

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования

«Оренбургский государственный университет»

*С. В. Горячев*

# **АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ**

Учебно-методическое пособие

Рекомендовано ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательной программе высшего образования по направлению подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Оренбург

2019

УДК 681:621.311 (075.8)

ББК 32.965я73+31.221я73

Г71

Рецензент- кандидат технических наук, доцент Греков Э.Л.

**Горячев, С.В.**

Г71 Автоматизированные системы учета энергоресурсов: учебно-методическое пособие / С.В. Горячев; Оренбургский гос. ун-т. Оренбург: ОГУ, 2019.

ISBN

В учебно-методическом пособии изложены общие требования к выполнению лабораторных и практических работ по дисциплине «Автоматизированные системы учета энергоносителей».

Учебно-методическое пособие предназначено для обучающихся по образовательной программе высшего образования очной и заочной форм обучения по направлению подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника.

УДК 681:621.311 (075.8)

ББК 32.965я73+31.221я73

ISBN

© Горячев С.В., 2019

© ОГУ, 2019

## Содержание

Введение.....	5
1 Особенности автоматизации учёта энергоресурсов .....	6
1.1 Цели и задачи систем учета энергоресурсов .....	6
1.2 Функции систем контроля и учетаавтоматизированных систем учета энергоресурсов.....	9
2 Практические работы.....	11
2.1 Практическая работа № 1 Общая структура автоматизированных систем учета энергоресурсов .....	11
2.2 Практическая работа № 2 Состав технического и коммерческого обеспечения автоматизированной системы учета энергоресурсов .....	15
2.3 Практическая работа № 3 Состав и структура информационно-измерительного комплекса.....	18
2.4 Практическая работа № 4 Структуры технического обеспечения автоматизированных систем учета энергоресурсов промышленного предприятия распределенного типа .....	26
2.5 Практическая работа № 5 Приборы учета электрической энергии: виды и основные характеристики.....	32
2.6 Практическая работа № 6 Изучение системы учета электрической энергии и контроля за нагрузками СУП – 04.....	36
2.7 Практическая работа № 7 Изучение приборов контроля качества электрической энергии. ....	43
3 Лабораторные работы.....	56
3.1 Лабораторная работа №1 Разработка структурной схемы АСКУЭР .....	56
3.2 Лабораторная работа № 2 Измерение температуры.....	67
3.3 Лабораторная работа №3 Теплофизические методы измерения в энергетических установках .....	74

3.4 Лабораторная работа № 4 Измерение расхода и объема жидких и газообразных сред .....	87
3.5 Лабораторная работа №5 Изучение приборов и систем учета тепловой энергии.....	97
3.6 Лабораторная работа № 6 Градуировка оптического пирометра - бесконтактного датчика высоких температур.....	114
3.7 Лабораторная работа № 7Изучение тепловизора .....	133
Список использованных источников .....	140

## Введение

Автоматизированные системы учета энергоресурсов предназначены для учета потребления энергоресурсов (тепловой энергии, воды, пара) и контроля параметров энергоснабжения, а также своевременного формирования необходимой информации для решения экономических и технологических задач.

Объектами автоматизированных систем учета энергоресурсов являются узлы учета тепловой энергии, горячего водоснабжения (ГВС), холодного водоснабжения (ХВС), установленные или вновь устанавливаемые на вводах в жилых домах (приборы домового учета) и других объектах жилищно-коммунального хозяйства, вводно-распределительные устройства, автоматизированные тепловые пункты, источники энергоресурсов.

Автоматизированные системы учета энергоресурсов представляют собой комплекс приборного учета энергоресурсов и информационный центр, осуществляющий: дистанционное считывание информации с приборов учета, хранение информации и первичную аналитическую обработку, передачу информации потребителям тепловой энергии в зависимости от уровня доступа.

Представленные в учебно-методическом пособии лабораторные и практические работы подготовлены в соответствии с действующей программой дисциплины «Автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов».

Учебно-методическое пособие содержит методические указания к лабораторным и практическим занятиям, контрольные вопросы и список литературы. Материал к каждому практическому занятию и лабораторной работе содержит краткие теоретические сведения, порядок выполнения работы, рисунки и таблицы.

Инструктаж по технике безопасности при выполнении лабораторных работ проводится на первом занятии; дополнительные указания даются преподавателем или лаборантом перед каждой новой работой. Для успешного усвоения дисциплины предусмотрена предварительная подготовка студентов к каждому практическому или лабораторному занятию.

# 1 Особенности автоматизации учёта энергоресурсов

## 1.1 Цели и задачи систем учета энергоресурсов

Цели создания автоматизированных систем учета энергоресурсов:

- обеспечить достоверность собираемой информации, автоматизированный сбор и обработку данных приборов учета;
- определить источники неучтенных расходов и скрытых потерь;
- осуществлять контроль количества и качества производимых, транспортируемых и потребляемых энергоресурсов (тепловой энергии, воды, пара);
- представлять измерение значений для осуществления взаиморасчетов между поставщиками и потребителями энергоресурсов;
- информировать о принятии управленческих решений на основе контроля и анализа параметров энергоснабжения.

Автоматизированные системы учета энергоресурсов предназначены для решения следующих задач:

1) Комплексный автоматизированный коммерческий и технический учет электроэнергии и энергоносителей (питьевая, техническая и теплофикационная вода, пар, сжатый воздух, природный и технические газы, нефтепродукты) по предприятию, его инфра- и инфраструктурам, по действующим тарифным системам, по всем параметрам энергоучета (для электроэнергии – по расходу и мощности, для энергоносителей – по количеству расходу среды, по количеству и расходу тепловой энергии, по давлению и температуре среды энергоносителя) с целью выполнения внешних расчетов по энергоресурсам и обеспечения их рационального расхода;

2) Контроль энергопотребления по всем видам энергоносителя, точкам и структурам учета в заданных временных интервалах (3 минуты, 30 минут, смены, сутки, декады, месяцы, кварталы и годы) относительно заданных лимитов, режимных и технологических ограничений мощности, расхода, давления и

температуры с целью экономии энергоресурсов и обеспечения безопасности энергоснабжения;

3) Автоматизированный учет расхода, температуры и давления на подающем и обратном трубопроводах теплосети, трубопроводе подпиточной воды;

4) Автоматический сбор информации со всех теплосчетчиков и контроллеров, расположенных на объекте автоматизации в реальном режиме времени;

5) Обработка и статистический анализ полученных данных в соответствии с требованиями потребителей;

6) Сбор данных о состоянии средств измерений;

7) Дистанционная автоматическая диагностика состояния технологического оборудования;

8) Предупредительная сигнализация при нарушении режимов потребления тепловой энергии, нештатной работе оборудования, несанкционированном вмешательстве в работу оборудования;

9) Формирование сигналов защит и блокировок в случае возникновения аварийных ситуаций;

10) Формирование отчетных документов;

11) Хранение результатов измерений, состояний объектов и средств;

12) Передача данных на автоматизированное рабочее место диспетчеров и планово-экономического отдела информации из текущей или архивной базы данных для расчета удельных расходов и контроля затрат, нормирования, планирования и сокращения потребления тепла;

13) Фиксация отклонений контролируемых величин энергоучета и их оценка в абсолютных и относительных;

14) Сигнализация (цветом, звуком, распечаткой) отклонений контролируемых величин сверх допустимого диапазона значений с целью принятия оперативных решений;

15) Прогнозирование (кратко-, средне- и долгосрочно) значений величин энергоучета с целью планирования энергопотребления;

Приведенный перечень задач автоматизированных систем учета энергоресурсов носит перспективный характер, так как большинство действующих автоматизированных систем учета промышленных предприятий в силу своих структурных и функциональных ограничений решают только часть рассмотренных задач. Эффективное решение всего комплекса задач и, в частности, задач управления и внутреннего хозрасчета, возможно только в рамках организации децентрализованных автоматизированных систем учета энергоресурсов (большинство же действующих автоматизированных систем учета выполнены по централизованной схеме). Поэтому в дальнейшем будут рассматриваться только децентрализованные автоматизированные системы учета энергоресурсов.

В промышленном комплексе сформировались системы технического и коммерческого учёта ресурсов. Технический учёт предназначен для контроля расхода энергоресурсов внутри энергообъекта, для расчёта и анализа потерь энергоресурсов, а также для учёта расхода энергоресурсов на производственные нужды. Коммерческий учёт предназначен для измерений и сбора информации о фактическом производстве и потреблении энергоресурсов и служит основанием для финансовых взаиморасчётов между потребителями и производителями. До сих пор на многих энергообъектах (особенно в коммунальной сфере) учёт и расход энергоресурсов осуществлялся приборным или расчетным способом. Данные способы относятся к неавтоматизированным, требуют наличия многочисленного обслуживающего персонала и отличаются пониженной точностью отчетных данных, практически исключают возможность оперативного управления. Автоматизированным называется учёт, при котором сбор, передача, обработка и воспроизведение измерительной информации от первичных источников осуществляется автоматически, а задание алгоритмов и программ выполнения этих операций, а также установок и других показателей, необходимых для их выполнения, производится обслуживающим оперативным персоналом.

## **1.2 Функции систем контроля и учета автоматизированных систем учета энергоресурсов**

Для решения указанных выше задач и достижения соответствующих целей энергоучета программно-аппаратные средства децентрализованной автоматизированной системы учета энергоресурсов должны выполнять ряд функций как на среднем уровне систем учета, так и на верхнем уровне (уровне ПК). Функции систем учета энергоресурсов среднего уровня, как правило, жестко запрограммированы в заводских условиях и не подлежат изменению в процессе эксплуатации. Эти функции выражаются в перечне штатных параметров энергоучета, которые при всей их предопределенности действующими правилами энергоучета все же специфичны для систем каждого типа и зависят от опыта, багажа знаний и системных представлений разработчика и изготовителя систем. Поэтому выбор того или иного типа систем энергоучета для конкретного предприятия необходимо проводить не только по структурным, но и по функциональным характеристикам систем.

Всю совокупность функций систем среднего уровня и ПК верхнего уровня автоматизированных систем учета энергоресурсов можно классифицировать по следующим группам:

- 1) Формирование нормативно-справочной базы энергоучета предприятия по каждой точке и структуре учета, тарифам, зонам, сменам, аппаратным и программным средствам;
- 2) Сбор в автоматическом (по заданным периодам времени) и ручном (по запросу оператора) режимах конкретных штатных параметров каждой системы по каждой точке и/или структуре учета;
- 3) Автоматизированный учет расхода, температуры и давления на подающем и обратном трубопроводах теплосети, трубопроводе подпиточной воды;
- 4) Автоматический сбор информации со всех теплосчетчиков и контроллеров, расположенных на объекте автоматизации;

- 5) Передача данных в заинтересованные службы для расчета удельных расходов и контроля затрат, нормирования, планирования и сокращения потребления тепла;
- 6) Сбор данных о состоянии средств измерений;
- 7) Накопление данных учета энергоресурсов в базе данных автоматизированной системы учета на ПК по каждой точке учета с заданной временной дискретностью на требуемую ретроспективу;
- 8) Обработка накопленных значений учета энергоресурсов в соответствии с действующими графиками, схемой теплоснабжения и структурой учета предприятия;
- 9) Отображение измерительной и расчетной информации учета энергоресурсов в виде комплекса графиков, таблиц и ведомостей на мониторе ПК;
- 10) Документирование измерительной и расчетной информации учета энергоресурсов в виде графиков, таблиц и ведомостей на принтере ПК;
- 11) Хранение результатов измерений, состояний объектов и средств формирования отчетных документов;
- 12) Сигнализация о нештатных ситуациях;
- 13) Прогнозирование нагрузки.

## 2 Практические работы

### 2.1 Практическая работа № 1 Общая структура автоматизированных систем учета энергоресурсов

**Цель работы:** ознакомиться со структурой и уровнями АСУЭ.

**Программа занятия:**

1. Изучить организацию нижнего, среднего и верхнего уровней АСУЭ;
2. Изучить структуру централизованной и децентрализованной АСУЭ;

Автоматизированные системы учета энергоресурсов представляют собой трехуровневую автоматизированную систему, работающую в реальном времени и осуществляющую коммерческий учет и оперативный контроль потребления тепловой энергии на уровне предприятий, районных тепловых станций (РТС) и жилого сектора (рисунок 1).

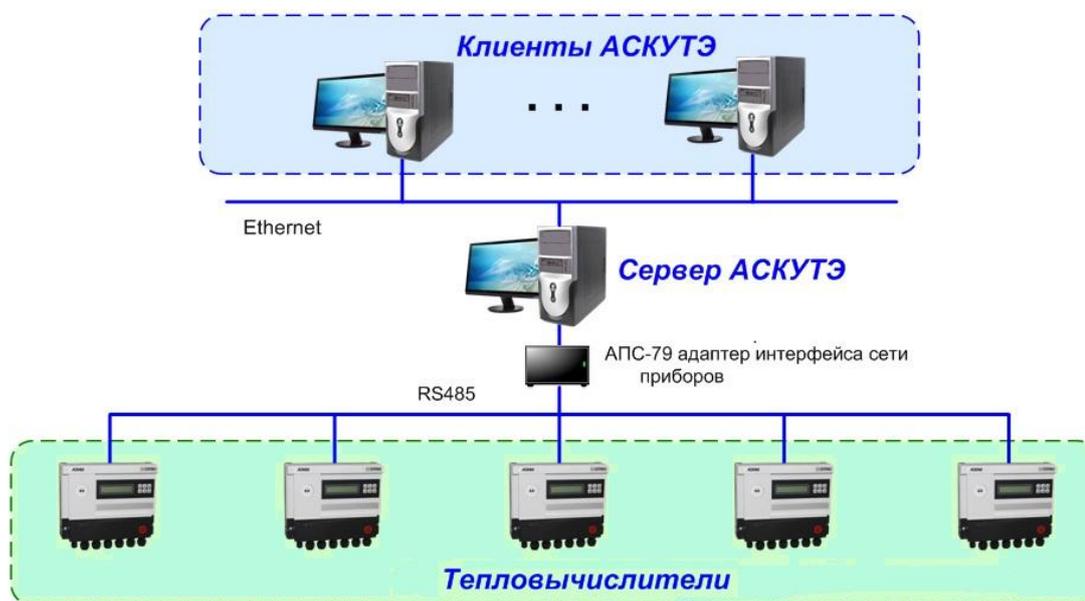


Рисунок 1 – Трехуровневая автоматизированная система учета энергоресурсов

Нижний уровень - первичные измерительные приборы (ПИП), осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров (расход, мощность, давление, температуру, количество энергоносителя, количество

теплоты с энергоносителем) по точкам учета, и передающие информацию с токовых, цифровых и частотно-импульсных выходов датчиков на вычислители (контроллеры).

Средний уровень - контроллеры (специализированные измерительные системы или многофункциональные программируемые преобразователи), осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхний уровень.

Верхний уровень - персональный компьютер (ПК) со специализированным программным обеспечением автоматизированной системы учета энергоресурсов, осуществляющий сбор информации с контроллера (или группы контроллеров) среднего уровня, итоговую обработку этой информации, как по точкам учета, так и по их группам - по подразделениям и объектам предприятия, отображение и документирование данных учета, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководителем предприятия.

Нижний уровень автоматизированной системы учета энергоресурсов связан со средним уровнем измерительными каналами, в которые, входят все измерительные средства и линии связи от точки учета до контроллера, включая его входные цепи.

По принципу реализации и доступа к информации автоматизированного учета энергоресурсов как коммерческого, так и технического учета можно подразделить на централизованные и децентрализованные.

Структура централизованной системы совпадает с обобщенной трехуровневой схемой автоматизированной системы учета энергоресурсов. В такой системе сбор данных с удаленных ПИП, территориально распределенных по подразделениям и объектам предприятия, осуществляется непосредственно или через УСД на многоканальный контроллер, а с него далее на ПК. Такая структура автоматизированной системы учета энергоресурсов гарантирует получение в реальном масштабе времени полной и точной информации по энергопотреблению всех подразделений и объектов предприятия до уровня главного энергетика и руководства предприятия,

но ограничивает оперативный доступ к этой информации со стороны энергетиков и руководителей подразделений, отдельных удаленных хозяйственных объектов предприятия и его субабонентов, что снижает эффективность автоматизированной системы учета в плане экономии энергоресурсов. Для централизованной системы организация оперативной обратной связи с различными объектами по энергоучету требует построения либо развитой глобальной компьютерной сети инфраструктуры предприятия, либо использования сети дистанционно управляемых табло, подключенных к ПК главного энергетика. Оба эти пути на сегодняшний день для большинства предприятий маловероятны в силу их дороговизны.

Альтернативой централизованной системе является децентрализованная система учета энергоресурсов.

Децентрализованная система учета энергоресурсов строится на базе недорогих малоканальных контроллеров учета, со встроенным табло и клавиатурой, которые устанавливаются непосредственно на контролируемых объектах, и через среду связи подключаются к удаленному ПК главного энергетика предприятия. Такая система учета энергоресурсов обеспечивает в реальном масштабе времени доступ к информации энергоучета всем заинтересованным лицам. Децентрализованные системы учета энергоресурсов позволяют приблизить машинный интеллект к месту потребления энергоресурсов и благодаря этому оперативно и эффективно решать на местах задачи их учета. Децентрализованная структура автоматизированной системы учета позволяет грамотно, без противоречий объединить в рамках единой автоматизированной системы учета энергоресурсов функции коммерческого и технического учетов, одна или несколько малоканальных систем выделяются для решения задач коммерческого учета (пломбируются энергоконтролирующими организациями), а остальные системы решают задачи технического учета. Децентрализованная автоматизированная система учета энергоресурсов, использующая системы учета с дополнительными функциями управления, позволяет реализовать автоматическое управление нагрузкой (потребителями-регуляторами) непосредственно на местах установки систем (для производств с высокой технологической дисциплиной).

Контрольные вопросы:

1. Расшифровать аббревиатуру АСКУЭ.
2. Определить цели и задачи АСКУЭ.
3. Дать краткую характеристику уровням АСКУЭ.
4. Перечислить основные нормативно-правовые документы, определяющие направления и принципы в организации учета энергоресурсов.

## **2.2 Практическая работа № 2 Состав технического и коммерческого обеспечения автоматизированной системы учета энергоресурсов**

**Цель работы:** ознакомиться с системами коммерческого и технического учета энергоресурсов.

### **Программа занятия:**

1. Изучить системы коммерческого учета энергоресурсов;
2. Изучить системы технического учета энергоресурсов;

По назначению автоматизированные системы учета энергоресурсов предприятия подразделяют на системы коммерческого и технического учета. Коммерческим, или расчетным учетом называют учет выработанной и отпущенной потребителю (предприятию) энергии для денежного расчета за нее (соответственно приборы для коммерческого учета называют коммерческими, или расчетными).

Техническим, или контрольным учетом называют учет для контроля процесса энергопотребления внутри предприятия по его подразделениям и объектам (соответственно используются приборы технического учета). С развитием рыночных отношений, реструктуризацией предприятий, хозяйственным обособлением отдельных подразделений предприятий и появлением коммерчески самостоятельных, но связанных общей схемой энергоснабжения производств - субабонентов технический учет, помимо чисто контрольной функции, приобретает черты и расчетного учета.

Автоматизированные системы коммерческого и технического учета энергоресурсов могут быть реализованы как отдельные системы (рисунок 2) или как единая (смешанная) система.

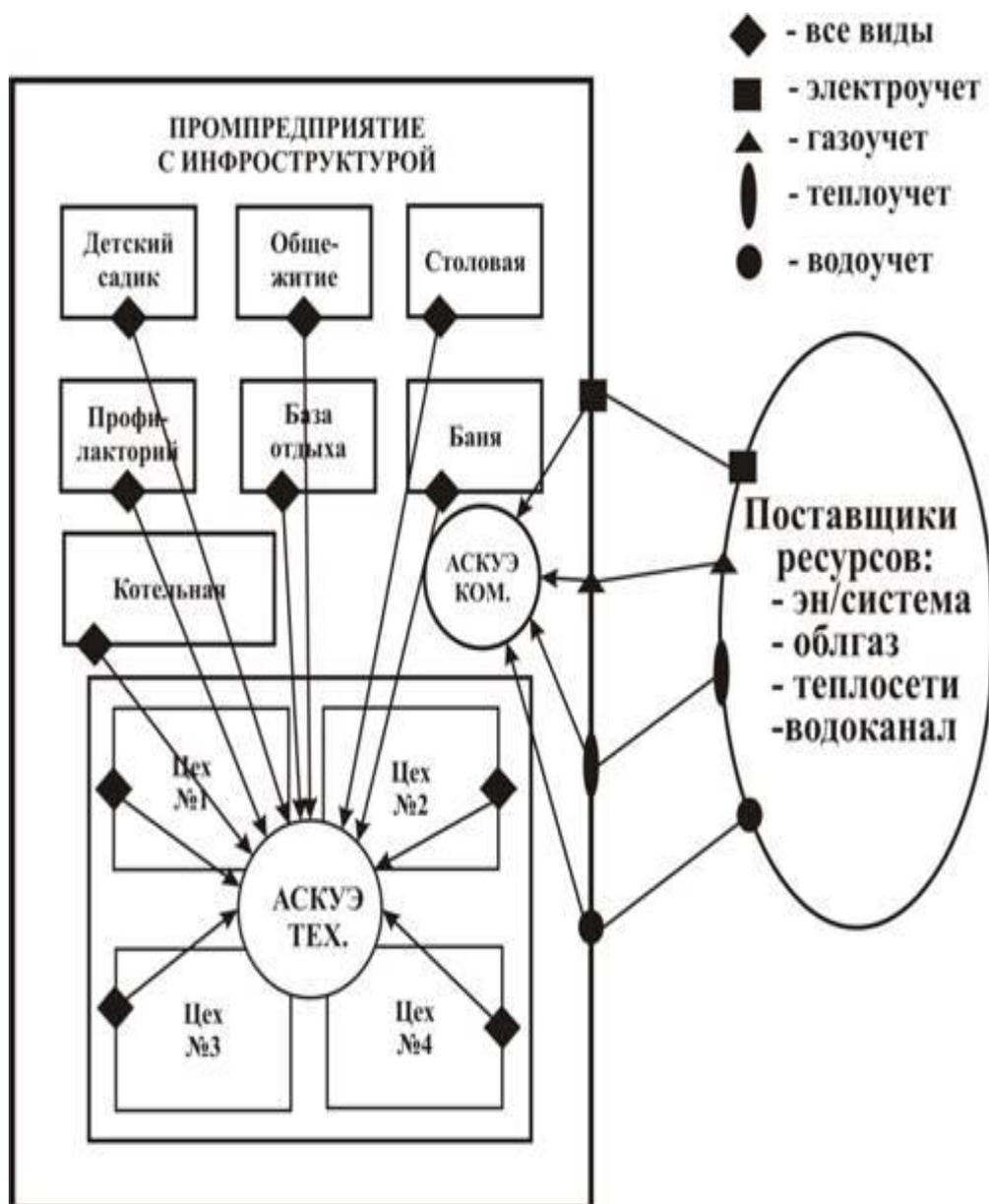


Рисунок 2 – Структура АСКУЭ для коммерческого и технического учета

До недавнего времени в реализации автоматизированных систем учета энергоресурсов на предприятиях преобладал второй подход, но появление новой техники сделало предпочтительным создание отдельных систем. Коммерческий учет консервативен, имеет устоявшуюся схему энергоснабжения, для него характерно наличие небольшого количества точек учета, по которым требуется установка приборов повышенной точности, а сами средства учета нижнего и среднего уровня автоматизированной системы учета должны выбираться из государственного реестра измерительных средств. Кроме того, системы коммерче-

ского учета в обязательном порядке пломбируются, что ограничивает возможности внесения в них каких-либо оперативных изменений со стороны персонала предприятия. Технический учет, наоборот, динамичен и постоянно развивается, отражая меняющиеся требования производства, для него характерно большое количество точек учета по разным видам энергоресурсов, по которым можно устанавливать в целях экономии средств приборы пониженной точности, причем выбор этих приборов не обязательно должен делаться из государственного реестра. Отсутствие пломбирования приборов энергосбытовой организацией позволяет службе главного энергетика предприятия оперативно вносить изменения в исходные данные установленных приборов в соответствии с текущими изменениями в схеме энергоснабжения предприятия.

Контрольные вопросы:

1. Определить основные виды АСКУЭ, раскрыть их принципы и основные задачи.
2. Дать характеристику структуре АСКУЭ для коммерческого и технического учета.
3. Перечислить достоинства и недостатки каждого вида организации АСКУЭ.
4. Определить экономическую эффективность от внедрения коммерческого учета энергоресурсов на предприятиях.

## 2.3 Практическая работа № 3 Состав и структура информационно-измерительного комплекса

**Цель работы:** ознакомиться с элементами информационно-измерительного комплекса и принципом их работы.

### **Программа занятия:**

1. Изучить виды и принцип работы первичных измерительных приборов;
2. Изучить интерфейсы и принцип действия каналов связи;

В типовой трехуровневой структуре автоматизированных систем учета энергоресурсов промышленного предприятия нижний уровень (уровень первичных измерительных преобразователей ПИП) связан со средним уровнем (уровнем контроллеров, или уровнем вторичных измерительных преобразователей ВИП) измерительными каналами. К этим каналам относятся первичные преобразователи и линии связи, подключенные с одной стороны к выходам ПИП, а с другой стороны - ко входным цепям вторичных преобразователей. Большинство существующих ПИП измерения различных видов энергоносителей и их параметров имеет токовые аналоговые или готовые дискретные выходы (например термопары, термосопротивления). Типичная схема интерфейсов измерительных каналов представлена на рисунке 3.

Первично- измерительные приборы с токовым аналоговым выходом имеют встроенный источник тока - генератор тока с некоторым внутренним сопротивлением  $R_{вн}$ , который управляется функцией  $f(x)$  измерения параметра  $X$  энергоносителя (рисунок 3).

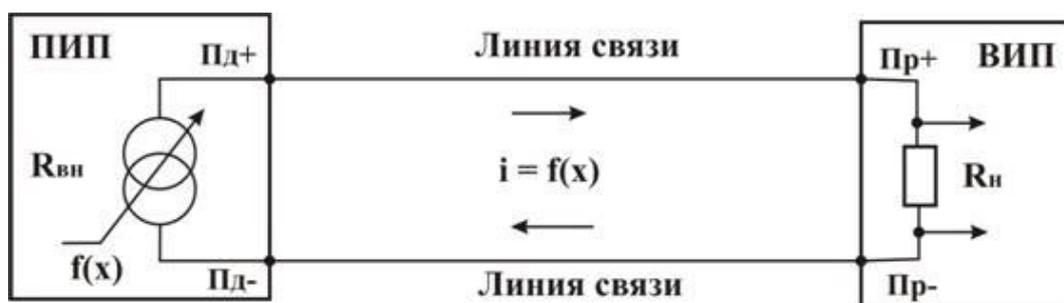


Рисунок 3 – Первично- измерительный прибор с токовым аналоговым выходом

Ток  $I=f(x)$  поступает в линию связи и на входном нагрузочном резисторе  $R_n$ , вторичного преобразователя создает соответствующее падение напряжения, которое далее преобразуется в цифровое значение измеряемого параметра  $X$ . Первично-измерительные приборы данного вида имеют, как правило, унифицированные выходные сигналы постоянного тока в диапазонах (0мА - 5мА), (0 мА - 20мА) или (4мА - 20мА), току  $I=0$  мА или  $I=4$  мА соответствует некоторое минимальное значение измеряемого параметра  $X$ , а току  $I=(5\text{мА} - 20\text{мА})$  - максимальное значение этого параметра. Максимально допустимая длина линии связи между ПИП и ВИП зависит от величины внутреннего сопротивления  $R_{вн}$  ПИП, активного сопротивления  $R_n$  линии связи, входного сопротивления ВИП, ожидаемого уровня помех и обычно не превышает несколько десятков метров.

ПИП с дискретным выходным сигналом имеют, как правило, гальванически-развязанный выход с открытым коллектором транзистора или релейным «сухим» контактом, питание которого производится со стороны источника тока, встроенного в ВИП.

Последовательность «замыканий - размыканий» выходной цепи ПИП порождает на входе ВИП последовательность токовых двоичных импульсов («0», «1») определенной частоты и длительности, которая используется для цифрового представления измеряемого параметра  $X$ . Как правило, ток в линии связи не превышает 10мА - 20мА. Максимально допустимая длина линии связи зависит от величины тока ВИП, активного сопротивления линии и может достигать до 3 км.

Из рассмотренного следует, что выбор типов вторичных преобразователей (контроллеров, систем) в автоматизированной системе учета энергоресурсов, а также территориально распределенная структура автоматизированной системы учета энергоресурсов (удаленность точек учета первого уровня от второго уровня) во многом зависят от выходных интерфейсов используемых первичных преобразователей. Этот фактор является системным и его необходимо учитывать как при разработке автоматизированной системы учета энергоресурсов, так и при закупке конкретного оборудования для развития существующей автоматизированной системы учета энергоресурсов предприятия.

Каналы связи в трехуровневой структуре автоматизированной системы учета энергоресурсов промышленного предприятия связывают средний уровень автоматизированной системы учета энергоресурсов (уровень вторичных измерительных преобразователей ВИП, или контроллеров, систем) с верхним - уровнем ПК. Большинство преобразователей и ПК имеют типовые интерфейсы. Интерфейс с токовой петлей (CL) относится к классу универсальных двух точечных радиальных интерфейсов удаленного последовательного доступа к системам.

Интерфейс с токовой петлей широко применяется в промышленном оборудовании, так как позволяет осуществить связь по физическим линиям на дальние расстояния (до 3 км) без использования аппаратуры передачи данных.

Интерфейс CL представляет собой двухпроводную линию, образующую токовую петлю с дискретно переключаемым источником тока и приемником. Последовательные данные от источника к приемнику передаются побитно и побайтно асинхронным способом сигналами постоянного тока  $I = 20\text{mA}$  (иногда используются сигналы 10mA, 40mA или 80 mA). Ток, превышающий 17mA представляет логическую «1» (маркер), а ток, меньший чем 2 mA, - логический «0» (пробел). Одно из взаимодействующих устройств должно быть активным и служить источником тока, а другое - пассивным (приемником). Интерфейс имеет протяженную линию передачи которая подвержена влиянию внешних помех и перенапряжению. Поэтому схемы передатчика и приемника линии могут быть гальванически развязаны за счет использования оптронов и изолированных

источников питания. Максимальная скорость передачи сигналов по токовой петле - 9600 бит/с при длине линии связи до 300 м. Снижая скорость передачи, можно почти пропорционально увеличивать длину линии на скорости 1200 бит/с длина линии увеличивается до 2000 м. Токовая петля используется обычно для сопряжения одного передатчика и одного приемника, но, в принципе, она может охватывать и несколько последовательно соединенных пассивных приемников.

Токовая петля позволяет передавать данные по двухпроводной линии в одном направлении (симплексная связь) от передатчика к приемнику. Для дуплексной связи (одновременной передачи в двух противоположных направлениях) используется четырех проводная линия.

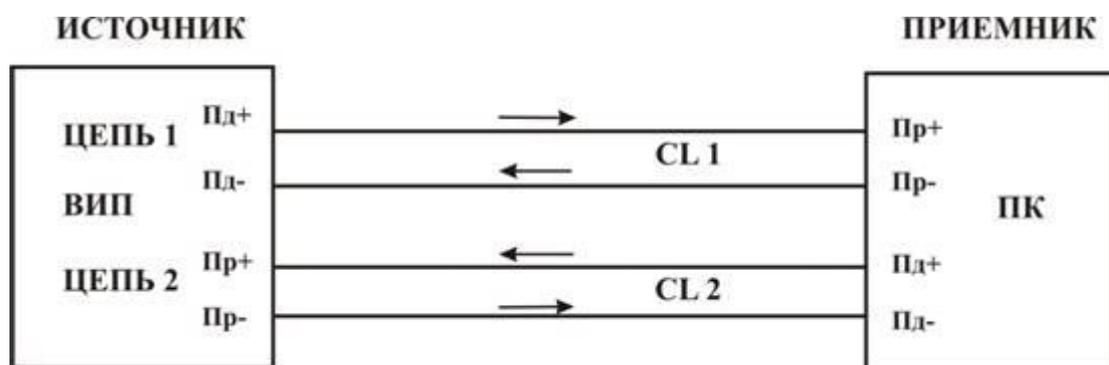


Рисунок 4 – Интерфейс ИРПС

Такой принцип используется в интерфейсе ИРПС. Интерфейс содержит цепь 1 «Передающая данные» ( $P_d^+/P_d^-$ ) и цепь 2 «Принимающая данные» ( $P_r^+/P_r^-$ ). Этот интерфейс гарантирует передачу сигналов со скоростью 9600 бит/с на расстояние до 500 м (на больших расстояниях пропорционально снижается скорость), но не регламентирует типы применяемых кабелей и разъемов. Другой тип наиболее широко используемого интерфейса - интерфейс стандарта Ассоциации электронной промышленности США (EIA) RS-232C (европейский аналог - стандарт CCITT V24). Этот тип интерфейса применим для синхронной и асинхронной связи между устройствами в симплексном полудуплексном и дуплексном режимах. Стандарт регламентирует состав, назначение и обозначение линии (цепей) интерфейса, их

нумерацию электрические характеристики, обозначения и уровни сигналов интерфейса, скорости передачи данных и тип используемых разъемов.

В зависимости от условий конкретного применения используется различное число линий интерфейса. Так, для асинхронного обмена через модем требуются 8 цепей, а для аналогичной связи по физическим линиям - только три цепи данные передатчика TD данные приемника RD и сигнальная земля GND. Соединения по интерфейсу RS-232C реализуются через стандартные 9 или 25-контактные разъемы типа DB9 или DB25.

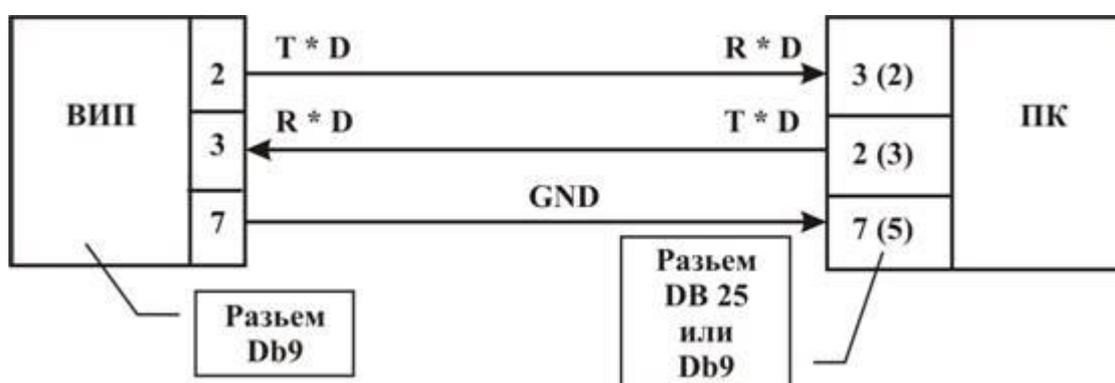


Рисунок 5 – Схема подключения по протоколу RS-232C

Скорость передачи данных по интерфейсу RS-232C составляет от 50 до 19200 бит/с, а максимальная длина линий связи при максимальной скорости не превышает 16 м. На практике это расстояние может быть существенно увеличено при снижении скорости передачи и использовании экранированного кабеля с малой собственной емкостью (при скорости 1200 бит/с максимальная длина неэкранированного кабеля достигает 900 м).

Передаваемый байт данных оформляется стартовым битом, битом приоритета и стоповым битом. Любое сообщение, перед переносом по интерфейсу синхронным способом представляет совокупность байтов данных, оформленных указанным образом. Позднее были разработаны новые стандарты, позволившие улучшить согласование линий увеличить расстояние и скорость передачи данных реализовать

более сложную структуру соединений приборов. Стандарт RS-422A ориентирован на использование дифференциальной сбалансированной линии передачи с импедансом 50 Ом, что повышает помехоустойчивость интерфейса длину линии связи и скорость передачи (10 Мбит/с при длине кабеля до 13 м). Кроме того, этот стандарт допускает подключение к одному передающему устройству до 10 приемников. Более поздний стандарт RS-485A, являющийся усовершенствованием RS-422A, ориентирован при тех же скоростных характеристиках на совместную работу до 32 источников и 32 приемников данных. Последние два стандарта позволяют объединять приборы в разветвленные сетевые структуры и поэтому в последние годы они все чаще реализуются в различных приборах, в том числе и в приборах учета энергоресурсов.

Рассмотренные интерфейсы каналов связи дают возможность строить различные территориально-распределенные и децентрализованные автоматизированные системы учета энергоресурсов промышленных предприятий.

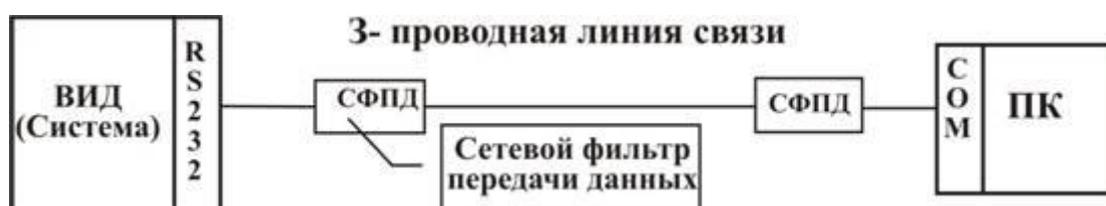


Рисунок 6 – Интерфейсы при 3-проводной линии связи



Рисунок 7 – Интерфейсы при модемной линии связи



Рисунок 8 – Интерфейсы при 4-проводной линии связи

Трехпроводный интерфейс RS-232C позволяет самым простым способом подключать к порту ПК удаленную (до 900м) систему учета. При необходимости подключить к компьютеру несколько систем в ПК встраивается стандартный мультиплексор RS-232C на требуемое количество каналов (4, 8 или 16). Необходимо заметить, что для защиты оборудования от перенапряжения и линиях связи (особенно при грозовых разрядах) надо применять сетевые фильтры передачи данных СФПД. Структуры автоматизированных систем учета энергоресурсов, использующих внутризаводские или городские телефонные линии, также работают с интерфейсом RS-232C, к которому в этом случае подключаются модемы, как со стороны систем, так и со стороны ПК (рисунок 7). К такой сети можно подсоединять неограниченное количество систем при условии, что время сбора данных не лимитируется.

Другой тип сети с удаленным (до 3 км) подключением системы к компьютеру использует четырехпроводный интерфейс ИРПС (рисунок 8). Для подключения к ПК нескольких систем по такому интерфейсу используется соответствующий мультиплексор ИРПС, встраиваемый в компьютер. Современный интерфейс BS-485 позволяет строить разветвленные децентрализованные автоматизированные системы учета энергоресурсов по многоточечной схеме (с удалением систем до 1200 м от ПК) с минимальными затратами кабеля (используются двухпроводные линии связи - рисунок 8).

Контрольные вопросы:

1. Назвать виды первично- измерительных приборов и объяснить принцип работы.
2. Дать характеристику основным каналам связям и вспомогательным интерфейсам.
3. Описать процесс передачи данных и назвать используемые интерфейсы связи.
4. Перечислить основные достоинства и недостатки двух, трех и четырех проводной линиях связи.

## **2.4 Практическая работа № 4 Структуры технического обеспечения автоматизированных систем учета энергоресурсов промышленного предприятия распределенного типа**

**Цель работы:** ознакомиться с особенностями работы АСУЭ промпредприятия распределенного типа.

### **Программа занятия:**

1. Изучить основные задачи АСУЭ для подстанций, РДЦ и ЦДП;
2. Ознакомиться с устройствами промышленных подстанций;

Целесообразно структуру автоматизированной системы учета энергоресурсов промышленного предприятия распределенного типа разделить по группам: подстанция, регионально-диспетчерские центры (РДЦ) и центрально-диспетчерские пункты (ЦДП).

К каждой группе ставятся свои задачи в общей системе учета энергоресурсов.

Таким образом, для подстанций ставится задача организовать получение первичных данных от измерительных преобразователей. Сформированные данные передать в РДЦ.

Для РДЦ ставится задача обработки полученных данные от подстанций и отображения их на терминалах. Регионально- диспетчерский центр может функционировать как отдельное подразделение автоматизированной системы учета энергоресурсов, т.е. программное обеспечение (ПО) должно выполнять все требования для отображения изменения значений системы.

В центрально- диспетчерском пункте в основном входят вычислительные комплексы предприятия, которые в свою очередь необходимы для формирования отчетов энергопотребления на предприятии в целом. Источником данных для ЦДП являются данные, полученные от РДЦ.

Структура подстанции при использовании телемеханического контроллера КТ-Р включает в себя следующие устройства:

- 1) Счетчик электрической энергии со встроенным УФИ;

- 2) Устройство сбора данных (УСД типа Е441М);
- 3) Контроллер телемеханический КТ-Р;
- 4) Радиостанция (типа «Лен», «Маяк»);
- 5) Антенно-мачтовое устройство.

Счетчик электрической энергии со встроенным УФИ. Устройство формирования импульсов - используется в качестве преобразователя количества оборотов диска и числа меток, нанесенных на поверхность диска счетчика, в количество импульсов.

Устройство сбора данных – предназначено для сбора данных от счетчиков электрической энергии, обработка полученных данных и выдачи их в двухпроводную линию связи.

Контроллер телемеханический – предназначен для работы в составе радиотелемеханической сети, в которой передача телемеханического сигнала осуществляется по радиоканалу связи.

Радиостанция – предназначена для организации радиоканала связи.

Антенно-мачтовое устройство – предназначено для повышения качества приема и передачи телемеханического сигнала по радиоканалу связи.

Структура подстанции при использовании мультиплексора включает в себя:

- 1) Счетчик электрической энергии со встроенным УФИ;
- 2) Устройство сбора данных (УСД);
- 3) Мультиплексор;
- 4) Линия связи.

Мультиплексор – предназначен для уплотнения информационных каналов (от УСД) и передачи их по двухпроводной линии связи.

Линия связи – предназначена для связи между мультиплексорами (находящимися на подстанциях) с регионально-диспетчерским центром.

Для обеспечения надежной и бесперебойной работы системы применяется единая централизованная система управления, обеспечиваемая диспетчерской службой (ДС).

Диспетчеризация — это централизация (концентрация) оперативного управления и контроля в руках одного человека — диспетчера — для согласования работы отдельных звеньев, составляющих общий производственный комплекс сетей и сооружений.

В зависимости от степени автоматизации диспетчерского управления все объекты системы учета и контроля энергоресурсов могут быть разделены на три группы:

- полностью автоматизированные без диспетчерского управления агрегатами;
- полностью автоматизированные с дублированием управления основными агрегатами с диспетчерского пункта;
- с частичной автоматизацией и диспетчерским управлением основными агрегатами (возможно и неавтоматизированное диспетчерское управление).

В зависимости от сложности системы и осуществляемого технологического процесса диспетчерская служба может быть:

- одноступенчатой, при которой имеется районный диспетчерский пункт (РДП), оперативно управляющий работой как всех сооружений и агрегатов, входящих в систему, так и сетью;
- двухступенчатой - с центральным диспетчерским пунктом (ОДП) и местными диспетчерскими пунктами (МДП); местные диспетчерские пункты ведают работой отдельных сооружений, а ОДП координирует работу МДП;
- трехступенчатой, включающей ЦДП, районные диспетчерские пункты РДП, управляемые ЦДП и МДП, находящиеся в ведении РДП.

Автоматизированная система учета энергоресурсов должна функционировать в информационно-советующем режиме, при котором средства вычислительной техники осуществляют централизованный сбор, обработку и выдачу данных обслуживающему персоналу в удобной форме, а также формируют и выдают диспетчеру рекомендации по оптимальному ведению технологических процессов в зависимости от ситуации на производстве.

Для формирования и передачи информации от датчиков первичных приборов, преобразователей и на ЦДП, а также для передачи управляющих команд к регулято-

рам и исполнительным механизмам применяется комплекс средств телемеханики типа УВТК-УН, разработанный в качестве единой унифицированной системы для объектов жилищно-коммунального хозяйства.

Обмен информацией со смежными системами управления осуществляется по каналам межпроцессорной связи, а на случай отказа в системе энергоснабжения часть информации должна храниться в энергозащитном участке памяти для ведения дальнейших расчетов.

Для каждого технологического цикла производства имеются следующие основные функции.

#### 1. Информационно-вычислительные:

- сбор и первичная обработка информации;
- контроль работы оборудования;
- контроль за состоянием технологических режимов, включающий контроль отклонения параметров;
- диагностика нарушений технологических режимов;
- оперативный учет и расчет технико-экономических показателей;
- формирование и выдача информации на печать и дисплейный модуль для оперативного персонала и руководство станции по инициативе системы и по вызову;
- формирование и выдача информации в автоматическую систему организационного управления (АСОУ);

#### 2. Управляющие:

- регулирование отдельных технологических переменных;
- дистанционное управление основными агрегатами;
- прогнозирование хода технологического процесса;
- определение рационального режима технологического процесса;
- формирование и выдача диспетчеру рекомендаций по оптимальному ведению технологических процессов;

#### 3. Контроль оборудования:

- расчет времени простоя оборудования за смену, сутки и т. д.;

- расчет времени работы оборудования до профилактического ремонта;
- формирование и выдача на печать информации о работе оборудования;

#### 4. Прогнозирование хода технологического процесса.

Основными функциями диспетчеров являются:

- контроль за ходом производства на основании информации, получаемой из управленческого вычислительного комплекса;

- контроль за функционированием задач управления;

- управление производством;

организация локализации повреждений, анализ повреждений;

- повышение надежности работы как всей системы, так и отдельных ее узлов;

- реализация функций управления диспетчера с помощью операторов.

В административно-техническом отношении диспетчер подчиняется начальнику объекта, а в оперативном отношении — диспетчеру вышестоящей диспетчерской службы; последняя должна быть оснащена техническими средствами автоматического управления, основными элементами сооружений, а также телеуправлением и телесигнализацией, телеизмерением, прямой телефонной связью и дисплеями.

В состав диспетчерской службы входит оперативная группа, состоящая из главного диспетчера, его помощника по технологической части и сменных диспетчеров, а также разные службы, например аварийно-ремонтная и транспорта, лаборатория автоматики и контроля (ЛАК), служба электросвязи.

На небольших предприятиях указанные группы и службы могут быть объединены, а некоторые исключены.

При авариях и экстренных работах в случае отсутствия групп и служб, указанных выше, ЦДП и МДП пользуются резервными агрегатами и транспортом аварийных участков и служб. На МДП должен храниться комплект оперативных схем и чертежей данного узла системы водоснабжения, канализации или газоснабжения.

Диспетчеру ЦДП передаются показания основных параметров главных объектов: давление, уровни воды, количество газа в подземных газохранилищах, расходы

воды, газа, горизонты воды в источниках водоснабжения, положение главных оперативных задвижек, аварийное состояние и пр. К диспетчеру МДП поступают сигналы о рабочем состоянии насосных агрегатов и уровней воды в емкостях, основные показания как 'электрических, так и неэлектрических измерительных приборов.

Диспетчеру МДП поручается дистанционное включение и выключение агрегатов, а также дистанционное управление оперативными задвижками.

Ни один элемент оборудования, находящийся в управлении или в ведении диспетчера, не может быть выведен из работы или резерва без его разрешения, кроме случаев возникновения явной опасности для людей или оборудования. Все распоряжения диспетчер должен давать непосредственно подчиненному ему оперативному персоналу, а для объектов с автоматическим управлением - уполномоченным лицам (рисунок 9).



Рисунок 9– Центральный диспетчерский пункт

Контрольные вопросы:

1. Перечислить основные задачи АСУЭ для подстанций.
2. Описать устройство промышленных подстанций.

3. Перечислить основные функции и задачи МДП, РДЦ, ЦДП.
4. Объяснить принцип работы и процесс передачи данных с ПИП до ЦДП.

## **2.5 Практическая работа № 5 Приборы учета электрической энергии: виды и основные характеристики**

**Цель работы:** ознакомиться с видами и основными характеристиками приборов учета электрической энергии.

### **Программа занятия:**

1. Ознакомиться с классификацией приборов учета электроэнергии;
2. Изучить требования, предъявляемые к приборам учета;
3. Рассмотреть достоинства и недостатки счетчиков электроэнергии разных типов;

Приборы учета электроэнергии, предназначены для измерения расхода электрической энергии переменного или постоянного тока. Принцип работы электросчётчика зависит от вида его конструкции.

В электрическом счётчике индукционной системы подвижная часть вращается в процессе потребления электрической энергии, расход которой можно определить по показаниям счётного механизма. Вращение диска осуществляется за счет вихревых токов, возникающих в нем под воздействием магнитного поля катушки счётчика. Происходит взаимодействие магнитного поля вихревых токов с магнитным полем катушки счётчика.

В электрическом счетчике электронного типа осуществляется воздействие на твердотельные элементы переменным током и напряжением, которые обеспечивают наличие на выходе импульсов, пропорциональных измеряемой активной энергии.

Классификация счетчиков электроэнергии:

*По типу подключения:*

- счетчики прямого включения в силовую цепь;

- счётчики трансформаторного включения, подключаемые к силовой цепи через специальные измерительные трансформаторы.

*По измеряемым величинам:*

- однофазные (измерение переменного тока 220В, 50Гц);
- трехфазные (380В, 50Гц).

*По конструкции:*

1. Индукционные (электромеханические электросчетчики) - электросчетчики, в которых осуществляется взаимодействие магнитного поля неподвижных токопроводящих катушек с подвижным элементом, выполненным из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи, индуцированные магнитным полем катушек. Количество потребленной электрической энергии прямо пропорционально числу оборотов диска;

2. Электронные (статический электросчетчик) - электросчетчики, в которых осуществляется воздействие на твердотельные элементы переменным током и напряжением, которые обеспечивают наличие на выходе импульсов, пропорциональных измеряемой активной энергии. Принцип действия данных счетчиков основан на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в счетный импульс. Измерительный элемент электронного электросчетчика служит для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии.

3. Гибридные счётчики электроэнергии - менее распространенный вид счетчиков электрической энергии, характеризующийся наличием цифрового интерфейса, измерительной частью индукционного или электронного типа, механическим вычислительным устройством.

На сегодняшний день наиболее распространены электронные счетчики электрической энергии, так как индукционные счётчики электроэнергии имеют ряд недостатков:

- отсутствует возможность автоматического дистанционного снятия показаний;
- учет электрической энергии только по одному тарифу;
- наличие больших погрешностей учёта;

- возможность хищения электроэнергии;
- неудобства в процессе монтажа и эксплуатации .

Важным преимуществом электронных электросчетчиков является возможность учета электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный).

Многотарифный учет электроэнергии осуществляется за счет набора счетных механизмов, работа каждого из которых выполняется в установленный интервал времени, соответствующий различным тарифам. Электронные электросчетчики характеризуются долговечностью и надежностью, устойчивы к широкому диапазону нагрузок в сети.

К основным требованиям, предъявляемым к приборам учёта электрической энергии, относятся: класс точности, тарифность и межповерочный интервал.

Класс точности- является одним из основных технических параметров электросчетчика. Он показывает погрешность измерений прибора. До середины 90-х годов все устанавливаемые в жилых домах электросчетчики имели класс точности 2,5 (то есть максимально допустимый уровень погрешности этих приборов составлял 2,5%). В 1996 году был введен новый стандарт точности приборов учета, используемых в бытовом секторе- 2,0. Именно это послужило на замену индукционных счетчиков на более точные.

Тарифность- возможность осуществлять учет электрической энергии по зонам суток и временам года. Раньше все бытовые счетчики были однотарифными, то есть осуществляли учет электрической энергии по одному тарифу. Применение многотарифных счетчиков обеспечивает рациональное энергопотребление.

В настоящее время, одним из способов экономии электроэнергии является использование двухтарифной системы учета электроэнергии. Двухтарифные счетчики электрической энергии способны осуществлять отдельный учет энергопотребления в зависимости от времени суток. В установленный промежуток времени счетчики автоматически переключаются с одного тарифа на другой, что позволяет значительно сокращать затраты на электроэнергию.

Двухтарифная система учета электроэнергии одновременно выгодна, как потребителям, так и всей энергосистеме в равной степени. Неравномерность графика

нагрузки энергосистемы характеризуется наличием максимумов нагрузки, которые приходится в утренние и вечерние часы, и минимумов нагрузки, которые приходится в ночное время. В периоды максимумов нагрузки, энергогенерирующим компаниям приходится задействовать все свои мощности, вследствие чего, возрастает стоимость затрат на проведение плановых ремонтных. Пиковые нагрузки можно снизить при помощи выравнивания суточного объема электропотребления, Использование некоторых энергоемких бытовых приборов в ночное время, позволит не только снизить пиковые нагрузки, за счет выравнивания суточного объема электропотребления, но и позволит сократить затраты абонентов, за счет использования более выгодного ночного тарифа.

Межповерочный интервал.- промежуток времени, после которого необходимо осуществить поверку оборудования, для обеспечения точной и бесперебойной работы энергосчетчика. Интервал времени с момента первичной проверки (обычно с даты изготовления) до следующей проверки называется межповерочным интервалом (МПИ). Межповерочный интервал исчисляется в годах и указывается в паспорте электросчетчика.

Контрольные вопросы:

1. Прибором учета электрической энергии называется?
2. Перечислите классификацию приборов учета электроэнергии.
3. Перечислите недостатки индукционных счетчиков электроэнергии.
4. Требования, предъявляемые к приборам учета электроэнергии.

## **2.6 Практическая работа № 6 Изучение системы учета электрической энергии и контроля за нагрузками СУП – 04.**

**Цель работы:** изучить системы учета электрической энергии и контроля за нагрузками СУП – 04.

### **Программа занятия:**

1. Рассмотреть преимущества системы учёта электроэнергии СУП-04;
2. Изучить организацию диспетчерского центра системы;
3. Ознакомиться с приборами учета, используемыми в системе учета;

Система учета электроэнергии «СУП-04» это система, позволяющая автоматизировать процесс учета электроэнергии, устранить потери от хищения, снизить расходы на эксплуатацию.

Система специализируется на эксплуатации в коттеджных поселках, садоводческих товариществах, в сельских населенных пунктах и в городах с индивидуальной застройкой.

Применение системы учёта электроэнергии СУП-04 снимает заботы о:

1. Доступе к счетчикам электроэнергии.

В этой системе учета счетчики электроэнергии устанавливаются за пределами частной территории потребителя, а именно на опорах электропередач. Размещение электросчетчиков таким образом, снижает риск хищений электроэнергии в среднем до 80%. За счет такого расположения значительно упрощается снятие показаний, поверка и ревизия электрических счетчиков.

Для обеспечения доступа потребителей к данным учета электроэнергии, применяются выносные дисплеи PLC-D, устанавливаемые внутри помещения абонента. Эти дисплеи обмениваются данными только со своим счетчиком по силовым проводам.

2. Снятию показаний со счётчиков электроэнергии.

Одной из непростых задач данной системы является снятие показаний со счетчиков, установленных на опорах в труднодоступных местах. Её можно решить несколькими способами:

- 1) Ежемесячное списание показаний всех счетчиков электромонтером;
- 2) Установка на столбы счетчиков БИМ системы СУП-04 со встроенным радиомодемом и ежемесячное списание показаний счетчиков с помощью специального устройства (радиоридера), а затем отправка их на компьютер для получения протоколов;
- 3) Установка счетчиков БИМ со встроенным модемом PLC с целью передачи информации по силовым проводам у потребителей (на месте установки) и на трансформаторной подстанции. На той же подстанции требуется установить устройство сбора и передачи данных УСПД с GSM модемом.

Очевидно, третий вариант является самым автоматизированным и перспективным.

В зависимости от вида застройки населенного пункта и требуемого уровня автоматизации, можно установить систему учета электроэнергии исключительно с применением PLC связи или только с использованием радиомодемов. Необходимо учитывать, что используя радиомодемы, экономические затраты на оборудование системы учета электроэнергии увеличиваются от 10% до 50%.

Безусловно, наиболее целесообразно комбинированное применение PLC и радиомодемов. В таком случае, электросчетчики со встроенными PLC и радио модемами монтируют на питающей трансформаторной подстанции и в тех местах, где PLC модем не применим из-за большого расстояния (более 100м) между счетчиками электроэнергии или из-за высокого уровня помех и высокого сопротивления линии 0,4кВ. Такое комплексное использование модемов, совмещённое с методом ретрансляции информационных пакетов между электросчетчиками, позволяет строить автоматизированные системы сбора информации в посёлках с любой сложностью застройки.

Для получения протоколов с удаленного компьютера диспетчерского пункта с необходимой периодичностью запрашиваются показания всех электросчетчиков с помощью УСПД и GSM модема. Система учета электроэнергии предполагает считывание показателей с УСПД напрямую на компьютер, не используя GSM связь.

### 3. Механизме воздействия на неплательщиков электроэнергии

Предлагаемая система учета электроэнергии предоставляет возможность не только сбора данных со счетчиков БИМ, но и передачу на них команды управления. Особенностью таких счетчиков электроэнергии является наличие в них силовых реле (100А), позволяющих отключать абонента от сети питания дистанционно по командам из диспетчерского центра.

#### 4.Защите потребителей от перенапряжения.

С целью предотвращения порчи электрооборудования у потребителя при аварийных скачках напряжения сети, в счетчиках БИМ работает автоматика, позволяющая отключать абонента от сети электропитания в случае резкого повышения напряжения в сети до опасного уровня. При снижении напряжения в электросети до стабильного уровня автоматически происходит восстановление электропитания абонента.

5.Ограничении потребляемой мощности, защите трансформаторной подстанции от перегрузок.

Ограниченная мощность и ток питающего трансформатора автоматических выключателей отходящих линий вызывает необходимость осуществления контроля колебаний этих параметров, предотвращение износа трансформатора и частое отключение выключателей. Помимо этого, неравномерность распределения нагрузки по фазам в трехфазном трансформаторе также приводит к его ускоренному износу.

С целью устранения указанных проблем в каждом электросчетчике БИМ функционирует автоматика ограничения потребляемой мощности, которая осуществляет отключение потребителя от сети при превышении им заявленной мощности. Возврат к режиму питания происходит автоматически через установленное время (5 мин. -20мин). В трехфазных электросчетчиках отключение может выполняться и при превышении установленного баланса нагрузок в фазах.

#### 6. Контроле за уличным освещением.

Специальное программное обеспечение, входящее в состав счетчика БИМ, находящееся на ТП обеспечивает управление и регулирование уличного освещения в реальном времени, приведенном к заходу и восходу солнца. Наряду с управлением по времени программа считывает сигнал с датчика наружной освещенности, при его наличии. После включения освещения выполняется контроль тока по каждому

направлению для обнаружения неполадок в системе освещения. Эта информация системой СУП-04 автоматически отправляется в диспетчерский центр.

#### 7. Формировании протоколов и ведомостей в системе учета электроэнергии.

Для автоматизированного формирования всевозможных протоколов и отчетных форм создано специальное программное обеспечение «АСУТМ» (автоматизированная система учета и телемеханики).

Для автоматизированного сбора информации от системы учета электроэнергии СУП-04 и выполнения команд управления требуется организация диспетчерского центра в одном из вариантов:

Подключение системы учета электроэнергии СУП-04 населенного пункта к централизованному диспетчерскому центру на базе организации (рисунок 10).

В таком случае все согласованные с заказчиком формы документов будут передаваться по электронной почте или любым другим способом удобном заказчику.

Договор на обслуживание заключается на один год и включает в себя:

- 1) Обслуживание установленного оборудования;
- 2) Ежемесячное однократное предоставление согласованных ведомостей по потреблению электроэнергии;
- 3) Ежемесячное однократное предоставление отчета по состоянию электроснабжения каждого абонента;
- 4) Неограниченное количество дистанционных отключений и подключений абонентов к электрической сети;
- 6) Внесение корректировок в тарифные планы счетчиков, установки ограничения мощности, в описатели базы данных;
- 7) Выявление нештатных режимов и отказов оборудования с оперативным оповещением заказчика.

Оборудование для системы СУП-04 разработано и производится в НТЦ "ГОС-АН".

В системе учета электроэнергии используются:

- 1) Многотарифные одно или трех фазные электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии во влагозащищенном корпусе для уличной установки с внутренними радио и PLC модемами;
- 2) Для многоквартирных домов аналогичные им счетчики но без влагозащищенного корпуса БИМ 4xxx и БИМ 5xxx;
- 3) PLC D – Выносной пользовательский дисплей с модемом PLC;
- 4) УСПД PLC – БИМ 4200.11 / БИМ 4230.11 устройство сбора и передачи данных для внешних коммуникаций;
- 5) Дополнительный ретранслятор PLC или радиоканала;
- 6) Модем GSM / GPRS.

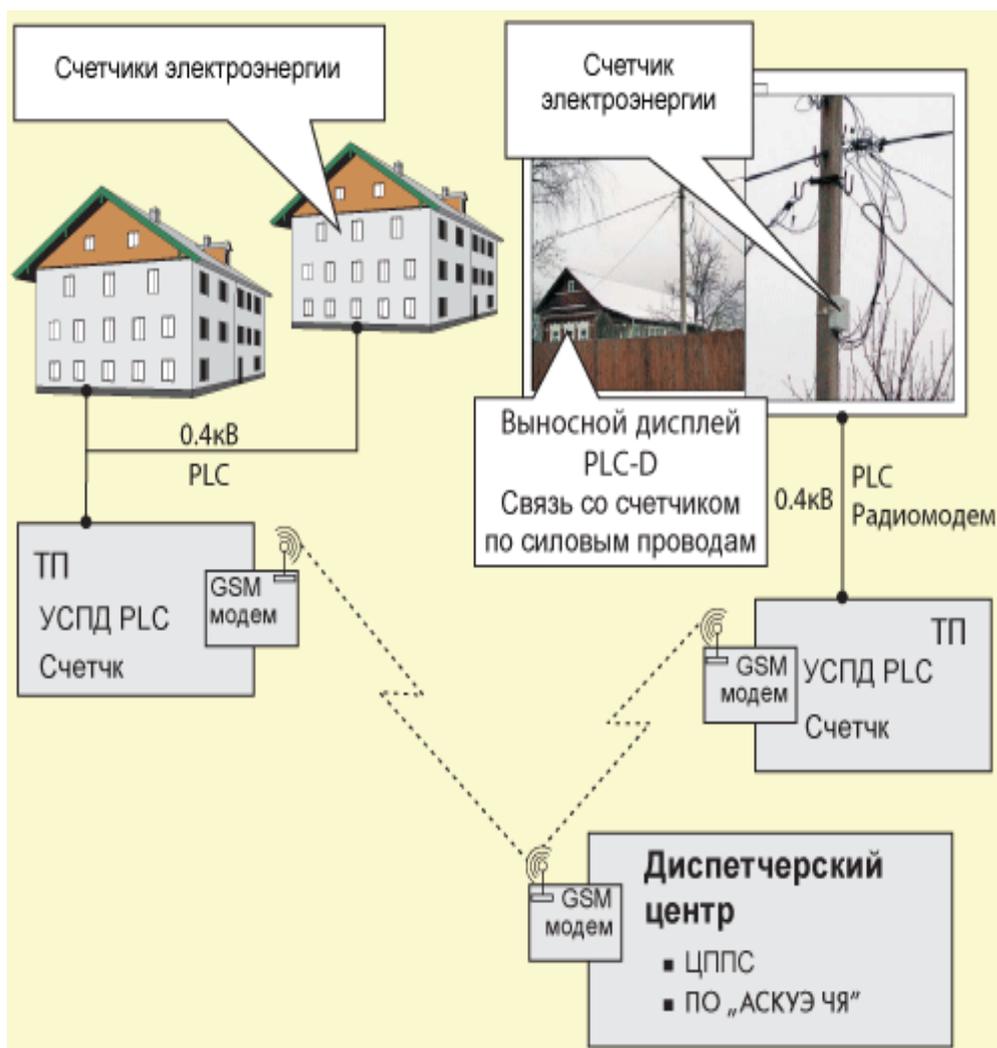


Рисунок 10– Состав системы учета электроэнергии СУПИ-04

Электронные счетчики электроэнергии БИМ С, Рег.№35203-07 в Госреестре средств измерений (таблица 1).

С1 – Трехфазный электросчетчик активной и реактивной энергии.

С6.1 – Однофазный электросчетчик активной и реактивной энергии.

С6.2 – Два однофазных электросчетчика активной и реактивной энергии в одном корпусе.

С6.3 – Три однофазных электросчетчика активной и реактивной энергии в одном корпусе.

Таблица 1 - Счетчики электроэнергии во влагозащищенном корпусе для уличной установки

	Счетчик электроэнергии БИМ 3130.44 АДС1
	Счетчик электроэнергии БИМ 5160 АДС1
	Счетчик электроэнергии БИМ 3220.44 НС6.1

Выносной пользовательский дисплей PLC D выполняет функцию дублирующего дисплея для конкретного счетчика. Это микропроцессорное устройство со встроенным PLC модемом. PLC D принимает информацию только от "своего" счетчика электроэнергии.

Для пролистывания информации на ЖКИ служат две кнопки на лицевой панели устройства. Обновление информации на ЖКИ может происходить с периодом до 10 минут, что зависит от количества счетчиков в сети и скорости передачи.

УСПД PLC является центральным устройством в системе учета электроэнергии, выполняющим обмен информацией со всеми установленными электросчетчиками. Обмен информацией УСПД PLC с верхним уровнем выполняется в рамках протоколов и технологий комплекса «Черный ящик».

Устройство в своем составе имеет модем PLC и дополнительный интерфейс RS - 232. Интерфейс RS -232 обеспечивает стандартное подключение любых модемов, работающих по коммутируемым или выделенным каналам. Дополнительно RS -232 применяется для прямого подключения ПК.

Контрольные вопросы:

1. Где применяют систему учета электроэнергии «СУП-04»?
2. Укажите цели применения система учета электроэнергии «СУП-04».
3. Как организован диспетчерский центр?
4. Перечислите оборудование, которое используется в системе учета электроэнергии.

## **2.7 Практическая работа № 7 Изучение приборов контроля качества электрической энергии.**

**Цель работы:** изучить приборы, предназначенные для контроля качества электрической энергии.

### **Программа занятия:**

1. Изучить структуру приборов, их основные задачи и функции;
2. Рассмотреть основные характеристики приборов контроля качества электроэнергии;

### **Прибор 1: ППКЭ-1-50.М**

Прибор контроля показателей качества электрической энергии ППКЭ-1-50.М предназначен для измерения, контроля и регистрации основных и вспомогательных показателей качества электрической энергии (ПКЭ) по ГОСТ 13109-97 в однофазных и трехфазных электрических сетях с номинальной частотой 50 Гц.

Рабочие условия применения:

- температура окружающего воздуха, 20 °С- 40°С;
- относительная влажность, 30 % - 80 % .

Прибор ППКЭ-1-50.М представляет собой двухпроцессорную микроЭВМ с блоком гальванически развязанных аналого-цифровых преобразователей. Главным элементом прибора является сигнальный процессор обработки сигналов (DSP). Он осуществляет управление модулем аналого-цифрового преобразования (АЦП) и производит обработку полученных с АЦП сигналов. МикроЭВМ осуществляет управление всеми периферийными устройствами: жидкокристаллическим дисплеем, клавиатурой, интерфейсом RS232C, параллельным портом. МикроЭВМ производит загрузку программы из постоянного перепрограммируемого запоминающего устройства (ППЗУ) в память DSP. Энергонезависимая память хранит протокол работы системы и результаты измерений и вычислений в процессе обработки входных сигналов.

Прибор ППКЭ-1-50.М изготовлен в металлическом корпусе настольного типа с наклонной передней панелью, на которой расположены устройство индикации и

клавиатура управления. На задней панели прибора размещены: разъёмы для измерительного и питающего кабелей, интерфейсы LPT (подключение к принтеру и/или внешней энергонезависимой памяти), RS232C, и клемма заземления. Габаритные размеры прибора: длина 250 мм, ширина 200 мм, высота 65 мм, масса 2 кг. Средняя наработка на отказ составляет 17000 часов. Средний срок службы 10 лет.

Для ПКЭ установившегося режима работы трехфазных или однофазных электрических сетей прибор вычисляет среднее значение по всем измеряемым ПКЭ, среднеквадратичное отклонение, максимальное, минимальное значения, а также значения соответствующие границам 95 % вероятности всех измеренных значений, время выхода за нормально и предельно допустимые значения.

По показателям «длительность провала напряжения» и «интервал между изменениями напряжения» прибор вычисляет время выхода за предельно допустимые значения.

Прибор позволяет осуществить установку интервалов времени наименьших и наибольших нагрузок, астрономического времени, номинальных значений напряжения измеряемой сети, автоматический и ручной ввод нормально и предельно допустимых значений по всем ПКЭ (таблица 2).

Прибор обеспечивает установку необходимых функций и параметров при совместной работе с компьютером, принтером, внешней энергонезависимой памятью, внешним модемом, другими приборами серии ППКЭ.

Основные технические характеристики:

- номинальное значение частоты – 50 Гц;
- номинальные значения фазных (междуфазных) напряжений  $220(220 \cdot \sqrt{3})$  В и  $100/\sqrt{3}(100)$  В;
- диапазоны измерения действующего значения фазных напряжений основной частоты 40,5 В - 75 В и 154 В - 286 В;
- предел допускаемой относительной погрешности измерения фазных напряжений основной частоты  $\pm 0,2$  %;
- диапазоны измерения действующего значения междуфазных напряжений основной частоты 70 В - 130 В и 266,7 В - 495,4 В;

- предел допускаемой относительной погрешности измерения междуфазных напряжений основной частоты  $\pm 0,2\%$ ;
- диапазоны амплитудных значений напряжения при измерениях в низковольтных цепях (от  $-1,25\text{В}$  до  $1,25\text{В}$ ; от  $-2,5\text{В}$  до  $2,5\text{В}$ ; от  $-5\text{В}$  до  $5\text{В}$ ; от  $-10\text{В}$  до  $10\text{В}$ );
- предел допускаемой приведенной погрешности измерения напряжения на всех низковольтных диапазонах  $\pm 0,2\%$ ;
- предел допускаемой абсолютной погрешности измерения астрономического времени  $\pm 6\text{ с}$  в сутки.

Таблица 2 - Метрологические характеристики прибора по ПКЭ

Наименование измеряемого показателя качества электрической энергии, ед. изм.	Обозначение	Диапазон измерения	Предел допускаемой погрешности измерения	
			Абсолютной	Относительной
Отклонение частоты, Гц	df	От -1 до 1	$\pm 0,2$	-
Установившиеся отклонение напряжения, %	dU <sub>y</sub>	От -30 до 30	$\pm 0,2$	-
Коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности, %	K <sub>2U</sub>	От 0 до 15	$\pm 0,2$	-
Коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности	K <sub>0U</sub>	От 0 до 15	$\pm 0,2$	-
Коэффициент искажения синусоидальности кривой междуфазного (фазного) напряжения, %	K <sub>U</sub>	От 0 до 25	$\pm 0,05$ при K <sub>u</sub> <1 %	$\pm 5$ при K <sub>u</sub> ≥1 %
Коэффициент n-ой гармонической составляющей напряжения, %	K <sub>U(n)</sub>	От 0 до 20	$\pm 0,03$ при K <sub>u(n)</sub> <1 %	$\pm 3$ при K <sub>u</sub> ≥1 %

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
Глубина провала напряжения, %	$dU_n$	От 10 до 100	$\pm 1$	-
Коэффициент временного перенапряжения, отн. ед.	$K_{перU}$	От 1,1 до 1,4	=	$\pm 10$
Длительность провала напряжения	$D_n^t$	От 20 мсек. до 60 сек.	$\pm 20$	-
Длительность временного перенапряжения	$D_{перU}^t$	От 40 мсек. до 60 сек.	$\pm 20$	-
Интервал времени между измерениями напряжения	$D_{i+1}^t$	От 60 мсек. до 80 сек.	$\pm 20$	-
Размер измерения напряжения	$dU_t$	От 0 до 40	-	$\pm 10$

Электропитание прибора осуществляется от однофазной сети переменного тока напряжением 174 - 264 В, частотой 49- 51 Гц. коэффициент несинусоидальности не превышает 15 %, или от сети постоянного тока напряжением 198 - 231 В.

Прибор 2: АКЭ-823, АКЭ-824.

Прибор АКЭ-823, АКЭ-824, позволяет решать такие важные задачи как: регистрация и анализ показателей качества электроэнергии, сокращая трудозатраты для достижения данной цели.

Для инженерно-технического персонала регистраторы-анализаторы являются неотъемлемым инструментом для учета показателей, оценки качества электрической энергии, изучения свойств электрических нагрузок, измерения мощности и энергии.

Данные приборы могут применяться для решения таких задач как:

- 1) Изучение нагрузок - осуществление проверки состояния системы электроснабжения перед включением дополнительных нагрузок;
- 2) Оценка энергии - количественная оценка потребления энергии до и после модернизации системы для определения эффективности устройств энергосбережения;

3) Измерение гармоник - обнаружение проблем, связанных с гармониками, которые могут стать причиной неполадок в работе или повреждения чувствительной аппаратуры;

4) Регистрация аномалий напряжения - контроль кратковременных понижений и повышений напряжения, приводящих к ложным сбросам в аппаратуре и нежелательному срабатыванию автоматических выключателей

Инновационные технические решения и функциональных возможности, положенные в основу регистраторов-анализаторов АКЭ-823/-824 отражают их преимущества:

- выполнены на базе ОС Windows CE;
- использование 16-битного АЦП (256 отсчётов за период частоты 50 Гц);
- встроенный цветной сенсорной TFT-дисплей;
- возможность одновременного учета трех параметров: аномалии, кратковременные импульсы, текущие интегральные измерения.

Анализатор АКЭ-823/-824 может вести учет: напряжения, тока, всех видов мощности и энергии, коэффициента мощности, параметров аналоговых или импульсных сигналов.

Анализатор по своему исполнению – 9 каналный осциллограф (4 токовых входов и 5 потенциальных) с максимальной частотой дискретизации до 200 кГц. В АЦП все входные сигналы (напряжение и ток) преобразуются в 256 отсчётов за один период и собираются в модули. Для хранения большого количества собираемых данных на электросчетчике был реализован метод интегрирования. Данный метод представляет собой такой способ хранения информации, при котором прибор сжимает информацию и рационально распределяет ее в объеме имеющихся блоков- ячеек, из которых электросчетчик может выбирать следующие данные:

- минимальное значение за весь период интегрирования;
- среднее значение параметра за период;
- максимальное значение за период интегрирования.

Измерительные возможности АКЭ-823/-824 при работе в режиме «Анализатор»:

- Учет аномалий напряжения от 10 мс (отклонения и колебания, провалы напряжения);
- Учет импульсов напряжения от 5 мкс до 2,5 мс и амплитудой до 6 кВ;
- Учет импульса тока от 10 мс и амплитудой до 3 кА;
- Учет отклонений частоты;
- Учет гармонических колебаний по напряжению и току;
- Построение векторных диаграмм, выполнение статистического анализа полученных результатов;
- Учет коэффициента несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности.

При возникновении аномалий напряжения счетчик фиксирует: общее количество аномалий, полярность, дату и время возникновения, период длительности, максимальное значение.

В комплект прибора входит программное обеспечение TopView, позволяющее осуществлять управление режимами измерений, выбор параметров регистрации и анализ результатов (рисунок 11).

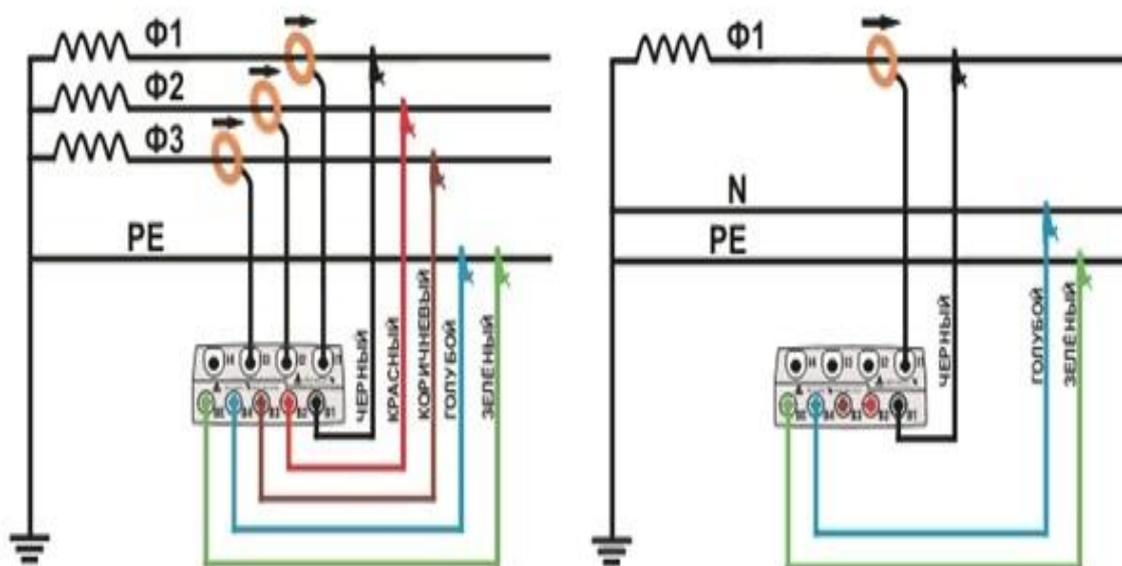


Рисунок 11– Подключение прибора

Одной из особенностей энергосчетчика АКЭ-824 является возможность учета и фиксирования кратковременных импульсов напряжения.

Анализатор счетчика АКЭ-824, предназначенный для регистрации измеряемых параметров, подключается к энергосистеме как показано на рисунке 15.

Возможностей счетчика АКЭ-824 рассмотрим на примере типичного импульса напряжения (рисунок 16):

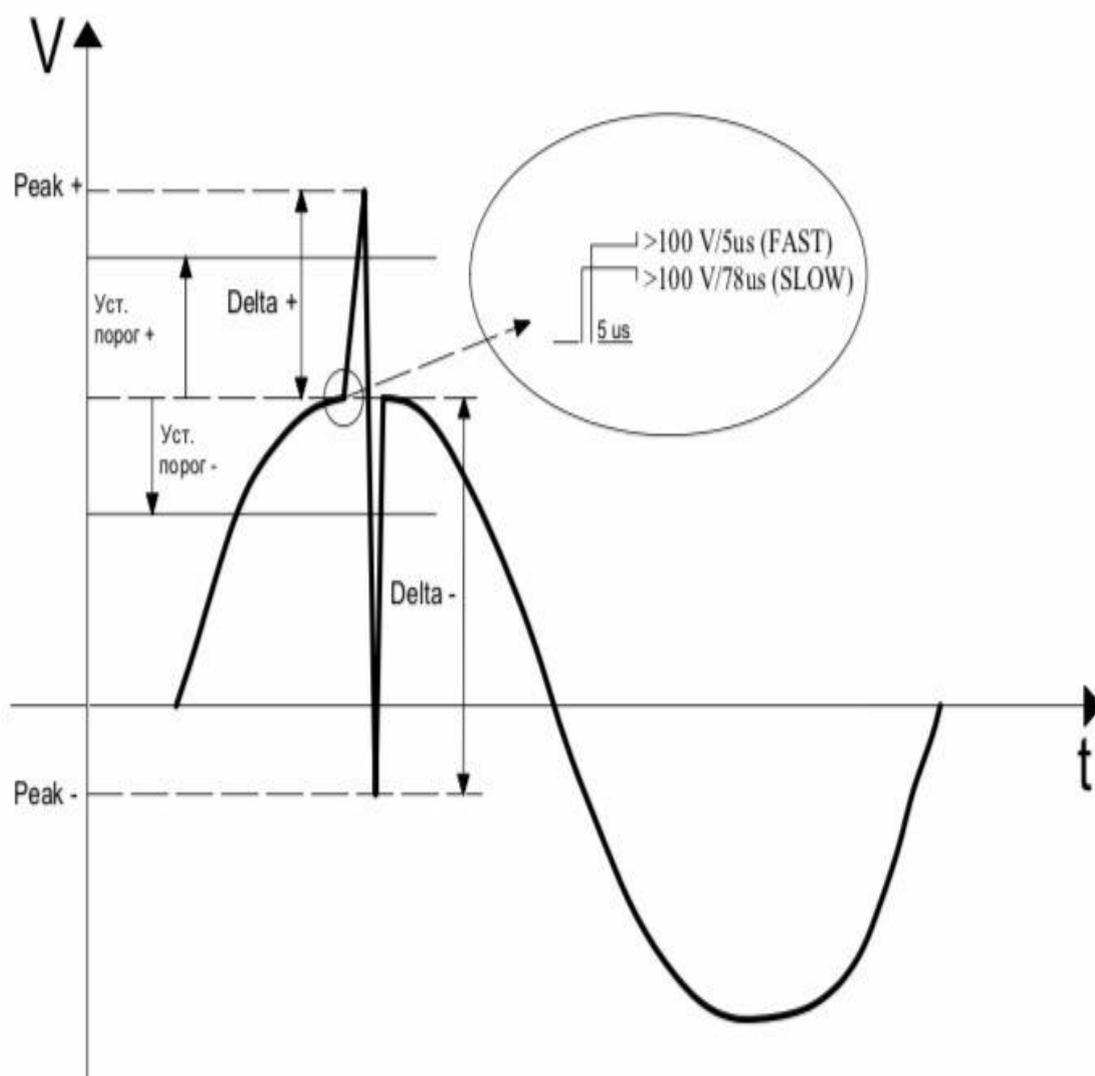


Рисунок 12– Типичный импульс напряжения (частота 50 Гц)

Прибор на входе непрерывно проверяет и преобразует с помощью двух шестнадцати битных аналого- цифровых преобразователей напряжение сигнала одновременно по двум внутренним параллельным трактам с различной частотой дискретизации:

- SLOW / медленно: оцифровка с частотой 256 выборок за период 50 Гц;

- FAST / быстро: оцифровка с частотой дискретизации 200 кГц;

При возникновении на входе события, прибор автоматически проверяет его на соответствие одному из следующих условий:

-  $dV/dt > 100V/5ms > FAST$ ;

-  $dV/dt > 100V/78ms > SLOW$ ;

Время регистрации интервала, определяется как:

$32 \cdot 5ms = 160ms$

$32 \cdot 78ms = 2.5ms$

Положительные и отрицательные размахи (DELTA + и DELTA - ) учитываются, если амплитуда импульса превышает условное «сито», заданное пользователем.

После окончания записи на дисплее прибора отображается общее количество зарегистрированных событий.

После загрузки на компьютер сохранённых данных с использованием стандартного приложения TopView для анализа и обработки данных доступны следующие сведения:

- Num. Tot - общее количество зарегистрированных событий за определенный интервал времени;

- Limit - предел напряжений;

- Phase - номер фазы, на которой зарегистрировано событие;

- Date/Time - время / дата;

- Up/Down - индикатор нарастающего (UP) или спадающего (DOWN) фронта;

- PEAK+ - положительное значение импульса за период регистрации;

- PEAK- - отрицательное значение импульса за период регистрации;

- DELTA+ - положительная амплитуда импульса относительно основного сигнала;

- DELTA- - отрицательная амплитуда импульса относительно основного сигнала;

- F/S - тип события: F = быстрое (Fast), S = медленное (Slow)

Более современные модели счетчиков АКЭ-824 позволяют в настоящее время фиксировать события, связанные с возникновением колебаний токов, обычно проявля-

ющихся в виде пусковых токов электрооборудования, двигателей, механизмов и приводов. Типичный вид формы пускового тока показан на рисунке 17.

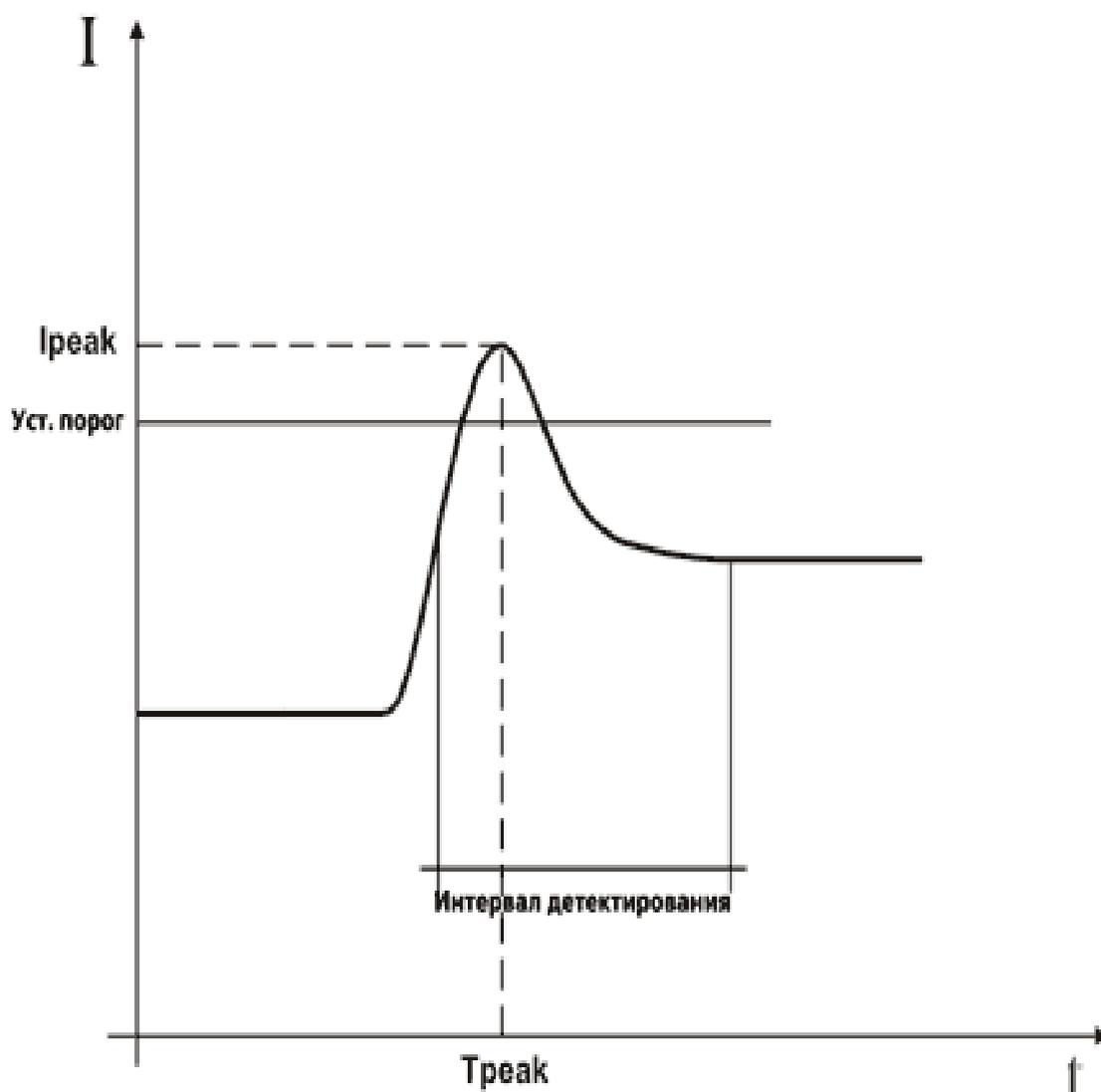


Рисунок 13– Параметры, характеризующие бросок тока

Однако колебания тока могут быть вызваны другими ситуациями: маневрирование нагрузка, срабатывание защитных устройств, колебания токов до установившегося значения (осцилляция, рисунок 14) .

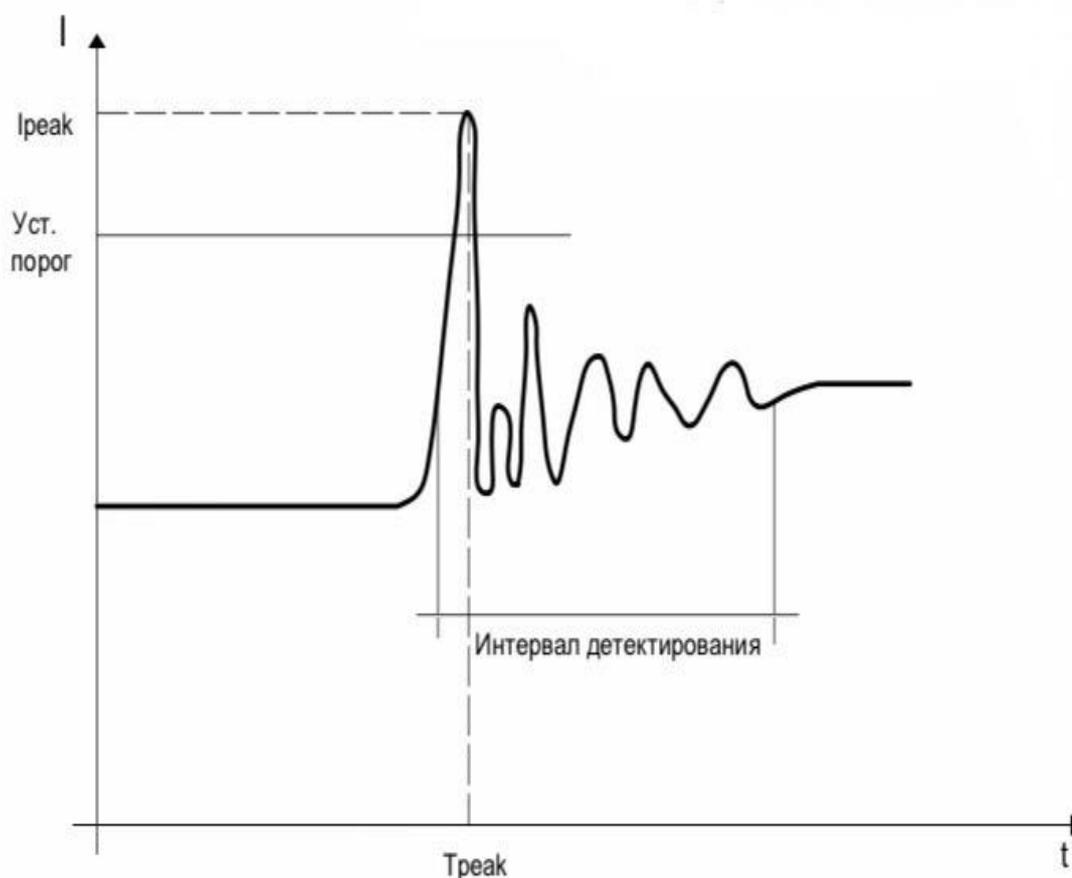


Рисунок 14 – Параметры, характеризующие пульсации после броска тока

Счетчик АКЭ-824 выявляет и фиксирует не только «пусковой ток», но и все события, при которых текущее TRMS значение тока превышает заданный оператором лимит. Максимальное число сохранённых событий достигает 1000.

В процессе установки требуемых параметров в режиме «Регистрации колебания тока», пользователь может регулировать следующие показатели:

- установленный порог- это значение силы тока, необходимое для фиксирования колебаний токов в системе. Максимальное значение порога всегда равно верхнему пределу используемого преобразователя тока.

Режимы фиксирования параметров:

- FIX: АКЭ-824 выявляет и записывает событие каждый раз когда на интервале 0,5 периода частоты 50 Гц (10 мс) значение тока превысит заданный оператором предел.

- VAR: АКЭ-824 определяет и записывает событие каждый раз в виде TRMS значения тока, рассчитанного в интервале  $\frac{1}{2}$  периода частоты 50 Гц (10 мс), если это значение превысит предыдущий результат на величину установленного порога.

Интервал фиксирования- это промежуток времени, установленный оператором из ряда: 1 с, 2 с, 3 с, 4 с, в течение которого прибор записывает 100 значений тока (TRMS) и соответствующие им 100 значений напряжения (TRMS) при учете событий.

Анализ полученных результатов осуществляется только после передачи файла сохранённых данных на компьютер с помощью программного обеспечения.

Прибор 3: Прибор контроля качества электрической энергии «Энергомонитор 3.3».

Специалистами ООО «НПП МАРС-ЭНЕРГО» (г. Санкт-Петербург) разработан многофункциональный прибор «Энергомонитор 3.3», в котором совмещены функции высокоточного переносного эталонного счетчика и прибора контроля качества электрической энергии.

«Энергомонитор 3.3» предназначен для:

1) Учета и контроля показателей качества электрической энергии, определяемых ГОСТ 13109-97;

2) Учета и контроля основных показателей энергопотребления на узлах учета электрической энергии в однофазных и трехфазных сетях: действующих значений напряжений и токов при синусоидальной и искаженной формах кривых;

3) Активной, реактивной и полной электрической мощности и энергии;

4) Поверки однофазных и трехфазных счетчиков электрической энергии класса точности 0,5 и менее точных на местах их эксплуатации, а также для контроля метрологических характеристик счетчиков и правильности их подключения без разрыва токовых цепей;

5) Поверки энергетических измерительных преобразователей напряжения, тока, активной и реактивной мощности на местах их эксплуатации.

Область применения «Энергомонитор 3.3»:

1) Энергетическое обследование предприятий производителей и потребителей электрической энергии (энергоаудит);

- 2) Проведение сертификации электрической энергии;
- 3) Технологический контроль и анализ качества электрической энергии;
- 4) Комплектация передвижных поверочных лабораторий, в том числе для поверки и оценки метрологических параметров измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) на местах эксплуатации.

Основные технические характеристики прибора «Энергомонитор 3.3»:

- диапазон измерений переменного напряжения 40В- 400 В;
- диапазон измерений переменного тока 0,05 - 15 А и 5 - 150 А;
- диапазон измерений частоты переменного тока 45 - 75 Гц;
- пределы допускаемой основной погрешности измерений переменного напряжения, тока, активной мощности  $\pm 0,1\%$ ;
- потребляемая мощность 6,5 ВА;
- время работы от автономного источника питания не менее 1 ч;
- габаритные размеры 200x240x80 мм;
- масса не более 2 кг.

Для передачи информации во внешние устройства прибор имеет в своем составе последовательные интерфейсы RS-232 и USB.

«Энергомонитор 3.3» обеспечивает непрерывное измерение, расчет и накопление (с последующей передачей на ПЭВМ) результатов измерений в течение 7 суток с дискретностью 1 минута.

Энергосчетчик обеспечивает поверку электронных счетчиков электроэнергии классов точности от 0,5 до 2,5 имеющих импульсный выход. При использовании фотосчитывающего устройства УФС прибор может применяться для контроля метрологических характеристик электронных и индукционных счетчиков и правильности их подключения без разрыва токовых цепей.

Контрольные вопросы:

1. Назначение прибора контроля показателей качества электрической энергии ППКЭ-1-50.М.
2. Приведите основные характеристики прибора ППКЭ-1-50.М.

3. Для решения каких задач применяются приборы АКЭ-823, АКЭ-824?
4. Какие функциональные особенности анализаторов АКЭ-823, АКЭ-824?
5. Назначение прибора контроля качества электрической энергии «Энергомонитор 3.3».
6. Область применения прибора «Энергомонитор 3.3».

## **3 Лабораторные работы**

### **3.1 Лабораторная работа №1 Разработка структурной схемы АСКУЭР**

**Цель работы:** изучить принцип действия системы АСКУЭР, изучить функции АСКУЭР.

#### **Программа занятия:**

1. Изучить функции системы АСКУЭР;
2. Изучить достоинства и недостатки системы АСКУЭР;
3. Разработать в соответствии с заданием структурную схему АСКУЭР;
4. Сделать вывод о проделанной работе.

Предприятия газовой промышленности относятся к предприятиям с энергоемкими производствами, где экономические затраты на энергетические ресурсы составляют основную часть в себестоимости добычи, переработки и транспортировки газа. Современные требования по энергосбережению, а именно: снижение стоимости за используемые энергоресурсы за счет усовершенствования коммерческого и технического учета энергоресурсов; снижение потерь энергоресурсов, устанавливают необходимость создания на предприятиях отрасли автоматизации систем контроля и учета энергоресурсов (таблица 3).

Система АСКУЭР предназначена для обеспечения:

- Учета потребляемой электроэнергии и мощности в соответствии с требованиями предприятия Энергосбыта и действующими тарифными соглашениями;
- Учета потребления тепловой энергии, а также расхода воды и топливного газа на собственные нужды;
- Оперативного контроля потребляемой мощности и качества электроэнергии;
- Формирования отчетных документов.

Таблица 3 – Учет энергоресурсов в АСКУЭР

Точка учета	Место установки первичных средств измерения	Параметр учета
Учет потребляемой электроэнергии и мощности:		
Коммерческий учет	ЗРУ-10 кВ. Камера ввода	Активная и реактивная мощность
Технический учет	ЗРУ-10 кВ. Камеры отходящих линий	Активная мощность
Учет отпускаемой электроэнергии субабонентам	КТП-04. Щиток учета на низкой стороне	Активная мощность
Учет потребляемой воды	Насосная станция II подъема. Вводной коллектор	Расход воды
Учет расхода топливного газа на котельную	ГРП котельной. Трубопровод газа на вводе	Расход, давление, температура
Учет потребляемого тепла	Котельная Блок подготовки сетевой воды. Трубопроводы прямой и обратной сетевой воды	Расход прямой сетевой воды, Температура прямой и обратной сетевой воды
Учет сбросов сточных вод на рельеф	КОС. На выходе установки обеззараживания очищенных стоков	Расход

Нижний уровень системы представляет собой локальные системы учета структурных подразделений предприятия. АСКУЭР компрессорной станции (КС) рассматривается как нижний уровень отраслевой АСКУЭ с включением задач по учету воды, газа, тепла - АСУЭН, и технического учета электроэнергии - АСТУЭ. АСКУЭР КС является самостоятельной подсистемой информационно-управляющей системы (ИУС) компрессорной станции с информационным взаимодействием с ИУС ТП и ИУС Э компрессорной станции и передачей данных энергоучета на уровень предприятия и в Энергосбыт. АСКУЭР – система, состоящая из двух уровней. Нижний уровень

представлен установленными на объектах энергообеспечения первичными измерительными приборами учета (счетчики электрической и тепловой энергии, счетчики расхода воды, топливного газа). Верхний уровень представлен сервером сбора, обработки и хранения данных энергетического учета - главный сервер АСКУЭР. Сервер АСКУЭР, рабочие станции (АРМ энергоучета и АРМ электроснабжения) объединены ЛВС передачи данных типа Ethernet.

Сервер АСКУЭР в автоматическом режиме, с установленной периодичностью опроса, обеспечивает сбор показателей со счетчиков, функционирующих на объектах энергообеспечения, их хранение в базе данных посредством SQL сервера. В эксплуатируемой станции АРМ энергоучета производится неоперативный контроль и оценка потребления компрессорной станцией всех энергоносителей. АРМ энергоучета организуется в отделении службы ЭВС, которая занимается статистической оценкой и планированием расхода энергетических ресурсов по станции, а также формированием нормативно-технической документации. С рабочей станции АРМ электроснабжения производится оперативный контроль величины мощности и контроль качества производимой электрической энергии. На рисунке 19 приведена структурная схема автоматизированной системы учета энергоресурсов ПАО «Газпром» и роль АСКУЭР компрессорной станции в ней.

АСКУЭР КС обязана соответствовать следующим техническим требованиям:

- Количество объектов контроля на предприятии — до 512;
- Количество счетчиков на одном объекте — до 254;
- Количество групп на предприятии — до 99;
- Период опроса счетчиков — не менее 20с;
- Максимальная протяженность линии связи по RS-485 для одного сектора - 1200м;
- Режим работы системы - круглосуточный, непрерывный.

## Структурная схема АСКУЭ ОАО Газпром

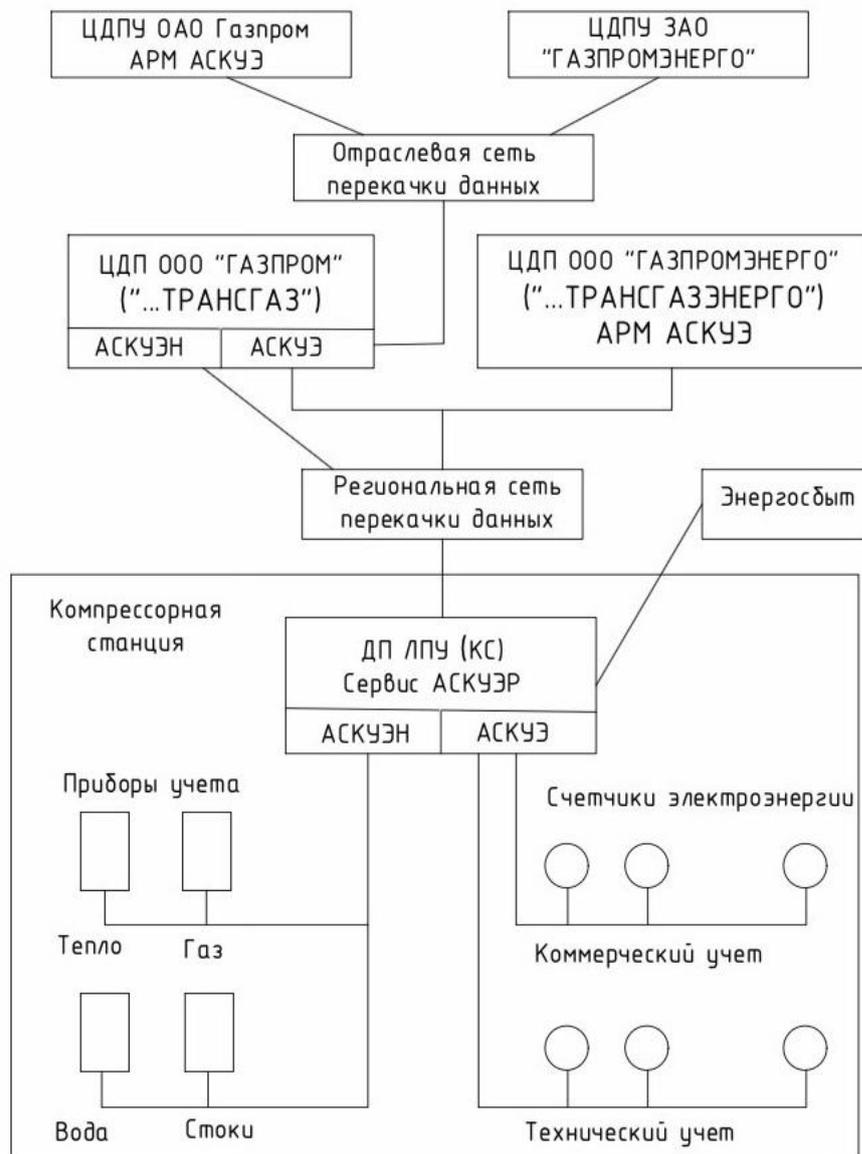


Рисунок 15 – Структурная схема АСКУЭ ПАО «Газпром»

АСКУЭР обязана обезопасить оборудование от несанкционированного доступа посредством использования системы многоступенчатого доступа к текущим сведениям и параметрам регулирования системы. Электропитание компонентов АСКУЭР осуществляется переменным однофазным напряжением 220 В и частотой 50 Гц. Для обеспечения качественного электропитания технических объектов, в информационных серверах должно осуществляться бесперебойное питание локальными источниками. Для коммерческого учета электрической энергии подразумевается применить multifunctional electricity meter ALFA Plus of the company ABB ВЭИ Метрони-

ка, г. Москва. Вовлечение счетчика в систему АСКУЭР осуществляется с помощью цифровых интерфейсов RS-485 или ИРПС. Для технического учета электрической энергии и мощности требуется внедрение многотарифного счетчика АЛЬФА той же фирмы-изготовителя. Альтернативой счетчикам АЛЬФА, с точки зрения экономических затрат, могут быть использованы:

- Счетчики ПСУЗТА, ПСУ4ТА завода им. Фрунзе, г. Нижний Новгород;
- Счетчики ЦЭ6822, ЦЭ6823 ООО «Энергомер», г.Ставрополь.

Каждый из предоставляемых первичных средств измерений электрической энергии должны соответствовать Российским и международным стандартам (МЭК), быть внесены в Государственный реестр средств измерения РФ и иметь Сертификат соответствия. Подбор средств учета энергоносителей должен производиться в соответствии с техническими требованиями:

- Счетчики учета тепла, счетчики газа и воды должны иметь цифровой интерфейс для программного считывания данных;
- Однотипность протоколов считывания данных;
- Использование в составе счетчиков - датчиков расхода с без диафрагменными методами измерений.

В роли сервера базы данных и рабочих станций абонентов используются персональные компьютеры. В сервер устанавливаются программы, считывающие информацию с счетчиков нижнего уровня и СУБД. Обмен данными между сервером АСКУЭР и рабочими станциями производится на сетевом уровне по ЛВС Ethernet. В соответствии с предоставленными Энергосбытом техническими условиями для определенного объекта выполняется организация каналов передачи данных о потреблении энергоносителей в АСКУЭ Энергосбыта. К примеру, возможны следующие варианты:

1) Непосредственный опрос счетчиков системой Энергосбыта с использованием телекоммуникационных каналов связи. В таком случае для АСКУЭ абонентов уточняются промежутки времени, в течение которых считывание показателей со счетчиков не допустимо.

2) Считанная со счетчиков информация, хранится в специальном каталоге базы данных сервера АСКУЭР. По запросу Энергосбыта данные автоматически передаются

по телекоммуникационному каналу в диспетчерский пункт Энергосбыта.

Разработка системы АСКУЭР включает в себя следующие стадии:

- 1) Формирование требований к системе (обследование объекта и аргументирование необходимости создания системы; разработка требований пользователя к системе);
- 2) Техническое задание (подготовка и утверждение технического задания на разработку системы; получение тех.условий от Энергосбыта);
- 3) Проектирование (разработка проектных решений на систему; разработка нормативно-технической документации; разработка методики метрологического обеспечения системы; согласование проекта с Энергосбытом);
- 4) Ввод в эксплуатацию (комплектация системы и адаптация программного обеспечения к объекту; монтажные и пуско-наладочные работы; приемосдаточные испытания; аттестация системы);
- 5) Техническое обслуживание системы (выполнение работ в соответствии с гарантийными обязательствами).

Требования, предъявляемые к АСКУЭР:

- 1) Показания к назначению.

АСКУЭР должна обеспечивать:

- Коммерческий учет потребляемой электроэнергии и мощности в соответствии с требованиями Энергосбыта и действующими тарифными соглашениями;
- Технический учет потребляемой электроэнергии и мощности согласно главной электрической схеме объекта;
- Учет потребляемой тепловой энергии, учет расхода воды и топливного газа на собственные нужды;
- Оперативный контроль потребляемой мощности и качества электроэнергии;
- Формирование отчетных документов;
- Передачу учетной информации на АРМ АСКУЭР уровня предприятия.

АСКУЭР должна включать функциональные подсистемы:

- Контроля и учета электроэнергии и мощности - АСКУЭ;
- Контроля и учета энергоносителей (тепла, воды, газа) - АСКУЭН.

Требования к первичным средствам измерения:

1) Все первичные средства измерения должны быть внесены в Государственный реестр средств измерения РФ, иметь сертификат об утверждении типа, проходить первичную и периодическую поверку в органах Госстандарта;

2) В качестве первичных средств измерения электрической энергии и мощности должны использоваться многотарифные счетчики с цифровым выходным каналом программного считывания данных;

3) В качестве первичных средств измерения энергоносителей (тепло, газ, вода) должны использоваться счетчики газа, теплосчетчики и счетчики воды, в комплекте с температурными датчиками, датчиками расхода и давления;

4) Теплосчетчики, счетчики воды и газа должны иметь цифровой интерфейс для программного считывания информации;

Первичные средства измерения должны обеспечивать:

- Измерение, сбор, обработку и хранение учетной информации, за каждые 30 минут в течение не менее 35 суток;

- Отображение информации на ЖКИ счетчика;

- Синхронизирование и коррекцию времени и даты;

- Передачу информации по каналам связи;

- Считывание данных на переносной пульт (переносную ПЭВМ) с возможностью перезаписи на сервер АСКУЭР;

- Самодиагностику приборов;

- Резервное копирование информации на случай непредвиденного отключения питания системы; обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа.

Требования к метрологическому обеспечению сервера АСКУЭР:

1) Все аппаратные средства сервера должны иметь сертификат соответствия;

2) С целью утверждения типа, все предоставляемые алгоритмы и программы обработки данных должны быть аттестованы в ходе Государственных испытаний АСКУЭР;

3) Требования к агрегатным средствам и каналам связи;

4) Каналообразующая аппаратура и контроллеры последовательности связи

должны обеспечивать передачу данных от первичных средств измерения (счетчиков) в сервер АСКУЭР по следующим видам каналов телекоммуникации:

- Радиоканалу;
- Телефонному каналу (коммутируемый выделенный);
- Физической линии (прямая связь) интерфейса RS-485.

5) Подключение счетчиков к линиям связи должно осуществляться в соответствии с «Руководством по эксплуатации» счетчика каждого типа;

6) В качестве модемов для коммутируемых телефонных линий применять Hayes-модемы, имеющие режимы автовызова, автоматического выбора скорости передачи, автоответа, встроенные протоколы коррекции ошибок;

Требования метрологического обеспечения:

- 1) Все агрегатные средства связи должны иметь сертификат соответствия;
- 2) К каналам связи метрологические требования не предъявляются;

Требования к взаимодействию с АСКУЭ Энергосбыта:

1) Коррекция времени электросчетчиков коммерческого учета производит АСКУЭ Энергосбыта;

2) Организация пересечений АСКУЭ Энергосбыта и АСКУЭ потребителей должна осуществляться в соответствии с ТУ, выданными Энергосбытом;

3) Система АСКУЭР должна быть внесена в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации, иметь сертификат об утверждении типа, проходить первичную и периодическую поверки в органах Госстандарта;

Для вновь вводимых АСКУЭР организация-разработчик обязана представить следующие документы:

- Техническое задание на разработку АСКУЭР;
- Технические условия на систему в целом и на агрегатные средства измерения, входящие в систему;
- Техническое описание и инструкция по эксплуатации системы; рабочий проект;
- Методику поверки системы.

Аппаратура АСКУЭР должна отвечать требованиям к программно- аппаратным средствам защиты (ГОСТ Р 50739—95), которые должны выполнять:

- Гарантийное разграничение доступа к информации;
- Регистрацию событий, имеющих отношение к защищенности информации;
- Обеспечение доступа только после предъявления идентификатора и личного пароля;
- Запрет на несанкционированное изменение конфигурации системы.

Задание на разработку структурной схемы АСКУЭР компрессорной станции представлено в таблице 3.

Таблица 3 - Исходные данные

№ Варианта	Учет электроэнергии (количество линий)	Учет тепловой энергии (кол.)	Учет потребления газа (кол.)	Учет водопотребления (кол.)	Учет водоотведения (кол.)	Примечание
1	Техн. – 2линий Ком. – 6линий	5	1	3	1	
2	Техн. – 3линий Ком. – 3линий	2	1	2	1	
3	Техн. – 4линий Ком. – 5линий	1	1	6	1	
4	Техн. – 2линий Ком. – 4линий	6	1	1	1	
5	Техн. – 4линий Ком. – 8 линий	3	1	5	1	
6	Техн. – 3линий Ком. – 4линий	4	1	2	1	

Продолжение таблицы 3

7	Техн. – 2линий Ком. – 1линий	5	1	4	1	
8	Техн. – 3линий Ком. – 5линий	3	1	8	1	
9	Техн. – 6линий Ком. – 12 линий	5	1	2	1	
10	Техн. – 5линий Ком. – 4линий	4	1	3	1	
11	Техн. – 7линий Ком. – 7линий	6	1	4	1	
12	Техн. – 4линий Ком. – 3линий	2	1	6	1	
13	Техн. – 2линий Ком. – 9линий	1	1	2	1	
14	Техн. – 2линий Ком. – 5линий	5	1	5	1	
15	Техн. – 3линий Ком. – 10 линий	3	1	1	1	
16	Техн. – 8линий Ком. – 8линий	2	1	2	1	
17	Техн. – 6линий Ком. – 3линий	4	1	5	1	
18	Техн. – 2линий Ком. – 1линий	2	1	4	1	
19	Техн. – 7линий Ком. – 9линий	6	1	6	1	

Продолжение таблицы 3

20	Техн. – 5линий Ком. – 4линий	3	1	4	1	
21	Техн. – 9линий Ком. – 6линий	2	1	6	1	
22	Техн. – 5линий Ком. – 4линий	5	1	2	1	
23	Техн. – 3линий Ком. – 8 линий	4	1	3	1	
24	Техн. – 7линий Ком. – 7линии	6	1	5	1	
25	Техн. – 3линий Ком. – 9линий	5	1	4	1	

Контрольные вопросы:

1. Для чего на предприятии вводятся системы АСКУЭР?
2. Как происходит контроль основных параметров учёта?
3. Опишите структурную схему АСКУЭР.
4. Определить экономическую целесообразность от применения АСКУЭР на промышленном предприятии.

## 3.2 Лабораторная работа № 2 Измерение температуры

**Цель работы:** изучить и освоить навыки в практическом измерении температуры.

**Программа занятия:**

1. Изучить методы измерения температуры;
2. Ознакомиться с приборами измерения температуры;
3. Ознакомиться с комплектующими тепловых счетчиков;

Температура – физическая величина, характеризующая степень нагретости тела. Определить её напрямую невозможно, её значение можно определить по каким-то другим физическим характеристикам тела, которые изменяют свое значение в зависимости от показателя температуры (например, объём, длина, электрическое сопротивление проводника, термоэлектродвижущая сила, энергетическая яркость излучения и т.д.).

На сегодняшний день для определения температуры используется Международная практическая температурная шкала, выстроенная по основным постоянным точкам. Температура, измеренная по этой шкале, близка к термодинамической температуре. В качестве основных постоянных точек (реперных точек) взяты точки фазового равновесия химически чистых элементов (водорода, неона, кислорода, воды, цинка, серебра, золота). Работа манометрических термометров основана на взаимосвязи давления термометрического вещества в герметически замкнутом объёме от температуры. Принцип работы термоэлектрического термометра основывается на строгой зависимости электродвижущей силы термометра от температуры.

Термометр – прибор, представляющий собой цепь, составленную из двух неоднородных проводников. При разности температур в участках соединения этих проводников в термометре возникает термоэлектродвижущая сила, являющаяся функцией разности температур мест соединения. Корректировка на температуру свободных концов термометра вводится согласно термо-ЭДС термометра, а также зависит от его градуировки.

Фактически любые два неоднородных проводника могут сформировать термоэлектрический термометр, однако учитывая целый ряд требований (жаростойкость, жаропрочность, химическая стойкость, воспроизводимость, стабильность, однозначность и линейность градуировочной характеристики), на практике наиболее часто применимы типовые термоэлектрические термометры (медь-копелевые, железо-медноникелевые, хромель-копелевые, платинородий-платиновые, хромель-алюмелевые и т. д.). Для измерения температуры термоэлектрическим термометром следует подсоединить к нему вторичный прибор. В виде вторичного прибора применимы милливольтметры, реализующие метод непосредственной прямой оценки, и потенциометры (автоматические и с ручным управлением), реализующие компенсирующий метод измерения термо-ЭДС.

Студент обязан знать и понимать принцип действия вторичных приборов (милливольтметра и потенциометра), кроме того требуется знать их метрологические свойства. Принцип работы электрических термометров сопротивления основан на непосредственной зависимости сопротивления (чаще всего металлов) от температуры. Такие термометры изготавливаются, как правило, из чистых металлов, которые более подробно отвечают требованиям, предъявляемым к материалам, изложенным выше. Электрические и термоэлектрические термометры являются первичными преобразователями энергии, преобразующими изменение температуры в изменение другой физической величины, удобной для замера.

С целью измерения электрического сопротивления термометра, следовательно и температуры, к нему необходимо подключить вторичный преобразователь – логометр или автоматический уравновешенный мост.

Бесконтактные методы измерения температуры – методы, при которых отсутствует непосредственный контакт между чувствительным элементом термометра и измеряемым телом или средой. Такой метод теоретически не имеет верхнего предела измерения. К таким методам относится, например, метод измерения температуры тела по его тепловому излучению.

Оптический метод измерения температуры основывается на установлении яркостной температуры тела, т.е. температуры абсолютно черного тела, при которой

спектральная энергетическая яркость его равна яркости реального тела, имеющего действительную температуру. Яркостную температуру тел определяют с помощью оптических пирометров, затем уже при известной яркостной температуре рассчитывается действительная температура тела.

В комплектующей части теплосчетчиков применяются преобразователи температуры двух основных видов конструктивного исполнения:

- вставные преобразователи с вмонтированным сигнальным кабелем;
- ввинчиваемые преобразователи с головкой для подключения сигнального кабеля.

Такие ПТ помещают в защитную гильзу, располагаемую в потоке теплоносителя. Гильза защищает преобразователь от разрушения при больших скоростях движения потока теплоносителя.

Длина погружаемой части ввинчиваемого преобразователя или защитной гильзы, зависит от внутреннего диаметра трубопровода, и способа установки: перпендикулярно оси трубопровода, под углом  $45^\circ$  или в колено трубопровода вдоль его оси. Защитная гильза вворачивается в бобышку, которая приваривается к трубопроводу под углом  $45^\circ$  или  $90^\circ$  к его оси (рисунок 16).

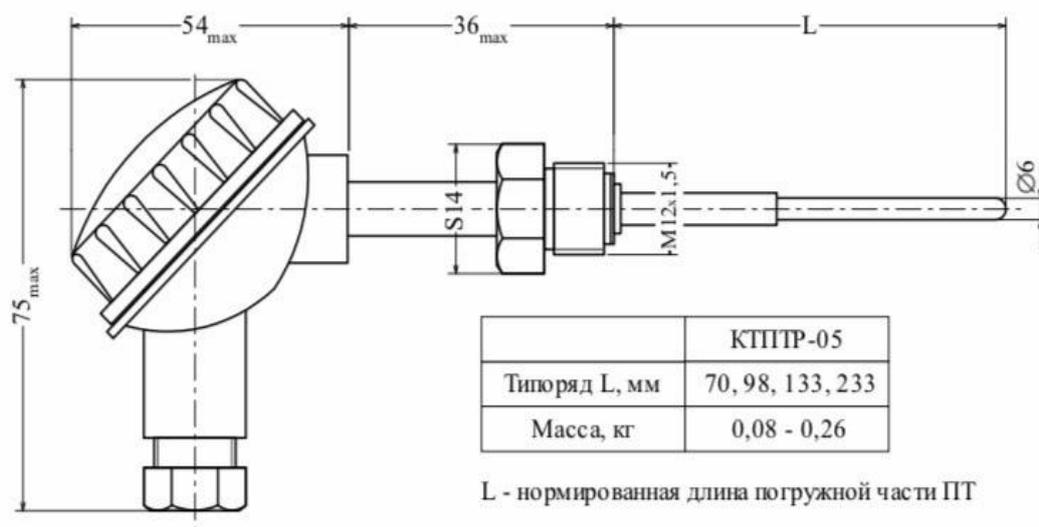


Рисунок 16– Внешний вид и массо-габаритные характеристики ввинчиваемого преобразователя теплоты

В тепловых счетчиках используются температурные преобразователи различных видов, подобранных в пару, удовлетворяющих условиям эксплуатации. На практике, при поставке используются наиболее часто применяемые ввинчиваемые преобразователи температуры КТПТР-05 фирмы «ТЕРМИКО» (рисунок 17).



Рисунок 17 – Внешний вид вставляемого ПТ (масса не более 0,4 кг).

Скорость теплоносителя в предполагаемом месте установки преобразователя температуры не должна превышать 4 м/с. Для эксплуатации преобразователя температуры на скоростях потока, превышающих нормированную, необходима установка защитных гильз с соответствующими характеристиками. Преобразователи температуры в подающем и обратном трубопроводах должны быть смонтированы одинаковым образом: либо перпендикулярно к оси трубопровода, либо под определенным углом навстречу движущемуся потоку теплоносителя, либо в коленах трубопровода навстречу потоку теплоносителя (рисунок 18). Для установки температурного преобразователя поставляются штуцера двух основных видов: прямой или наклонный.

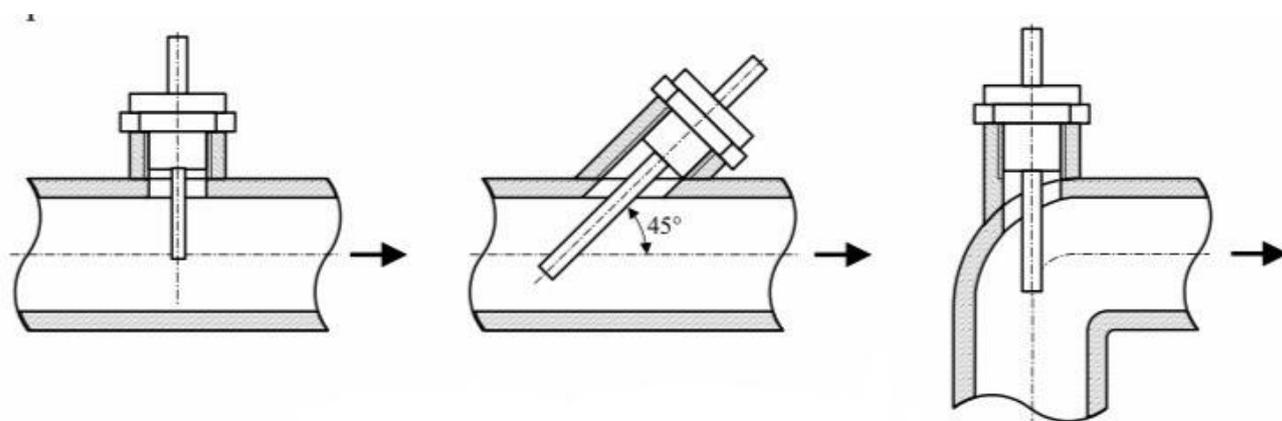


Рисунок 18 – Способы установки ПТ

В зависимости от внутреннего диаметра трубопровода в местах установки преобразователя температуры и способа установки рекомендуется выбирать типоразмер по таблице 4. Допускается осуществлять выбор типоразмера в соответствии с региональными требованиями или нормативами.

Таблица 4- Соотношение длин ПТ и возможные диаметры трубопроводов для прямой и наклонной бобышки

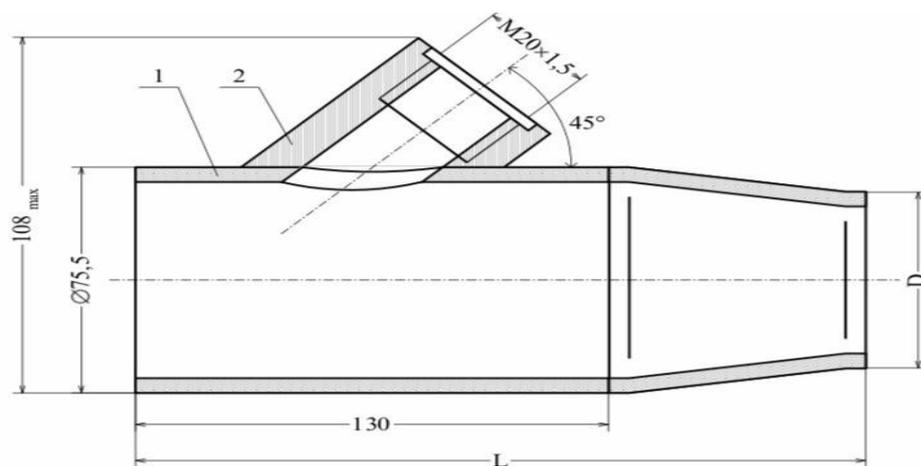
Нормированная длина КТПТР-05, L, мм	Внутренний диаметр трубопровода, мм	
	Прямой штуцер	Наклонный штуцер
70	60 – 170	40 – 105
98	85 – 260	60 – 160
133	120 – 380	85 – 240
223	210 – 670	150 – 450

Установка преобразователей в трубопроводы меньших диаметров может осуществляться либо в колено, либо в специальный расширитель соответствующего типоразмера (рисунок 18), который приваривается к диффузору сборочно-сварной конструкции.

Требования по монтажу сигнальных кабелей преобразователей температуры.

В качестве сигнального кабеля преобразователя температуры должен использоваться трех– или четырехжильный кабель в экране, сечение жил не менее 0,12 мм<sup>2</sup>. Рекомендуется кабель КММ 3·0,12 мм<sup>2</sup> или КММ 4·0,12 мм<sup>2</sup>.

Сигнальные кабели подобранных пар преобразователя температуры обязаны иметь одинаковую длину. Допустимый разброс по длине – не более 0,2 м.



$D_y$	$D, \text{мм}$	$L, \text{мм}$	Масса, кг
50	57	200	1,4
40	45	200	1,4
32	38	185	1,3

Рисунок 19– Расширитель для установки преобразователей температуры в трубопроводы малых диаметров: 1 – расширитель; 2 – штуцер для установки ПТ

Преобразователь температуры рекомендуется устанавливать в трубопровод после соответствующего ПР по направлению потока, чтобы температурный преобразователь не создавал колебаний в поток теплоносителя. Не допускается наличие капающей на преобразователь температуры жидкости.

При подготовке к монтажу концы сигнальных кабелей должны разделяться в соответствии с ГОСТ 23587: зачищается изоляция на длину 5 мм, и концы облаживаются. На концы сигнальных кабелей, подключаемых к ПТ, должны напаяться наконечники под винт М4. При подключении к ПТ следует использовать шайбы-«звездочки» или гровер-шайбы.

Для защиты от механических повреждений рекомендуется размещать сигнальные кабели в металлических трубах или металлорукавах. Допустимо расположение в одной трубе (металлорукаве) несколько сигнальных кабелей.

Контрольные вопросы:

1. Назовите основное назначение термометров.
2. Перечислите методы измерения температуры.
3. Перечислите методы измерения, применяемые при учете энергоресурсов.
4. Опишите принцип действия и конструкцию ртутного и манометрического термометров.
5. Опишите принцип действия термометра сопротивления. Назовите способы подключения к измерительным приборам.
6. Способы установки термометров на трубопроводах и вертикальной стене.
7. Назначение, принцип действия и использование пирометров.

### **3.3 Лабораторная работа №3 Теплофизические методы измерения в энергетических установках**

**Цель работы:** Ознакомиться с теплофизическими методами измерения в ядерной энергетике, с видами и основными характеристиками приборов учета.

**Программа занятия:**

1. Рассмотреть преимущества и недостатки теплофизических методов измерения;
2. Изучить приборы, используемые для измерения тепловых характеристик в ядерной энергетике;
3. Изучить структуру и принцип работы термопреобразователей;
4. Изучить структуру и принцип работы калориметров;

Трудности, сопутствующие диагностике ядерных энергетических установок, обусловлены такими факторами, как совместное течение различных по природе физических процессов в активной зоне, взаимосвязь основных процессов, для которых характерен стохастический характер, отсутствие доступа к основным узлам и оборудованию установок, условия эксплуатации ядерной энергетической установки.

Важной особенностью реакторных измерений считается воздействие излучений на работу датчиков. Радиационные повреждения в материалах способны оказывать значительное воздействие на проявление физических свойств и законов, которые определяют принцип работы датчиков, приводящих к изменению их конструктивных параметров и режимов эксплуатации. Так как в полном объеме невозможно устранить радиационные эффекты, главным требованием, предъявляемым к ядерным энергетическим установкам, является принцип «Контроля каждого из определяющих устойчивую работу ядерных энергетических установок параметров должен осуществляться датчиками, действие которых основано на двух или более различных физических принципах», сформулированный Субботиным В.И.[13]

В процессе регулирования параметров ядерного реактора, определяющих его работу, разрешается изменять нагрузку блока с ограниченной скоростью- не больше 3%-

5% процентов в минуту для реакторов водо-водяных энергетических реакторов. Процесс преобразования ядерной энергии в энергию тепловую, происходящий в активной зоне, протекает небольшой промежуток времени. По этой причине, датчики системы управления и защиты реактора должны быть подобраны таким образом, чтобы обеспечивать бесперебойную работу в обычном и аварийном режимах.

Значительная степень теплонапряженности и гетерогенная структура активной зоны оказывают большое влияние на распределение температурного поля. Отсюда следует, что используемые в ядерной энергетической установке датчики обязаны выдерживать большие перепады температур. Установка датчиков в узлах с наибольшим напряжением элементов рабочей зоны будет способствовать повышению энергоэффективности всей установки в целом.

Наличие в рабочей зоне большого количества элементов из периодической системы Д. И. Менделеева, имеющих сложный изотопный состав, определяют жесткие требования, предъявляемые к режиму работы приборов учета. Совместно с воздействием внешней среды на измерительные приборы, химические процессы, протекающие во внутренней структуре датчика, могут влиять на микропроцессорное оборудование и искажать показания приборов или полностью выводить их из рабочего состояния.

При взаимодействии материала датчика с нейтронами, гамма квантами и заряженными частицами, возникает большое количество свободных электронов и положительно заряженных ионов. В процессе перехода электронов из одной зоны в другую может возникать такое явление как возникновение паразитных токов и напряжений, оказывающих воздействие на работу все электрической цепи.

Процесс проведения измерений в рабочей зоне имеет ряд трудностей обусловленных невозможностью экстренного устранения повреждений, образующихся в процессе работы приборов учета. Время работы по устранению неисправностей в приборах учета, определяется в соответствии с регламентом проведения работ в ядерном реакторе.

Большая часть энергии, образующаяся в процессе деления частиц, выделяется в рабочей зоне реактора и представляет собой тепловую энергию (приблизительно 85 %). На первый взгляд похожие между собой, однако, принципиально разные понятия

распределения полей энерговыделения и тепловыделения. Понятие «энерговыделение» определяет полную мощность источника ядерной энергии (включая и не преобразуемые в тепло виды, например, энергию антинейтрино), а понятие «теповыделение» характеризует часть энергии деления, используемую в процессе выделения температуры, и отображает эффективность процесса преобразования ядерной энергии в тепловую. Существующие приборы учета не могут точно измерить тепловыделение в ядерном реакторе путем «прямых» измерений. Величину тепловыделения можно вычислить только по измеренным значениям подогрева, расхода и параметров теплоносителя с помощью первого начала термодинамики. Косвенным образом величину тепловыделения и его распространение по объему рабочей зоны определяют путем измерения энергии и выхода продуктов реакции распада при соответствующих нормах приборов учета энерговыделения.

Для определения понятий тепловыделения и энерговыработки ядерной энергетической установки совместно с тепловыми методами измерения, получили широкое распространение нейтронные, гамма-методы, активационные, радиохимические и нейтринные методы. Некоторые виды методик комбинируют данные методы, для достижения более точных результатов. Однако немаловажную роль в процессе измерения и учета основных параметров ядерной энергетической установки имеют тепловые методы контроля.

Использование методов теплофизического контроля позволяют определять абсолютные величины полной мощности реактора и ее составляющих (мощности петель, тепловыделяющая сборка). Именно поэтому теплофизические методы приняты за эталон для градуировки и абсолютной калибровки средств измерений другими методами.

Главным недостатком теплофизических методов является их инерционность. Скорость протекания реакции в ядерных процессах на несколько порядков выше скорости передачи тепла теплоносителю. Таким образом, применение методов теплофизического контроля нецелесообразно для контроля параметров быстропротекающих реакций. Помимо этого, данным методам свойственна малочувствительность за пределами энергетического диапазона изменения мощности реактора.

Датчики теплотехнического контроля параметров первого и второго контуров:

Теплотехнический способ энерговыделение в петле реактора или по всему объему рабочей зоны определяется по подогреву теплоносителя из уравнения теплового баланса:

$$W = G (i_{\text{ВЫХ}} - i_{\text{ВХ}}) \quad (1)$$

где  $G$  – расход;  $i_{\text{ВЫХ}}$ ,  $i_{\text{ВХ}}$  – энтальпии теплоносителя на входе и выходе из данной петли реактора или всей рабочей зоны.

Энтальпия теплоносителя определяется в соответствии с показаниями датчиков температуры и давления (для однофазного теплоносителя), а также паросодержания (в случае кипящего теплоносителя). Так как подогрев теплоносителя, на малых уровнях мощности энергореактора невелик, то к точности измерения температуры предъявляют особые требования.

В пределах активной зоны в виде датчиков температуры широко распространены термоэлектрические преобразователи двух видов: хромель - алюмель и вольфрам - рений. Погрешность измерения температуры с помощью термоэлектрических преобразователей, расположенных в рабочей зоне, может соответствовать 4 % от подогрева теплоносителя. По этой причине, для фиксирования температуры за пределами рабочей зоны применяют термопреобразователи сопротивления, точность измерения которых значительно выше по сравнению с термоэлектрическими преобразователями. Погрешность в процессе определения температуры при помощи термопреобразователей сопротивления составляет  $0,02^{\circ}\text{C} - 0,005^{\circ}\text{C}$ .

Датчики для внутри зонных измерений температуры:

В области рабочих температур до  $900^{\circ}\text{C}$  широко распространены термопреобразователи вида хромель-алюмель, а в термопреобразователи вида вольфрам-рений используются при диапазоне рабочих температур до  $2200^{\circ}\text{C}$

Термоэлектрические преобразователи представляют собой тонкостенную трубку небольшого диаметра, внутри которой размещены термоэлектроды, изолированные друг от друга и внешней оболочки. Так как трубка с термоэлектродами образует кабель, то такие преобразователи иногда называются кабельными. Главные достоинством

кабельных преобразователей является: удобство монтажа, механическая прочность и химическая стойкость. Термоэлектрические преобразователи могут быть изготовлены следующих видов:

- Однозонные и многозонные (до семи зон);
- В стальной и жаропрочной оболочке;
- С изолированным рабочим спаем и неизолированным;
- Круглого постоянного сечения рабочего участка.

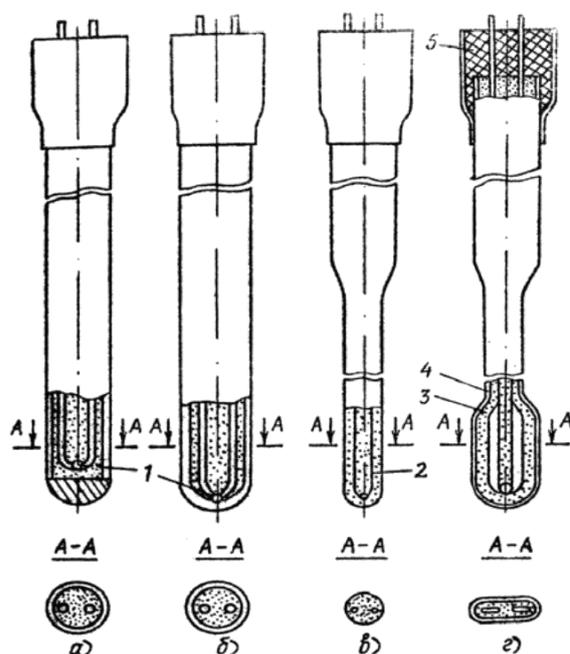


Рисунок 20 – Схемы однозонных термоэлектрических преобразователей для измерения средних температур: а – с изолированным спаем; б – с неизолированным, в – с тонким рабочим концом; г – с уплощенным; 1 – спай; 2 – термоэлектроды; 3 – изоляция; 4 – оболочка; 5 – герметизация выводов.

На рисунке 20 представлены схемы однозонных термоэлектрических преобразователей для измерения средних температур. Термопреобразователи для средних температур имеют изоляцию из  $Al_2O_3$  и  $MgO$ . В высокотемпературных термоэлектрических преобразователей в качестве изоляции используется соломка из  $BeO$ .

Кроме типичных вариантов термоэлектрических преобразователей могут использоваться и нестандартные варианты их исполнения. Минимальный диаметр однозонного термоэлектрического преобразователя (так называемой микротермопары) составляет 0,1 мм. Способ крепления рабочего спая термоэлектрического преобразователя к контролируемому объекту задают точность и инерционность измеряемого параметра. Для обеспечения хорошего теплового контакта используют всевозможные способы крепления (заделка в дистанционирующее или искусственное ребро, заделка с углублением в поверхность, крепление с помощью хомута, прижима или пайки).

За пределами рабочей зоны совместно с термоэлектрическими преобразователями используются термопреобразователи сопротивления, выполненные из чистых металлов. Наибольшее распространение на атомных энергетических станциях получили платиновые термопреобразователи сопротивления.

Конструкция платинового термометра представлена на рисунке 27. Чувствительный элемент термометра выполнен из тонкой ( $D = 0,5$  мм) платиновой проволоки высокой чистоты, намотанной бифилярно на каркас из слюды. Габаритные размеры чувствительного элемента достаточно значительны, что затрудняет проведение локальных измерений температуры. По сравнению с термоэлектрическими преобразователями термопреобразователям сопротивления свойственна большая инерционность измерений, продолжительный разогрев чувствительного элемента. Для работы термопреобразователей сопротивления необходим источник питания. Возможность измерения температур в диапазоне от 0 до 600 °С с погрешностью  $\pm 0,05$  °С делают платиновые термометры незаменимыми для определения температуры теплоносителя в первом контуре.

Для измерения такого параметра как давления теплоносителя используются мембранные и пружинные манометры класса 1,0. Принцип действия манометров основан на преобразовании перемещения чувствительного элемента под действием измеряемого давления в унифицированный токовый сигнал. Так, используемый в реактореводо-водяной энергетического блока датчик типа «Сапфир» перемещение мембраны с помощью терморезисторов преобразуется в нормированный электрический сигнал (0 мА – 5 мА).

Метод определения расхода по перепаду давления на сужающем устройстве, измеряемый дифференциальным манометром наиболее часто применяется в энергетике и дает погрешность около 2 % – 2,5 %. Использование данного метода для измерения расхода в первом контуре ядерного реактора нецелесообразно из-за ряда сопутствующих трудностей: отсутствие прямых участков трубопровода достаточной длины, необходимость специальной тарировки. Иногда расход в первом контуре ядерного реактора определяется по перепаду давления на главном циркуляционном насосе в соответствии с его паспортными характеристиками.

Вышеперечисленные особенности требуют определять тепловую мощность реактора методом обратного баланса по теплоносителю второго контура.

Измерение поглощенной энергии калориметрическим способом в ядерных реакторах основано на том, что практически вся энергия излучения, переданная облучаемому веществу, превращается в тепло.

В основе принципа действия калориметра лежит связь объемного тепловыделения в образце с изменением его температуры, задаваемая законом сохранения энергии. Уравнение теплопроводности для «тонких объемов» имеет вид:

$$\rho C_p V \frac{\partial t}{\partial \tau} = q_v V - \alpha F (t - t_c), \quad (2)$$

где  $t$  – температура образца,  $t_c$  – температура охлаждающей среды;  $V$ ,  $F$  – соответственно объем и площадь теплопередающей поверхности образца;  $q_v$  – мощность внутренних источников тепловыделения в образце.

Решение уравнения (2) для образца, который в начальный момент времени имел температуру  $t_0$  и был мгновенно помещен в среду с температурой  $t_c$

$$t - t_c = (t_0 - t_c) \cdot \exp \left( - \frac{\alpha F \tau}{\rho C_p V} \right) \quad (3)$$

Выражение соответствующее кинетическому методу реакторной калориметрии, заключающийся в регистрации нагрева и охлаждения образца, при наличии теплообмена на его поверхности. Если тепло, генерируемое в образце, не рассеивается в окружа-

ющую среду ( $\alpha \rightarrow 0$ ), реализуется адиабатический метод. В этом случае температура образца линейно возрастает во времени:

$$t - t_o = \frac{q_v}{\rho C_p} \quad (4)$$

Причем скорость возрастания температуры пропорциональна поглощенной в образце мощности.

В экспериментах на реакторе также используют стационарный изометрический метод калориметрии, который предусматривает наличие внешней оболочки калориметра с постоянной температурой. В этом случае решением уравнения (2) является выражение:

$$t - t_c = \frac{q_v V}{\alpha F} \quad (5)$$

В зависимости от условий теплообмена между поверхностью образца и оболочкой различают вакуумный, газовый и твердотельный калориметры, в которых величина коэффициента теплоотдачи определяется по законам теплового излучения, естественной конвекции и теплопроводности.

Существует большое разнообразие типов и конструкций калориметров, используемых в реакторах, что обусловлено разнообразием размеров и устройств экспериментальных каналов, диапазонов интенсивности излучения, видов исследуемых материалов. По виду регистрируемого излучения различают нейтронные и  $\gamma$ -чувствительные калориметры. Для первых в качестве материала рабочего образца используют сплавы с делящимся веществом, для вторых – металлы с большим сечением поглощения  $\gamma$ -квантов и малыми сечениями поглощения и рассеяния нейтронов.

Корпус калориметра состоит из тонкостенной трубы из нержавеющей стали. Длина корпуса в зависимости от размеров используемых образцов может находиться в пределах от 200 до 400 мм. Нижний конец корпуса загерметизирован, верхний герметично соединен с подвеской. Подвеска представляет собой полую трубку, через

которую выводятся все термопарные провода и кабели электронагревателя. Подвеска с калориметром может быть установлена в охлаждаемый водой переносной канал, который в свою очередь может быть помещен в любой экспериментальный канал реактора, где требуется осуществить измерение энерговыделения. Симметрично относительно средней плоскости корпуса калориметра располагаются два образца: верхний – рабочий образец и нижний – образец-свидетель. При измерениях высотное положение калориметра выбирают таким образом, чтобы энерговыделение в обоих образцах было одинаковым.

Для измерения утечек тепла с торцевых точек поверхности датчики закрепляются на торцевых опорах. Фиксирование опор пружинами необходимо для компенсации возникающих термических напряжений. На боковой поверхности образца расположен электронагреватель. Образец-свидетель не имеет нагревателя, однако для полного соответствия с эталонным образцом он имеет аналогичную обмотку. Измерение температуры осуществляется микротермопарами. Микротермопары, предназначенные для измерения температуры боковых поверхностей, зачеканены в средних сечениях образцов. В тех же сечениях калориметра укреплены микротермопары, измеряющие температуру корпуса. Для учета торцевой утечки тепла предусмотрена закрепленная в нижней части рабочего образца термопара.

Представленная выше конструкция дает возможность использования различных методов реакторной калориметрии. Так, например, адиабатический метод реализуется при резком внесении калориметра в рабочую зону. Использование данного метода целесообразно в условиях малого энерговыделения, например, при фиксировании энерговыделения на остановленном реакторе. Отсутствие теплового равновесия между калориметром и рабочей средой влияет на величину относительной погрешности измерения.

При фиксированном положении калориметра в рабочем объеме реактора имеет место изотермический метод измерения температуры. В данном случае погрешность измерения определяется точностью измерения величины  $\alpha$  в выражении (5) и утечек тепла с торцевой части образца.

Наличие в калориметре обогреваемого образца и образца-свидетеля дают возможность применять абсолютное значение мощности электрического нагревателя для градуировки калориметра и увеличения точности определения объемного энерговыделения. При подаче известной электрической мощности  $W$ , на нагреватель рабочего образца, разность температур между поверхностью образца и корпусом  $t_{об}$  возрастает на величину

$$\delta \Delta t_{об} = \frac{W}{\alpha F} \quad (6)$$

Выражение (6) позволяет определить величину коэффициента теплоотдачи и по аналогично измеряемой разности температур образца-свидетеля и корпуса  $t_c$  найти неизвестную мощность внутренних источников тепловыделения:

$$q_v = \frac{W}{V} \cdot \frac{\Delta t_c}{\delta \Delta t_{об}} \quad (7)$$

В современных ядерных энергетических установках для контроля и учета основных параметров применяют комплексные методы теплофизического измерения, основанные на взаимодействии с приборами учета, в основе действия которых лежат иные физические принципы.

Для примера рассмотрим измерительный зонд РУ АСТ-500 (рисунок 28), включающий в себя:

- Шесть датчиков прямого заряда с родиевыми эмиттерами, равномерно размещенных по высоте рабочей зоны;

- Четыре термопары типа хромель-алюмель (одна термопара – для измерения температуры теплоносителя в индивидуальном тяговом участке на расстоянии 1,5 – 2 метра от верхней части рабочей зоны, другая термопара – для измерения температуры на входе в рабочую зону, две термопары – для измерения скорости движения теплоносителя);

- Медный термометр сопротивления – предназначенный для измерения температуры свободных концов термопар;

- Индукционный датчик – необходимый для измерения числа оборотов турбины;

-Калибровочный канал, в который помещаются активационные датчики.

Использование измерительного зонда РУ АСТ-500 позволяет осуществлять измерения параметров ядерного реактора с комплексным использованием различных физических методов контроля.

Определение абсолютной мощности базируется на измерении подогрева теплоносителя с использованием термопар и термометра сопротивления. Абсолютное значение температуры теплоносителя определяется с помощью термометра сопротивления, перепад температур – с помощью первой и последней термопар (по ходу движения теплоносителя).

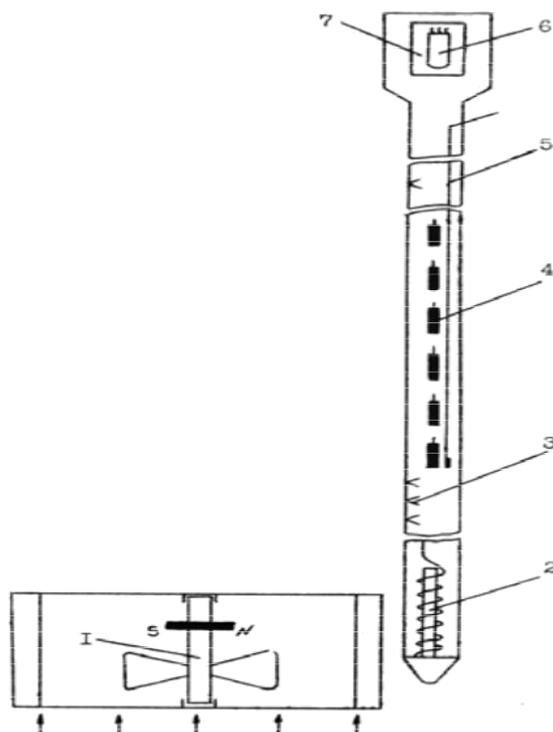


Рисунок 21 – Измерительный зонд РУ АСТ-500: 1 – турбинка; 2 – магнитопровод; 3 – чувствительный элемент магнитного расходомера; 4 – термопара ; 5 – ДПЗ; 6 – калибровочный канал; 7 - термометр сопротивления; 8 – термостат.

Для измерения расхода корреляционным методом используются близко расположенные относительно друг друга вторая и третья термопары. Турбинный расходомер применяется в ядерных реакторах для тарировки корреляционных датчиков. Ресурс работы турбинного расходомера обусловлен особенностями работы подшипников

ротора и приблизительно равен 700 часам. По этой причине использование турбинного расходомера целесообразно только в начальный момент работы зонда.

Абсолютная величина тепловой мощности, измеряемая по температуре теплоносителя применяется для оттарирования показаний датчиков прямого заряда и фиксирования распределения тепловой мощности по высоте. За счет использования девятнадцати зондов, размещенных симметрично по отношению к сечению активной зоны, удается вычислить радиальное распределение температур.

Из перечисленного выше следует, что измерение температуры теплоносителя в первом контуре необходимо для нормирования показаний штатных приборов учета мощности, принцип действия которых основан на использовании физических явлений (ионизационных камер, расположенных за пределами рабочей зоны, датчиков прямого заряда и активационных индикаторов, размещенных внутри ядерного реактора).

Показатели тепловой мощности, получаемые в процессе измерения температуры теплоносителя незаменимы при использовании передовых методов контроля мощности по нейтринному излучению и радиационного метода измерения расхода по спаду  $\gamma$ -активности теплоносителя в первом контуре за пределами активной зоны.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите основные факторы, оказывающие влияние на работу датчиков в реакторных условиях.
2. Сформулируйте использование теплофизических методов контроля для:
  - а) измерения абсолютных величин тепловыделения.
  - б) нахождения пространственного распределения тепловыделения по объему активной зоны;
  - г) оперативного управления и защиты реактора.
3. Охарактеризуйте возможности термодатчиков, используемых в реакторных условиях (диапазон измеряемых температур, погрешность, инерционность).
4. Какие особенности конструкций ТЭП позволяет уменьшить их инерционность и погрешность?

5. В чем могут заключаться отличия в тарировке внутриреакторных и внереакторных термодатчиков?

6. Каким образом влияет погрешность измерения давления в первом контуре на точность определения тепловой мощности и энерговыработки реактора?

7. Оцените длину трубопровода первого контура, необходимую для использования классических методов измерения расхода по перепаду давления на сужающем устройстве (например, диафрагма).

8. Какие физические параметры измеряются, а какие рассчитываются при использовании калориметра?

9. В чем отличия различных методов реакторной калориметрии?

10. Какие датчики используются для измерения расхода в измерительном зонде для РУ АСТ-500?

11. Можно ли с помощью измерительного зонда АСТ-500 определить высотное распределение тепловыделения?

12. Как используются результаты теплофизических измерений при обработке показаний нейтронных и  $\gamma$ -датчиков?

### **3.4 Лабораторная работа № 4 Измерение расхода и объема жидких и газообразных сред**

**Цель работы:** изучить и овладеть практическими навыками измерения расхода и объема жидких и газообразных сред.

#### **Программа занятия:**

1. Изучить требования, предъявляемые к приборам учета воды;
2. Рассмотреть основные виды расходомеров, их преимущества и недостатки;
3. Изучить способы установки счетчиков и преобразователей расхода на трубопроводах;
4. Изучить требования, предъявляемые к приборам учета газа;

Для вновь строящихся, реконструируемых и капитально ремонтируемых зданий с системами холодного и горячего водоснабжения, а также только холодного водоснабжения, необходимо устанавливать приборы измерения потребляемых энергоносителей – счетчики холодной и горячей воды, характеристики которых обязаны удовлетворять требования действующих стандартов.

Водяные счетчики требуется устанавливать на подающем и обратном трубопроводе холодной и горячей воды в каждое здание и сооружение, в каждую квартиру жилых зданий и на ответвлениях трубопроводов в магазины, столовые, рестораны и другие помещения, встроенные или пристроенные к жилым, производственным и общественным зданиям.

В системах раздельного противопожарного водопровода монтаж приборов учета воды не требуется.

На ответвлениях к отдельным помещениям общественных и производственных сооружений, а также на подводках к отдельным санитарно-техническим приборам и к технологическому оборудованию счетчики воды устанавливаются по требованию клиента.

Приборы учета горячей воды (на температуру воды до 90°С) необходимо устанавливать на подающем и циркуляционном трубопроводах горячего водоснабжения с установкой обратного клапана на циркуляционном трубопроводе.

Диаметр условного прохода приборов учета воды необходимо подбирать опираясь на значение среднечасового расхода воды за определенный период потребления (сутки, смену), который не должен превышать рабочего, принимаемого по таблице 4.

Счетчик с принятым диаметром следует проверять:

– На пропуск максимального расчетного секундного расхода воды, при этом потери напора в приборах учета воды не должны превышать 5,0 м для крыльчатых и 2,5 м для турбинных счетчиков;

– На пропуск максимального (расчетного) секундного расхода воды, учитывая расход воды на внутреннее пожаротушение, при этом потери напора не должны превышать 10 м.

Потери давления в счетчиках  $h$ , м, при расчетном секундном расходе воды  $q$ , л/с, следует определять по формуле:

$$h = Sq^2, \quad (8)$$

где  $S$  - гидравлическое сопротивление счетчика, принимаемое согласно таблице 4.

При необходимости регулирования расхода воды и нецелесообразности использования для этой цели крыльчатых и турбинных счетчиков воды необходимо применять расходомеры других видов. Подбор диаметра условного прохода и установку расходомеров требуется осуществлять согласно требованиям надлежащих технических условий.

Счетчики холодной и горячей воды необходимо устанавливать в помещении с нормированным освещением и температурой внутреннего воздуха выше 5°С в удобном, с точки зрения доступности, месте для их периодического опроса и обслуживания техперсоналом.

С каждой стороны счетчика следует предусматривать прямые участки трубопроводов, длина которых определяется в соответствии с государственными стандартами на

счетчики для воды, вентили или задвижки. Между счетчиком и вторым (по движению воды) вентилем или задвижкой необходимо устанавливать спускной кран.

Обводную линию у приборов учета холодной воды следует предусматривать, условия что:

- Имеется один ввод водопровода в жилое помещение;
- При выборе условного диаметра счетчика не учитывался расход воды на внутреннее пожаротушение.

На обводной линии необходимо монтировать задвижку, опломбированную в закрытом положении. Задвижка для пропуска воды на пожаротушение должна быть с электроприводом.

Обводную линию следует рассчитывать на максимальный расход воды, учитывая расходы на пожаротушение.

Задвижка с электроприводом обязана работать автоматически от кнопок, функционирующих у пожарных кранов, или от механизмов противопожарной автоматики. С включением пожарных насосов при низком давлении в водопроводной сети открытие задвижки должно блокироваться.

Обводную линию у приборов учета горячей воды учитывать не требуется.

На территории жилых комплексов на период пожаротушения разрешается прекращение подачи воды в систему горячего ГВС. При этом необходимо обеспечивать автоматическое отключение подачи воды в эту систему.

Таблица 4- Технические характеристики крыльчатых и турбинных счетчиков воды

Диаметр условного прохода счетчика, мм	Параметры					
	Расход воды, м <sup>3</sup> /ч			Порог чувствительности, м <sup>3</sup> /ч, не более	Максимальный объем воды за сутки, м <sup>3</sup>	Гидравлическое сопротивление счетчика $S$ , м/(л/с) <sup>2</sup>
	Минимальный	Эксплуатационный	Максимальный			
15	0,03	1,2	3	0,015	45	14,5
20	0,05	2	5	0,025	70	5,18

Продолжение таблицы 4

25	0,07	2,8	7	0,035	100	2,64
32	0,1	4	10	0,05	140	1,3
40	0,16	6,4	16	0,08	230	0,5
50	0,3	12	30	0,15	450	0,143
65	1,5	17	70	0,6	610	$810 \cdot 10^{-5}$
80	2	36	110	0,7	1300	$264 \cdot 10^{-5}$
100	3	65	180	1,2	2350	$76,6 \cdot 10^{-5}$
150	4	140	350	1,6	5100	$13 \cdot 10^{-5}$
200	6	210	600	3	7600	$3,5 \cdot 10^{-5}$
250	15	380	1000	7	13700	$1,8 \cdot 10^{-5}$

Расход газа промышленными, транспортными, сельскохозяйственными, коммунально-бытовыми и иными организациями без использования приборов учета не допускается.

Учет объема газа, отпускаемого снабжающей организацией, требуется производить по узлам учета поставщика или потребителя газа, установленными согласно требованиям действующих норм и правил. Приборы измерения, входящие в комплектацию узлов учета газа, обязаны иметь сертификат Госстандарта РФ об утверждении типа и пройти поверку в органах Государственной метрологической службы.

На каждом узле учета посредством измерительных средств определяются:

- Период функционирования узла учета;
- Расход и объем газа в рабочих и нормальных условиях;
- Среднечасовая и среднесуточная температура газа;
- Среднечасовое и среднесуточное давление газа.

Учет и измерение объема газа, производимые в узлах учета, осуществляются по методикам выполнения измерений, аттестованным в установленном порядке. Определение объема газа должно выполняться для нормальных условий. По согласованию снабжающей организации и потребителя газа определение количества газа может

осуществляться по счетчикам с автоматической корректировкой по температуре или по температуре и давлению. На узле учета должна быть обязана заполняться резервная копия всех измеряемых параметров газа в бумажном виде.

Узел учета должен быть оснащен системой защиты от несанкционированного доступа.

Пределы измерений узла учета должны обеспечивать измерение расхода и количества во всем диапазоне расхода газа, причем минимальная граница измерения расхода должна определяться исходя из предельной допустимой погрешности измерений расхода.

На сегодняшний момент широкое применение нашли 5 основных видов расходомеров, на основе которых собираются теплосчетчики. Это расходомеры переменного перепада давления, тахометрические, вихревые, ультразвуковые и электромагнитные. Каждый из них основан на разных принципах измерения расхода протекающего через них энергоносителя.

Характерные особенности каждого вида расходомеров в составе теплосчетчиков обуславливают их недостатки:

– Тахометрический – не производит измерение мгновенного расхода, создает дополнительные гидравлические потери, имеет вращающиеся детали, расположенные в сечении трубопровода, не приспособлен к твердым и вязким примесям в воде, что требует установки дополнительных фильтров;

– Вихревой – эффективно работает только на протяженных прямолинейных участках трубопровода, имеет детали, находящиеся в сечении трубопровода, создает дополнительные гидравлические потери, применение нецелесообразно при наличии твердых примесей в воде, требует установки дополнительных фильтров;

– Ультразвуковой – критичен к образованию слоев накипи и отложений на внутренней поверхности трубы, требует протяженных измерительных участков и высокой скорости движения теплоносителя, обуславливающей необходимость сужения трубопровода;

– Переменного перепада давления – преобразователь устанавливается в трубе и создает местное сопротивление; включает узкий диапазон измерений – 1:10, затрудняет эксплуатацию необходимость ежегодной поверки сужающего устройства;

– Электромагнитные – внешнее магнитное поле от находящихся вблизи установок оказывает влияние на точность измерений, наличие пузырьков воздуха в воде, а также неполнота заполнения преобразователя водой.

На практике наибольшее распространение получили приборы последней группы, но в ряде случаев эффективнее применение метода переменного перепада (например, измерение расхода пара). Представление о классификации всего множества типов теплосчетчиков, получивших свидетельство Госэнергонадзора, по используемым методам измерения:

- тахометрические;
- электромагнитные;
- ультразвуковые;
- вихревые;
- переменного перепада..

В свою очередь, анализ данных по приборам, установленным у абонентов тепло-сети ОАО “Мосэнерго” демонстрирует, что более 80% всего количества приборов приходится на долю теплосчетчиков с электромагнитными преобразователями расхода.

Основные требования к приборам учета тепловой энергии сформулированы в пункте 5 "Правил учета тепловой энергии и теплоносителя". В эти положения следует внести дополнительные требования, которые вытекают из определенных условий организации учета на предприятиях и котельных:

– Во всех тепловых пунктах следует предусматривать установку приборов контроля параметров теплоносителя и учета теплоты;

– В соответствии с действующими «Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя»должна предусматриваться установка приборов учета тепловой энергии для учета тепловых потоков и расхода воды потребителями;

– Выбор объема контролируемых параметров на тепловом пункте зависит от фактической нагрузки потребителя и типа схемы теплоснабжения;

– Метод измерения расхода теплоносителя должен исключать наличие вращающихся частей в конструкции первичного преобразователя, установленного на трубопроводе (крыльчаток, турбин). Это требование обусловлено реальным качеством сетевой воды;

– Преобразователь расхода обязан обеспечивать реверсивное измерение объема сетевой воды по обратному трубопроводу в неотапительный период и при заполнении сети. Это требование обусловлено практикой эксплуатации тепловых сетей;

– Преобразователь расхода и расходомерные участки должны вносить минимальное дополнительное гидравлическое сопротивление в тепловую схему. Величина дополнительных потерь напора должна быть регламентирована в научно-технической документации (НТД) на прибор. Это требование определяется существующим гидравлическим режимом тепловых сетей;

– Теплосчётчик должен учитывать теплопотребление по подающему и обратному трубопроводу, а также обеспечивать в трубопроводе ГВС и циркуляционном вводе договорной температуры холодной воды.

Выбор типоразмера теплопреобразователя расхода (ПР) обуславливается диапазоном расходов в трубопроводе, где будет устанавливаться ПР. При условии, что диапазон расходов для данного трубопровода не выходит за границы диапазона расходов нескольких типоразмеров ПР, рекомендуется выбирать ПР с меньшим значением  $D_y$  для обеспечения более устойчивой работы, однако при этом возрастают гидравлические потери.

Если значение диаметра условного прохода выбранного типоразмера ПР меньше значения  $D_y$  трубопровода, куда предполагается установка ПР, то для его монтажа в трубопровод применяют конфузор и диффузор.

Определить гидравлические потери напора в системе «конфузор – ПР – диффузор», приведенной на рисунке 22 можно по нижеприведенной методике.

Исходные данные для определения потерь напора:

– Объемный расход жидкости в данном трубопроводе –  $Q_v$  [ $\text{м}^3/\text{ч}$ ];

–  $D_y$  подводящего трубопровода –  $D_1$  [мм];

- $D_y$  (типоразмер) ППРЭ –  $D_2$  [мм];
- $D_y$  отводящего трубопровода –  $D_3$  [мм];
- Угол конусности конфузора –  $\alpha_1$  [град];
- Угол конусности диффузора –  $\alpha_3$  [град];
- Длина прямолинейного участка –  $l$  [мм].

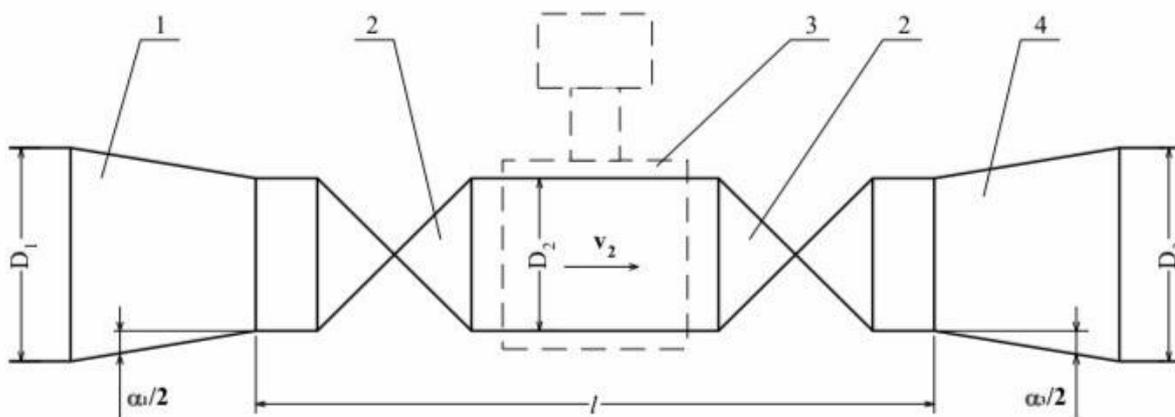


Рисунок 22 – Схема трубопровода в месте установки ППРЭ:

1 – конфузор; 2 – полнопроходная шаровая задвижка; 3 – ППРЭ; 4 – диффузор.

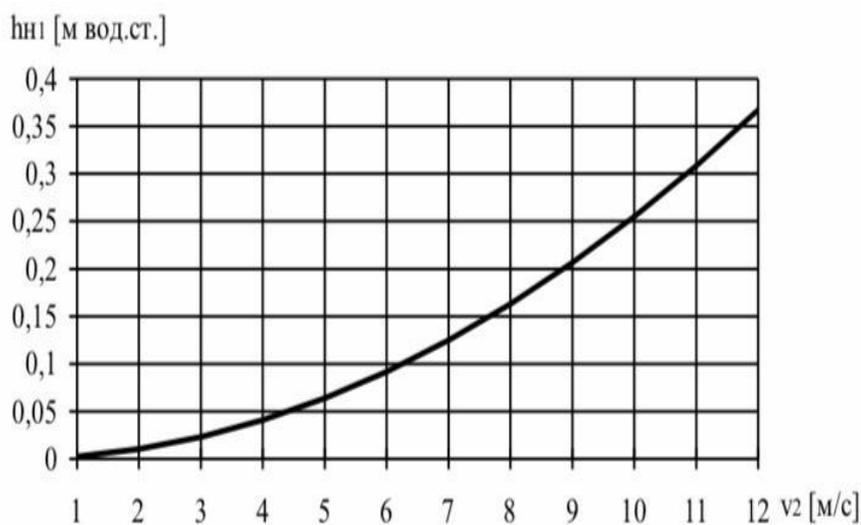
Согласно известному принципу суперпозиции суммарные потери напора в системе «конфузор – ППРЭ – диффузор»  $h_n$  складываются из местных потерь напора в конфузоре  $h_{n1}$ , прямолинейном участке  $h_{n2}$  и диффузоре  $h_{n3}$ :

$$h_n = h_{n1} + h_{n2} + h_{n3} \text{ мвод. ст.} \quad (8)$$

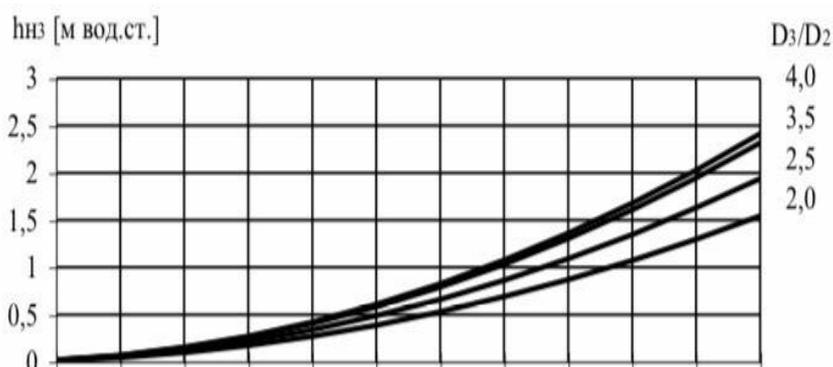
Потеря напора в конфузоре определяется по графику на рисунке 23 а, где  $v_2$  – скорость потока жидкости в прямолинейном участке.

График зависимости потери напора от скорости потока рассчитан для угла конусности конфузора  $\alpha_1=20$ . Для определения скорости потока жидкости по значению объемного расхода  $Q_v$  можно воспользоваться графиком на рисунке 23 а.

Потеря напора в прямолинейном участке определяется по графику на рисунке 33б. График зависимости потери напора от скорости потока рассчитан для отношений длины прямолинейного участка к диаметру 15: 20: 25 и 30.



а)



б)

Рисунок 23 – Графики зависимостей потерь напора в конфузоре (а) и диффузоре (б)

Потеря напора в диффузоре определяется по графику на рисунке 24. График зависимости потери напора от скорости потока рассчитан для угла конусности диффузора  $\alpha_3 = 20$  и отношений наибольшего диаметра диффузора к наименьшему 2,0· 2,5 3,5 и 4,0.

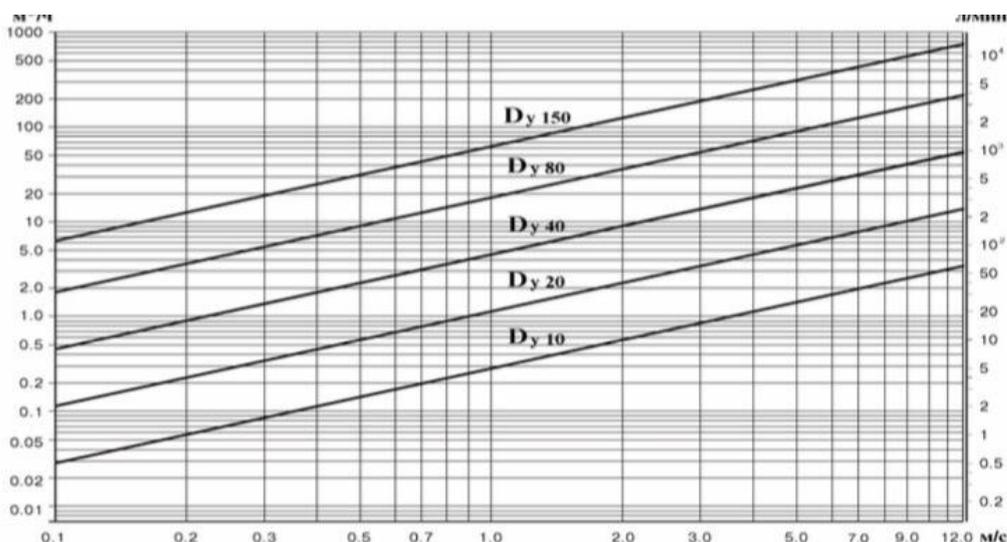


Рисунок 24 – График зависимости расхода жидкости от скорости потока для различных значений Ду.

Контрольные вопросы:

1. Назначение счетчиков и расходомеров.
2. Соотношение между единицами измерения расхода и количества в различных СИ.
3. Методы измерения расхода теплоносителя.
4. Методы измерения количества теплоносителя.
5. Методы измерения количества жидких и газообразных сред, применяемые при учете энергоресурсов.
6. Принцип действия и конструкция крыльчатого счетчика.
7. Принцип действия электромагнитного преобразователя расхода с токовым выходным сигналом. Способы подключения к измерительным приборам.
8. Способы установки счетчиков и преобразователей расхода на трубопроводах.

### **3.5 Лабораторная работа №5 Изучение приборов и систем учета тепловой энергии**

**Цель работы:** изучить систему учета потребляемой тепловой энергии и практические методы работы по ведению отчетности по потребленной тепловой энергии.

#### **Программа занятия:**

1. Изучить нормативные документы по учету тепловой энергии потребителями;
2. Изучить первичные преобразователи –датчики расхода теплоносителя, давления и температуры входящих в комплект узлов учета тепловой энергии;
3. Изучить правила монтажа элементов системы учета тепловой энергии;
4. Изучить программирование технологических контроллеров по учету тепловой энергии;
5. Изучить устройства систем телеизмерения теплофизических параметров режима потребления тепловой энергии;
6. Изучить нормативно-техническую документацию при эксплуатации систем учета тепловой энергии.

Объект изучения узлы учета и управления потреблением тепловой энергии.

Общие сведения по системам учета и управления потреблением тепловой энергии.

Узлы учета тепловой энергии целесообразно устанавливать в случае:

- Систематического несоблюдения температурного графика;
- Неэффективного потребления тепловой энергии потребителями (температура обратной воды, поступающей в систему, выше установленной температурным графиком);
- Значительных тепловых потерях, возникающих при транспортировке теплоносителя к потребителям (плохая или отсутствующая теплоизоляция трубопроводов);
- Большое число потребителей тепловой энергии на данном участке трубопровода;
- Несоответствие диаметров трубопровода с расходом теплоносителя.

Главной целью установки узлов коммерческого учета потребляемой тепловой энергии у потребителей - является сокращение материальных затрат за предоставляемые услуги. Установка и монтаж приборов учета тепловой энергии не приводит к уменьшению затрат. Сокращение материальных затрат наблюдается за счет экономии энергоресурсов, которая достигается путем внедрения энергосберегающих мероприятий:

- Ликвидация малоэффективных потребителей тепловой энергии;
- Утепление фасадов отапливаемых зданий;
- Утепление теплотрассы, транспортирующей теплоноситель от источника к потребителям;
- Установка автоматизированных систем учета коммерческого учета теплоносителя.

Всех потребителей тепловой энергии, в соответствии с принятыми правилами коммерческого учета тепловой энергии, можно разделить на три категории:

1. Потребители первой категории оплачивают счета по показаниям теплосчетчиков за фактически потребленное тепло. В данном случае экономия денежных средств за счет внедрения энергосберегающих мероприятий наиболее выгодна.

2. Потребители второй категории оплачивают фактически потребленное количество потребленного энергоресурса, определяемого по показаниям приборов учета, умноженное на разность усредненных температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, за расчетный период времени. Данный метод учета потребленной тепловой энергии характеризуется наличием погрешностей при учете теплоносителя. Отсутствие учета фактического потребления тепловой энергии не стимулирует потребителей данной группы к внедрению энергосберегающих мероприятий на своих объектах.

3. Потребители третьей категории оплачивают предъявляемые счета за тепловую энергию рассчитываемые исходя из теплового баланса всей системы теплоснабжения или по согласования с теплоснабжающей организацией по их расчетной тепловой нагрузке. В случае полного отсутствия измерительных приборов применение данного метода учета является наименее точным и способствует увеличению счетов за

потребленное количество тепловой энергии по сравнению с предыдущими двумя категориями. В большинстве случаев увеличение затрат на потребленную тепловую энергию связано с завышенными договорными значениями расчетной тепловой нагрузки по сравнению с ее реальными значениями. Помимо этого, совершенно исключено наличие каких-либо стимулирующих факторов, способствующих внедрению энерго-сберегающих мероприятий.

Тепловой пункт представляет собой группу устройств, расположенных в специально отведенном помещении, состоящий из тепловых энергоустановок, системы коммуникаций, обеспечивающих связь энергоустановок с тепловой сетью и приборов учета, осуществляющих учет параметров теплоносителя, регулирование и управление режимами потребления тепловой энергии.

Тепловые пункты можно разделить на следующие виды:

- Индивидуальный тепловой пункт, который используется для обслуживания конкретного потребителя (здания или его части). В большинстве случаев располагается в подвальном или техническом помещении здания.

- Центральный тепловой пункт предназначен для энергообеспечения группы потребителей (зданий или объектов). Располагается в отдельно стоящем здании.

- Блочный тепловой пункт в большинстве случаев применяется совместно с блочно-модульной котельной установкой. Производится в заводских условиях и транспортируется к месту эксплуатации в собранном виде в качестве одного или нескольких блоков.

На рисунке 35 представлена схема установки приборов учета тепловой энергии и объема потребленного теплоносителя, осуществляющих контроль, регистрацию, хранение и передачу данных в центральный диспетчерский пункт. Узел учета тепловой энергии включает в себя схемы питания приборов и устройств, кабельные линии, щитовое оборудование и коммутационную аппаратуру, запорную арматуру и участки трубопроводов, оказывающих влияние на метрологические характеристики (точность измерения) приборов учета.

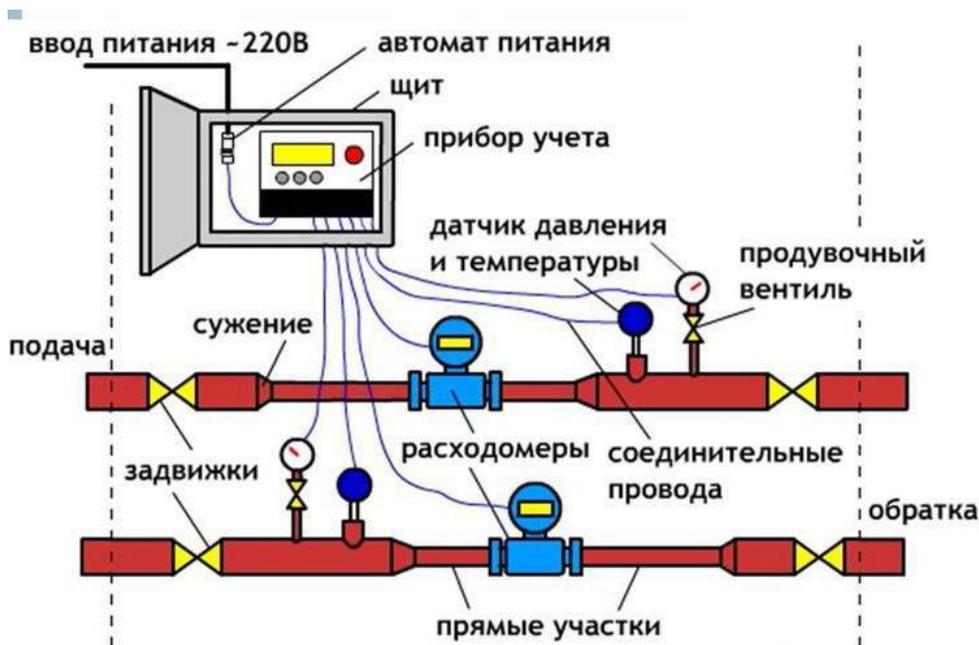


Рисунок 24 – Монтажная схема узла учета тепловой энергии

Для организации узла учета потребленной тепловой энергии необходимо:

- 1) Получить технические условия на монтаж узла учета в энергоснабжающей организации;
- 2) Разработать проектно-сметную документацию на установку узла учета тепловой энергии;
- 3) Согласовать проектную документацию на узел учета тепловой энергии в энергоснабжающей организации;
- 4) Подобрать необходимое оборудование для организации работы узла учета тепловой энергии;
- 5) Осуществить монтажные, электромонтажные и пуско-наладочные работы;
- 6) Выполнить пробную эксплуатацию узла учета в течение 72 часов;
- 7) Осуществить сдачу узла учета потребления тепловой энергии в эксплуатацию;
- 8) Подписать акт выполненных работ.

Проектную документацию необходимую для монтажа и эксплуатации приборов учета тепловой энергии в ряде случаев можно заменить исполнительной схемой.

Для этого исполнительная схема должна быть согласована и заверена представителями от потребителей энергоресурсов и энергоснабжающей организации для получения юридического статуса. Монтаж оборудования осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в инструкциях по монтажу и эксплуатации теплоэнергетического оборудования.

Для допуска узла учета тепловой энергии в эксплуатацию представитель энергоснабжающей организации:

1. Принципиальные схемы подключения;
2. Проект на узел учета, согласованный с Госэнергонадзором;
3. Паспорт на приборы узла учета;
4. Документы о поверке приборов узла учета, с действующим клеймом Госповерителя;
5. Схемы узла учета, согласованные с Госстандартом, (это требование относится только к приборам, измеряющим массу или объем теплоносителя методами переменного перепада давления);
6. Акт, о соответствии монтажа требованиям, правил измерения расхода газов и жидкостей, стандартными сужающими устройствами РД 50-213-80 (это требование относится только к приборам, измеряющим расход теплоносителя, методом переменного перепада давления);
7. Смонтированный и проверенный на работоспособность узел учета тепловой энергии и теплоносителя, включая приборы, регистрирующие параметры теплоносителя.

При допуске узла учета в эксплуатацию должны быть проведены:

1. Соответствие заводских номеров на приборы учета указанным в паспортах;
2. Соответствие диапазонов измерений устанавливаемых приборов учета диапазонам измеряемых параметров;
3. Качество монтажа средств измерений и линий связи, а также соответствие монтажа требованиям паспорта и проектной документации;
4. Наличие пломб.

Допуск узла учета в эксплуатацию оформляется двухсторонним актом.

После ввода в эксплуатацию узла учета все вопросы, связанные с проведением монтажных работ, не имеют юридического смысла, так как выполненные работы узаконены актом выполненных работ.

Применяемые теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии горячей воды с относительной погрешностью не более:

- 1)  $\pm 5\%$  при разности температур в подающем и обратном трубопроводах  $10^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}$ ;
- 2)  $\pm 4\%$  при разности температур в подающем и обратном трубопроводах более  $20^{\circ}\text{C}$ ;

Используемые теплосчетчики должны обеспечивать измерение тепловой энергии пара с относительной погрешностью не более:

- 1)  $\pm 5\%$  в диапазоне расхода пара  $10\% - 30\%$ ;
- 2)  $\pm 4\%$  в диапазоне расхода пара от  $30\% - 100\%$ .

Водосчетчики должны обеспечивать измерение массы (объема) теплоносителя с относительной погрешностью не более  $\pm 2\%$  в диапазоне расхода воды и конденсата от  $4\% - 100\%$ .

Счетчики пара должны обеспечивать измерение массы теплоносителя с относительной погрешностью не более  $\pm 3\%$  в диапазоне расхода пара  $10\% - 100\%$ .

Прибора учета, измеряющий температуру теплоносителя, абсолютная погрешность, измерения температуры  $^{\circ}\text{C}$ , не должна превышать значения, определяемых по формуле:

$$V_t = \pm (0.6 + 0.004 \cdot t), \quad (9)$$

Приборы учета, используемые для измерения давления теплоносителя в системе, должны обеспечивать измерение давления с относительной погрешностью не более  $2\%$ .

В узлах учета тепловой энергии для измерения температуры применяются датчики температуры, термопары, термоэлектрические термометры сопротивления (рисунок 25).



Рисунок 25– Примеры исполнения датчиков температуры теплоносителя

Требования, предъявляемые к термодатчика, отображены в ГОСТе 6920-93 «Термометры и преобразователи температуры манометрические. Общие технические требования и методы испытаний». Пример монтажа датчика температуры представлен на рисунке 26.



Рисунок 26– Монтаж термометра сопротивления на трубопроводе

На узлах учета используются датчики давления, такие как обыкновенные манометры для визуального контроля давления, так и более современные электронные манометры. На паропроводах в целях безопасности дополнительно устанавливают стеклянные ртутные термометры в защитной арматуре(рисунок 27), защищающей от механических повреждений. Для защиты термометра сопротивления от воздействия

скоростного напора потока жидкости или пара их монтируют в трубопровод с применением защитных гильз.



Рисунок 27– Защитные гильзы используемые при монтаже термометра сопротивления на трубопроводе

Датчики термосопротивления могут быть подключены по двух, трех и четырехпроводной схеме (рисунок 28). Недостатком двухпроводной схемы является отсутствие компенсации сопротивления соединительных проводов, что вносит значительную погрешность в измерение температуры. При трехпроводной схеме не компенсируется сопротивление только одного провода, присутствующая погрешность в два раза ниже, чем у двухпроводной схемы. Четырехпроводная схема полностью компенсирует погрешность .

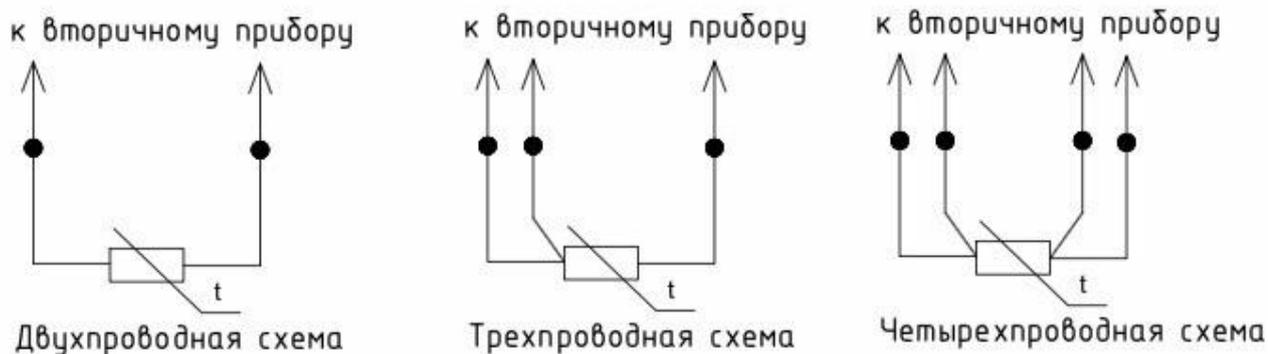


Рисунок 28 – Схемы подключения термосопротивления

Для измерения давления среды применяют датчики избыточного давления с токовым выходом (рисунок 29). Чаще всего используется датчики давления с фиксированным диапазоном измерения (однопределные). Датчики давления устанавливаются на трубопроводах с помощью отбора давления с вентильным блоком. Вентильный блок служит для продувки и отключения датчика давления от процесса. Датчик давления, имеющего изогнутую форму выполняет демпфирующую функцию, сглаживая пульсации давления.

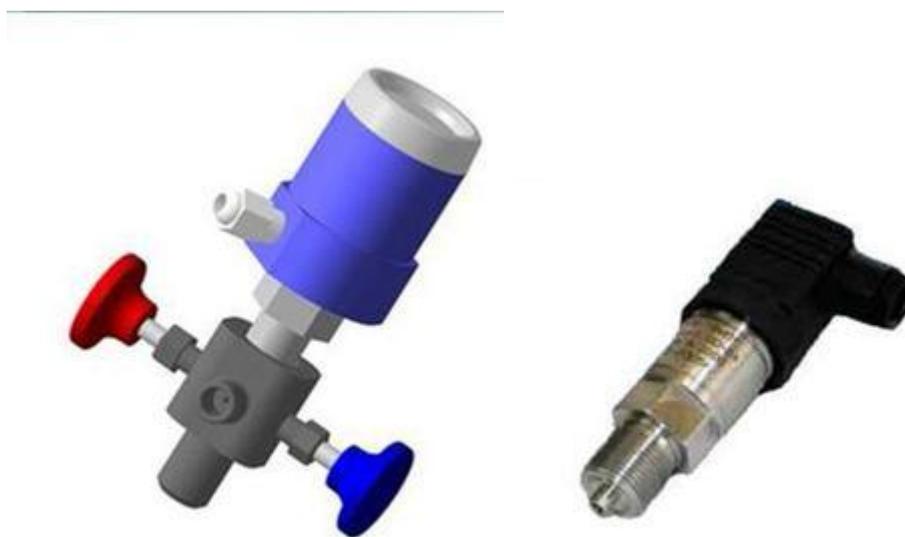


Рисунок 29 – Примеры исполнения датчиков давления

При измерении давления пара используют датчики давления с охладителем - радиатором для защиты электроники от перегрева. При монтаже датчика давления ниже

места отбора необходимо учитывать что столб жидкости в импульсной трубе внесет погрешность в измерение (рисунок 30).

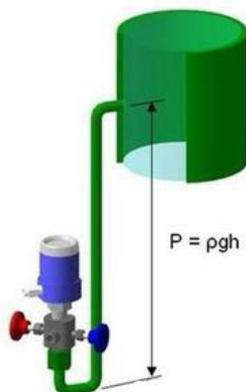


Рисунок 30 – Монтаж датчиков давления на паропроводах

Наиболее технически сложным устройством на узле учета тепловой энергии является расходомер – прибор для определения массового или объемного расхода теплоносителя.

Основные типы применяемых расходомеров:

- Тахометрические (крыльчатые, турбинные);
- Вихревые;
- Ультразвуковые;
- Переменного перепада давления (диафрагмы, сопла Вентури);

Каждый тип расходомера имеет свою область использования (рисунок 31)

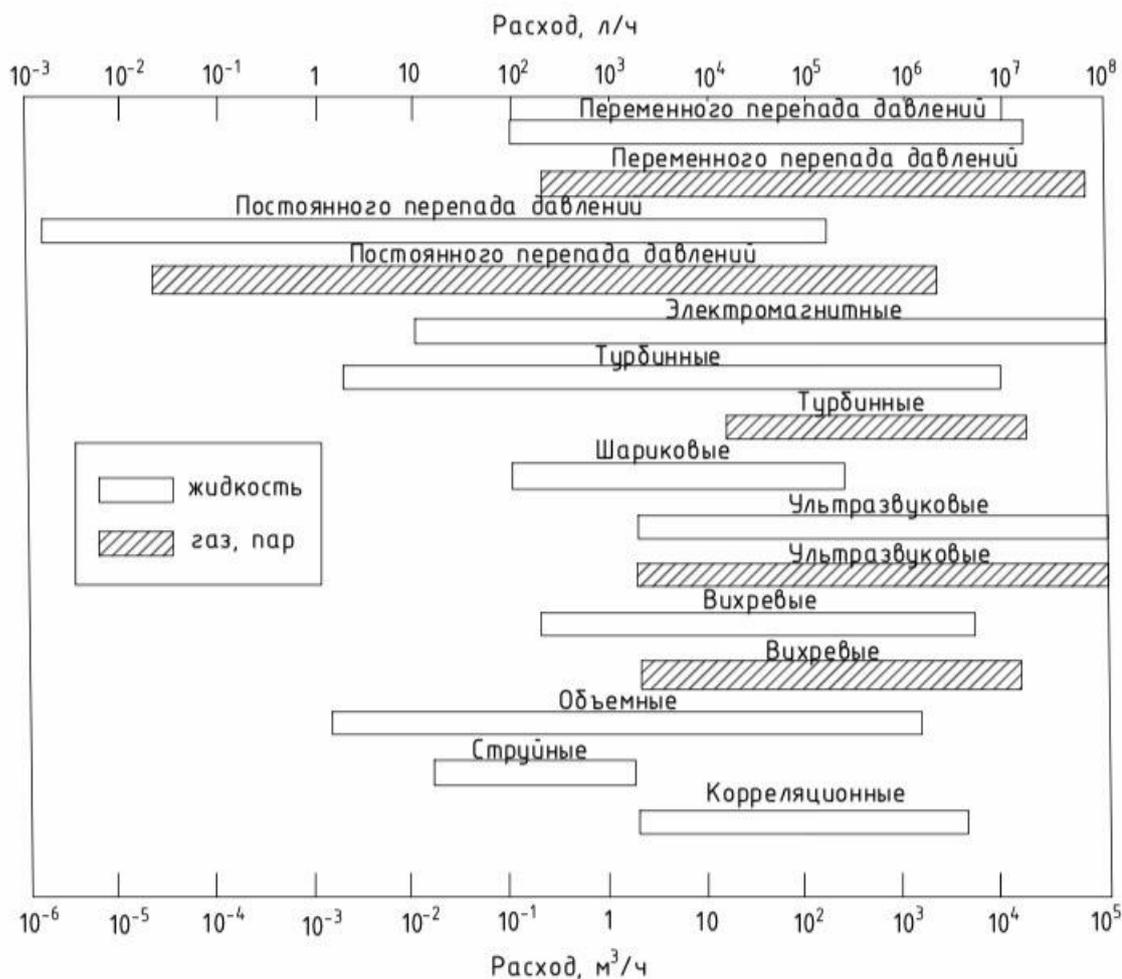


Рисунок 31– Области использования различных типов расходомеров

Крыльчатые расходомеры предназначены для измерения небольших расходов. Турбинные расходомеры используются для измерения больших расходов. Основной конструкции является крыльчатое колесо или турбина, вращающееся за счет движения теплоносителя. Количество оборотов крыльчатого колеса или турбины считывается счетным механизмом. Для расширения динамического диапазона измерений используют тахометрические расходомеры с автоматическим переключением. Тахометрические расходомеры имеют ряд преимуществ по сравнению с другими видами расходомеров:

- простота конструкции;
- низкая стоимость;
- не требуют электропитания;
- регистрация суммарного расхода;

- достаточно широкий диапазон измерений (1:50).

Однако наравне с достоинствами имеют ряд недостатков:

- потери напора;

- чувствительность к гидроударам;

- восприимчивость к вязким и твердым загрязнениям среды;

- нет возможности отображать величину расхода теплоносителя, только численно импульсный показатель.

В настоящее время распространение получили ультразвуковые и электромагнитные типы расходомеров (рисунок 32-34).



Рисунок 32– Ультразвуковой расходомер

Принцип работы ультразвукового расходомера основан на измерении разности времени прохождения акустических колебаний в среде измеряемого вещества. Излучатели выполняют роль как приемника так и роль передатчика ультразвуковых импульсов.. Акустические колебания с частотой 0,1МГц -1, 0 используются для измерения расхода жидкости, частоты в несколько десятки кГц – для измерения загрязняющих жидкостей (иначе возрастает поглощение и рассеяние сигнала). Двухлучевые расходомеры имеют более высокую точность измерения. Для измерения расходов в трубах большого диаметра используют или накладные расходомеры, или отдельно врезают первичные преобразователи. Соосность первичных преобразователей обеспечивается применением при монтаже специального направляющего приспособления.



Рисунок 33 – Двухлучевой ультразвуковой расходомер

Принцип работы электромагнитного (индукционного) расходомера основан на законе Фарадея - в проводнике, движущемся в магнитном поле возникает электрический ток. Вода должна обладать достаточной электропроводностью. Данный вид расходомеров не предназначен для измерения пара.

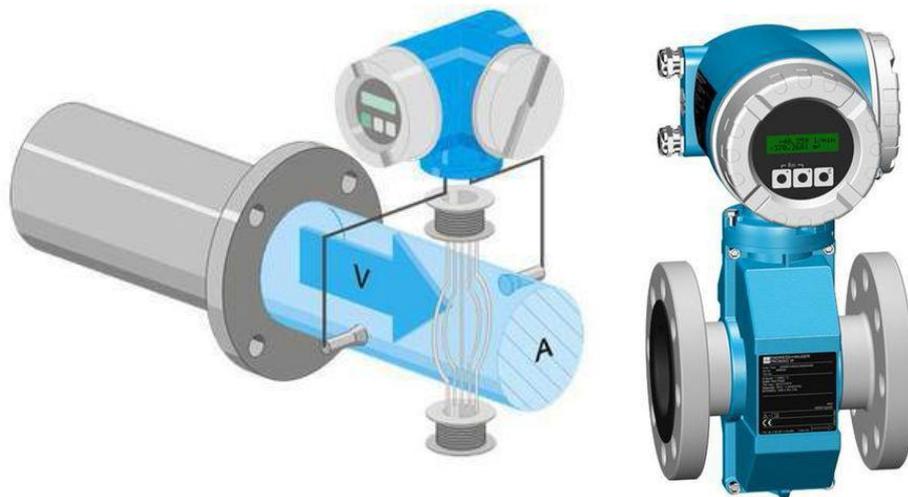


Рисунок 34 – Электромагнитный расходомер

Широко используемыми расходомерами до недавнего времени являлись датчики переменного перепада давления (диафрагмы, сопла Вентури), представленные на рисунке 35.

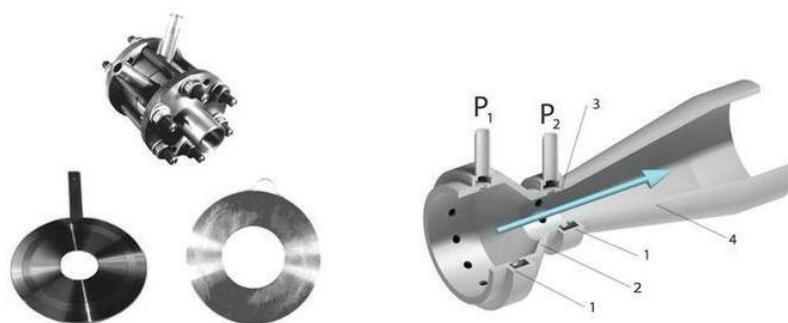


Рисунок 35 – Датчики переменного перепада давления-диафрагмы и сопла Вентури

Измерение расхода теплоносителя методом переменного перепада давления на сужающем устройстве применяется все реже из-за существенных недостатков:

- большие потери напора на сужающем устройстве;
- малый динамический диапазон измерения;
- малый срок службы,
- сложность эксплуатации и монтажа.

Сопла Вентури в меньшей степени боятся гидравлических ударов, но более сложны в изготовлении. Очень важным моментом при монтаже расходомеров является обязательное наличие прямых участков на трубопроводе (длина зависит от типа используемого расходомера).

Тепловычислитель – прибор учета, представляющий собой технологический контроллер, обрабатывающий показания датчиков расхода, давления, температуры и рассчитывающий основные показатели режима потребления тепловой энергии - массовый расход, температуру и давление теплоносителя по трубопроводам. При этом все показатели, включая нештатные ситуации, архивируются в базе данных, рисунок 36.



Рисунок 36– Примеры исполнения тепловычислителей

Главным моментов в использовании тепловычислителей является программирование технологического контроллера. В зависимости от сложности тепловой схемы, вида теплоносителя общий объем программируемой памяти может составлять десятки кБ, рисунок 37–38.

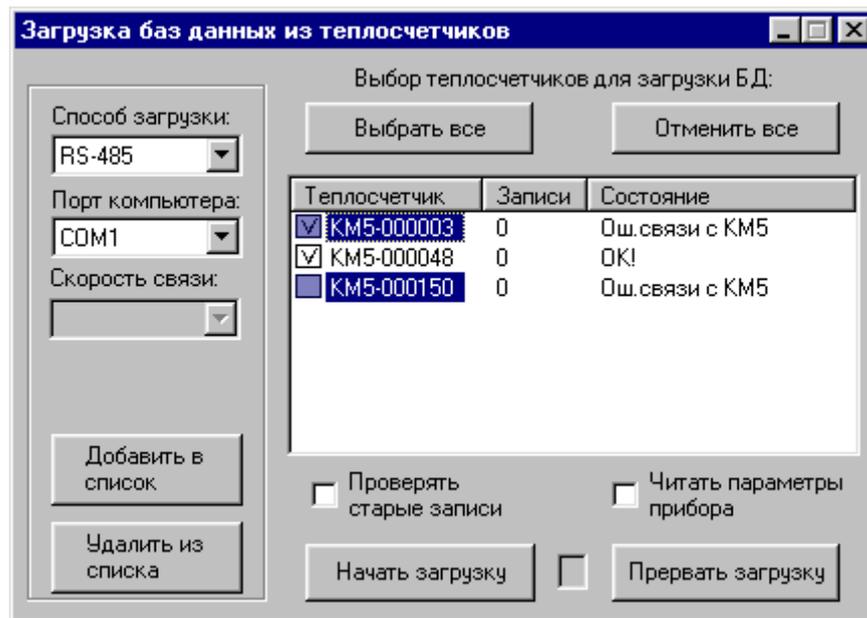


Рисунок 37– Пример загрузки базы данных из теплосчетчика

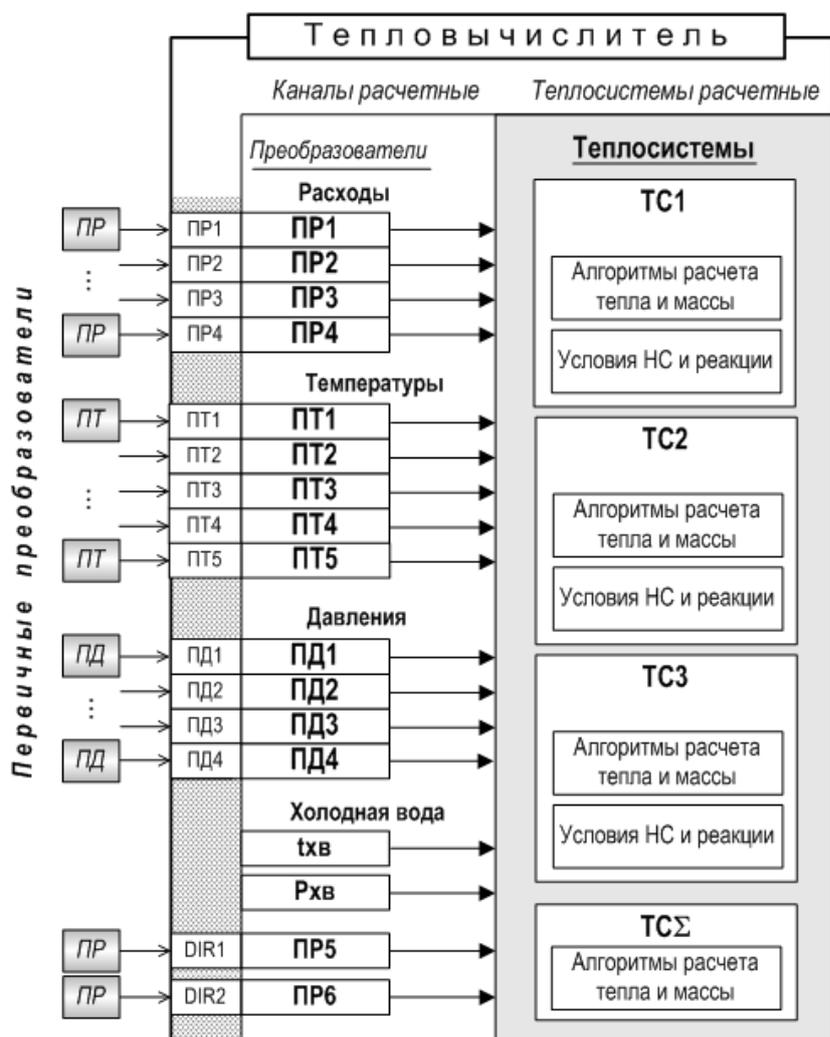


Рисунок 38 – Организация обработки данных в тепловычислителе

Для автоматизации учета потребляемой тепловой энергии при наличии нескольких узлов учета на предприятии используется автоматизированная система учета теплоносителя (рисунок 39).



Рисунок 39– Комплектующие изделия для системы учета теплоносителя.

Для автоматизации процесса сбора данных о потреблении теплоносителя группой потребителей применяют системы сбора данных, построенные на основе специализированного программно-аппаратного комплекса. Связь тепловычислителей с системой сбора информации осуществляется посредством различных интерфейсов, чаще всего это интерфейсы RS232 и RS485.

Модемное соединение использует интерфейс RS232. К достоинства модемного соединения можно отнести:

- большой диапазон передачи данных;
- нет необходимости в прокладке кабельной линии;
- возможность доступа с любого ПК.

Интерфейс RS485 требует наличия преобразователя RS485-COM или RS485-USB, отдельной выделенной линии (до 1 км), доступа с определенного мест.

Контрольные вопросы:

1. Алгоритмы расчета по потребляемой тепловой энергии.
2. Правила допуска узла учета в эксплуатацию.
3. Погрешность измерения тепловой энергии (требования Правил учета тепловой энергии).
4. Состав узла учета тепловой энергии.
5. Типы расходомеров и их область использования.
6. Ультразвуковые расходомеры.
7. Электромагнитные расходомеры.
8. Диафрагмы и сопла Вентури.
9. Тепловычислители. Программируемая база данных для узла учета теплопотребления

### **3.6 Лабораторная работа № 6 Градуировка оптического пирометра - бесконтактного датчика высоких температур**

**Цель работы:** изучение основных положений оптической пирометрии; изучение принципа работы, устройства и технических характеристик оптических пирометров ЭОП-66 и ОППИР-017; проведение поверки нижней шкалы оптического пирометра ОППИР-017 по температурной лампе СИ-8-200; определение величины пирометрического ослабления поглощающего стекла пирометра и проведение поверки верхней шкалы пирометра ОППИР-017.

#### **Программа занятия:**

1. Изучить основные характеристики теплового излучения и их зависимости;
2. Рассмотреть процесс градуировки оптического пирометра;
3. Провести лабораторные испытания и выполнить расчет;

Температура может быть измерена при помощи различных термометрических устройств. Отсчет температуры производится по шкале температур. Шкала температур устанавливается путем деления разности показаний различных термометрических устройств в двух произвольно выбранных постоянных точках на некоторое число равных частей, называемых градусами.

Существуют две температурные шкалы: международная термодинамическая шкала и международная практическая температурная шкала (МПТШ). МПТШ основывается на шести реперных точках с фиксированными значениями температур: точка кипения кислорода, тройная точка воды, точки кипения воды и серы, точки затвердевания серебра и золота. Единицами измерения температуры по МПТШ являются международный практический градус Цельсия ( $t$  °С) и международный практический градус Кельвина (К).

Тепловое излучение нагретых тел является основным источником информации об их температуре в области температур выше 1000 °С.

В соответствии с международным соглашением Международная практическая шкала температур (МПШТ) выше точки затвердевания золота (1063 °С) определяется по излучению "абсолютно черного тела".

Для абсолютно черного тела спектральная плотность равновесного излучения (спектральная энергетическая светимость в интервале от  $\lambda$  до  $\lambda + d\lambda$ ) для длины волны  $\lambda$  описывается законом Планка:

$$r_{\lambda, T} = C_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot e^{\frac{C_2}{\lambda \cdot T} - 1}^{-1}, \quad (9)$$

где  $\lambda$  – длина волны;  $T$  – абсолютная температура;  $C_1 = 2\pi h c^2 = 3,7413 \cdot 10^{-16} \text{Вт} \cdot \text{м}^2$ ;  $C_2 = hc / k = 1,4388 \cdot 10^{-2} \text{м} \cdot \text{К}$ ;  $h$  – постоянная Планка;  $k$  – постоянная Больцмана;  $c$  – скорость света в вакууме.

При температурах  $T < 4000$  °С в области длин волн  $\lambda = 0,4 \div 0,7$  мкм уравнение Планка с погрешностью 0,4 % может быть заменено более простым соотношением (формулой Вина):

$$r_{\lambda, T} = C_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot e^{\frac{C_2}{\lambda \cdot T}}, \quad (10)$$

Интегрируя формулу (9) по всем длинам волн, получим закон Стефана-Больцмана, связывающий интегральную плотность излучения ( $r_0 T$ ) с абсолютной температурой  $T$ :

$$r_0 T = \int_0^{\infty} r_{\lambda, T} \cdot d\lambda = \sigma_0 \cdot T^4, \quad (11)$$

где  $\sigma_0 = 5,67 \cdot 10^{-8} \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}^4)$  – постоянная Стефана-Больцмана.

Для характеристики излучения по направлению вводится понятие яркости светящейся поверхности. Полная энергетическая яркость  $B$  определяется как отношение количества энергии (светового потока  $\Phi$ ), приходящейся на единицу телесного угла  $\Omega$ , распространяющейся в данном направлении ( $\alpha$  – угол между выбранным направлением и нормалью к излучающей поверхности) и отнесенной к единице проекции излучающей

поверхности  $F_a$ , на плоскость, ортогональную направлению  $a$  (т.е. к единице видимой-поверхности по направлению  $\alpha$ ):

$$B_T = \frac{d\Phi_T}{dF_a d\Omega} \quad (12)$$

Аналогично определяется монохроматическая яркость:

$$B_{\lambda,T} = \frac{d\Phi_{\lambda,T}}{dF_a d\Omega} \quad (13)$$

Если яркость не зависит от направления, т.е. находится в соответствии с законом Ламберта, то наблюдатель видит излучающее тело одинаково ярким независимо от его формы. В этом случае энергетическая светимость и яркость связаны между собой соотношениями:

$$r_T = \pi B_T ; r_{\lambda,T} = \pi B_{\lambda,T} \quad (14)$$

Строго говоря, таким излучателем является только абсолютно черное тело.

Все реальные тела по степени поглощения ими лучистой энергии отличаются от черного тела. Излучательная способность реальных (серых) тел также отличается от лучеиспускательной способности черного тела и может быть характеризована степенью черноты полной или спектральной, которые определяются как:

$$\varepsilon_T = \frac{B_T}{B_0 T} ; \varepsilon_{\lambda,T} = \frac{B_{\lambda,T}}{B_0 \lambda,T} \quad (15)$$

где  $B_0$  и  $B$  – интегральные и монохроматические яркости черного и реального тел соответственно.

Если яркость зависит от направления излучения, то для характеристики излучения по данному направлению необходимо вводить понятие степени черноты, зависящей от направления. Величины  $\varepsilon_T$  и  $\varepsilon_{\lambda,T}$  называются полусферическими, если проведено усреднение по всей полусфере (по телесному углу  $2\pi$ ). В оптической пирометрии большое значение имеет излучение, распространяющееся по нормали к излучающей поверхности ( $\alpha = 0$ ). Степень черноты в этом случае называют нормальной степенью

черноты и используют те же обозначения, что и для полусферического излучения, т.е.  $\varepsilon_T$  и  $\varepsilon_\lambda$

По закону Кирхгофа степень черноты тел непосредственно связана с поглощающей способностью  $\alpha_T$  и  $\alpha_\lambda$ :

$$\varepsilon_T = \alpha_T; \quad \varepsilon_\lambda = \alpha_\lambda \quad (16)$$

Поглощающая способность определяется как отношение поглощенной лучистой энергии к падающей, т.е. поглощающая способность всегда меньше единицы. По этой причине для любых серых тел:

$$0 < \varepsilon_T < 1; \quad 0 < \varepsilon_\lambda < 1 \quad (17)$$

В случае измерения температуры оптическим яркостным пирометром сравнивается монохроматическая яркость светящегося тела с яркостью другого тела, например, нити накаливания, встроенной в пирометр и предварительно проградуированной по абсолютно черному телу. В этом случае измеряется так называемая яркостная температура  $T_{\text{я}}$ , которая характеризует абсолютно черное тело и отличается от истинной температуры  $T$ . Из определения яркости(12) и соотношения Вина (10) следует, что истинная температура  $T$  связана с яркостной температурой  $T_{\text{я}}$  соотношением:

$$\frac{1}{T} = \frac{1}{T_{\text{я}}} + \frac{\lambda}{C_2} \ln \varepsilon_\lambda + \frac{\lambda}{C_2} \ln \tau \quad (18)$$

где  $\tau$  – коэффициент пропускания света окружающей средой на пути от излучающего тела до оптического пирометра.

Градуировка наиболее точных (прецизионных) оптических пирометров начинается с градуировки по реперной точке МПТШ –температуре затвердевания золота. Для градуировки на более высокие температуры используется модель абсолютно черного тела с регулируемой температурой и различные поглотители. При этом наиболее надежным поглотителем, обеспечивающим неселективное ослабление яркости с

заданным коэффициентом пропускания  $\tau$ , является вращающийся диск с вырезанными в нем секторами. Коэффициент пропускания такого устройства определяется по формуле:

$$\tau = \frac{\varphi}{2\pi} \quad (19)$$

где  $\varphi$  – сумма раскрытия углов диска.

Если яркость абсолютно черного тела, рассматриваемого через поглотитель равна яркости черного тела при температуре затвердевания золота Au без поглотителя, то из соотношения Вина (10):

$$C_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot e^{\frac{C_2}{\lambda \cdot T_{Au}}} = \tau_\lambda \cdot C_1 \cdot \lambda^{-5} \cdot e^{\frac{C_2}{\lambda \cdot T}} \quad (20)$$

Последнее равенство позволяет рассчитывать истинную температуру абсолютно черного тела:

$$T = -\frac{1}{T_{Au}} - \frac{\lambda}{C_2} \ln \frac{1}{\tau_\lambda}^{-1} = -\frac{1}{T_{Au}} - A^{-1} \quad (21)$$

Величина  $A$  называется пирометрическим ослаблением поглотителя и измеряется в "пиро" (1 пиро =  $10^{-6}$  1/град).

Используя формулу (21) и имея одно опорное значение температуры  $T_{Au}$ , можно осуществить экстраполяцию до практически неограниченных значений температур  $T$ . Подобным образом первоначально градуируются эталонные оптические пирометры. По этим пирометрам градуируются образцовые оптические пирометры и образцовые температурные лампы.

Температурные лампы служат эталоном яркостной температуры и используются для градуировки лабораторных и технических оптических пирометров. Они представляют собой лампы накаливания с телом накаливания из вольфрамовой нити (шириной 2 мм - 3 мм), градуированные на яркостные температуры в зависимости от силы тока, протекающего через лампу. Свойства температурной лампы, а именно яркость, изменяются при изменении ее нагрева. В этой связи непосредственная

градуировка пирометров по температурным лампам производится только до температуры 1500 °С (вакуумные лампы) или до 2000 °С (газонаполненные лампы).

Градуировка и проверка оптических пирометров в области более высоких температур в большинстве случаев осуществляется расчетным путем с использованием поглощающих стекол с различным пирометрическим ослаблением. При введении поглотителя с пирометрическим ослаблением  $A$  значения яркостной температуры  $T_1$ , отсчитанные по нижней (отградуированной без поглотителя) шкале пирометра будут соответствовать истинным температурам излучателя  $T_2$ :

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} = A. \quad (22)$$

Из последнего соотношения следует, что верхняя шкала прибора ( $T_1$ ) непосредственно рассчитывается по нижней шкале ( $T_2$ ). Соотношение (22) используется также и для определения пирометрического ослабления  $A$ . В последнем случае яркостные температуры излучателя с поглотителем и без поглотителя ( $T_1$  и  $T_2$ ) определяются независимо. В частности, при использовании температурных ламп  $T_2$  определяется по току, текущему через лампы, а  $T_1$  непосредственно измеряется по нижней шкале оптического пирометра.

Градуировка пирометра по температурным лампам позволяет исключить практически все систематические ошибки, за исключением неточностей, связанных с невозпроизводимостью МПШТ температурной лампой (вследствие ошибок ее градуировки и других причин). Специально проведенные исследования показали, что средняя квадратичная погрешность воспроизведения МПШТ образцовой лампой 2-го разряда может быть охарактеризована следующими значениями: при 900 °С –  $\sigma_{\text{л}} = \pm 2$  °С; при 2000 °С –  $\sigma_{\text{л}} = \pm 4$  °С.

Наиболее вероятная случайная ошибка пирометра  $\sigma_{\text{в}}$ , обусловленная как ошибкой в уравнивании яркости изображения светящегося объекта и нити пирометрической лампы, так и ошибками отсчета температур и др., может быть определена непосредственно для данного прибора путем многократного измерения  $t_i$ , излучателя постоянной температуры:

$$\sigma_B = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n t_i - t^2}}{n-1}, \quad (23)$$

где  $t$  – среднее арифметическое значение  $t_i$ . При этом вариации показаний  $v$  (наибольшая разница между двумя любыми значениями  $t_i$ ) должны укладываться с вероятностью 95 % в пределы:

$$v = 2\sigma_B - -2\sigma_B = 4\sigma_B. \quad (24)$$

При поверке нижней шкалы оптического пирометра по температурной лампе показание оптического пирометра определяется как среднее арифметическое шести независимых показаний. В этой связи наиболее вероятная ошибка данного значения составляет  $\sigma_B / \sqrt{5}$ . Общее значение ошибки градуировки нижней шкалы оптического пирометра  $\sigma_1$  определяется величинами  $\sigma_L$  и  $\sigma_B / \sqrt{5}$ :

$$\sigma_1 = \sqrt{\sigma_L^2 + \frac{1}{5}\sigma_B^2}. \quad (25)$$

Предельная погрешность градуировки нижней шкалы оптического пирометра (с вероятностью 95%) равна  $\Delta t_{ш1} = 2\sigma_1$ .

Основная погрешность измерения температуры оптическим пирометром по нижней шкале  $\Delta t_1$  должна складываться из ошибки градуировки и предельной случайной ошибки  $2\sigma_1$  т.е.

$$\Delta t_1 = 2 \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_B^2} = 2 \sqrt{\sigma_L^2 + 1,2\sigma_B^2}. \quad (26)$$

Так как верхняя шкала пирометра определяется расчетным путем с помощью соотношения (22), то наиболее вероятная ошибка ее градуировки рассчитывается как

$$\sigma_2 = \sqrt{\sigma_1 \frac{T_2^2}{T_1^2} + \sigma_A T_2^2}. \quad (27)$$

где  $T_1$  – значение температуры по нижней шкале (яркостная температура при введении поглощающего стекла);  $T_2$  – поверяемая температура верхней шкалы (истинная яркостная температура);  $\sigma_A$  – наиболее вероятная ошибка определения величины пирометрического ослабления.

В связи с тем, что пирометрическое ослабление как среднее из шести независимых измерений значений  $T'_1$  с последующим усреднением по  $m = 3$  не зависимо от полученных значений  $A$ , то

$$\sigma_2 = \sqrt{\frac{\sigma_1^2}{T_1'^2} + \frac{\sigma_2^2}{T_2'^2} \frac{1}{m-1}}, \quad (28)$$

где наиболее вероятная погрешность определения температуры лампы  $T_2$  определяется ее градуировкой и равна  $\sigma_L$ . Окончательно

$$\sigma_2 = \sqrt{\sigma_1^2 \frac{T_1^2}{T_2^2} + \frac{\sigma_1'^2}{2} \frac{T_2'^2}{T_1'^2} + \frac{\sigma_L'^2}{2} \frac{T_2'^2}{T_1'^2}}. \quad (29)$$

Наиболее вероятная случайная ошибка верхней шкалы  $\sigma_1^3$  определяется так же, как и для нижней шкалы по формуле (23). Эта погрешность рассчитывается таким образом, что с вероятностью 96% основная ошибка единичного измерения

$$\Delta t_2 = 2 \sqrt{\sigma_2^2 + \sigma_2'^2} \quad (30)$$

а вариация показаний составляет  $v = 4\sigma_B$ .

Рассматриваемые оптические пирометры являются яркостными.

Оптический пирометр ОППИР-017 со встроенным показывающим прибором предназначен для измерения яркостной температуры светящихся тел в монохроматическом излучении (длина волны  $\lambda = 0,66$  мкм). Работа пирометра основана на одном из основных принципов любой оптической системы: яркость излучающего тела равна яркости его оптического изображения, рассматриваемого в направлении оптической оси системы.

На рисунке 40 представлена принципиальная схема пирометра. Изображение накаливаемого объекта 1 с помощью объектива 2 создается в плоскости L. В этой же

плоскости устанавливается нить лампочки накаливания пирометра 4. Наблюдатель, рассматривая с помощью окулярной линзы 6 изображение нити лампочки, видит его проектирующимся на изображение объекта. Между пирометрической лампочкой и объективом по мере надобности вводится поглощающее стекло 3, а между лампочкой и глазом наблюдателя – светофильтр 5. Как известно, красный светофильтр поглощает световые волны с длиной волны, меньшей  $\lambda = 0,6$  мкм, а человеческий глаз может регистрировать свет только в интервале длин волн  $\lambda = 0,4 - 0,7$  мкм. Таким образом, через окуляр и красный свето-фильтр регистрируется только монохроматическое излучение с длиной волны  $\lambda = 0,65$  мкм.

Питание пирометрической лампы 4 осуществляется источником питания через выключатель 12. Реостат 11 и показывающий прибор 9 служат для регулировки и измерения силы тока, текущего через лампу 4.

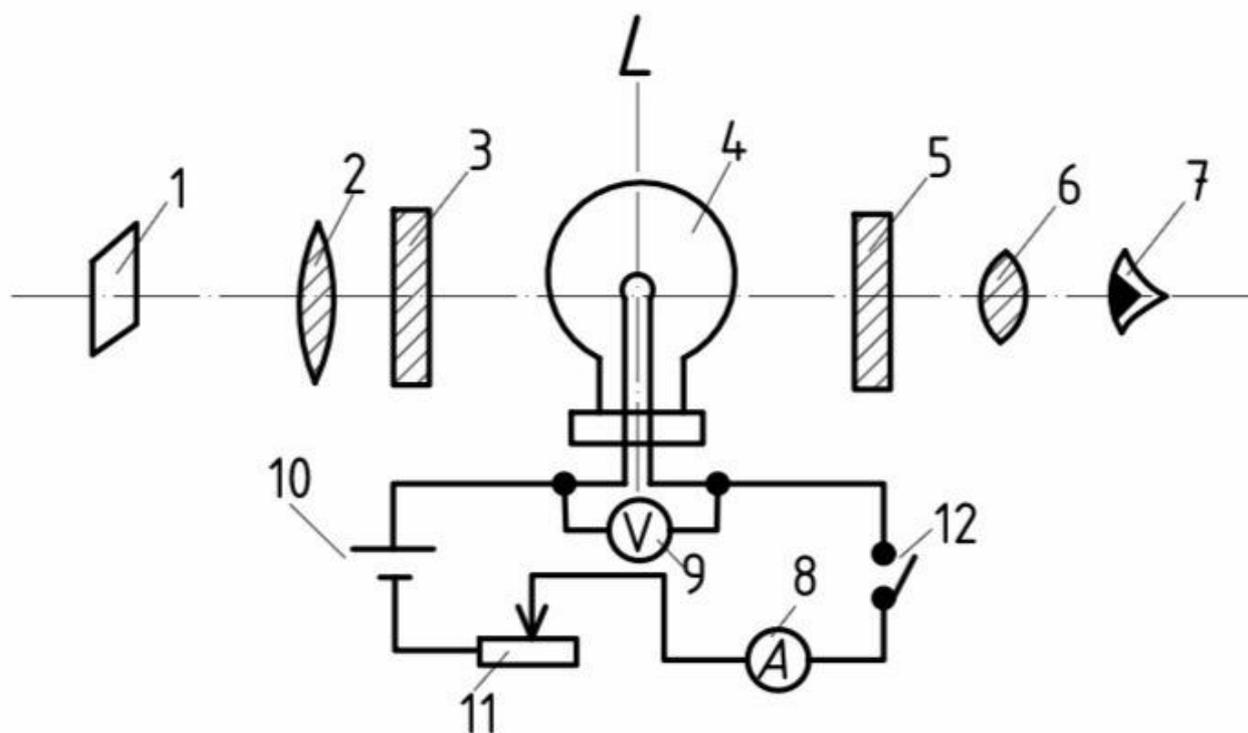


Рисунок 40 – Принципиальная схема оптического пирометра: 1 - изображение объекта; 2 - объектив; 3 - поглощающее стекло; 4 - лампочка накаливания пирометра; 5 - светофильтр; 6 - окулярная линза; 7 - наблюдатель; 8 - амперметр; 9 - показывающий прибор; 10 - источник питания; 11 - реостат; 12 - выключатель.

Процесс измерения яркостной температуры объекта сводится к тому, что, измеряя силу тока накала в пирометрической лампе, добиваются, чтобы ее видимая на глаз яркость стала равной яркости изображения объекта. В этом случае глаз наблюдателя перестает различать нить на фоне изображения объекта и она, как говорят, "исчезает". Зная зависимость яркостной температуры нити лампочки от силы тока накала для данного прибора, и измерив величину тока в момент исчезновения нити, определяют яркостную температуру объекта.

Внешний вид пирометра ОППИР -017 представлен на рисунке 41. В корпусе 1, укрепленном на штативе 2, размещается подвижный тубус 3 с объективом и тубус 4 с окуляром, а также шкала 5 со стрелочным указателем. Рукоятка 6 служит для введения одного из двух поглощающих стекол между объективом и пирометрической лампой накаливания, встроенной в пирометр. Когда белая указательная точка на рукоятке 6 совпадает с голубой точкой на корпусе 1, то отсчет показаний нужно производить по нижней измерительной шкале. В случае совпадения белой точки на рукоятке с красной точкой на корпусе – отсчет производится по верхней измерительной шкале. Кольцо реостата 7 служит для изменения тока в цепи лампы пирометра и, следовательно, для изменения яркости.

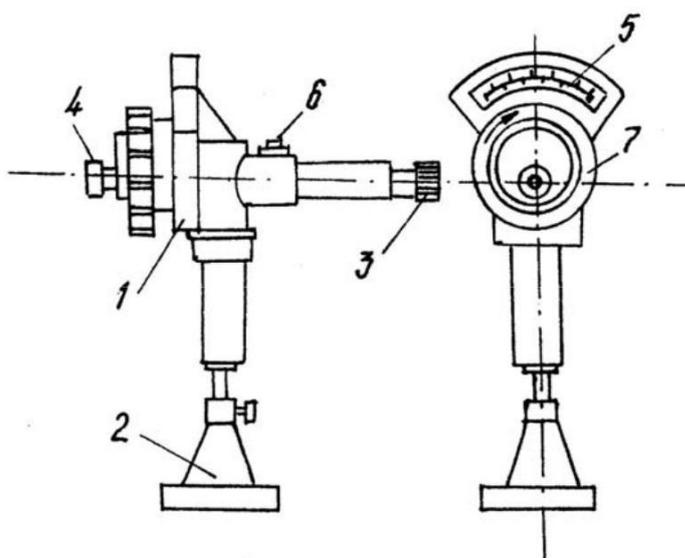


Рисунок 41 – Пирометр ОППИР-017: 1 – корпус; 2 – штатив; 3 – подвижный тубус; 4 – окуляр; 5 – шкала со стрелочным указателем; 6 – рукоятка; 7 – кольцо реостата.

Прецизионный оптический пирометр ЭОП-66 с исчезающей нитью предназначен как для эталонных работ по воспроизведению шкалы температур, так и для измерения температур при различных научных исследованиях. Прибор отличается большой светосилой (1:3) и, благодаря этому, может использоваться для измерения яркостных температур в красной области спектра, начиная уже с 800 °С. Окуляром прибора служит микроскоп с 40-кратным увеличением. Цилиндрические нити пирометрической лампочки со стороны наблюдателя ошлифованы до половины диаметра, что способствует улучшению исчезновения нити при большом угле входа прибора. Прибор снабжен реостатом для регулирования силы тока в лампочке. Пределы измерения температуры с помощью данного прибора 900 °С – 10000 °С.

Согласно установленным стандартам технические оптические пирометры поверяются по светоизмерительным лампам 2-го разряда. На описываемом стенде поверяются и градуируются ниточные пирометры типа ОППИР по температурной лампе СИ-8-200. Принципиальная электрическая схема стенда приведена на рисунке 42.

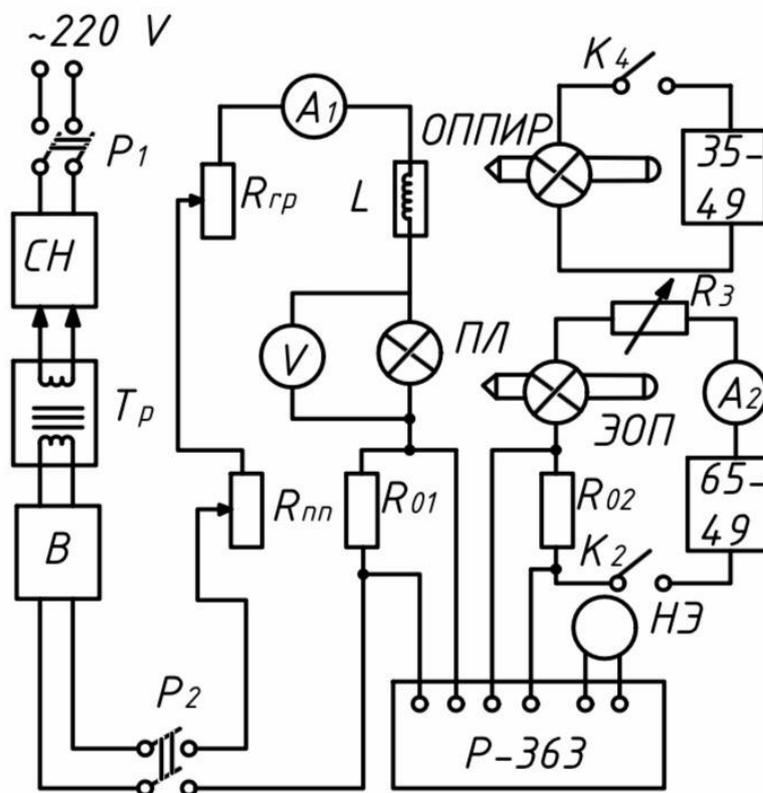


Рисунок 42 – Электрическая схема стенда: P<sub>1</sub>, P<sub>2</sub> – пакетные выключатели; CH – стабилизатор напряжения; Tr – понижающий трансформатор; B – выпрямитель; L –

индуктивность;  $R_{гр}$  – реостат грубой регулировки;  $R_{пл}$  – реостат плавной регулировки;  $R_{01}$  – образцовая катушка сопротивления ( $R = 0,001 \text{ Ом}$ );  $R_{02}$  – образцовая катушка сопротивления ( $R = 0,01 \text{ Ом}$ ); Р-363 – потенциометр; ПЛ – пирометрическая температурная лампа;  $K_1, K_2$  – тумблеры; Б5-49 – источник питания; ОППИР – поверяемый пирометр; ЭОП – прецизионный (эталонный) оптический пирометр;  $R_3$  – регулятор;  $A_1, A_2$  – амперметры;  $V$  – вольтметр; НЭ – нормальный элемент.

Сетевое напряжение через пакетный выключатель  $P_1$  и стабилизатор напряжения СН подается на понижающий трансформатор  $T_p$  и затем на двухполупериодный диодный выпрямитель В. Постоянное напряжение с выпрямителя (12 В) через пакетный выключатель  $P_2$  подается на пирометрическую лампу ПЛ, последовательно с которой соединена сглаживающая индуктивность  $L$  (обмотка регулятора РНО-10), два ступенчатых реостата для грубой и плавной регулировок тока  $R_{гр}$ ,  $R_{пл}$  и образцовая катушка сопротивления ( $0,001 \text{ Ом}$ ) –  $R_{01}$ . Ток и падение напряжения на лампе контролируются щитовыми приборами: амперметром  $A_1$  и вольтметром  $V$ . Точное значение величины тока, проходящего через лампу, определяется по величине падения напряжения на катушке сопротивления  $R_{01}$ , которое измеряется потенциометром Р-363.

На рисунке 54 представлены также цепь питания пирометра типа ОППИР и цепь питания эталонного оптического пирометра ЭОП (ЭОП-66): источник питания Б5-49, регулятор  $R_3$ , образцовая катушка  $R_{02}$  ( $R = 0,01 \text{ Ом}$ ) и тумблер  $K_2$ . Последняя цепь предназначена для градуировки лампы ПЛ и реализована на этом же стенде.

#### Порядок выполнения работы

Внимание! Включать установку разрешается только в присутствии преподавателя или лаборанта!

Подготовить к измерениям оптические пирометры ОППИР-017, ЭОП-66 и потенциометр Р-363:

а) Вывести до предела (против часовой стрелки) реостат пирометра ОППИР-017, установить требуемый (нижний) предел измерения, включить  $K_1$  питания пирометра,

постепенно немного повернуть реостат пирометра по часовой стрелке и, убедившись, что стрелка показывающего прибора начинает отклоняться, вывести реостат;

б) Вывести до предела (против часовой стрелки) регулятор пирометра ЭОП-66, включить тумблер  $K_2$  питания прибора, постепенно повернуть регулятор по часовой стрелке и убедиться, что нить лампочки пирометра накаляется;

в) Подготовить в соответствии с описанием прибора потенциометр Р-363.

Вывести полностью реостаты плавной ( $R_{пл}$ ) и грубой ( $R_{гр}$ ) регулировок тока лампы СИ-8-200 (против часовой стрелки до предела).

Включить питание лампы ПЛ (СИ-8-200) контакторами  $P_1$  и  $P_2$ , расположенными на щите электропитания. Вывести реостаты плавной ( $R_{пл}$ ) и грубой ( $R_{гр}$ ) регулировок тока лампы СИ-8-200 немного по часовой стрелке.

Провести поверку нижней шкалы пирометра ОППИР-017:

а) Установить необходимое значение тока накала лампы СИ-8-200;

б) С помощью регулятора прибора ЭОП-66 изменять накал нити лампочки в пирометре до тех пор, пока яркости нити лампочки ЭОП-66 и ленты лампы СИ-8-200 не выровняются;

в) Определить значения напряжения на образцовой катушке сопротивления  $R_{02}$  ( $R = 0,01$  Ом) с помощью потенциометра Р-363 и рассчитать величину тока, текущего в лампочке ЭОП-66, по градуировочной таблице найти истинную температуру  $t_{ист}$  ленты лампы СИ-8-200 и занести ее в таблицу 5;

г) При том же накале лампы СИ-8-200 провести измерения температуры с помощью пирометра ОППИР. Для этого с помощью регулировочного реостата изменять накал лампочки поверяемого пирометра до тех пор, пока яркость визируемого участка нити лампочки и ленты лампы не выровняются (нить "исчезнет" на фоне изображения ленты). По показывающему отсчету пирометра произвести отсчет температуры  $t_{изм}$  и занести его в таблицу 6;

д) При том же накале лампы СИ-8-200 провести измерения температуры с помощью пирометра ОППИР. Для этого с помощью регулировочного реостата изменять накал лампочки поверяемого пирометра до тех пор, пока яркость визируемого участка нити лампочки и ленты лампы не выровняются (нить "исчезнет" на фоне изображения

ленты). По показывающему отсчету пирометра произвести отсчет температуры измерений и занести его в таблицу 6;  $t_d$  изменить накал лампы СИ-8-200 и провести измерения вновь, т.е. повторить операции, указанные в подпунктах а - г (каждое измерение проводить два - три раза).

5. Определить пирометрическое ослабление  $A$  поглощающего стекла пирометра, проделав следующие операции: для трех значений температур вблизи верхнего предела градуировки лампы СИ-8-200 (для температур порядка 1200, 1300 и 1400 °С) по нижней (отградуированной) шкале пирометра ОППИР произвести измерения температуры без поглощающего стекла ( $t_{1изм}$ ) и с поглощающим стеклом ( $t_{2изм}$ ), и занести эти значения в таблицу 6.

Обработка результатов измерений заключается в расчетах истинной температуры пирометрической лампы, поправок к показаниям пирометра ОППИР, истинного пирометрического ослабления  $A_{ист}$  и проведении поверки верхней шкалы пирометра ОППИР-017 расчетным путем.

1. Вычислить и занести в таблицу 7 среднеарифметические значения температуры  $t_{изм}$ .

2. Вычислить и занести в таблицу 7 поправки к значениям показаний пирометра ОППИР-017. Расчет поправок производится по формуле:

$$\Delta t = t_{ист} - t_{изм} \quad (30)$$

3. Вычислить и занести в таблицу 7 пирометрическое ослабление пирометра ОППИР для трех выбранных значений температуры с помощью соотношения:

$$A = \frac{1}{t_{2изм} + 273} - \frac{1}{t_{1изм} + 273} \quad (31)$$

4. Рассчитать среднеарифметическое значение пирометрического ослабления  $A$ .

5. Рассчитать истинное значение пирометрического ослабления  $A_{ист}$  по формуле:

$$A_{ист} = k \cdot A \quad (32)$$

где  $k = 1,02$  – цветовой коэффициент поглощающего стекла пирометров типа ОППИР.

6. Провести поверку верхней шкалы пирометра расчетным путем:

а) для расчетных температур  $\theta$  (от 1200 до 2000 °С через каждые 100 °С) вычислить соответствующие им значения яркостных температур при введении поглощающего стекла пирометра в соответствии с соотношением

$$\theta_1 = \frac{1}{\frac{1}{\theta + 273} + A_{\text{ист}}} - 273. \quad (33)$$

б) по данным таблицы 6 определить поправки  $\Delta t$ , соответствующие температурам  $\theta_1$  и значения  $\theta'_1 = \theta_1 - \Delta t$ , которые будут фиксироваться пирометром ОППИР при их измерениях;

в) установить стрелку показывающего прибора пирометра ОППИР с помощью реостата на значения по нижней шкале и по  $\theta'_1$  извести отсчет значений  $t_2$  по шкале верхнего предела измерений;

г) рассчитать поправки  $k$  по показаниям пирометра при измерениях по шкале верхнего предела в соответствии с соотношением

$$\Delta t = \theta - t_2 \quad (34)$$

д) все расчетные значения  $\theta$ ,  $\theta_1$ ,  $\theta'_1$ ,  $t_2$ ,  $\Delta t$  занести в таблицу 7.

7. Определить основную погрешность пирометра ОППИР на обеих шкалах:

а) по данным  $t_{\text{изм}}$  таблицы 5 для трех указанных преподавателем значений  $t_{\text{изм}}$  и  $t_{1\text{изм}}$  по данным таблицы 6 рассчитать наиболее вероятную случайную погрешность измерений на обеих шкалах пирометра ( $\sigma_B$  и  $\sigma'_B$ ), используя соотношение (26) и вариации показаний  $v$  и  $v'$ ;

б) для трех заданных значений  $t_{\text{изм}}$ , используя соотношения (28) и (29), рассчитать наиболее вероятную ошибку градуировки нижней шкалы пирометра и основную погрешность  $\Delta t_1$

в) используя значения, занесенные в таблицу 8  $\theta$  и  $\theta_1$ , рассчитать наиболее вероятную ошибку градуировки верхней шкалы пирометра  $\sigma_2$  и основную погрешность  $\Delta t_2$  (для расчетов использовать формулы (27) и (30)).

Таблица 5 - Результаты поверки нижнего предела шкалы пирометра

ОППИР-017			ЭОП-66			
№ п/п	$t_{изм}, ^\circ\text{C}$	$t_{изм}, ^\circ\text{C}$	$I_{эл}, \text{A}$	$I_{эл}, \text{A}$	$t_{ист}, ^\circ\text{C}$	$\Delta t, ^\circ\text{C}$

Таблица 6 - Определение пирометрического ослабления поглощающего стекла пирометра ОППИР

№ п/п	$T_{1изм}, ^\circ\text{C}$	$t_{1изм}, ^\circ\text{C}$	$T_{2изм}, ^\circ\text{C}$	$t_{2изм}, ^\circ\text{C}$	$A, 1/^\circ\text{C}$

Таблица 7-Градуировка верхней шкалы пирометра

№ п/п	$\theta, ^\circ\text{C}$	$\theta_1, ^\circ\text{C}$	$\theta'_1, ^\circ\text{C}$	$t_2, ^\circ\text{C}$	$\Delta t, ^\circ\text{C}$

Таблица 8 -Зависимость температуры нити лампы от силы тока пирометра ЭОП-66

Температура, $^\circ\text{C}$	Сила тока, А	Температура, $^\circ\text{C}$	Сила тока, А
Без поглотителя		Без поглотителя	
Положение обоймы – ", "		Положение обоймы – ", "	
900	0,2810	1160	0,3583
910	0,2893	1170	0,3616
920	0,2915	1180	0,3649
930	0,2938	1190	0,3681
940	0,2961	1200	0,3715
950	0,2984	1210	0,3750
960	0,3008	1220	0,3781
970	0,3032	1230	0,3823

Продолжение таблицы 8

980	0,3056	1240	0,3861
990	0,3081	1250	0,3901
1000	0,3106	1260	0,3942
1010	0,3131	1270	0,3984
1020	0,3157	1280	0,4026
1030	0,3184	1290	0,4070
1040	0,3211	1300	0,4114
1050	0,3238	1310	0,4158
1060	0,3266	1320	0,4202
1070	0,3295	1330	0,4246
1080	0,3325	1340	0,4291
1190	0,3356	1350	0,4337
1200	0,3386	1360	0,4384
1110	0,3417	1370	0,4432
1120	0,3449	1380	0,4481
1130	0,3482	1390	0,4530
1140	0,3516	1400	0,4579
1150	0,3550		

Таблица 9 - Зависимость температуры нити лампы от силы тока пирометра ЭОП-66

Температура, °С	Сила тока, А	Температура, °С	Сила тока, А
При использовании первого поглощающего стекла. Положение обоймы – ".."		При использовании первого поглощающего стекла. Положение обоймы – ".."	
1400	0,3097	1660	0,3539
1410	0,3112	1670	0,3558

Продолжение таблицы 9

1420	0,3126	1680	0,3576
1430	0,3140	1690	0,3594
1440	0,3155	1700	0,3612
1450	0,3170	1710	0,3631
1460	0,3185	1720	0,3650
1470	0,3200	1730	0,3669
1480	0,3216	1740	0,3687
1490	0,3233	1750	0,3765
1500	0,3250	1760	0,3724
1510	0,3267	1770	0,3743
1520	0,3284	1780	0,3763
1530	0,3301	1790	0,3782
1540	0,3318	1800	0,3802
1550	0,3336	1810	0,3822
1560	0,3354	1820	0,3842
1570	0,3372	1830	0,3862
1580	0,3390	1840	0,3882
1590	0,3408	1850	0,3901
1600	0,3427	1860	0,3920
1610	0,3446	3870	0,3940
1620	0,3464	1880	0,3960
1630	0,3483	1890	0,3980
1640	0,3501	1900	0,4000
1650	0,3520	1910	0,4021

Контрольные вопросы:

1. Какие законы теплового излучения Вы знаете?
2. В чём заключается сущность методики градуировки яркостных пирометров?
3. Каковы основные элементы оптической системы пирометра?
4. Что такое пирометрическое ослабление?

### 3.7 Лабораторная работа № 7 Изучение тепловизора

**Цель работы:** изучить устройство и принцип действия портативного тепловизора

**Программа занятия:**

- 1) Ознакомиться с принципом работы и устройством тепловизора;
- 2) Провести диагностику зданий с использованием тепловизора;

Тепловой контроль – неразрушающий контроль, основанный на регистрации температурных полей объекта контроля.

Тепловое изображение – изображение объекта контроля, создаваемое за счет собственного теплового излучения и (или) различий в излучательной способности поверхности объекта контроля.

Термограмма – тепловое изображение объекта контроля или его отдельного участка.

Термогафия – процедура создания снимков с помощью измерительной технологии, основанной на визуализации инфракрасного излучения или распределения температуры на поверхности объекта с помощью тепловизора.

Выходной сигнал тепловизора – измеряемый тепловизором электрический сигнал, значение которого пропорционально плотности потока теплового излучения контролируемого участка поверхности объекта.

Минимально допустимый перепад температур – разница температур внутреннего и наружного воздуха, при которой возможно проведение тепловизионного обследования здания и применение тепловизора для участков ограждающей конструкции с нарушенной теплоизоляцией.

Относительное сопротивление теплопередаче – показатель качества теплоизоляции, равный отношению сопротивления теплопередаче контролируемого и базового участков тепловизионного обследования здания. Все объекты, температура которых выше абсолютного нуля ( $0 \text{ K} = - 273,15 \text{ }^\circ\text{C}$ ), излучают инфракрасные волны. Еще в

1900-х гг. физик Макс Планк доказал наличие взаимосвязи между температурой тела и интенсивностью исходящего от него потока инфракрасного излучения.

Тепловизор измеряет инфракрасное излучение в длинноволновом спектре в пределах поля обзора. Исходя из этого, осуществляется расчет температуры измеряемого объекта.

Термография является пассивным, бесконтактным методом измерения. В основе термографии заложены следующие законы и положения:

- Закон Кирхгофа;
- Закон Стефана-Больцмана;
- Закон смещения Вина;
- Формула Рэлея-Джинса;
- Макс Планк.

Излучение, регистрируемое тепловизором, состоит из: - излучаемого ( $\epsilon$ ), - отраженного ( $\rho$ ), - проходящего длинноволнового инфракрасного излучения ( $\tau$ ), исходящего от объектов, расположенных в пределах поля зрения тепловизора (рисунок 43).

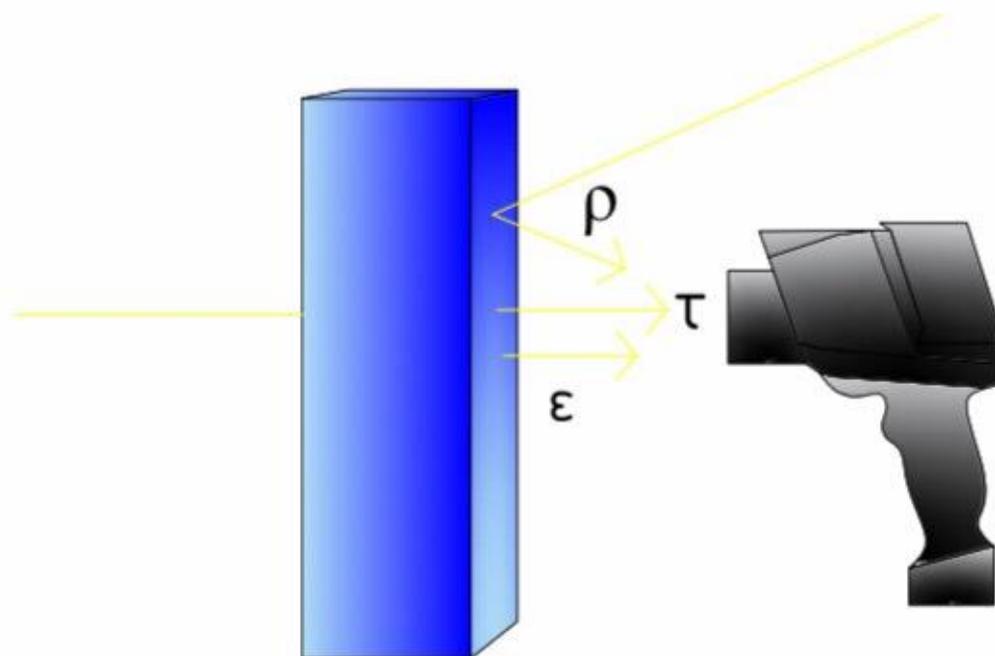


Рисунок 43- Излучение регистрируемое тепловизором

Коэффициент излучения ( $\varepsilon$ ) – степень способности материала излучать (выделять) инфракрасное излучение.

Коэффициент излучения ( $\varepsilon$ ) изменяется в зависимости от свойств поверхности, материала, и в случае с некоторыми материалами - от температуры измеряемого объекта.

Максимальная излучательная способность:  $\varepsilon = 1$  (100 % – абсолютное черное тело) в действительности не встречается.

Многие неметаллические материалы (например, ПВХ, бетон, органические вещества) обладают высокой излучательной способностью в длинноволновом инфракрасном диапазоне, которая не зависит от температуры ( $\varepsilon \approx 0,8 \div 0,95$ ).

Металлы, особенно материалы с блестящей поверхностью, обладают низкой излучательной способностью, которая может меняться в зависимости от температуры.

Коэффициент отражения ( $\rho$ ) – степень способности материала отражать инфракрасное излучение, зависит от свойств поверхности, температуры и типа материала.

Как правило, гладкие, полированные поверхности имеют большую отражательную способность, чем шероховатые, матовые поверхности, изготовленные из одного и того же материала.

Во многих областях применения отраженная температура соответствует температуре окружающей среды. Угол отражения инфракрасного излучения всегда совпадает с углом падения.

Коэффициент пропускания ( $\tau$ ) – степень способности материала пропускать (проводить через себя) инфракрасное излучение.

Зависит от типа и толщины материала. Большинство материалов являются материалами не пропускающего типа, т.е. устойчивыми к длинноволновому инфракрасному излучению.

Сумма данных компонентов всегда принимается за 1 (100 %):

$$\varepsilon + \rho + \tau = 1 \quad (35)$$

Поскольку коэффициент пропускания редко играет значительную роль на практике,  $\tau$  опускается и формула упрощается до:

$$\varepsilon + \rho = 1 \quad (36)$$

Для термографии это означает, что чем ниже коэффициент излучения, тем:

- выше уровень отраженного инфракрасного излучения;
- сложнее осуществить точное измерение температуры;
- более важным становится правильная настройка компенсации отраженной температуры (КОТ).

Развитие системы современного тепловидения пришлось на 60-е годы прошлого столетия. Такие тепловизоры имели вид одноэлементного приемника, в котором изображение строилось с помощью точечного смещения оптической аппаратуры. Приборы позволяли вести наблюдения за малейшими тепловыми изменениями в объекте измерения с низкой скоростью.

Создание современных портативных тепловизоров, с большой скоростью воспроизведения и обработки информации, позволяющих производить наблюдения за изменением температуры объекта в режиме реального времени стало возможным благодаря появлению и развитию фотодиодных ячеек ПЗС.

Приборы с зарядовой связью основаны на использовании структуры металл - диэлектрик-полупроводник в виде линейки или матрицы фоточувствительных элементов.

Полученные сигналы обрабатываются дешифратором, проходят подготовку в процессоре устройства, сигналы выстраиваются с определенной последовательностью, после чего проецируются на ЖК матрицу в виде распределения температуры, обозначенных различными цветами. В итоге получается изображение представляющее собой разноцветный рисунок, где каждому цвету задается определенная температура.

Поле зрения тепловизора представляет собой область, видимую тепловизором. Размеры данной площади определяются объективом, используемым с тепловизором (рисунок 44).

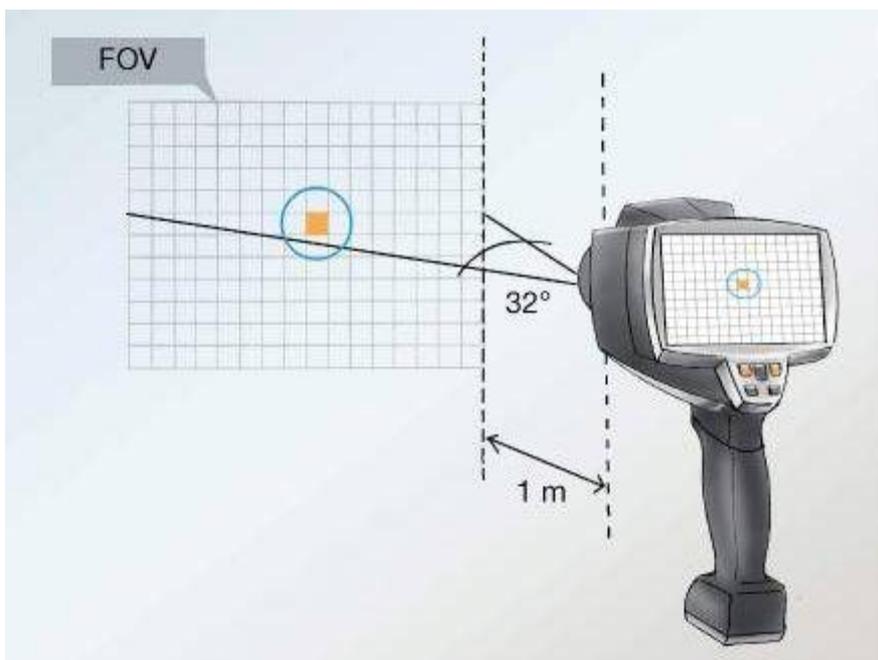


Рисунок 44– Поле зрения тепловизора

Инфракрасное излучение, исходящее от безоблачного неба, неформально называют «холодное рассеянное небесное излучение» ( $\sim -50\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Источники ошибок при проведении инфракрасного измерения:

- неправильная настройка коэффициента излучения;
- неправильная настройка КОТ;
- нечеткое ИК изображение;
- расстояние до измеряемого объекта слишком большое или слишком маленькое;
- воздействие внешних источников излучения (например, электрические лампочки, солнце, радиаторы и т.д.);
- резкая перемена температуры окружающей среды;
- неправильная интерпретация ИК изображения по причине недостаточных сведений об объекте измерений.

Технические характеристики тепловизора FlirT 640 bx:

- разрешение  $640 \times 480$  пикселей;
- пространственное разрешение  $0,68$  мрад для объектива  $25^{\circ}$ ;  $0,41$  мрад для объектива  $15^{\circ}$ ;  $1,23$  мрад для объектива  $45^{\circ}$ ;
- термочувствительность (при  $30^{\circ}\text{C}$ )  $< 35$  мК при  $30^{\circ}\text{C}$ ;
- цифровое масштабирование прямой доступ, непрерывный 1–4х;

- фокусировка непрерывная, автоматическая или ручная;
- температурный диапазон от -40°C до +150°C; от +100°C до +650°C;
- детектор неохлаждаемый микроболометр;
- спектральный диапазон 7,85 мкм - 14 мкм;
- точки измерения 10 шт.;
- автоматическое обнаружение горячих/холодных участков макс./мин. значение температуры и положение отображаются в окне, области или на линии;
- изотерма обнаружения высокой/низкой температуры/интервала;
- сигнализация влаги, сигнал о влажности, включая сигнал тревоги о точке росы;
- сигнализация нарушения теплоизоляции, сигнал тревоги о нарушении теплоизоляции;
- разность температур, разница температур между любыми двумя функциями измерений или референтной температурой;
- референтная температура устанавливается вручную;
- поправка на коэффициент излучения варьируется от 0,01 до 10 или выбирается из перечня материалов;
- поправка измерений поправка на отраженную температуру, пропускание оптики атмосферы;

Порядок выполнения работы:

1. Включите тепловизор.
2. Задайте коэффициент излучения и значение КОТ.
3. Наведите тепловизор на поверхность, с помощью вращения объектива отрегулируйте четкость изображения.
4. Сохраните изображение в памяти тепловизора.
5. Рассчитайте сопротивление теплопередачи различных оконных конструкций.

Расчет фактического сопротивления теплопередачи определяется по формуле:

$$R_{\text{оф}} = \frac{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}}) \cdot R_{\text{н}}}{r_{\text{н}} - t_{\text{н}}}, \quad (37)$$

где  $t_v$ ,  $t_n$  – измеренная температура внутреннего и наружного воздуха, °С;

$t_n$  – температура наружной поверхности, полученная термографированием, °С (расчет проводится по двум точкам максимальной и минимальной, среднюю между значениями принимают за фактическую);

$R_n$  – сопротивление теплопереходу (0,043).

Контрольные вопросы:

1. Какое длинноволновое излучение регистрирует тепловизор?
2. От каких параметров зависит точность измерения поверхностной температуры объекта?
3. Укажите важнейшие технические параметры тепловизоров, определяющие эффективность их работы.
4. Чем определяются линейные и угловые размеры наблюдаемой тепловизором картины и от чего зависит его угловое (видимое) увеличение?
5. Классификация тепловизоров и пути их развития.

## Список использованных источников

- 1 Датчики реакторного контроля в ядерной энергетике / В.И.Субботин, В.В.Архипов, В.И.Авдонин, А.Ю.Цыганов // Проблемы реакторной теплофизики.– М.: Энергоатомиздат, 1989.– С.5-8.
- 2 Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических ядерных реакторов / Ф.Я.Овчинников, В.В.Семенов /– М.: Энерго-атомиздат, 1988.
- 3 Термометрия и расходомерия ядерных реакторов / Б.В. Лысиков., В.К. Прозоров/–М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 4 Ядерно-физические методы диагностики и контроля активных зон реакторов АЭС / С.С. Ломакин /– М.: Энергоатомиздат, 1983.
- 5 Теплотехнический контроль на атомных электростанциях / А.Ф. Попов / –М.: Энергоатомиздат, 1986.
- 6 Тепловыделение в ядерном реакторе / Е.С.Глушков, В.Е.Демин, Н.Н. Пономарев-Степной, А.А. Хрулев / – М.: Энергоатомиздат, 1985.
- 7 Контроль и управление на атомных электростанциях / М.П. Шальман, В.И. Плютинский / – М.: Энергия, 1979.
- 8 Контроль и измерение температуры в ядерных энергетических установках / Учебное пособие / В.К. Андреев, В.В.Архипов, А.С.Тимонин / – М.: МИФИ, 1991.
- 9 Диагностика ядерных реакторов: возможности и перспективы нейтринных методов контроля / В.В.Архипов, С.Н. Кетов, А.А. Коровкин. и др.// Известия АН СССР Энергетика и Транспорт, 1990. № 6.–С.8-11.
- 10 Калориметрия излучений ядерного реактора / В.М.Коляда, В.С.Карасев / –М.: Атомиздат, 1974.
- 11 Зарядовые детекторы ионизирующих излучений / М.Г. Мительман, Н.Д. Розенблюм /– М.: Энергоиздат, 1982.
- 12 Использование вне реакторных детекторов для контроля мощности и ее распределения в реакторе / А.М. Лужнов, В.В. Морозов, Н.С.Орехова, С.Г.Цыпин // Атомная техника за рубежом, 1984. № 8. С.19-22.