.1) представляет моноблок, включающий термостат и прецизионный измеритель-регулятор температуры. Термостат изготовлен из бронзы и имеет форму цилиндра, ограниченного сверху и снизу охранными дисками, выполняющими роль тепловых экранов. Для уменьшения температурных градиентов термостат и охранные диски защищены теплоизоляционным материалом. Предел допускаемой основной абсолютной погрешности воспроизведения температур калибратора определяется выражением:

$$\pm\Delta = \left( 0,05 + 0,06 \cdot \frac{T - 273}{100} \right), \quad (3.6.1)$$

где  $T$  – значение воспроизводимой температуры, К [168].

Портативный калибратор 3 (рисунок 3.6.1) предназначен для измерения и воспроизведения сигналов напряжения постоянного тока и электрических сигналов термопар. Калибратор применяется в качестве эталонного средства измерений при поверке, калибровке и настройке измерительных приборов. Предел допускаемой основной погрешности калибратора при измерении выходного сигнала от ТЭП типа  $L$  (ХК) в диапазоне измерения температуры от 273 К до 1063 К составляет 0,3 К [196].

Экспериментальное определение времени, необходимого для достижения спаем ТЭП температуры, достаточной для получения удовлетворительной погрешности, проводилось в диапазоне от 400 К до 800 К. Для уменьшения случайной погрешности выполнялись серии из 10 экспериментов в идентичных условиях. Результаты теоретических и экспериментальных исследований приведены на рисунке 3.6.2.

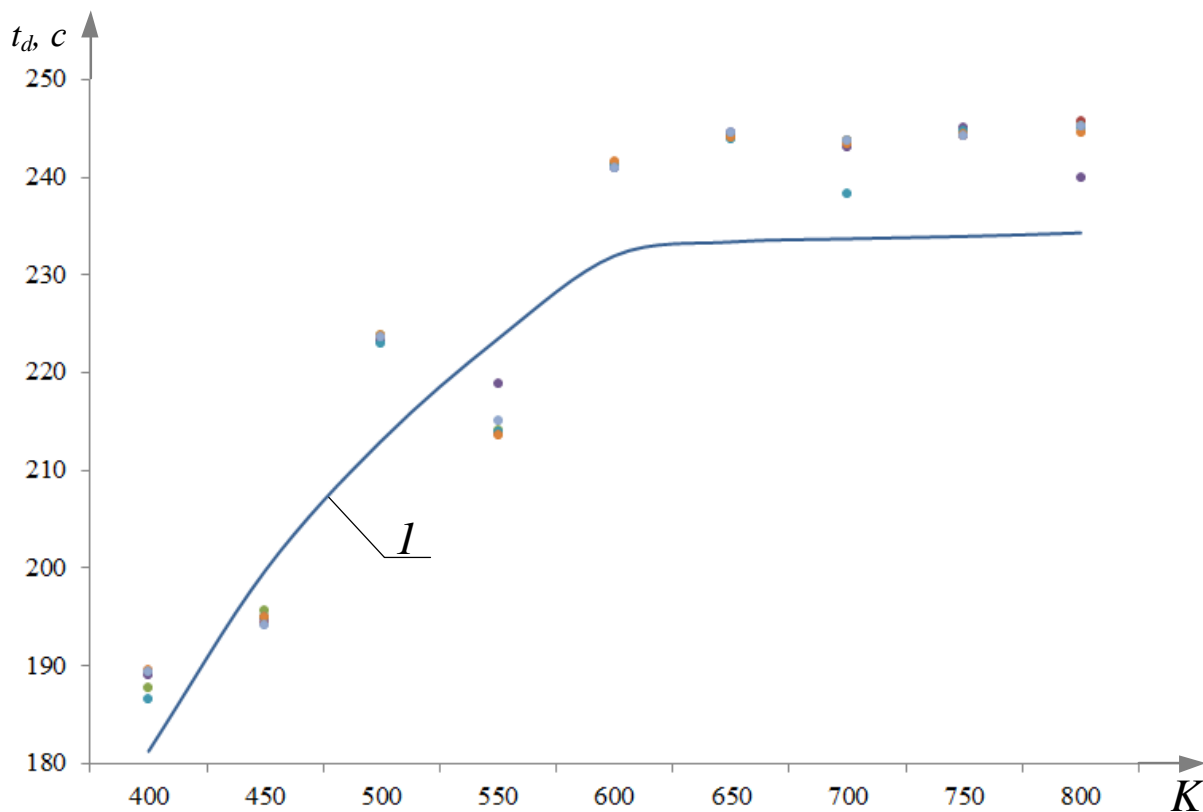


Рисунок 3.6.2. Зависимость необходимой продолжительности работы ТЭП типа L (ХК) от значения измеряемой температуры:

- 1 – теоретическая зависимость с использованием модели (2.1.1)–(2.1.4),  
 ● – экспериментальные значения времен  $t_d$

Установлено, что относительное отклонение теоретических значений  $t_d$  от экспериментальных не превышает 5 % во всем диапазоне изменения температур.

Верификация соответствия разработанной модели экспериментальным данным выполнена с использованием критерия Фишера [197, 198].

При использовании критерия Фишера определялись экспериментальное значение критерия  $K_{fэ}$  и теоретическое (принято при доверительной вероятности  $P_d=0,95$ ) –  $K_{fт}$ .

Опытный критерий Фишера рассчитывался по формуле:

$$K_{fэ} = \frac{D_a}{D_{cp}}, \quad (3.6.1)$$

где  $D_a$  – дисперсия адекватности,  $D_{cp}$  – средняя дисперсия эксперимента.

Дисперсия адекватности или остаточная дисперсия рассчитывалась в виде:

$$D_a = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_{it} - \bar{Y}_{i\vartheta})^2}{n - d}, \quad (3.6.2)$$

где  $Y_{it}$  – теоретическое значение параметра  $Y_i$ , полученное с помощью разработанной модели (см. таблицу 3.7.1),  $\vartheta = n - d$  – число степеней свободы,  $n=6$  – число опытов,  $d=4$  – количество коэффициентов в выбранной модели,  $\bar{Y}_{i\vartheta}$  – среднее значение в серии из  $m=2$  измерений (см. таблицу 3.10.1), вычисляемое по формуле:

$$\bar{Y}_{i\vartheta} = \frac{1}{m} \sum_{j=1}^m Y_{ij}, \quad (3.6.3)$$

Средняя дисперсия вычислялась из соотношения:

$$D_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m (Y_{ij} - \bar{Y}_{i\vartheta})^2}{(m-1) \cdot n}. \quad (3.6.4)$$

Данные для определения опытного критерия Фишера на основе результатов экспериментов (рисунок 3.6.2) приведены в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1. Проверка адекватности модели теплопереноса в чувствительном элементе ТЭП

Измеряемая температура, К	Минимально необходимая длительность работы датчика, с		$(Y_{ij} - \bar{Y}_{i\vartheta})^2$
	Теоретическая ( $Y_{ij}$ )	Средняя экспериментальная ( $\bar{Y}_{i\vartheta}$ )	
400	181,3	188,6	53,0
450	199,7	195,5	18,1
500	213,1	222,0	79,1
550	223,5	216,0	55,9
600	232,0	239,8	61,7
650	233,4	242,2	78,7
700	233,7	242,6	80,0
750	233,9	243,0	81,8

Измеряемая температура, $K$	Минимально необходимая длительность работы датчика, с		$(Y_{ij} - \bar{Y}_{i\cdot})^2$
	Теоретическая ( $Y_{ij}$ )	Средняя экспериментальная ( $\bar{Y}_{i\cdot}$ )	
800	234,3	244,3	99,1
Дисперсия адекватности $D_a$			303,690
Средняя дисперсия $D_{cp}$			121,476
Опытный критерий Фишера $K_{f\bar{\epsilon}}$			2,5

По таблице критериев Фишера [197, 198] при уровне значимости 5 % и заданных значениях числа степеней свободы большей и меньшей дисперсий табличное значение критерия Фишера:  $K_{fT} = 5,14$ . Так как  $2,5 < 5,14$ , т.е.  $K_{f\bar{\epsilon}} < K_{fT}$ , то модель адекватна при доверительной вероятности 95% с уровнем значимости 0,05.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о правомерности заключений, сделанных выше с использованием данных численного моделирования.

### Выводы по главе

1. Выполненные исследования позволили определить характерные зависимости изменения показателей надежности работы для основных агрегатов и элементов оборудования тепловых электрических станций. Выполнено моделирование характерных условий измерения температуры термоэлектрическими преобразователями в составе систем регулирования, защит и блокировок агрегатов и установок ТЭС.
2. Результаты численного моделирования теплопереноса при измерении температуры поверхностным ТЭП показывают, что величина зазора между нагревателем и поверхностью чувствительного элемента термоэлектрического преобразователя оказывает существенное влияние на результаты измерений температуры. Увеличение зазора более чем на 3 мм вызывает практически кратное (в 7–8 раз) увеличение необходимой



длительности выполнения измерения. Вследствие появления воздушного зазора между ТЭП и объектом измерения формируется «буферный» слой с низкой теплопроводностью. Это приводит к росту инерционности его прогрева и, как следствие, спая ТЭП. Так как в реальной практике сложно (иногда и невозможно) обеспечить идеальный тепловой контакт между ТЭП и объектом измерения, то с использованием результатов численных исследований и разработанной в диссертации модели теплопереноса можно минимизировать как характерные (удовлетворительные) времена (длительности) измерений, так и непосредственно их погрешности.

3. Результаты, полученные при выполнении численных исследований интегральных характеристик процесса измерения термопарами с изолированным спаем, могут быть распространены на датчики, конструкция которых не предусматривает использование защитного керамического колпачка. Это связано с тем, что относительные отклонения данных, полученных для этих конструкций, не превышают 10 %.
4. Защитная гильза при выполнении измерений оказывает существенное влияние на процесс теплопереноса в системе «гильза – чувствительный элемент ТЭП». При колебании измеряемой температуры в пределах  $\pm 10$  % от ее абсолютного значения получены практически идентичные зависимости необходимой длительности нагревания от погрешности измерения для трех типов наиболее типичных термопар и трех значений рабочих температур: 370 К, 520 К, 820 К. Для принятых соотношений геометрических размеров системы «защитная гильза – термоэлектрический преобразователь» время, достаточное для получения относительной погрешности  $\delta T < 1$  %, составило 60 секунд.
5. Наибольшая тепловая инерционность зафиксирована для случая заполнения гильзы жидкими материалами (маслами), наименьшая – в случае медных опилок и установки ТЭП в защитную гильзу припаиванием. Установлено, что при использовании для заполнения

гильзы сыпучих материалов (медной стружки или кварцевого песка) минимально необходимая длительность выполнения измерения может быть снижена в 3,5 раза по сравнению с жидкостями. Фактическая плотность опилок (исследовались значения от 70 % до 90 %) не оказывает существенного влияния на необходимую длительность выполнения измерения. Влияние защитной гильзы на погрешность измерения температуры может быть снижено до приемлемого путем увеличения длительность выполнения измерений.

6. Установлено влияние изменения зазоров между чувствительным элементом ТЭП и защитной гильзой на погрешность измерения. Показано, что при использовании трансформаторного масла увеличение вертикального зазора приведет к увеличению необходимой длительности нагревания на 25–30 %.
7. Выполненное численное моделирование позволило установить зависимости, на основании которых можно определить оптимальный уровень заполнения защитной гильзы, при котором будет наблюдаться эффективный теплообмен и минимальный негативный эффект от «переполнения» защитной гильзы. Показано, что превышение рекомендованного уровня заполнения гильзы на 12 мм приведет к увеличению необходимой длительности нагрева более, чем на 6 %.

## **ГЛАВА 4. ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НА ТЭС**

Область применения на ТЭС разработанных моделей теплопереноса и полученных результатов диссертационных исследований весьма широка: обоснованный выбор термодинамических датчиков и вспомогательных средств (защитная арматура, «буферный» материал и т.д.) в различных условиях выполнения измерений; прогнозирование минимальных значений времени достижения термодинамического равновесия систем «объект измерения – термоэлектрический преобразователь», «термоэлектрический преобразователь – защитная гильза – технологическая среда»; расчет и проектирование автоматизированных систем управления технологическими процессами; анализ причин возникновения нештатных и аварийных ситуаций и др. Практическое использование результатов работы может способствовать повышению качества и надежности работы технологического оборудования тепловых электрических станций, а также оптимизации технико-экономических показателей работы блоков, агрегатов и узлов ТЭС. Ниже приведены основные направления использования результатов работы при совершенствовании температурных измерений на ТЭС.

### **4.1. Системы тепловых защит и блокировок ТЭС**

Автоматизированные системы управления технологическими процессами играют важнейшую роль для обеспечения надежной и безопасной работы основного и вспомогательного оборудования на тепловых электрических станциях. Безопасность процессов играет в данном случае определяющую роль, т.к. аварии на тепловых электрических станциях приводят не только к повреждениям оборудования и, в особо тяжелых, происшествиях к травмированию персонала, но и существенным материальным последствиям (прекращение электро- и теплоснабжения

Таблица 4.1.1 Аварийные ситуации (историческая сводка за последние 25 лет) на объектах теплоэнергетики СССР и России

Наименование электростанции	Год	Мощность, выбывшая из генерации, МВт	Последствия	Причина
Азербайджанская ГРЭС	1990	1200	Выход из строя основного турбоагрегата.	Повреждения лопаточного аппарата турбоагрегатов.
Норильская ТЭЦ-1	1994	515	Полное отключение отопления в части домов г. Огонер и части объектов г. Норильске (ок. 20 %).	Несрабатывание защиты Аварийный останов ТГ-3 (авария конденсатора) по невыясненным причинам, износ оборудования.
Каширская ГРЭС-4	2002	900	Останов 5 энергоблоков.	Взрыв, разгерметизация системы маслоснабжения, загорание масла.
Экибастузская ГРЭС-1	2003	1500	Кровля отделения машинного зала разрушена, возник пожар. Авария привела к смерти сотрудника ГРЭС, который в момент аварии находился в непосредственной близости от агрегата.	К аварии привело резкое повышение давления ПВД энергоблока № 3, что повлекло выброс «колпака» ПВД.
Рефтинская ГРЭС	2006	2000	Ущерб от аварии составил 237 млн. рублей.	Произошло загорание масла, вследствие чего произошла деформация подстропильной балки, разрушению сварных швов, что вызвало обрушение блок-фермы и перекрытий машинного зала. Обрушившаяся часть кровли упала на корпус турбины, генератора и возбудителя.
Сургутская ГРЭС-2	2008	2400	Останов трех энергоблоков: № 4, 5, 6. Срок локализации аварии составил 4 дня.	Повреждения лопаточного аппарата турбоагрегатов.
Улан-Удэнская ТЭЦ-1	2008	157	Сбой в подачи тепла в трех районах города с населением 170 тысяч	Повреждения два турбоагрегата (№ 6 и № 7).

Наименование электростанции	Год	Мощность, выбывшая из генерации, МВт	Последствия	Причина
			человек. Ущерб от аварии составил более 250 млн. руб.	
ТЭЦ-2 г. Советска Калининградской обл.	2011	Нет данных	Аварийный останов двух энергоблоков.	Сбой автоматики на одной из линий электропередачи 330 кВт.
Котельная г. Кыштым Челябинской обл.	2012	--	Гидроудары в системе теплоснабжения, 6 порывов на теплосетях.	Несрабатывание системы защиты на котельной.
Новополоцкая ТЭЦ	2013	Нет данных	Останов котлов ст. № 1, 2.	Ошибочное срабатывание системы автоматики.
Калининградская ТЭЦ-2	2014	Нет данных	Сбои в работе электрогенератора.	Излишняя или неправильная работа технологической защиты систем регулирования оборудования.

предприятий, жилых районов, муниципальных учреждений и даже поселков и городов).

В таблице 4.1.1 приведен перечень нескольких аварийных ситуаций (по которым опубликованы данные в открытых источниках) на объектах генерации тепловой и электрической энергии [199] с указанием последствий и причин.

Для контроля наиболее важных параметров (определяющих ход технологических процессов и их последствия) процессов (температура свежего пара, частота вращения турбины, уровень в барабане котла и т.п.) используются системы автоматических защит, что является существенным фактором повышения надежности работы паровых котлов, турбин и вспомогательного оборудования [200].

При реализации системы защит и блокировок реализуются различные схемы работы логической защиты:

- 1) Использование двух датчиков с одинаковыми уставками («ИЛИ»). Контакты таких датчиков включаются параллельно друг другу в соответствии с функцией «ИЛИ» (т.е. схема «один из двух»). Такая схема используется зачастую в тех случаях, когда тепловое оборудование ТЭС требует повышенной надежности системы защиты, и ложные срабатывания технологической защиты маловероятны.
- 2) Использование двух датчиков с одинаковыми уставками («И»). Контакты таких датчиков соединяют в соответствии с функцией «И» (т.е. схема «два из двух»). Эта схема применяется для снижения вероятности ложного срабатывания системы защит.
- 3) Использование двух датчиков с разными уставками («И»). Эта схема используется в двухступенчатых системах технологических защит: контактное устройство второго датчика настраивается на срабатывание при достижении параметров первой аварийной уставки. В этом случае защита на останов агрегата будет срабатывать только при замыкании обоих контактов [200].

В качестве примера рассмотрим системы защит парового котла по сигналам температуры.

В зависимости от характера повреждения действие автоматических защит и блокировок вызывает:

- а) останов котла;
- б) снижение нагрузки на 40 %;
- в) проведение локальных операций (рис. 4.1.1) [201, 202].

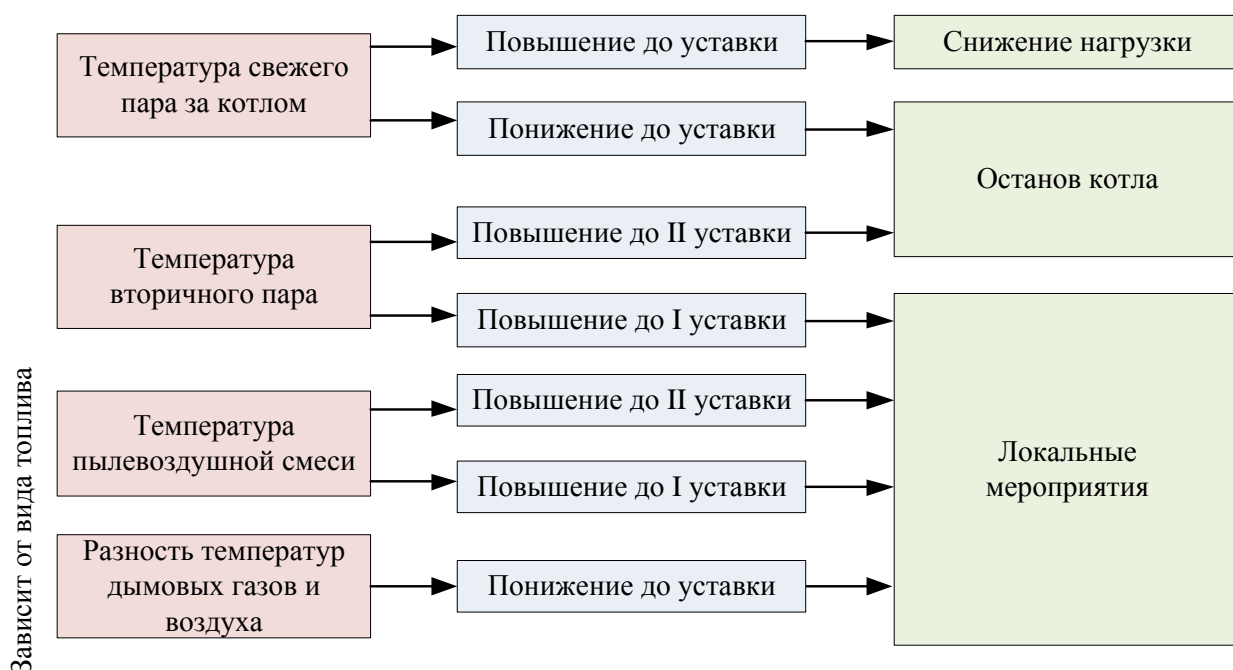


Рисунок 4.1.1 Действие систем защит и блокировок паровых котлов при изменении температуры

После срабатывания защиты возможность ее отмены персоналом исключается, а действие защиты заканчивается после полного выполнения всех мероприятий [202].

Значительное понижение температуры перегретого пара (по схеме «два из двух», логика «И») представляет опасность для турбины. В этом случае существует вероятность попадания частиц воды в паропроводы и проточную часть турбины. Это может привести к последствиям:

а) испарение капелек воды приводит к увеличению давления в ЦВД турбины и, как следствие, к возрастанию нагрузки на упорный подшипник, что может вызвать его разрушение;

б) попадание воды на лопатки проточной части турбины может привести к их повреждению и даже срыву.

Кроме того, попадание капелек воды в турбину может привести к последствиям, вызывающими увеличение осевого усилия [200, 203, 204].

Поэтому предусматривается защита, останавливающая парогенератор в случае понижения температуры пара до заданного предела. При работе парогенератора в моноблоке с турбиной защита от понижения температуры пара предусматривается в турбине (для пылеугольных и газовых блоков). Защита срабатывает немедленно (без выдержки времени), так как срабатывание происходит при температуре значительно ниже номинальной. Также срабатывает защита на отключение парогенератора от турбины и пар, вырабатываемый им, сбрасывается в конденсатор турбины через БРОУ.

Например, при останове газового котла действием защиты одновременно выполняются следующие операции, независимо от положения переключателя топлива:

- отключается воздействие регулятора на направляющие аппараты дутьевых вентиляторов и дымососов;
- закрываются задвижки на мазутопроводах подвода мазута к котлу и от котла, накладывается запрет на их открывание;
- закрываются отсечные клапаны на мазутопроводах подвода к котлу и от котла, накладывается запрет на их открытие;
- закрытие вентилей всех мазутных форсунок и запрет на их открытие;
- закрытие быстродействующего отсечного газового клапана;
- закрытие задвижки на вводе газа к котлу;
- закрытие задвижек на подводе газа к горелкам;
- закрытие общей задвижки впрыска;



- запрет на закрытие клапана вторичного воздуха к горелкам;
- импульсное открытие продувки пароперегревателя;
- импульсное открытие вентиля на охлаждающей воде к расширителю продувки;
- пароперегревателя и аварийного слива.

При срабатывании защит на останов котла (при работе на угле) дополнительно отключаются дутьевые вентиляторы (ДВ), включение ДВ осуществляется автоматически через 2–3 минуты после останова. При работе на газе ДВ не отключаются.

После останова котла производится автоматическая вентиляция топки в течение 10-15 минут. Во время вентиляции топки накладывается запрет на открытие:

- а) электрифицированных запорных органов на подводе газа к котлу;
- б) электрифицированных запорных органов на подводе мазута к котлу и от котла;
- в) электрифицированных запорных органов на подводе газа к запальникам.

Повышение температуры первичного пара на выходе из парогенератора (защита по схеме «два из двух», логика «И») за допустимые пределы опасно по условиям прочности трубопроводов. Своевременное несрабатывание системы защиты приводит к пережогу поверхностей нагрева. Недопустимое температурное воздействие на металл вызывает изменение его структуры, снижение механических свойств, что может привести к образованию порывов и свищей, при достаточно больших размерах которых возможно «заливание» факела в топке. Поэтому действуют защиты, срабатывающие в случае повышения температуры пара до заданных уставок и переводящие парогенератор на пониженную нагрузку. При этом происходит снижение нагрузки парогенератора и он сохраняется в работе. В этом случае выполняется такая последовательность операций:

- 1) отключение воздействия главного регулятора на регулятор топлива

- 2) подключение к регулятору топлива задатчика, настроенного на нагрузку 56-60 %
- 3) значительное снижение нагрузки парогенератора часто сопровождается нарушением устойчивости процесса горения. Поэтому одновременно со снижением нагрузки должны включаться мазутные форсунки (для пылеугольных и газовых котлов) [201].

Защиты при повышении температуры пара действуют с выдержкой времени, достаточной для проведения мероприятий по понижению температуры [202].

Система защиты по температуре вторичного пара выполнена двухступенчатой: при повышении температуры вторичного пара до первой уставки  $t_I$  открывается запорная задвижка на линии аварийного впрыска. Превышение температурой вторичного пара второй уставки  $t_{II}$  приводит к останову котла [202].

В газомазутных парогенераторах дополнительно к описанным имеется еще одна защита по температуре, выполняющая локальные операции. Это связано с тем, что в газомазутных парогенераторах в некоторых режимах работы на поверхностях воздухоподогревателя могут накапливаться отложения, которые могут загореться и вывести из строя воздухоподогреватель. Сигналом для срабатывания этой защиты служит уменьшение разности температур дымовых газов до воздухоподогревателя и воздуха после воздухоподогревателя.

В пылеугольных парогенераторах имеется защита от повышения температуры аэросмеси. При повышении температуры пылевоздушной смеси до первого возможного предела (343 К) подается команда на открытие клапана присадки холодного воздуха в мельницы [202, 204].

Знание динамических характеристик полевого уровня измерительных каналов температуры позволяет реализовать систему динамических уставок. Для двухступенчатых систем технологических защит уставка второго датчика изменяется в зависимости от скорости изменения параметра. В этом

случае для обеспечения надежной работы системы следует достоверно знать характеристики инерционности систем «термоэлектрический преобразователь – защитная гильза» в зависимости от условий установки датчика. Разработанные модели (п. 2.2–2.5) позволяют получить максимально точные значения показателя инерционности средств измерения температуры. Так, при меньшей скорости изменения технологического параметра система защиты включается при срабатывании верхней уставки. При большей скорости изменения технологического параметра, верхняя уставка может быть снижена для более своевременного срабатывания системы защиты, что позволит предотвратить возникновение аварийной ситуации.

#### **4.2. Оптимизация технико-экономических показателей ТЭС**

Известная (или прогнозируемая) временная характеристика нагревания термоэлектрического преобразователя или системы «термоэлектрический преобразователь – защитная гильза» позволяет максимально снизить погрешность измерения температуры поверхности оборудования или технологических сред ТЭС, и получить максимальное быстроедействие систем регулирования параметров процессов.

Работа всех систем управления и контроля на тепловых электрических станциях направлена на обеспечение безопасной работы ТЭС и оптимизации технико-экономических показателей работы. Одним из главных показателей экономичности работы ТЭС является оптимальный расход топлива.

Энергетическая стратегия России до 2050 г. предполагает увеличение доли потребляемого угля, в том числе за счет увеличения добычи на Канско-Ачинском, Кузнецком, Восточносибирском, Якутском и Дальневосточном месторождениях [205]. Известно [206–211], что угольные тепловые электрические станции обладают относительно невысокими показателями экономичности. Оптимизация работы систем управления и контроля является

одним из способов повышения эффективности работы оборудования и станции в целом.

В настоящее время известны подходы, позволяющие оценить влияние параметров работы основного оборудования ТЭС на перерасход топлива [206–211]. В указанных работах отмечается, что влияние начальной температуры пара на перерасход топлива за период регулирования меньше, чем влияние отклонения давления пара. Однако, как показывает практика эксплуатации энергоблоков, процесс колебания температуры обладает большей инерционностью и является более сложным в ликвидации. Поэтому при оценках перерасхода топлива температура и давление учитываются в равной степени.

Результаты исследований [206–211] показывают, что отклонение начальных параметров (температуры и давления) перегретого пара в пределах 5 % могут вызывать относительный перерасход топлива до 2–5 % (в зависимости от загрузки энергоблока) за период регулирования.

В качестве примера рассмотрим энергоблок мощностью 200 МВт. Принятые удельные расходы условного топлива при работе на различных видах топлива приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1. Принятые показатели удельных расходов условного топлива условного блока

Мощность, %	Перерасход		Газ		Уголь	
	$\delta b_T$ , %	$\delta b_N$ , %	УРУТ, кг у.т./Гкал	УРУТ, г у.т./кВт-ч	УРУТ, кг у.т./Гкал	УРУТ, г у.т./кВт-ч
80	2	2,1	135	370	180	400
90	1,5	2	135	365	180	390
100	1,2	1,85	135	360	180	380

На рисунке 4.2.1 показана зависимость перерасхода топлива при отклонении температуры и давления от номинальных значений до 5 % с учетом значений удельных расходов топлива, приведенных в таблице 4.2.1.

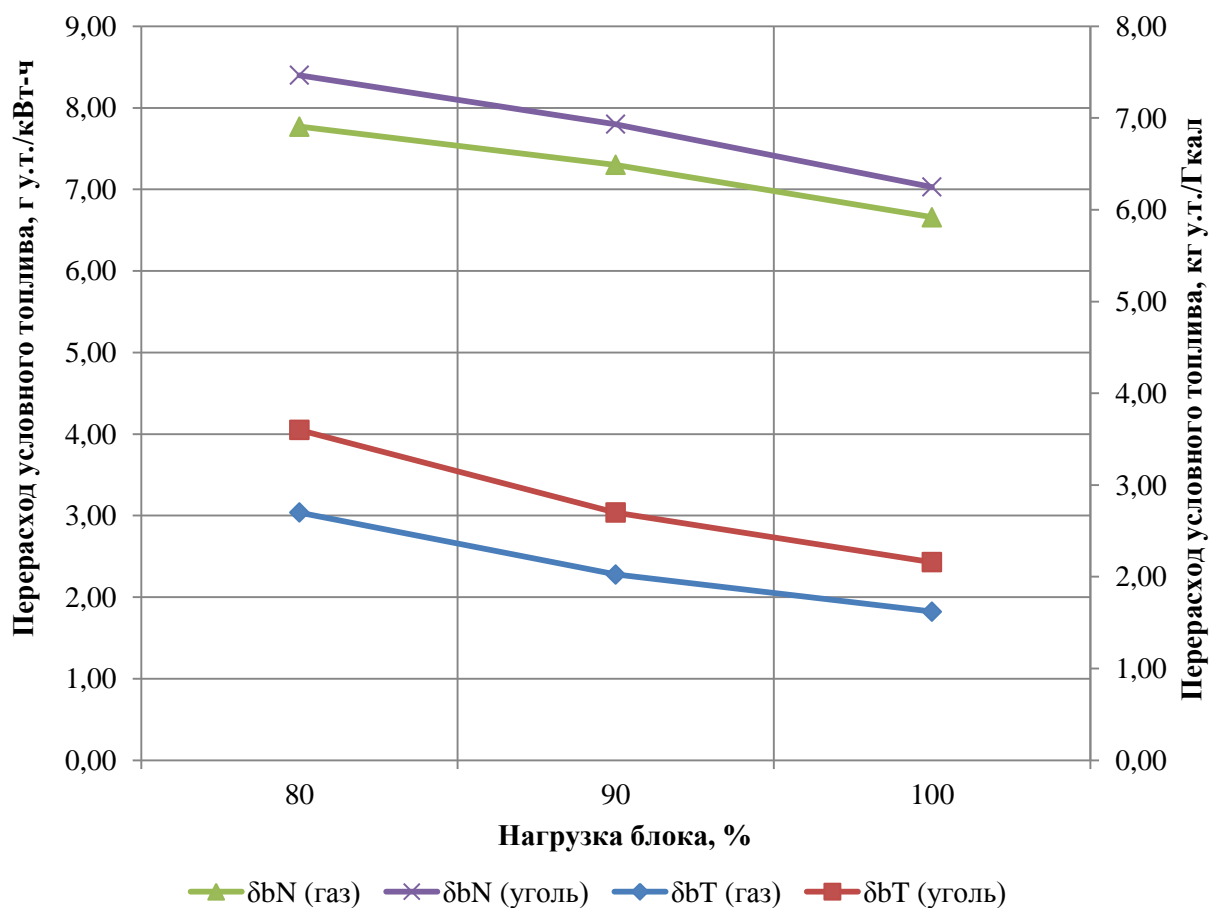


Рисунок 4.2.1. Зависимости перерасхода топлива от величины загрузки энергоблока

Расчетные значения годовых перерасходов топлива при отклонении рабочих температуры и давления свежего пара от номинальных приведены в таблице 4.2.2. Для расчетов принято: годовой отпуск электрической энергии составляет 700 млн. кВт·ч, тепловой энергии – 2500 тыс. Гкал; топливный эквивалент для газа – 1,129; для угля – 0,714.

Таблица 4.2.2 – Расчетные значения годового перерасхода топлива

Мощность, %	Перерасход топлива на отпуск тепловой энергии	Перерасход топлива на отпуск электрической энергии	Суммарный перерасход топлива		Затраты на топливо
	т.у.т.	т.у.т.	Тыс. т.у.т.	Тыс. т (м <sup>3</sup> ) н.т.	Млн. руб.
	Газ				
80	6750,00	5439,00	12,19	10,80	54,00
90	5062,50	5110,00	10,17	9,01	45,07
100	4050,00	4662,00	8,71	7,72	38,60
	Уголь				
80	9000,00	5880,00	14,88	20,83	87,49
90	6750,00	5460,00	12,21	17,09	71,79
100	5400,00	4921,00	10,32	14,45	60,69

Из таблицы 4.2.2 видно, что при средней стоимости 1 тыс. м<sup>3</sup> природного газа 5000 руб., одной тонны угля – 4200 руб./тонну, годовые убытки вследствие перерасхода топлива могут составить до 87,5 млн. руб.

Знание динамических характеристик измерительного канала температуры позволяет максимально точно определять действительную температуру свежего пара и, как следствие, снизить перерасход перегретого пара. На рис. 4.2.2 показана зависимость длительности установления показаний термомпары при отклонении температуры свежего пара в пределах 5 % от номинального значения 838 К.

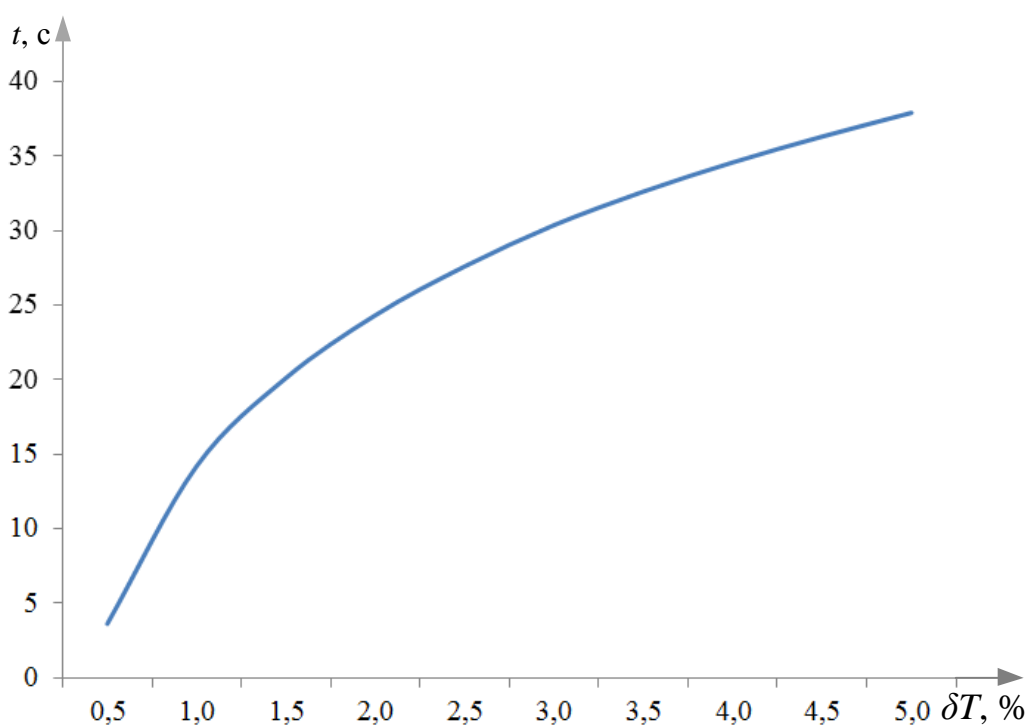


Рисунок 4.2.2. Зависимость длительности установления показаний термомпары при отклонении температуры свежего пара

Другим способом снижения перерасхода топлива, а также повышения качества расчета технико-экономических показателей является уменьшение «несходимости» энергетических балансов, которая возникает вследствие погрешности измерения технических и расходно-динамических параметров [212, 213]. Согласно [212, 213] «несходимость» энергобалансов на функционирующих ТЭС составляет 10–20 %. При этом, снижение

методической погрешности измерения параметров работы ТЭС и использование метода согласования балансов позволит снизить «несходимость» баланса до значений, близких к нулю. Повышение точности определения технико-экономических оказывает существенное влияние на работу и эксплуатацию ТЭС, т.к. на основе их значений энергоснабжающие организации строят тарифную политику и прогнозные планы развития [212].

Одним из основных показателей работы энергоблока турбоустановки является КПД работы основного оборудования. Известно [214], что относительно-внутренний КПД цилиндра турбины определяется, главным образом:

- характеристиками системы парораспределения;
- давлением по проточной части;
- состоянием лопаточного аппарата и значениями протечек через надбандажные и диафрагменные уплотнения.

Последняя характеристика определяется косвенно путем сравнения температуры пара, протекающего через лопаточный и сопловой аппараты, и температуры пара, протекающего в уплотнениях. Таким образом, погрешности измерения температуры определяют точность вычисления КПД турбоустановки.

#### **4.3. Рекомендации по использованию результатов диссертационной работы на ТЭС**

Полученные результаты (п. 3.1–3.7) позволяют сформулировать следующие рекомендации по использованию сформулированного подхода:

1. Тип термопары не оказывает существенного влияния на длительность выполнения измерения температуры. Тем не менее, большие значения необходимой длительности работы имеют высокотемпературные термопары (например, термопары типа ТВР и ТПП) [184]. При использовании указанных термопар следует увеличивать длительность



работы ТЭП на 25–40 % по сравнению с наиболее распространенными термопарами (типа ХК, ХА и ХКн).

2. Минимальное время работы ТЭП при увеличении измеряемой температуры нелинейно растет. Значение минимально необходимой длительности измерения рекомендуется определять с использованием разработанных моделей теплопереноса (с учетом реальных условий).
3. Для термопар с изолированным спаем минимально необходимое время работы незначительно отличается от аналогичного показателя для термопар с неизолированным спаем (5–10 % в зависимости от измеряемой температуры). Следовательно, при планировании экспериментов или выполнении технических измерений керамический колпачок, изолирующий спай термопары, не оказывает значительное влияние на время измерений до установления стационарных значений.
4. В случае использования защитной гильзы для снижения тепловой инерции системы «защитная гильза – термоэлектрический преобразователь» рекомендуется устанавливать ТЭП в гильзу путем припаивания.
5. При выборе вещества, заполняющего защитную гильзу, для снижения тепловой инерции рекомендуется применять сыпучие среды. В случае ограничений использования таких сред рекомендуется использовать термопасту или трансформаторное масло (с учетом действительных значений рабочих температур указанных материалов), т.к. использование их при измерении высоких температур может привести к закипанию заполняющего гильзу материала (масло) или затвердеванию материала (теплопроводная паста).
6. На погрешность измерения температуры в числе прочих факторов также оказывает влияние процесс отвода тепла от спая по корпусу ТЭП, защитной гильзе, а также материалу, заполняющему гильзу. Среди указанных составляющих теплоотвода коррекции поддается только теплоотвод по материалу защитной гильзы. Поэтому

рекомендуется использовать разработанную модель теплопереноса для определения оптимального значения минимальной длительности выполнения измерения с учетом фактических геометрических параметров системы «термоэлектрический преобразователь – защитная гильза».

Разработанные модели теплопереноса при измерении температуры поверхностными ТЭП позволяют оценить достоверность и надежность измерительной информации в различных точках технологического тракта (например, измерение температуры перегретого пара, температуры металла коллекторов пароперегревателей, металла подшипников турбоустановок и других) в реальных условиях использования датчиков. С учетом того, что в зависимости от величины воздушного зазора необходимая длительность выполнения измерения ТЭП до требуемых значений может достигать нескольких минут [50, 215], а продолжительность распространения нештатных ситуаций в реальных производственных условиях зачастую не превышают и минуты [50, 215], разработанные модели позволят прогнозировать последствия недостоверных измерений температуры. Модели теплопереноса в ТЭП с изолированным и неизолированным спаем можно использовать при прогностических оценках необходимых и достаточных времен измерений, проводимых поверхностными ТЭП при различных условиях их теплового контакта с измеряемой средой (например, при измерении температуры питательной воды, сетевой воды, пара, газов и других сред погружными термопарами (в том числе с использованием защитных гильз), измерения температуры поверхности технологического оборудования, например, металла цилиндров турбины, барабана котельных агрегатов и т.д.).

Разработанный в диссертации подход к оценке достоверности результатов измерений температуры с помощью термоэлектрических преобразователей позволяет прогнозировать характеристики процесса измерения (минимальные длительности и погрешности измерений).

Предложенный способ может быть использован для оценки указанных характеристик как поверхностных, так и погружаемых термоэлектрических преобразователей.

Разработанные модели охватывают большинство возможных вариантов использования датчиков температуры на тепловых электрических станциях: использование для измерения температуры как поверхностей теплоэнергетического оборудования, так и в случаях установки в технологические трубопроводы (с использованием гильзы).

Созданные физические и математические модели позволили проанализировать влияние защитной гильзы и «буферного» материала на тепловую инерционность преобразователя температуры, а также получить аппроксимационные выражения, позволяющие прогнозировать минимальное время работы датчика в заданном диапазоне рабочих температур.

#### **4.3. Акты об использовании результатов диссертационных исследований на ТЭС**

На рис. 4.3.1–4.3.5 приведены результаты рассмотрения диссертационной работы специалистами ТЭС и других объектов теплоэнергетики (получены 3 акта о внедрении). На указанные ниже предприятия переданы полученные аппроксимационные выражения, графические зависимости, разработанные программные коды. Для специалистов ТЭС с ограниченными значениями и навыками программирования созданы аппроксимационные выражения, которые позволяют проводить оценки необходимых параметров работы термоэлектрических преобразователей. При работе с созданными в рамках диссертационных исследований программными кодами имеется возможность менять параметры решения задачи (под разные блоки, агрегаты и узлы ТЭС). Для специалистов со знанием программирования представляется

возможность работы с листингами программ, в которых могут быть изменены начальные и краевые условия (под цели сотрудников ТЭС).

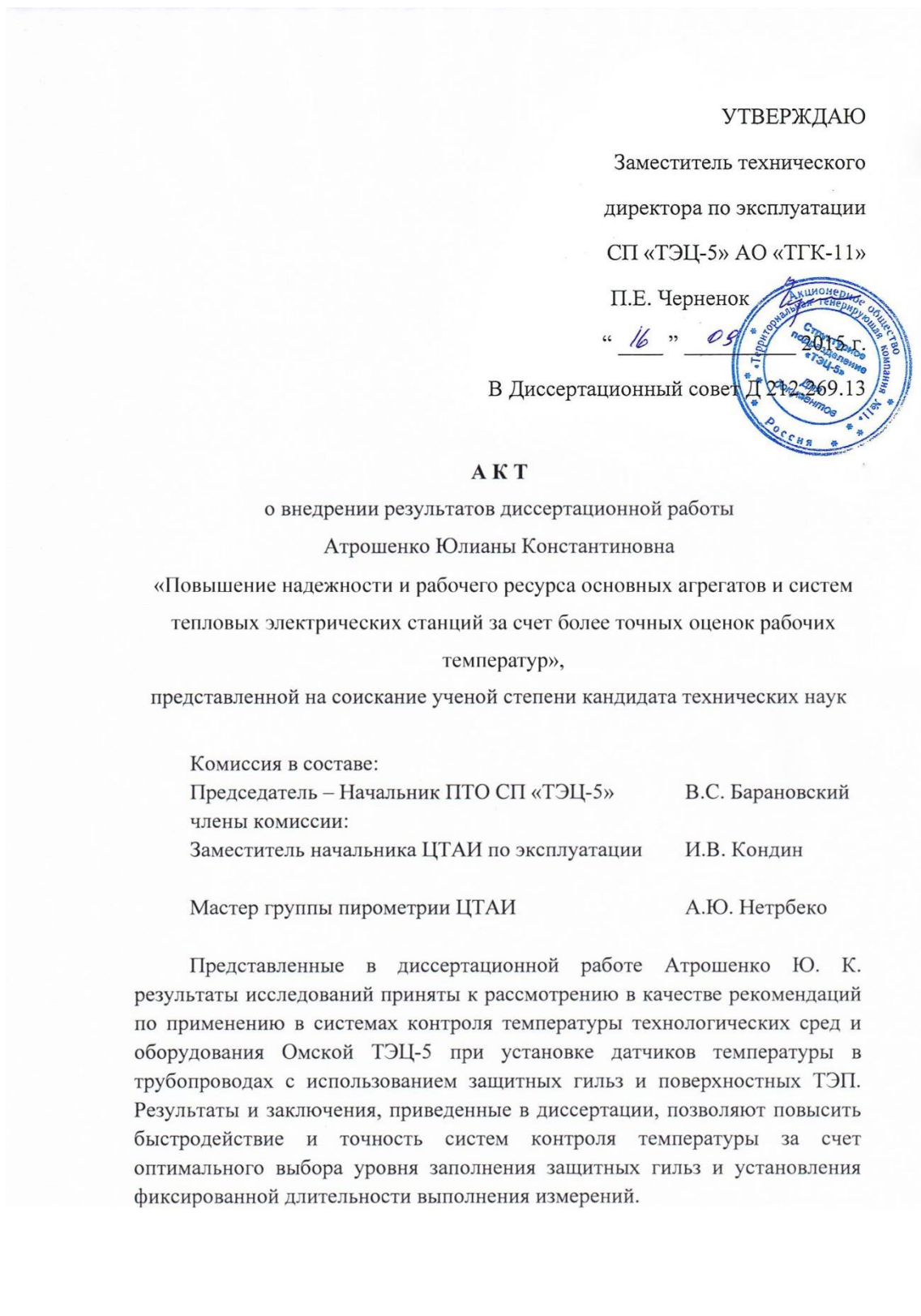


Рисунок 4.3.1 – акт о рассмотрении результатов диссертационной работы специалистами Омской ТЭС-5 (лист 1)

Сформулированный в диссертации подход может быть использован на практике благодаря тому, что при его создании, учтены конструктивные особенности датчиков температуры, используемых в реальной практике на объектах энергетики.

Настоящий акт также подтверждает, что практические рекомендации и выводы, приведенные в заключении диссертационной работы Атрошенко Ю.К., рекомендованы к использованию сотрудникам Цеха технической автоматики и измерений Омской ТЭЦ-5. В частности, особый интерес представляют:

- зависимости достаточной длительности выполнения измерений температуры от условий теплового контакта, типа датчика и геометрических характеристик системы «датчик – защитная гильза»;
- практические рекомендации, касающиеся оптимального уровня заполнения защитной гильзы при монтаже датчиков температуры.

Использование полученных в диссертационной работе результатов и сформулированных рекомендаций позволяет: повысить качество выполнения технических измерений температура на агрегатах Омской ТЭЦ-5.

Председатель комиссии



В.С. Барановский

Члены комиссии:



И.В. Кондин

А.Ю. Нетребко

Рисунок 4.3.2 – акт о рассмотрении результатов диссертационной работы специалистами Омской ТЭЦ-5 (лист 2)



# БЕЛОВСКОЕ ЭНЕРГОУПРАВЛЕНИЕ

Россия, 652616, Кемеровская обл., г. Белово, ул. Володарского, б/н  
тел. (384-52) 3-86-80, факс: (384-52) 3-86-81  
e-mail: eu\_bel@kuzbass.net  
ИНН/КПП 4202004654 / 420201001

исх. № 164 «15» сентября 2015 г.

УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
ОАО «БЕЛОВСКОЕ ЭНЕРГОУПРАВЛЕНИЕ»  
Сердцев В.Н.  
2015 г.

АКТ

О практическом использовании результатов  
диссертационной работы Атрошенко Ю.К.

В результате рассмотрения материалов и результатов диссертационной работы Атрошенко Ю.К. «Повышение надежности и рабочего ресурса основных агрегатов и систем тепловых электрических станций за счет более точных оценок рабочих температур», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, комиссией, в составе Фомичев А.А., Каменский Д.Е., Морозов В.П., был составлен настоящий акт, свидетельствующий о следующем:

- результаты диссертационной работы Атрошенко Ю.К. признаны актуальными, полезными с практической точки зрения и способными положительно повлиять на развитие систем контроля и управления современного энергетического комплекса;

- полученные аппроксимационные выражения и теоретические зависимости использованы в ходе монтажа и эксплуатации систем контроля и управления температуры на объектах генерации тепловой и электрической энергии, имеющихся в распоряжении ОАО "БЕЛОВСКОЕ ЭНЕРГОУПРАВЛЕНИЕ";

- сформулированные в диссертационной работе выводы даны в качестве практических рекомендаций соответствующим подразделениям ОАО "БЕЛОВСКОЕ ЭНЕРГОУПРАВЛЕНИЕ" для их дальнейшего использования при монтаже и эксплуатации термопреобразователей.

Председатель комиссии  Фомичев А.А.

Члены комиссии:  Каменский Д.Е.  
 Морозов В.П.

Рисунок 4.3.3 – акт о рассмотрении результатов диссертационной работы специалистами ООО «Беловское энергоуправление»

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор

СП «ГРЭС-2»



АО «Томская генерация»

С.В. Гончаров

2015 г.

В Диссертационный совет Д 212.269.13

### А К Т

о внедрении результатов  
кандидатской диссертационной работы  
**Атрошенко Юлианы Константиновны**

Комиссия в составе:

председатель Вороновский Е.В.

члены комиссии: Голев А.Б., Смирнов К.В.

составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Атрошенко Ю.К. «Повышение надежности и рабочего ресурса основных агрегатов и систем тепловых электрических станций за счет более точных оценок рабочих температур», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, были рекомендованы к использованию при монтаже, наладке и эксплуатации термоэлектрических преобразователей, используемых для измерения температуры металла паропроводов, стопорных клапанов турбин Томской ГРЭС-2. Внедрение разработанного в диссертации подхода к оценке необходимых и достаточных времен выполнения измерений температуры поверхностей термоэлектрическими преобразователями с учетом фактических условий контакта датчика и объекта измерения позволит определить оптимальные интервалы опроса датчиков, а также повысить качество выполнения измерений в переходных режимах работы оборудования. Разработанные программы для ЭВМ позволяют определить возможные источники ошибок в работе систем контроля и управления основным и вспомогательным оборудованием тепловой электрической станции, что позволит минимизировать негативные последствия сбоев в работе систем автоматизации.

Рисунок 4.3.4 – акт о рассмотрении результатов диссертационной работы специалистами Томской ГРЭС-2 (лист 1)

Комиссию также заинтересовали рекомендации, связанные с использованием защитных гильз и возможностью оценки степени их влияния на погрешности измерения, т.к. термпарные датчики широко используются на ГРЭС-2 для измерения температур сред с высоким давлением (острого пара, питательной воды), что связано с применением защитной арматуры.

Основные результаты и рекомендации, приведенные в диссертационной работе «Повышение надежности и рабочего ресурса основных агрегатов и систем тепловых электрических станций за счет более точных оценок рабочих температур» даны в качестве рекомендаций персоналу ЦТАИ Томской ГРЭС-2 и могут применяться для повышения качества работы измерительных систем температуры.

Председатель комиссии:

Начальник ПТО СП ГРЭС-2

АО Томская генерация»



Вороновский Е.В.

Члены комиссии:

Начальник ЦТАИ СП ГРЭС-2

АО Томская генерация»



Голев А. Б.

старший мастер по ремонту ЦТАИ СП ГРЭС-2

АО Томская генерация»



Смирнов К.В.

Рисунок 4.3.5 – акт о рассмотрении результатов диссертационной работы специалистами Томской ГРЭС-2 (лист 2)



Следует отметить, что практическое внедрение с определением количественного (экономического, энергетического и т.д.) эффекта на реальных объектах теплоэнергетики (особенно ТЭС) достаточно сложно организовать и требуется длительное время апробации. Анализ современного состояния науки и технологий в России позволяет заключить, что для выстраивания взаимоотношений с реальным энергетическим сектором нужны не просто новые фундаментальные научные результаты, прогностический математический аппарат или даже результаты прикладных исследований. Следует предлагать законченный продукт, который, безусловно, можно получить только после прохождения обязательной стадии опытно-конструкторских работ. Если судить по большой и малой энергетике, где все достаточно жестко регламентировано и консервативно, то длительность и стоимость ОКР в 4÷5 раз превышает аналогичные показатели для научных разработок. Целью диссертационной работы было создание основных элементов теории тепломассопереноса для термоэлектрических преобразователей, работающих в узлах, блоках и агрегатах ТЭС. Все положения теории созданы на базе разработанных физических и математических моделей. Для этих моделей созданы и отлажены программные коды, на которые отправлены заявки для получения свидетельств о государственной регистрации программ для ЭВМ. Таким образом, ко всем основным результатам диссертационных исследований и моделям имеется полный доступ. Вся информация открыта для сотрудников ТЭС. При использовании именно такого подхода появилась заинтересованность в разработанных моделях у специалистов указанных выше станций. Публикации в ведущих рецензируемых журналах также способствуют увеличению заинтересованности специалистов профильных организаций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные результаты и выводы диссертационной работы:

1. Разработан новый подход к решению проблемы повышения надежности и рабочего ресурса узлов, установок и агрегатов ТЭС за счет повышения точности измерения температуры контактными датчиками.
2. Разработаны физические и математические модели теплопереноса в чувствительном элементе ТЭП с учетом конструкции датчика, позволяющие моделировать условия теплового контакта на ТЭС между поверхностью датчика и объектом измерения (поверхности турбоагрегата, коллекторов пароперегревателей парогенераторов, других агрегатов и блоков ТЭС).
3. Установлено влияние отклонения эксплуатационных температур рабочих сред в основных узлах и агрегатах ТЭС на показатели надежности и безопасности их работы. Показано, что относительное увеличение интенсивности отказов оборудования ТЭС при наработке до 1000 часов в условиях повышенных (нерегламентных) температур составляет, например:

– для пароперегревателей ТЭС: до 0,49 % при температуре свежего пара, превышающей номинальную  $\Delta T=10$  К; до 0,37 % при  $\Delta T=7,5$  К; до 0,25 % при  $\Delta T=5$  К; до 0,12 % при  $\Delta T=2,5$  К.

– для тягодутьевого оборудования ТЭС: до 0,58 % при  $\Delta T=20$  К; до 0,44 % при  $\Delta T=15$  К; до 0,3 % при  $\Delta T=10$  К; до 0,16 % при  $\Delta T=5$  К.

При статистическом анализе обоснована масштабность отклонений показателей надежности основных блоков ТЭС даже в пределах 1 %. Для случаев длительной эксплуатации (более 200 часов в год) оборудования ТЭС в условиях повышенных температур увеличение интенсивности отказов может достигать 1–3 %. Эти изменения представляют для энергоблоков ТЭС чрезвычайно опасные индикаторы, осложняющиеся старением металла.

4. Увеличение воздушного зазора между чувствительным элементом ТЭП и поверхностью объекта измерения более чем на 3 мм вызывает рост необходимой длительности работы ТЭП в 7–8 раз (на 40–70 % превышает время безаварийной работы узлов, блоков и агрегатов ТЭС при соответствующих температурах и является причиной несрабатывания или несвоевременного срабатывания соответствующих тепловых защит).
5. Необоснованно короткое (уменьшение даже на несколько секунд) время выполнения измерения температуры в условиях воздушного зазора может привести к большим (до 15–25 %) погрешностям (превышают допустимые в системах тепловых защит и блокировок ТЭС – 3–5 %).
6. Использование защитных гильз приводит к увеличению необходимой длительности измерений в 8–10 раз (в отдельных случаях и выше). Необходимое время определяется свойствами материалов, заполняющих гильзу, и геометрическими размерами системы «гильза – ТЭП». Применение сыпучих материалов для заполнения защитных гильз может привести к снижению необходимой длительности выполнения измерения более чем в 3 раза (при такой оперативной информации система блокировок и тепловых защит с опережением получает информацию и может в следящем режиме предотвращать дальнейший рост/падение температуры).
7. Уровень заполнения гильз «буферным» материалом оказывает существенное влияние на необходимую длительность измерения. Излишнее заполнение (превышение рекомендованного уровня, например, на 12 мм) может привести к увеличению необходимой длительности измерений на 6–8 % (для паровых турбин эти отклонения не приемлемы при контроле температуры перегретого пара – парковый ресурс соответствующих блоков снижается на 9–12 %).
8. Сформулированы рекомендации для повышения надежности и рабочего ресурса узлов, установок и агрегатов ТЭС за счет повышения точности измерения температуры контактными датчиками в условиях неполного

контакта с контролируемым объектом, при использовании защитных гильз и разных заполняющих последние материалов.

## СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ

- $A, B, C, D$  – безразмерные коэффициенты аппроксимационного выражения;
- $c$  – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К)
- $D_a$  – дисперсия адекватности, с;
- $D_{cp}$  – средняя дисперсия, с;
- $Gr$  – число Грасгофа;
- $In(t)$  – интенсивность отказов, ч<sup>-1</sup>;
- $K_{FT}$  – критический критерий Фишера;
- $K_{FO}$  – опытный критерий Фишера;
- $Pr$  – число Прандтля;
- $R, H$  – радиус и высота моделируемого участка чувствительного элемента ТЭП, мм;
- $t$  – время, с;
- $T$  – температура, К;
- $To$  – средняя наработка на отказ, ч;
- $Tr$  – средний ресурс оборудования, ч;
- $Tc$  – средний срок службы оборудования, ч;
- $q_{\Sigma}$  – эквивалентный тепловой поток, Вт/м<sup>2</sup>;
- $q_K$  – конвективный тепловой поток, Вт/м<sup>2</sup>;
- $q_L$  – тепловой поток, обусловленный лучистым теплообменом, Вт/м<sup>2</sup>;
- $V, m$  – безразмерные коэффициенты степенной модели надежности;
- $\alpha$  – коэффициент теплообмена, Вт/(м<sup>2</sup>·К);
- $\delta bT$  – относительный перерасход топлива на выработку тепловой энергии, %;
- $\delta bN$  – относительный перерасход топлива на выработку электрической энергии, %;
- $\lambda$  – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К);
- $\mu(t)$  – интенсивность восстановлений, ч<sup>-1</sup>;
- $\rho$  – плотность, кг/м<sup>3</sup>.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Волков, Л.В. Реформирование электроэнергетики России: промежуточные итоги и дальнейшие планы / Л.В. Волков, Е.В. Ходячих // Эффективное антикризисное управление. – 2010. – № 2. – С. 74–81.
2. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС / Г.П. Гладышев, Р.З. Аминов, В.З. Гуревич и др.; под. ред. А.И. Андрющенко. – М.: Высш. шк., 1991. – 303 С.
3. Информация, энтропия, температура / Т.В. Воробьева, А.И. Мелькер, С.А. Старовойтов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование. – 2012. – № 2. – С.182–196.
4. Каржавин, В.А. Повышение точности измерения температуры в ядерных реакторах / В.А. Каржавин, М.Н. Арнольдов // Вопросы атомной науки и техники. Физика ядерных реакторов. – 2008. – № 3. – С. 70-72.
5. Боровкова, Т.В. Оценка точности измерения температуры термопарами при различных способах их размещения в объекте испытания / Т.В. Боровкова, В.А. Товстоног, В.Н. Елисеев // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2013. – № 7. – С. 19.
6. Кропачев, Д.Ю. Способы оперативного измерения температуры расплава металлов для нужд машиностроительных предприятий / Д.Ю. Кропачев, А.А. Гришин, А.Д. Масло // Цветные металлы. – 2013. – № 4 (844). – С. 78-80.
7. Consideration of the procedural error for measuring contact sensor temperature during thermophysical studies / S.V. Reznik, S.A. Anuchin, P.V. Prosuntsov, A.V. Shulyakovskii // Refractories and Industrial Ceramics. – 2009. – Vol. 50, №. 2. – P. 114–117.
8. Farahmand, K., Experimental measurement of fine thermocouple response time in air / K. Farahmand, J.W. Kaufman // Experimental Heat Transfer. – 2001. – №. 14. – P. 107–118.

9. Thermocouple Response in Fires, Part 2: Validation of Virtual Thermocouple Model for Fire Codes / A.L. Brundage, A.B. Donaldson, W. Gill, S.P. Kearney, V.F. Nicolette, N. Yilmaz // Journal of Fire Sciences. – 2011. – №. 29 (213). – P. 213–226.
10. РД 153-34.1-35.104-2001 Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях с ПГУ, оснащенных АСУ ТП. – М.: Служба передового опыта ОРГРЭС. – 2002. – 61 С.
11. Беляев, С.А., Литвак В.В., Солод С.С. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС // С.А. Беляев, В.В. Литвак, С.С. Солод. – Томск: Издательство НТЛ, 2008. – 218 С.
12. Геращенко, О.А. Температурные измерения: справочник / О. А. Геращенко и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Киев: Наукова думка, 1989. – 704 С.
13. Способы поддержания температуры промежуточного перегрева пара котла ТПП-110 на сниженных нагрузках / А.Н. Безгрешнов, А.Н. Озеров, А.А. Белов, Н.В. Усиков, В.И. Якшов, С.Н. Овечкин, Е.В. Антоненко // Теплоэнергетика, № 6, 2006. – С. 23–25.
14. Будаков, И.В. Регулирование температуры промежуточного перегрева пара энергетических котлов ТГМП-314 / И.В. Будаков // Новое в российской энергетике, № 5, 2015. – С. 18–28.
15. Слесаренко, В.В., Усовершенствование технологических узлов регулирования температуры перегрева пара на энергоблоках мощностью 210 МВт Приморской ГРЭС / В.В. Слесаренко, А.А. Белоусов, В.В. Милуш // Теплоэнергетика, № 6, 2008. – С. 71–73.
16. Назаров, В.И. Технико-экономический анализ способов регулирования промежуточного перегрева пара в газомазутных котлах / В.И. Назаров, Е.В. Вакулич // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика, № 2, 2006. – С. 74–83.

17. Федяев, А.А. Метод поддержания расчетной температуры охлаждающей воды в газоохладителях турбогенераторов / А.А. Федяев, М.Н. Гончаров // Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки, Т. 1, 2014. – С. 19–22.
18. Вакулич, Е.В. Построение математической модели оценки экономичности способов регулирования температуры пара промежуточного перегрева / Е.В. Вакулич // Известия высших учебных заведений и энергетических объединения СНГ. Энергетика, № 1, 2008. – С. 74–78;
19. Ахмылова, М.А. Повышение эксплуатационной надежности ТЭС с поперечными связями в условиях дефицита финансовых ресурсов: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.14. – г. Чита, 2000. – 135 С.
20. Sulciner, J. Choosing RTDS and thermocouples / J. Sulciner // Control Engineering. – 1999. – № 2. – Vol. 46. – P. 152.
21. Hayes, A. RTDs vs. Thermocouples / A. Hayes // Flow Control. – 2014. – Vol. 20, Is. 8. – P. 34–36.
22. Полянский, М.А. Термометры сопротивления и термоэлектрические преобразователи / М.А. Полянский // Промышленная энергетика. – 2010. – № 2. – С. 22–24.
23. Herring, D. All About Thermocouples (part 2) / D. Herring // Industrial Heating. – 2014. – Vol. 82, Is. 4. – P. 18–20.
24. Иванова, Г.М. Теплотехнические измерения и приборы: учебник для вузов / Г.М. Иванова, Н.Д. Кузнецов, В.С. Чистяков. – Изд. 3-е, стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2007. – 458 с.
25. Крамарухин, Ю.Ф. Приборы для измерения температуры / Ю.Ф. Крамарухин. – М.: Машиностроение, 1990 г. – 202 с.
26. Ключев, А.С. Наладка систем автоматического регулирования барабанных паровых котлов / А.С. Ключев, А.Т. Лебедев, С.И. Новиков. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 280 с.



27. Borovkova, T. V. Mathematical Modeling of Contact Thermocouple / T. V. Borovkova, V.N. Yeliseyev, I.I. Lopukhov // *Physics of Particles and Nuclei Letters*. – 2008. – Vol. 5, №. 3. – P. 274–277.
28. Оценка достоверности измерения температуры высокоскоростных газовых потоков термопарными датчиками / В. И. Томак, В.А. Чернов, Т.В. Боровкова, В.Н. Елисеев // *Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия: Машиностроение*, 2007. – № 4. – С. 47–57.
29. Кузнецов, Г.В. Численная оценка погрешности измерений температур в условиях локального неидеального контакта спая термопары и материала / Г.В. Кузнецов, К.М. Мухаммадеев // *Известия Томского политехнического университета*. – 2009. – т. 314, № 4. – С. 12–16.
30. Проблема теплового контакта в реакторной термометрии / Н.Л. Васильева, С.В. Приймак, А.Б. Кичигин, А.Н. Конотопов, П.П. Олейников, В.Б. Усачёв // *Ядерные измерительно-информационные технологии*, 2010. – № 4. – С. 26–37.
31. Балашов, Ю.В. Обеспечение надежности необогреваемых элементов паровых котлов ТЭС с водной рабочей средой. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 05.14.14. – г. Челябинск, 2003. – 311 С.
32. Беляков, А.А. Прогнозирование числа повреждений на трубопроводах и динамики роста трещин на необогреваемых элементах паровых котлов ТЭС. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.14. – г. Иваново, 2010. – 135 С.
33. Сайкова, М.С. Влияние технологических дефектов на прочность и ресурс металла корпусов тепломеханического оборудования ТЭС при термомеханических воздействиях. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.16.09. – г. Санкт-Петербург, 2011. – 146 С.
34. РД 10-557-03 Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов

- тепловых электростанций. – М.: ГУП «НТЦ БП Госростехнадзора России», 2003. – 70 С.
35. ГОСТ 28269-89 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования. – М.: Стандартиформ, 2005. – 23 С.
36. СО 153-34.17.470-2003 Инструкция о порядке обследования и продления срока службы паропроводов сверх паркового ресурса. – М.: ФСЭТАН, 2003. – 37 С.
37. РД 34.30.507-92. Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода. – М.: ВТИ, 1992. – 42 С.
38. СО 153-34.17.448-03 Инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов турбин и компрессоров энергетических газотурбинных установок.
39. РД 34.17.417. Положения об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа (П 34-70-005-85). М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
40. Кравченко, Е.В. Численный анализ влияния деградации компонентов радиотехнических устройств из полимерных материалов на показатели надежности. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.12.04, 01.04.14. – г. Томск, 2007. – 159 С.
41. Металловедение и термическая обработка стали: Справ. Изд. – 3-е изд., перераб. и доп. в 3 т., Т. 1. Методы испытаний и исследования / Под ред. Бернштейна М.Л., Рахштадта А.Г. – М.: Металлургия, 1983, 352 С.
42. Численный анализ в плоских задачах теории трещин / Саврук М.П., Осив П.Н., Прокопчук И.В. Отв. Ред. Панасюк В.В. АН УССР. Физ.-мех. Ин-т им. Г.В. Карпенко. – Киев: Наук. думка, 1989. – 248 С.
43. Трещиностойкость и механические свойства конструкционных материалов технических систем / В.В. Москвичев, Н.А. Махутов, А.П. Черняев и др. – Новосибирск: Наука, 2002. – 334 С.

44. Геращенко, О.А. Тепловые и температурные измерения: справочное руководство / О. А. Геращенко, В. Г. Федоров. – Киев: Наукова думка, 1965. – 304 с.
45. Шевчук, В.В. Способ подавления помех в цепях термопар, термопара и способ ее изготовления // Патент на изобретение № 2267189, дата регистрации 19.03.2004 (заявка № 2004107948/28), 2005 г.
46. Kollie, T. Large thermocouple thermometry errors caused by magnetic fields / T. Kollie, R. Anderson, J.L. Horton // Review of Scientific Instruments. – 1977. – Vol. 48, № 5. – P. 501–511.
47. Рогельберг, И.Л. Сплавы для термопар: Справочное изд. // И.Л. Рогельберг, В.М. Бейлин. – М.: Металлургия, 1983. – 360 с.
48. Су, Ц. Методы снижения влияния приобретенной термоэлектрической неоднородности термопар на погрешность измерения температуры / Ц. Су, О.В. Кочан, В.С. Йоцов // Измерительная техника. – 2015. – № 3. – С. 52–55.
49. Жеребцов, Д.А. Старение и калибровка термопар / Д.А. Жеребцов, С.А. Арчугов, Г.Г. Михайлов // Известия Челябинского научного центра УРО РАН. – 1999. – № 3. – С. 11–14.
50. Су, Ц. Механизм возникновения приобретенной термоэлектрической неоднородности термопар и его влияние на результат измерения температуры / Ц. Су, О.В. Кочан // Измерительная техника. – 2014. – № 10. – С. 38–42.
51. Кочан, А.В. Печь с управляемым профилем температурного поля для компенсации погрешности неоднородности термопар / А.В. Кочан // Измерительная и вычислительная техника в технологических процессах. – 2014. – № 2 (43). – С. 27–32.
52. Путилов, К.А. Курс физики. Том I. Механика, акустика, молекулярная физика, термодинамика / К.А. Путилов. – М.: Государственное издательство физико-математической литературы, 1963. – 560 с.
53. Кузнецов, Г.В. Влияние неидеальности контакта спая термопары с материалом на погрешность температурных измерений в условиях

- перемещения поверхности материала / Г.В. Кузнецов, К.М. Мухаммадеев // Инженерная физика. – 2009. – № 9. – С. 29–32.
54. Боровкова, Т.В. Оценка точности измерения температуры термодатчиками при различных способах их размещения в объекте испытания / Т.В. Боровкова, В.А. Товстоног, В.Н. Елисеев // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2013. – № 7 (19). – С. 19;
55. Borovkova, T.V. Mathematical modeling of contact thermocouple / T.V. Borovkova, V.N. Yeliseev, I.I. Lopukhov // Письма в журнал «Физика элементарных частиц и атомного ядра». – 2008. – № 3, Т. 5. – С. 466–472.
56. Динамическая погрешность измерения температуры теплоносителя ВВЭР / С.В. Приймак, С.В. Алексеев, П.П. Олейников, К.С. Козаченко, Ю.Л. Шаполвалов, В.Ф. Шикалов // Атомная энергия. – 2003. – № 3 (94). – С. 191–194.
57. Рычков, А.Д. О погрешности измерения температуры с помощью термопары в случае больших градиентов / А.Д. Рычков, В.Д. Лисейкин, А.В. Кофанов // Вычислительные технологии. – 2010. – № 5, Т. 15. – С. 99–106.
58. Eti, M.C. Integrating reliability, availability, maintainability and supportability with risk analysis for improved operation of the Afam thermal power-station / M.C. Eti, S.O.T. Ogaji, S. D. Probert // Applied Energy. – 2007. – V. 84, Is. 2. – P. 202–221.
59. Келбалиев, Р.Ф. Повышение экономичности и температурной надежности парогенераторов тепловых электрических станций / Р.Ф. Келбалиев, Ф.А. Рагимов // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика, 2010. – № 4. – С. 51–58.
60. Моисеев, Б.В. Надежность функционирования системы теплоснабжения на нефтегазопромыслах Западной Сибири / Б.В. Моисеев // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1998. – № 3. – С. 90-95.
61. Русяк, И.Г. Математическое моделирование и оптимизация надежности распределенной региональной системы теплоснабжения / И.Г. Русяк, В.К.

Преснухин // Фундаментальные исследования. – 2011. – № 12-1. – С. 172–178.

62. Рыжов, А.В. Эффективность и надежность работы блок-ТЭЦ в системах комплексного теплоснабжения: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.01. – Саратов, 1998. – 159 с.

63. Плетнев, Г. П. Автоматизация технологических процессов и производств в теплоэнергетике / Г. П. Плетнев. – Изд. 4-е, стер. – Москва: МЭИ, 2007. – 352 С.

64. Щинников, В.А. Автоматизация технологических процессов на ТЭС и управление ими: монография НГТУ / П.А. Щинников, Г.В. Ноздренко, А.И. Михайленко, А.И. Дворцовой, А.В. Сафронов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – 291 С.

65. ГОСТ Р МЭК 60880-2011. Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Программное обеспечение компьютерных систем, выполняющих функции категории А. – М.: Стандартиформ, 2012. – 16 с.;

66. ГОСТ Р МЭК 62138– 2011. Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Программное обеспечение компьютерных систем, выполняющих функции категории В. – М.: Стандартиформ, 2012. – 18 с.

67. Sami, I. A. The influence of condenser cooling water temperature on the thermal efficiency of a nuclear power plant / I. A. Sami // Annals of Nuclear Energy. – 2015. – Vol. 80. – P. 371–378.

68. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: учебное пособие для вузов / Цанев С.В., Буров В.Д., Ремезов А.Н. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 584 с.

69. Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. Создание и освоение / Сост.: Н.Ф. Комаров, Г.И. Моисеев, Р.А. Петросян и др. Под общ. ред. В.Е. Дорощука и В.Б. Рубина. – М.: Энергия, 1979. – 680 с.

70. Плоткин, Е.Р. Пусковые турбины паровых энергоблоков / Е.Р. Плоткин, А.Ш. Лейзерович. – М.: Энергия, 1980. – 192 с.
71. Доброхотов, В.И. Эксплуатация энергетических блоков / Доброхотов В.И., Жгулев Г.В. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 256 с.
72. Волошенко, А.В. Технологические измерения и приборы. Курсовое проектирование: Учебное пособие / А.В. Волошенко, В.В. Медведев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 120 с.
73. Волошенко, А.В. Принципиальные схемы паровых котлов и топливоподач: учебное пособие / А.В. Волошенко, В.В. Медведев, И.П. Озерова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 100 с.
74. Исследование температурного и термонапряженного состояния барабанов котлов тепловых электрических станций / С.В. Колесников, А.Э. Кузнецова, Е.В. Стефанюк, А.Н. Бранфилева, Л.С. Абишева // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки, 2013. – № 4 (40). – С. 158–164.
75. Мухутдинов, А.Р. Повышение стабильности процесса горения твердого топлива на тепловых электрических станциях / А.Р. Мухутдинов, Г.Н. Марченко // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2009. – № 7-8. – С. 130–138.
76. Таймаров, М.А. Распределение тепловых потоков и температуры в топке энергетического котла при переменных режимах водоподготовки / М.А. Таймаров, А.И. Мазитов // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 2. – С. 324–328.
77. Заломихин, В.А. Подогрев воздуха котлов обратной сетевой водой, включенной на теплофикационный турбоагрегат / В.А. Заломихин, Б.Ф. Калугин // Известия Томского политехнического университета. – 2008. – Том 313, № 4. – С. 45–48.
78. Саунин, Ю.В. Исследование температуры теплоносителя на входе в активную зону на примере реактора Тяньваньской АЭС (Китай) / Ю.В.

Саунин, А.Н. Добротворский, А.В. Семенихин // Атомная энергия. – 2007. – Том 103, № 2. – С. 93–97.

79. Кириллов, И.А. Распределения температуры при контроле течи теплоносителя АЭС / И.А. Кириллов, Н.Г. Рошин, В.Г. Фирстов // Контроль. Диагностика. – 2011. – № 5. – С. 38–43.

80. Зверев, М.С. Система контроля целостности защитной оболочки энергоблока АЭС с помощью измерения силы растяжения, деформации, перемещения и температуры / М.С. Зверев, Д.А. Голованов, А.И. Матвеев, А.С. Коряшкин // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 1. – С. 176.

81. Ромашова, О.Ю. Исследование влияния температуры греющего пара на эффективность работы абсорбционной холодильной установки в схеме АЭС / О.Ю. Ромашова, А.С. Смоляров // Сборник трудов III Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Теплофизические основы энергетических технологий». Томск, 4-6 октября 2012 г. – С. 232–236.

82. Пассивная беспроводная метка-датчик для измерения температуры при контроле технических параметров физической защиты АЭС / В.Ф. Катаев, В.И. Ратушный, А.Ф. Черножукова, Ж.А. Хван // Глобальная ядерная безопасность. – 2014. – № 4 (13). – С. 68–73.

83. Анализ температурного режима работы фильтровальной установки / В.И. Мелизхов, О.И. Мелихов, Ю.В. Парфенов, С.Е. Якуш // Прикладная механика и техническая физика. – 2007. – Том 48, № 6 (286). – С. 92–102.

84. Катаев, В.Ф. Датчик на основе линии задержки на поверхностных акустических волнах для системы температурного контроля реактора АЭС / В.Ф. Катаев, И.В. Крейс // Известия высших учебных заведений. Северо-кавказский регион. Серия: Технические науки. – 2010. – № 5. – С. 41–44.

85. Петросян, В.Г. Моделирование нелинейных динамических колебаний температуры и мощности ВВЭР / В.Г. Петросян, Р.Р. Гюлбудагян, К.Р. Авагян // Атомная энергия. – 2009. – Том 107, № 1. – С. 15–19.

86. К определению напряженного состояния металла элементов энергетического оборудования АЭС акустическим методом / В.В. Худаско, А.И. Трофимов, С.А. Куркин, В.Г. Малынкин // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – 2012. – № 2. – С. 55–64.
87. Трофимов, А.И. Анализ распределения температуры во фронте ударной волны в металлах / А.И. Трофимов, М.А. Трофимов, В.В. Худаско // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – 2004. – № 1. – С. 32–38.
88. Веселова, И.Н. Система контроля за тепловыми перемещениями трубопроводов / И.Н. Веселова, В.Д. Козырев // Глобальная ядерная безопасность, 2012. – № 4 (5). – С. 82–87.
89. Thermocouple Response in Fires, Part 2: Validation of Virtual Thermocouple Model for Fire Codes / A.L. Brundage, A.B. Donaldson, W. Gill, S.P. Kearney, V.F. Nicolette, N. Yilmaz // Journal of Fire Sciences. – 2011. – №. 29 (213). – P. 213–226.
90. Visualization Measurement of the Flame Temperature in a Power Station Using the Colorimetric Method / Mu H., Li Z., Han Z., Li J., Schlaberg H. I., Liu S., Liu S. // Energy Procedia, The 12th International Conference on Combustion & Energy Utilisation, Energy Procedia. – 2015. – Vol. 66. –P. 133-136.
91. Monitoring ash fouling in power station boiler furnaces using acoustic pyrometry / Z. Shiping, S. Guoqing, A. Liansuo, N. Yuguang, J. Genshan // Chemical Engineering Science. – 2015. – Vol. 126. – P. 216–223.
92. Богачук, В.В. Математическое моделирование подогревателей высокого давления тепловых электрических станций в задачах их автоматизации и защиты / В.В. Богачук, А.М. Головченко, В.В. Студинский // Вестник Винницкого политехнического института. – 2007. – № 2 (71). – С. 72–75.
93. Fernelius, M. Thermocouple recovery factor for temperature measurements in turbomachinery test facilities / M. Fernelius, S. Gorrell // 52nd AIAA Aerospace Sciences Meeting – AIAA Science and Technology Forum and



Exposition, SciTech 2014; National Harbor, MD; United States; 13 January 2014 through 17 January 2014. – Code 105770.

94. Sylvia, J.I. A novel method for in- situ estimation of time constant for core temperature monitoring thermocouples of operating reactors / J.I. Sylvia, S. Clement Ravi Chandar, K. Velusamy // Nuclear Engineering and Design. – 2014. – Vol. 275. – P. 154–162.

95. Beges, G. Evaluation of Flat Surface Temperature Probes / G. Beges, M. Rudman, J. Drnovsek // International Journal of Thermophysics. – 2011. – № 32. – P. 396–406.

96. Акилова, Н.А. Система управления температурой аэросмеси на ТЭЦ / Н.А. Акилова, Д.А. Теличенко // Ученые заметки ТОГУ, 2014. – Том 5, № 4. – С. 685–700.

97. Груздев, В.Б. Способ поддержания расчетной температуры системы охлаждения турбогенераторов тепловых электростанций / В.Б. Груздев // Труды Академэнерго. – 2014. – № 3. – С. 37–47.

98. Температурное регулирование и маневренность ВВЭР-1000 / С.П. Аверьянова, А.А. Дубов, К.Б. Косоуров, П.Е. Филимонов // Атомная энергия. – 2010. – Том 109, № 4. – С. 198–201.

99. Возможности регулирования температуры пара промежуточного перегрева изменением соотношения газ – уголь / А.Н. Безгрешнов, А.Н. Озеров, А.А. Белов, Н.В. Усиков, В.И. Якшов // Теплоэнергетика. – 2006. – № 6. – С. 15–17.

100. Настройка трехконтурной системы регулирования температуры пара методом эволюционного моделирования / Н.И. Смирнов, В.Р. Сабанин, А.И. Репин, Е.Ю. Бочкарева // Теплоэнергетика. – 2006. – № 10. – С. 36-41.

101. Скороспешкин, М. В. Адаптивная система регулирования температуры / М.В. Скороспешкин, В.Н. Скороспешкин, В.С. Аврамчук // Проблемы информатики. – 2011. – № 4. – С. 66–73.

102. Арсеньев, Г.Н. Синтез нечетких регуляторов для систем регулирования температуры теплоносителей / Г.Н. Арсеньев, В.Ю. Терещенко //

Информационно-измерительные и управляющие системы. – 2011. – Том 9, № 7. – С. 59-65.

103. Буровцев, В.А. Применение преобразователя частоты в системах погодного регулирования температуры отопления индивидуальных и центральных тепловых пунктов / В.А. Буровцев // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2005. – № 11. – С. 34–36;

104. Система автоматического регулирования температуры перегретого пара барабанного котла / А.А. Журавлев, М.Л. Шит, О.Б. Попонова, Б.М. Шит, А.Л. Зубатый // Проблемы региональной энергетики. – 2006. – № 1. – С. 16–29.

105. Скороспешкин, М. В Адаптивная система регулирования температуры кожухотрубного теплообменника / М.В. Скороспешкин, Г.П. Цапко, В.Н. Скороспешкин // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 316, № 5. – С. 151–156.

106. Guo, J. Design of superheated steam temperature control system based on ADRC-PID for ultra supercritical unit / J. Guo, X. Jiang // International Journal of Advancements in Computing Technology. – 2012. – Vol. 4, № 4. – P. 76–83.

107. Liang, G. Control of superheated steam temperature in large-capacity generation units based on active disturbance rejection method and distributed control system / G. Liang, W. Li, Z. Li // Control Engineering Practice. – 2013. – Vol. 21, Is. 3. P. 268–285.

108. Рабенко, В.С. Актуальность модернизации АСУ ТП энергоблоков / В.С. Рабенко, В.Е. Назаров, С.В. Карасев // Энергосбережение и водоподготовка. – 2006. – № 2. – С. 57–60.

109. Кузнецов, П.А. Опасные отказы в АСУ ТП / П.А. Кузнецов // Научные исследования и разработки молодых ученых. – 2015. – № 4. – С. 97–100.

110. Арабский, А.К. Способ повышения достоверности поступающей информации в автоматизированной системе управления технологическими процессами, функционирующей в условиях крайнего севера / А.К. Арабский, С.И. Гункин, С.В. Завьялов, А.А. Дьяконов, Г.Е. Вить, С.С.

Куклин, Э.Г. Талыбов. – Патент на изобретение № 2400793, 2010 г. Дата регистрации 10.06.2008 г., заявка № 2008123064/09.

111. Высокоморная, О.В. Оценка параметров надежности работы автономных устройств энергоснабжения удаленных линейных объектов магистральных газопроводов Восточной Сибири и Дальнего Востока / О.В. Высокоморная, В.С. Высокоморный, П.А. Стрижак // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Том 323. – № 4. – С. 59–65.

112. Mohammed, H. The transient response for different types of erodable surface thermocouples using finite element analysis / H. Mohammed, H. Salleh, M.Z. Yusoff // Thermal science. – 2007. – Vol. 11, № 4. – P. 49–64;

113. Simulations for the Development of Thermoelectric Measurements / K. Zabrocki, P. Ziolkowski, T. Dasgupta, J. De Boor, E. Müller // Journal of electronic materials. – 2013. – Vol. 42, № 7. – P. 2402–2408.

114. Investigations to the response time of a glued thermocouple on the basis of experimental and numerical analyses / T. Barth, C. Dankert, G. Von Roden, J.M. Schramm // Notes on Numerical Fluid Mechanics and Multidisciplinary Design. – 2010. – Vol. 112. – P. 355-363.

115. Don Dowell, D. L. A Critical Look at Type T Thermocouples in Low-Temperature Measurement Applications / D. L. Don Dowell // International Journal of Thermophysic. – 2010. – Vol. 31, Is. 8-9. – P. 1527-1532.

116. Sloneker, K. C. Life Expectancy Study of Small Diameter Type E, K, and N Mineral-Insulated Thermocouples Above 1000 °C in Air / K.C. Sloneker // International Journal of Thermophysic. – 2011. – № 32. – P. 537–547.

117. Ogura, H., Izuchi M., Tamba J. Stability of Tungsten–Rhenium Thermocouples in the Range from 0 °C to 1500 °C // International Journal of Thermophysic. – 2011. – № 32. – P. 2420–2435.

118. Sundqvist, B. Thermal diffusivity and thermal conductivity of Chromel, Alumel, and Constantan in the range 100–450 K / B. Sundqvist // Journal of Applied Physics. – 1992. – Vol. 72. – P. 539.

119. Анцыферов, С.С. Общая теория измерений: учебное пособие / С. С. Анцыферов, Б. И. Голубь. – Москва: Горячая линия-Телеком, 2007. – 176 С.
120. Зайдель, А.Н. Ошибки измерений физических величин: учебное пособие. – 2-е изд., стер. – Москва: Лань, 2005. – 109 С.
121. Порев, В.А. Компенсация систематической погрешности измерения температуры поверхности зоны плавки / В.А. Порев, Г.В. Порев // Известия Академии инженерных наук им. А.М. Прохорова. – 2014. – № 2. – С. 53–57.
122. Цыпин, А. Некоторые вопросы практического применения приборов для измерения и регулирования давления и температуры / А. Цыпин // Компоненты и технологии. – 2011. – № 1 (114). – С. 26–29.
123. Porev, V.A. Measurements of Temperature Distribution in Melting zone / V.A. Porev // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2001. – Vol. 5, № 37. – С. 317–320.
124. Comparative Study of Pt/Pd and Pt–Rh/Pt Thermocouples / O. Ongrai, J.V. Pearce, G. Machin, S. J. Sweeney // International Journal of Thermophysic. – 2010. – Vol. 31. – P. 1506–1516.
125. Inhomogeneity Measurements of Long Thermocouples using a Short Movable Heating Zone / M. Holmsten, J. Ivarsson, R. Falk, M. Lidbeck, L.-E. Josefson // International Journal of Thermophysic. – 2008. – Vol. 29. – P. 915–925.
126. Баранов, А.Н. Методические погрешности измерения термopарами температуры тонкостенной металлической конструкции / А.Н. Баранов, В.В. Давыдова, Т.А. Попова и др. // Труды ЦАГИ. – 2004. – Вып. 2658. – 80 С.
127. Визгалов, С.В. Анализ погрешностей при измерении температуры газа в роторном компрессоре / С.В. Визгалов, А.М. Ибраев, И.И. Шарапов // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 7. – С. 80–85.
128. Боровкова, Т.В. Оценка точности измерения температуры термopарами при различных способах их размещения в объекте испытания / Т.В.

Боровкова, В.А. Товстоног, В.Н. Елисеев // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2013. – № 7. – С. 19.

129. Товстоног, В.А. Анализ погрешностей измерения тепловых потоков при испытаниях конструкций, нагреваемых излучением / В.А. Товстоног, Т.В. Боровкова, В.Н. Елисеев // Инженерный журнал: Наука и инновации. – 2013. – № 7(19). – С. 20.

130. Боровкова Т. В. Методика определения погрешности измерения температуры с помощью термопар в элементах конструкций из неметаллических функционально неразрушаемых материалов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.07.07 / Боровкова Татьяна Владимировна. – Москва, 2008. – 181 С.

131. Боровкова, Т.В. Повышение точности измерения температуры при испытаниях на стенде радиационного нагрева элементов конструкций из низкотеплопроводных материалов / Боровкова Т.В., Елисеев В.Н., Лопухов И.И. // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Серия: Машиностроение. – 2006. – № 3. – С. 51–63.

132. Eliseev V.N. Theoretical and experimental study of the error of temperature measurement by thermocouples in thermal-insulation materials / V.N. Eliseev, V.A. Solovov // Journal of engineering physics and thermophysics. – 1983. – Vol. 45, № 5. P: 1232–1236.

133. Kuznetsov, G.V. Numerical estimation of errors of temperature measurements by thermocouples using special glues and pastes / G.V. Kuznetsov, K.M. Mukhammadeev // Journal of Engineering Thermophysics. – 2010. – Vol. 19, № 1. – P. 17–22.

134. Estimation of inaccuracies of thermocouple measurements of the temperature profile in pyrolyzed solid substances / A.D. Rychkov, V.E. Zarko, V.D. Liseikin, A.V. Kofanov // Thermophysics and Aeromechanics. – 2010. – Vol. 17, №. 4. – P. 587–594;

135. Rychkov A.D. The error of temperature measurement by a thermocouple in a burning unitary solid propellant / A.D. Rychkov // *Russian Journal of Numerical Analysis and Mathematical Modelling*. – 2011. – Vol. 26, № 1. – P. 75–83.
136. Приймак, С.В. Динамические погрешности внутриреакторных измерений температуры термопреобразователями с утоненным рабочим концом / С.В. Приймак, К.С. Козаченко, П.П. Олейников // *Ядерные измерительно-информационные технологии*. – 2005. – № 1. – С. 61–67.
137. Расчетно-экспериментальный метод оценки погрешности измерения температуры оболочки ТВЭЛА при имитации аварийных ситуаций / С.В. Приймак, Д.Н. Игнатьев, А.Н. Конотопов, П.П. Олейников, Д.М. Солдаткин, В.Б. Усачев // *Атомная энергия*. – 2011. – № 3. – С. 137–141.
138. Паршин, Н.Я. Расчетно-экспериментальный метод оценки методической погрешности при температурном контроле имитаций аварийных ситуаций / Н.Я. Паршин, С.В. Приймак, П.П. Олейников // *Ядерные измерительно-информационные технологии*. – 2015. – № 1. – С. 50–56.
139. К учету методической погрешности измерения температуры контактными датчиками при теплофизических исследованиях / С.В. Резник, С.А. Анучин, П.В. Просунцов, А.В. Шуляковский // *Новые огнеупоры*. – 2009. – № 3. – С. 29.
140. Боднарук, В.И. Малогабаритные полупроводниковые термоэлектрические преобразователи / В.И. Боднарук // *Термоэлектричество*. – 2001. – № 3. – С. 68–72.
141. Anatychuk, L.I. Semiconductor Thermoelectric Converters with Improved Precision / L.I. Anatychuk, V.I. Bodnaruk, D.D. Taschuk // *Journal of Electronic Materials*. – 2012. – Vol. 41, № 6. – P. 1111–1114.
142. Kollie, T. G. Temperature measurement errors with type K (Chromel vs Alumel) thermocouples due to short-ranged ordering in Chromel / T.G. Kollie, J.L. Horton, K.R. Carr, M.B. Herskovitz, C.A. Mossman // *Review of Scientific Instruments*. – 1975. – Vol. 46. – P. 1447–1461.

143. McDonald, D.W. Temperature Measurement Error Due to the Effects of Time Varying Magnetic Fields on Thermocouples with Ferromagnetic Thermoelements D.W. McDonald // Review of Scientific Instruments. – 1977. – Vol. 48, № 8. – P. 1106–1107.
144. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. Приказом Минэнерго от 19.06.2003 г. № 229), Москва. – 180 С.
145. Тепловые и атомные электрические станции: справочник / под ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – 2-е изд., перераб. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 603 с.
146. ГОСТ 6616-94. Преобразователи термоэлектрические: общие технические условия. – 1995. – Москва, Изд-во стандартов. – 15 с.
147. Григорьев И.С., Мейлихов Е.З. Физические величины: справочник. – М.: Энергоатомиздат. – 1991. – 1232 с.
148. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. – Изд. 3-е, стер. и испр. – М.: Старс, 2006. – 720 с.
149. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов: справочное руководство. – М.: Физмалит, 1959. – 356 с.
150. Зиновьев Е.В. Теплофизические свойства металлов при высоких температурах. Справ. Изд. – М.: Metallurgia, 1989. – 384 с.
151. Бурдунин, М.Н. О методах оценки прочности защищающих гильз для преобразователей температуры теплосчетчиков / М.Н. Бурдунин, А.А. Варгин, Ю.Н. Осипов // Датчики и системы. – 2005. – № 12. – С. 49–53.
152. Медведев, В.А. Влияние защитных гильз на точность измерения температуры в трубопроводах систем теплоснабжения / В.А. Медведев, В.С. Гивойно // Труды 23-й Международной науч.-практ. конф. «Коммерческий учёт энергоносителей». – СПб.: Изд-во «Борей-Арт». – 2005. – С. 488–490.
153. Zhang, L. Error analysis of in-pipe temperature measurement by thermocouple based on heat transfer computation / L. Zhang, J. Luo, Q. Min, X. Wu // Chinese High Technology Letters. – 2014. – Vol.24, Is. 7. – P. 716–720.

154. Шелудяк, Ю.Е. Теплофизические характеристики компонентов горючих систем / Ю.Е. Шелудяк, Л.Я. Кашпоров, Л.А. Малини, В.Н. Цалков. – М.: НПО «Информ ТЭИ», 1992. – 184 с.
155. Преображенский, В.П. Теплотехнические измерения и приборы: учебник. – Изд. 3-е, перераб. – Москва: Энергия, 1978. – 703 с.
156. Исаченко В. П. Теплопередача: учебник для вузов / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел. – Изд. 5-е, стер. – Москва: АРИС, 2014. – 417 с.
157. А.А. Самарский. Теория разностных схем. М.: Наука. 1983. – 616 с.
158. Березин И.С. Методы вычислений / Березин И.С., Жидков Н.П. – М.: Физматгиз, 1962. – Т. 2. – 620 с.
159. Калиткин Н.Н. Численные методы. – М.: Наука, 1978. – 512 с.
160. Вержбицкий В.М. Основы численных методов. – М.: Высшая школа, 2002. – 840 с.
- 161 Коздоба Л.А. Методы решения нелинейных задач теплопроводности. – М.: Наука, 1975. – 227 с.
162. Кузнецов Г.В. Разностные методы решения задач теплопроводности: учебное пособие / Кузнецов Г.В., Шеремет М.А. – Томск: ТПУ, 2007. – 172 с.
163. Глушков, Д.О. Численное моделирование твердофазного зажигания металлизированного конденсированного вещества нагретой до высоких температур частицей / Д.О. Глушков, Г.В. Кузнецов, П.А. Стрижак // Химическая физика. – 2011. – № 12. – С. 35 – 42.
164. Кузнецов, Г.В. Влияние формы локального источника энергии на условия зажигания структурно-неоднородного твердого конденсированного вещества / Г.В. Кузнецов, Д.О. Глушков, П.А. Стрижак // Химическая физика и мезоскопия. – 2012. – № 3. – С. 334–341.
165. Глушков, Д.О. Численное исследование процесса зажигания металлизированного конденсированного вещества внедренным в приповерхностный слой источником / Д.О. Глушков, Г.В. Кузнецов, П.А. Стрижак // Химическая физика. – 2013. – Т. 32. – №. 5.– С. 55–61.



166. РД 34.17.452-98. Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций.
167. Атрошенко, Ю. К. Влияние теплового контакта на результаты измерений поверхностных термоэлектрических преобразователей / Ю.К. Атрошенко, И.П. Озерова, П.А. Стрижак // СПб.: Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского гос. политехнического ун-та. – 2015. – № 1 (214). – С. 97–105.
168. Atroshenko, Y.K. Numerical evaluation of the measurement error of temperature by surface thermocouples in the conditions of incomplete thermal contact with object of measurement / Y.K. Atroshenko, P.A. Strizhak // EPJ Web of Conferences. – 2014. – Vol. 76, 01034.
169. Atroshenko, Y.K. Predictive Modelling of the Warming up Times for Thermoelectric Converters / Y.K. Atroshenko, I.P. Ozerova, P.A. Strizhak // Advanced Materials Research. – 2014. – V. 1040. – P. 965-968.
170. Атрошенко, Ю.К. Численное исследование интегральных характеристик теплопереноса в типичных термоэлектрических преобразователях / Ю.К. Атрошенко// Современные техника и технологии: сборник трудов XX международной научно-практической конференции в 3 т., Томск, 14-18 Апреля 2014. – Томск: ТПУ, 2014 – Т. 3 – С. 127–128.
171. Atroshenko, Yu.K. Mathematical simulation of thermal contact of thermocouple for research of an error of measurements / Yu.K. Atroshenko, O.S. Yashutina, P.A. Strizhak // Proceedings of the 2014 International Conference on Mathematical Models and Methods in Applied Sciences, Saint Petersburg, 23–25 Sept. 2014. – p. 280–283. – (Mathematics and computers in science and engineering; vol. 32). – ISSN 2227-4588, ISBN 978-1-61804-251-4.
172. Atroshenko, Y.K. Determination of necessary time of measurements of surface thermocouples depending on conditions of technological processes / Y.K. Atroshenko, P.A. Strizhak, O.S. Yashutina // EPJ Web of Conferences. – 2015. – Vol. 82, 01061.

173. Онищенко, Н.П. Эксплуатация котельных установок / Н.П. Онищенко. – М.: Агропромиздат, 1987. – 350 С.
174. Волков, М.А. Эксплуатация котельных установок / М.А. Волков, Т.И. Коротеев, В.А. Волков. – М.: Стройиздат, 1976. – 239 С.
175. Магадеев, В.Ш. Воздухоподогреватели паровых котлов / В.Ш. Магадеев, Б.А. Пермяков. – М.: Энергоатомиздат, 1996. – 144 С.
176. Атрошенко, Ю.К. О влиянии защитной гильзы на погрешности измерения температуры термоэлектрическими преобразователями / Ю.К. Атрошенко, П.А. Стрижак // Энергетик. – 2015. – № 10. – С. 20–24.
177. Поздышев, А.А. О повреждениях паровых турбин ТЭС / А.А. Поздышев, В.С. Рабенко // Вестник ИГЭУ. – 2004. – № 2. – С. 1–7;
178. Байрашевский, Б.А. Температура питательной воды на фоне проблем экономии топлива / Б.А. Байрашевский // Новости теплоснабжения. – 2013. – № 3 (151). – С. 1–5;
179. Баранов, П.А. Предупреждение аварий паровых котлов. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 272 с.
180. Дьяконов, Е.М. Расширение диапазона работы барабанного парового котла с сохранением температуры пара за счет совершенствования его тепловой схемы. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.01. – г. Новочеркасск, 2004. – 152 с.
181. Атрошенко, Ю.К. Влияние геометрических характеристик системы «термоэлектрический преобразователь – защитная гильза» на точность измерения температуры / Ю.К. Атрошенко, П.А. Стрижак // Труды V Всероссийской конференции «Измерения в современном мире». СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2015. – С. 26–33.
182. Атрошенко, Ю.К. Оптимизация теплопереноса в термоэлектрическом преобразователе / Ю.К. Атрошенко, П.А. Стрижак // Главный энергетик. – 2015. – № 11-12. – С. 60–67.
183. Обзор теплопроводных материалов и термопаст на их основе / А.А. Елагин, Р.А. Шишкин, М.В. Баранов, А.Р. Бекетов, О.В. Стоянов // Вестник

Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16, № 4. – С. 132–136.

184. Атрошенко, Ю.К. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами / Ю.К. Атрошенко, П.А. Стрижак // Датчики и системы. – 2015. – № 5 (192). – С. 23–27.

185. РД 34.40.502-92. Типовая инструкция по обслуживанию деаэрационных установок энергоблоков мощностью 150-800 МВт КЭС и 110-250 МВт ТЭЦ

186. Копылов, А.С. Водоподготовка в энергетике // А.С. Копылов, В.М. Лавыгин, В.Ф. Очков. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 309 С.

187. Atroshenko, Y.K. Numerical Research of the Measurement Error of Temperature Thermocouples with the Isolated Seal / Y.K. Atroshenko, A.A. Bychkova, P.A. Strizhak // MATEC Web of Conferences. – 2015. – Vol. 23, 01017.

188. Atroshenko, Y.K. Process Simulating of Heat Transfer in Hightemperature Thermocouples / Y.K. Atroshenko, A.A. Bychkova, P.A. Strizhak // MATEC Web of Conferences. – 2015. – Vol. 23, 01006.

189. Atroshenko, Y.K. Influence of Conditions of Heating up on Integral Characteristics of Heattransfer in the Sensetive Element of the Thermoconjugate Sensor / Y.K. Atroshenko, A.V. Abramova // MATEC Web of Conferences. – 2016. – Vol. 110, 01071.

190. Видин, Ю.В. Расчет лучистого теплообмена при ламинарном течении жидкости в канале / Ю.В. Видин, В.С. Злобин, Р.В. Казаков// Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2015. – № 5-6. – С. 3–7.

191. Таймаров, М.А. Интенсивность лучистого теплообмена в топке котла при изменении паровой нагрузки / М.А. Таймаров, Ю.В. Лавирко, Е.Э. Беляева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2015. – № 7-8. – С. 69–72.

192. Ведрученко, В.Р. Совершенствование процессов воспламенения и теплообмена излучением в неэкранированной топке водогрейного котла /

- В.Р. Ведрученко, Н.В. Жданов, Е.В. Макарова, М.В. Кульков // Омский научный вестник. – 2009. – № 3 (83). – С. 158–161.
193. Макаров, А.Н. Излучение больших газовых объёмов и теплообмен в топках паровых котлов // Электрические станции. – 2015. – № 3 (1004). – С. 19–24.
194. Гельперин, Н.И. Основные процессы и аппараты химической технологии. В двух книгах. – М.: Химия, 1981. – 812 с.
195. Эталонный калибратор температуры «Элемер-КТ-650». Паспорт технического средства. – Москва, НПП «Элемер», 2011. – 24 с.
196. Многофункциональный калибратор «Метран-510-ПКМ». Инструкция по эксплуатации. – Челябинск: Метран, 2010. – 54 с.
197. Кобзарь, А. И. Прикладная математическая статистика. – М.: Физматлит, 2006. – 816 с.
198. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: учеб. Пособие. – Изд. 12-е, перераб. и доп. – М.: Юрайт, 2011. – 479 с.
199. Белов, В.В. Крупные аварии на ТЭС и их влияние на компоновочные решения главных корпусов / В.В. Белов, Б.К. Пергаменщик // Вестник МГСУ. – № 4. – 2013. – С. 61–69.
200. Плетнев Г.П. Автоматические системы управления и защиты ТЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 344 с.
- 201 Кузьменко, Д.Я. Регулирование и автоматизация паровых котлов. – М.: Энергия, 1978. – 160 с.
202. Инструкция по эксплуатации котла парового котла БКЗ-210-140 Томской ГРЭС-2, 2004. – 64 с.
203. Забелин, Н.А. Исследование сепарации влаги в подводящих и перепускных патрубках паровых турбин Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.01. – Ленинград, 1982. – 222 с.
204. Кемельман Д.Н. Исследование эффективности центробежной сепарации при сверхкритическом и околокритическом давлении // Известия ВУЗов. Энергетика. – № 9. – 1975. – С.129–134 .

205. Бушуев В.В., Громов А.И. Энергетическая стратегия – 2050: методология, вызовы, возможности // Энергетическая политика. – № 2. – 2013. – С. 11–19.
206. Щинников П.А., Новиков С.И., Дворцовой А.И. Влияние параметров регулирования пылеугольных теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива // Энергетика и теплотехника. Сборник научных трудов, 2009. – С. 108–116.
207. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Дворцовой А.И. Эффективность работы энергоблоков при отклонении параметров свежего пара // Энергобезопасность и энергосбережение, № 6. – 2011. – С. 15–19.
208. Дворцовой А.И. Эксергетический анализ влияния параметров регулирования пылеугольных теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.14.14 – Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты. 2010. – 144 С.
209. Щинников П.А., Новиков С.И., Дворцовой А.И. Эксергетический анализ влияния параметров регулирования пылеугольных теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, № 4, 2009. – С. 163–168.
210. Анализ влияния параметров регулирования теплофикационных энергоблоков на перерасход топлива // Теплоэнергетика, № 10, 2011. – С. 41–44.
211. Shchinnikov P.A., Dvortsevoi A.I. Analyzing the Effect the Control Parameters of Cogeneration Have on Overexpenditure of Fuel // Thermal Engineering, Is. 58, № 10, 2011. – P. 840–843.
212. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Сафронов А.В. Экономия топлива на ТЭС за счет применения метода согласования энергобалансов // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета, № 1 (54), 2014. – С. 151–158.

213. Щинников П.А., Ноздренко Г.В., Серант Ф.А., Томилов В.Г., Сафронов А.В. Согласование материальных и энергетических балансов // Доклады ТУСУРа, № 1, 2012. – С. 216–220.
214. Семашко П.В., Зеленов С.Н., Земсков И.В. Анализ технического состояния турбоагрегата ТЭЦ в межремонтный период // Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева, № 2 (109), 2015. – С. 198–202.
215. Плютинский, В. И. Автоматическое управление и защита теплоэнергетических установок АЭС. – М: Энергоатомиздат, 1983. – 295 с.