

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Высшая школа машиностроения

Работа допущена к защите

Директор ВШМ

_____ С.А.Любомудров

« ____ » _____ 20__ г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ КАМЕР ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С ЦЕЛЬЮ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА

по направлению подготовки 27.04.02 Управление качеством

профиль 27.04.02_01 Управление качеством

Выполнил
студент гр. 3342702/80101

А.М. Паскаренко

руководитель,
доцент к.ф.-м.н.

Ю.В. Кожанова

Санкт-Петербург
2020

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО
Высшая школа машиностроения

УТВЕРЖДАЮ

Директор ВШМ

С.А.Любомудров

« » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы магистра

студенту

Паскаренко Андрею Михайловичу, группа 3342702/80101

1. Тема работы: Модернизация тепловых камер тепловых сетей с целью внедрения системы удаленного мониторинга.

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 23.06.2020 г.

3. Исходные данные по работе: Работа посвящена модернизации тепловых камер тепловых сетей для применения системы удаленного мониторинга предприятия АО «Теплосеть Санкт-Петербурга».

В работе необходимо проанализировать текущие методы контроля анализа состояния трубопровода. Определить датчики и устройства для сбора, контроля и анализа параметров трубопровода. Изучить доступные автономные системы снабжения электроэнергией и определить источник питания для устройств. Разработать конструкцию блока, которая будет устанавливаться в тепловой камере и на которую будут присоединяться датчики и устройства для контроля состояния. Оценить экономическую эффективность внедряемой разработки.

Работа должна быть проведена на основании следующих исходных данных:

Годовая отчетность АО Теплосеть СПб за 2017 год, годовая отчетность АО Теплосеть СПб за 2016 год, перечень устройств для удаленного мониторинга и требования к их установке, параметры тепловой камеры.

4. Содержание работы: Введение. Описание проблемы. Выбор устройств для удаленного мониторинга. Обзор программного обеспечения цифрового аналога теплосети. Создание натурального макета участка теплосети. Выбор системы автономного питания. Разработка конструкции блока. Техничко-экономическое обоснование. Заключение. Список использованных источников.

5. Перечень графического материала: рисунки, графики, блок-схемы.

6. Консультанты по работе: старший преподаватель ВШМ Седлер М.Х.

7. Дата выдачи задания: 05.02.2020 г.

Руководитель ВКР _____
(подпись)

Ю.В.Кожанова

Задание принял к исполнению _____
(дата)

Студент _____
(подпись)

А.М. Паскаренко

РЕФЕРАТ

На 58 с., 41 рисунок, 4 таблицы.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА, МОДЕРНИЗАЦИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ, ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, УДАЛЕННЫЙ МОНИТОРИНГ, ТЕПЛОВАЯ КАМЕРА, ДЕФЕКТЫ ТРУБОПРОВОДА

Тема выпускной квалификационной работы: «Модернизация тепловых камер тепловых сетей с целью внедрения системы удаленного мониторинга».

Данная работа посвящена разработке проекта модернизации тепловых камер теплосети для эффективного применения системы удаленного мониторинга состояния трубопровода. Задачи, которые решались в ходе выполнения работы:

1. Исследование дефектов и причин их возникновения при работе трубопровода.
2. Определение перечня параметров для мониторинга состояния тепловых сетей и на их основании подбор датчиков и устройств для сбора, контроля и анализа параметров трубопровода.
3. Выбор автономных источников питания для функционирования устройств удаленного мониторинга.
4. Разработка конструкции блока с датчиками и устройствами автономного питания для установки в тепловых камерах и обеспечения работы системы удаленного мониторинга.

В результате были изучены возникающие дефекты трубопровода и недостатки существующего процесса контроля состояния. Для минимизации потерь при функционировании трубопроводных теплосетей внедряется система удаленного мониторинга. Для обеспечения эффективной работы системы определены датчики и устройства для удаленного сбора данных в тепловых камерах. Для обеспечения датчиков электричеством выбрана автономная система снабжения. Разработана конструкция блока, которая будет устанавливаться в тепловой камере и на которую будут присоединяться датчики для контроля состояния и устройства питания.

ABSTRACT

58 pages, 41 figures, 4 tables

KEYWORDS: QUALITY IMPROVEMENT, MODERNIZATION OF PIPELINE SYSTEMS, HEAT NETWORKS, REMOTE MONITORING, HEAT CHAMBER, PIPELINE DEFECTS

The theme of the graduate qualification work is "Modernization of heat chambers of heat networks for the purpose of remote monitoring system implementation".

This work is devoted to the development of a project to upgrade the heat chambers of the heating system for the effective application of the remote pipeline monitoring system. Tasks that were solved in the course of the work:

1. Study of defects and their causes during pipeline operation.
2. Determining the list of parameters for monitoring the condition of thermal networks and on their basis selection of sensors and devices for collection, control and analysis of pipeline parameters.
3. Selection of autonomous power supplies for the operation of remote monitoring devices.
4. Development of the unit design with sensors and autonomous power supply devices for installation in heat chambers and providing remote monitoring system operation.

As a result, emerging pipeline defects and deficiencies in the existing condition monitoring process have been investigated. To minimize losses during the operation of pipeline heating systems, a remote monitoring system is being introduced. To ensure efficient operation of the system, sensors and devices for remote data collection in heat chambers have been identified. A self-contained supply system has been selected to supply the sensors with electricity. The design of the unit has been developed to be installed in the heat chamber and to which sensors for condition monitoring and power devices will be connected.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Глава 1. Безопасная эксплуатация трубопроводных систем теплосети.....	8
1.1. Возникающие дефекты трубопровода.....	8
1.2. Существующий способ диагностирования утечек.....	11
1.3. Недостатки существующего процесса.....	12
1.4. Постановка задачи.....	12
Глава 2. Алгоритм работы цифрового аналога теплосети.....	14
2.1. Проект «Создание цифрового аналога трубопроводных систем теплосети»	14
2.2. Блок-схема работы цифрового аналога теплосети.....	17
Глава 3. Подбор устройств для удаленного мониторинга.....	19
3.1. Параметры для мониторинга состояния трубопровода.....	19
3.2. Датчик температуры.....	20
3.3. Датчик расхода воды.....	21
3.4. Датчик давления.....	21
3.5. Счетчик импульсов.....	21
3.6. Конвертер.....	22
Глава 4. Обзор программного обеспечения цифрового аналога теплосети.....	24
4.1. Участники процесса работы цифрового аналога.....	24
4.2. Программа для мониторинга состояния теплосети в режиме реального времени.....	27
4.3. Программа обработки сигналов датчиков удаленного мониторинга теплосети.....	30
Глава 5. Создание натурального макета участка, демонстрирующего работу цифрового аналога.....	34

Глава 6. Выбор системы автономного питания с учетом работы цифрового аналога.....	39
6.1. Требования к конструкции тепловых камер.....	39
6.2. Обеспечение электропитанием подземных объектов.....	39
6.3. Применение термоэлектрических генераторных модулей.....	41
Глава 7. Разработка конструкции блока.....	48
Глава 8. Техничко-экономическое обоснование.....	50
8.1. Выбор баз для сравнения.....	50
8.2. Расчет инвестиционных затрат.....	51
8.3. Расчет срока окупаемости.....	53
Заключение.....	55
Список использованных источников.....	57

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время для получения информации о ситуации в городе появляется все больше измерительных приборов, датчиков, камер, средств связи и систем хранения данных. Объекты энергетики и инженерного обеспечения не являются исключением. Задача повышения эффективности расходования ресурсов, снижения негативного воздействия на окружающую среду определяет необходимость оперативного мониторинга ситуации на объектах ЖКХ, ведения точного учета расходования энергоресурсов, осуществления управления в режиме реального времени, в частности, на трубопроводах горячего водоснабжения.

На обеспечение безаварийной и экономичной эксплуатации теплотрасс большое влияние имеет качество контроля целостности труб. Среди различных вариантов решения данной задачи существует идея внедрения систем дистанционного контроля состояния трубопроводов. Такая система состоит из аппаратных и программных решений. Одним из аппаратных решений для функционирования систем дистанционного контроля предлагается модернизация тепловых камер теплосети, в которых будут устанавливаться датчики и устройства необходимые для выполнения удаленного мониторинга.

Актуальность работы обусловлена текущей разработкой проекта «Создание цифрового аналога трубопроводных систем теплосети», который позволит получать оперативную информацию о состоянии трубопроводов в городе.

Объект исследования: трубопроводные системы теплосети и контроль их состояния.

Предмет исследования: качество системы удаленного мониторинга состояния трубопровода.

Цель работы: разработать проект модернизации тепловых камер для применения системы удаленного мониторинга. Для достижения цели были поставлены следующие задачи: проанализировать дефекты и причины их

возникновения при работе трубопровода; определить перечень параметров для мониторинга состояния теплотрасс; подобрать датчики и устройства для эффективной работы цифрового аналога; выбрать автономные источники питания для функционирования устройств удаленного мониторинга; разработать конструкцию блока, на который будут крепиться все необходимые датчики и устройства для работы системы удаленного мониторинга и средства автономного питания.

Для достижения цели были использованы следующие методы: изучение литературы по основам построения системы «Умного города», поиск наиболее оптимальных решений для реализации передачи и сбора информации, статические методы обработки информации.

Применение системы удаленного мониторинга трубопроводных систем теплосети даст возможность обеспечивать безопасную эксплуатацию трубопровода за счет оперативного получения информации об их техническом состоянии и параметрах перекачиваемого по ним продукта. Внедрение такой системы повысит качество процедуры контроля состояния и снизит экономические затраты на обслуживание и ремонт трубопровода.

ГЛАВА 1. БЕЗОПАСНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСЕТИ

Для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо оперативно получать информацию о техническом состоянии трубопроводов и параметрах перекачиваемого по ним продукта (температура, давление, расход и др.). Рассмотрим какие дефекты возникают в трубопроводных системах при их эксплуатации.

1.1. Возникающие дефекты трубопровода

Существуют несколько типов дефектов, возникающих в трубопроводных системах теплосети. На рис.1.1 построена диаграмма распределения процента обнаруженных дефектов в зависимости от причины возникновения дефекта на основании данных от АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» за последние 10 лет [9, с.13].

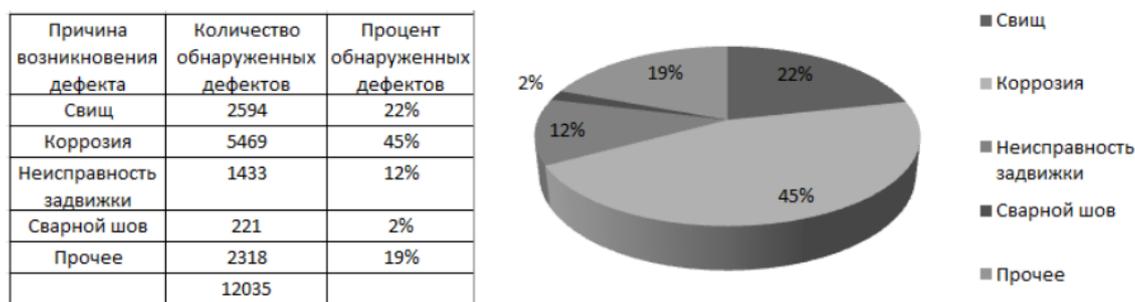


Рис.1.1. Диаграмма распределения количества обнаруженных дефектов в зависимости от причины возникновения дефекта

Исходя от обнаруженных дефектов, основной причиной повреждений трубопроводов являются коррозионные процессы. Повреждения, связанные с действием коррозии составляет 45% и наибольшее количество повреждений обусловлено действием наружной коррозии и составляет около 71%. Это связано с низким качеством гидроизоляционных конструкций трубопроводов и трубоэлементов, которые были использованы в предыдущие годы, а также недостаточным качеством строительно-монтажных работ [1]. В большинстве случаев наружная коррозия имеет локальный характер, охватывая не более

30-40% периметра трубы. В каналах и камерах коррозия верхней части труб происходит в результате интенсивной капели с перекрытия, а нижней части – при подтоплении и контакте с грунтом.

Причинами возникновения таких повреждений в тепловых камерах являются: низкое качество применяемых изоляционных материалов, некачественная заделка прохода трубопроводов через стенку тепловых камер, в результате чего происходят подтопления и заливания тепловых камер.

А интенсивное развитие наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей объясняется:

- слабыми защитными свойствами изоляционных конструкций, применяемых в предыдущие годы;

- высоким уровнем грунтовых вод в г. Санкт-Петербург;

- неблагоприятными температурно-влажностными условиями эксплуатации в простенках;

- наличием вредного влияния сопутствующих и пересекающих тепловую сеть коммуникаций;

- не полным охватом средствами электрохимической защиты трубопроводов тепловой сети.

В итоге одним из наиболее часто встречающихся и опасных дефектов в трубопроводе является коррозия металла. Коррозия приводит к утончению стенок, которые нарушают общую прочность трубопровода и из-за этого образуются трещины, свищи и разломы. Через такие повреждения начинается утечка горячей воды и этот процесс может развиваться как быстро, так и медленно, но в любом случае приводит к аварийной ситуации. Сначала вода медленно сочится через образовавшиеся отверстия, и вокруг трубы под землей образуется все увеличивающийся объем воды, размывающей грунт. В какой-то момент вода прорывается сквозь наземное покрытие, и случается авария (рис.1.2.).



Рис.1.2. Коррозия на трубопроводе

Также другим часто встречающимся дефектом трубопроводов горячего водоснабжения является нарушение теплоизоляции труб (рис.1.3).



Рис.1.3. Нарушение теплоизоляции трубопровода

Причинами такого дефекта являются:

- некачественное выполнение сварных швов в местах стыковки труб;
- локальная язвенная коррозия внутренних поверхностей из-за дефектов металла и нарушений водно-химического режима;

– нарушение герметичности муфтовых соединений и концевых заглушек изоляции с попаданием коррозионно-агрессивной влаги на наружную поверхность труб;

– слабая адгезия и отслоение теплоизоляционного слоя от поверхности труб с образованием пустот, где может скапливаться влага [8].

Эти дефекты не приводят к авариям, но снижают энергоэффективность, так как часть тепла используется не по прямому назначению, а уходит наружу, что, в свою очередь, приводит к существенным экономическим потерям.

Исходя из этого, оперативное обнаружение дефектов является необходимым для предупреждения аварий на трубопроводе, например, таких аварийно-опасных как утечка воды. Процесс утечки воды может развиваться быстро, когда время от возникновения дефекта до аварии исчисляется часами, и даже минутами. Поэтому обнаружение мест утечек и потенциальных аварий должно осуществляться максимально оперативно.

1.2. Существующий способ диагностирования утечек

В настоящее время утечки диагностируют простым, но малонадежным способом. Вдоль всего трубопровода проложены медные проводники. Через несколько сотен метров на поверхности земли параллельно расположению трубопровода расположены коверы, к клеммам которых закреплены концы проводников. При возникновении утечки, меняется сопротивление проводников и так можно узнать об аварии и примерное расстояние до нее. Данный способ не является надежным, так как замыкание проводников может произойти не сразу после возникновения утечки из-за того, что утечка может начаться на противоположенной стороне трубы от прокладки проводников. А также замыкание проводников может произойти и без утечки. Например, замкнуть проводники могут грунтовые воды, просочившиеся под слой теплоизоляции. Кроме того, замеры сопротивления проводятся периодически при обходе работниками эксплуатационной службы теплосети и не позволяют оперативно получать информацию о состоянии труб.

1.3. Недостатки существующего процесса

Для проведения процедуры контроля трубопровода, необходимо задействовать достаточно большое количество ресурсов. Для того, чтобы провести оценку участка трубопровода необходимо задействовать бригаду минимум из пяти человек. Необходимо отключить участок трубопровода, провести дренирование для осушения поверхности трубопровода и удалить тепловую изоляцию. Как было сказано выше, такая процедура контроля экономически высокочатная.

Не стоит также и забывать о человеческом факторе, который может воздействовать при осуществлении измерения и контроля трубопровода. Возможно получение некорректных данных из-за различных погрешностей при использовании измерительного устройства или нарушение процесса измерения из-за недостаточной квалификации работника. Также рабочий может ошибочно или умышленно внести некорректные данные при измерении, которые могут повлечь дальнейшие проблемы при обслуживании трубопровода.

Учитывая большую протяженность трубопроводов, наличие труднодоступных мест, влияние человеческого фактора и высокую затратность диагностики такой способ контроля мало информативен и низко эффективен.

Для решения проблемы сокращения затрат на обслуживание и ремонт трубопроводных систем теплосети был разработан процесс комплексного оценивания и выбора метода реновации трубопровода, и создано автоматизированное приложение [10].

Процесс предполагает выявление участков трубопровода для последующего контроля, на которых возможны неисправности в соответствии с прогнозной моделью разработки.

1.4. Постановка задачи

Для устранения найденных недостатков существующего процесса периодического контроля состояния трубопровода является создание системы удаленного мониторинга (в дальнейшем Система).

Система – это информационно аналитический аппаратно-программный комплекс, предназначенный для мониторинга, осуществления диагностики и прогнозирования изменения технического состояния объекта мониторинга (трубопровода) на основе данных, полученных от контрольно-измерительного прибора этого объекта.

Чтобы реализовать такую Систему для трубопровода необходимо:

– развернуть аппаратный комплекс в виде сети, которая обеспечит передачу данных с датчиков, установленных в тепловых камерах трубопровода, на компьютер в диспетчерской;

– разработать программный комплекс, который обеспечит взаимосвязанную работу членов службы мониторинга сети.

В данной работе будет решаться задача аппаратного обеспечения Системы. Необходимо установить требования для функционирования Системы, определить параметры для удаленного мониторинга. На основании выявленных параметров и требований подобрать датчики и устройства для работы цифрового аналога. Разработать проект модернизации тепловых камер для внедрения Системы, в котором будут применяться выбранные датчики и устройства, и определить способ их обеспечения электропитанием.

ГЛАВА 2. АЛГОРИТМ РАБОТЫ ЦИФРОВОГО АНАЛОГА ТЕПЛОСЕТИ

Учитывая перечисленные дефекты и недостатки существующего процесса, имеется потребность в точных системах мониторинга трубопроводов для обнаружения утечек, повреждений и других отказов, которые могут привести к серьезным экологическим и экономическим последствиям.

2.1. Проект «Создание цифрового аналога трубопроводных систем теплосети»

В данный момент разрабатывается проект «Создание цифрового аналога трубопроводных систем теплосети» [10], который позволит получать оперативную информацию о состоянии трубопроводов в городе (рис.2.1.).

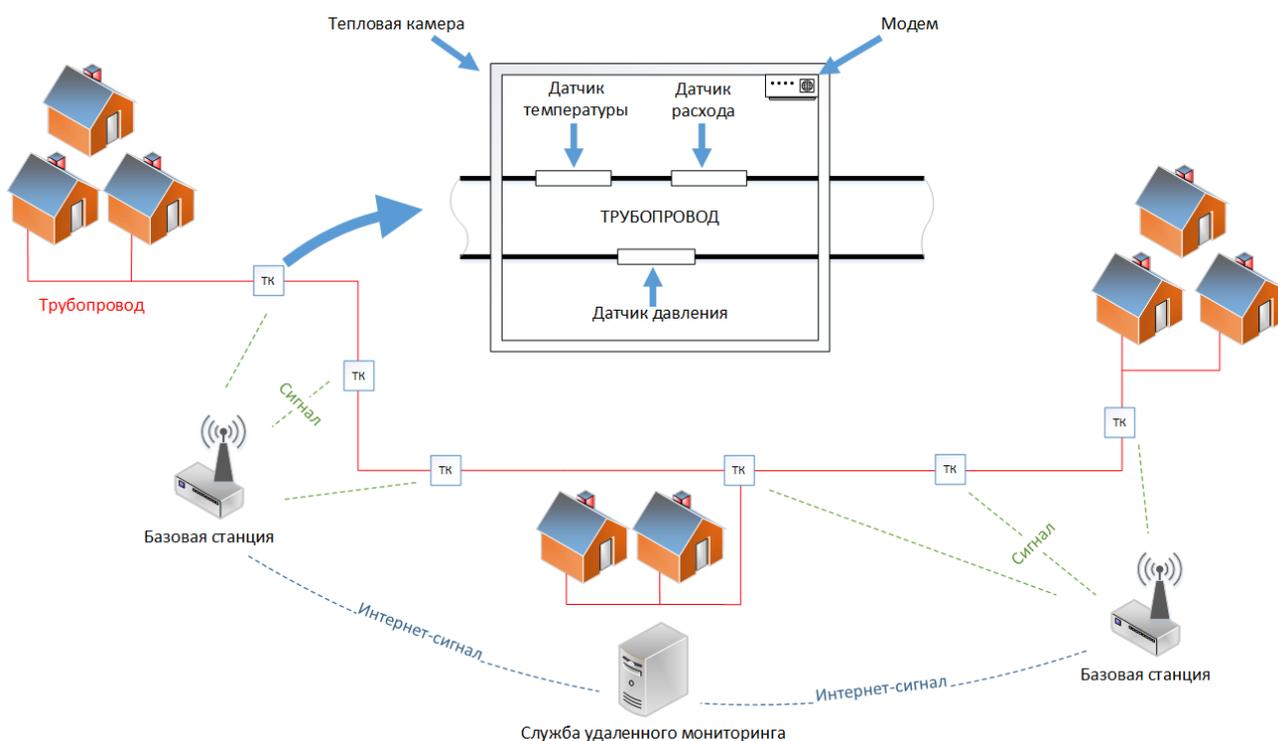


Рис.2.1. Схема удаленного мониторинга теплотрасс

Датчики и устройства для мониторинга, установленные в тепловой камере и подключенные к модему, будут собирать информацию о состоянии трубопровода. Для построения сети передачи информации выбрана технология энергоэффективной сети дальнего радиуса действия LoRaWAN (Low-power Wide-area Network).

Сеть LoRaWAN - радиосеть. Общение между оконечными устройствами и сервером осуществляется через ретрансляторы радиосигнала, в роли которых выступают базовые станции Вега БС-1 или Вега БС-2.

Модем с LoRaWAN-модулем преобразует и передает имеющиеся данные по радиоканалу на базовую станцию. Дальность радиоприема базовых станций зависит от застройки территории и в условиях города составляет обычно 1...5 км. Базовые станции устанавливаются на объектах, имеющих выход в интернет, или, при отсутствии такого выхода, оснащаются SIM картами выхода в интернет. Информация от базовых станций по интернету передается на удаленные компьютеры диспетчерской службы теплосети. С помощью такой системы диспетчер удаленно получает информацию о состоянии каждой тепловой камеры и всего трубопровода.

Модемы и базовые станции выпускаются в России и за рубежом. В описываемом проекте использованы модемы и базовые станции Российского производства, выпускаемые ООО «ВЕГА-Абсолют», г. Новосибирск.

В цифровом аналоге теплосети использовано программное обеспечение, размещенное в свободном доступе на сайте ООО «ВЕГА-Абсолют» iotvega.com [13].

Для опрашивания датчиков и отображения полученных данных используется клиентское приложение ИОТ Vega Pulse. Приложение имеет простой и удобный интерфейс (рис.2.2, 2.3).

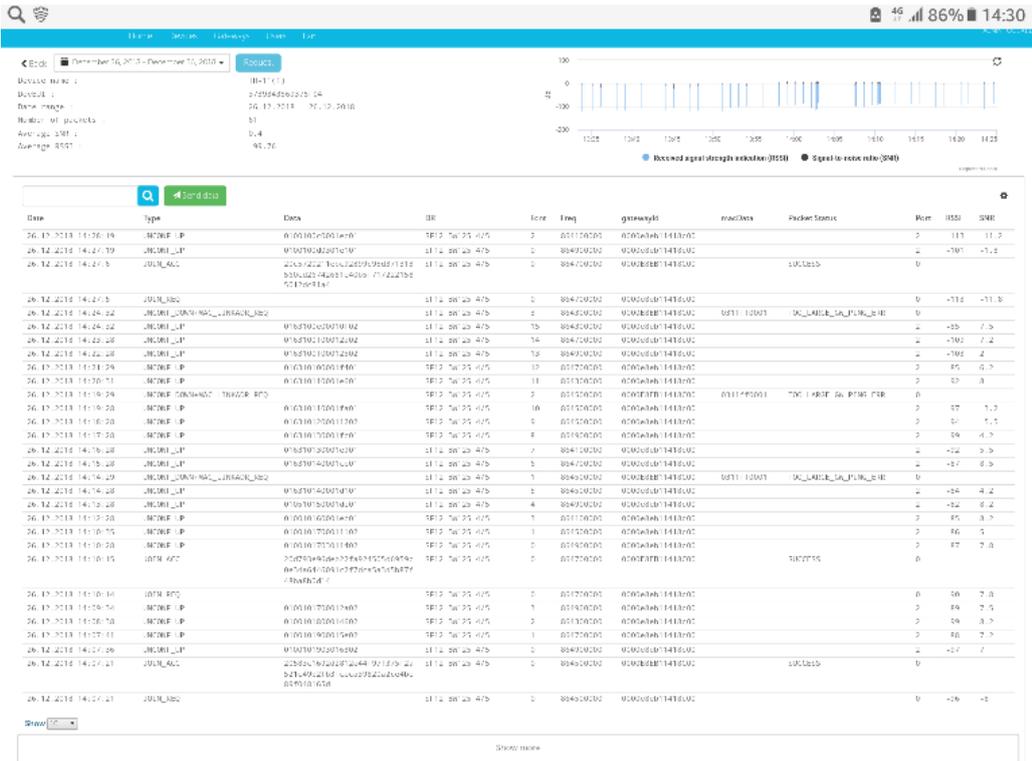


Рис.2.2. Онлайн показания датчика по запросу базовой станции

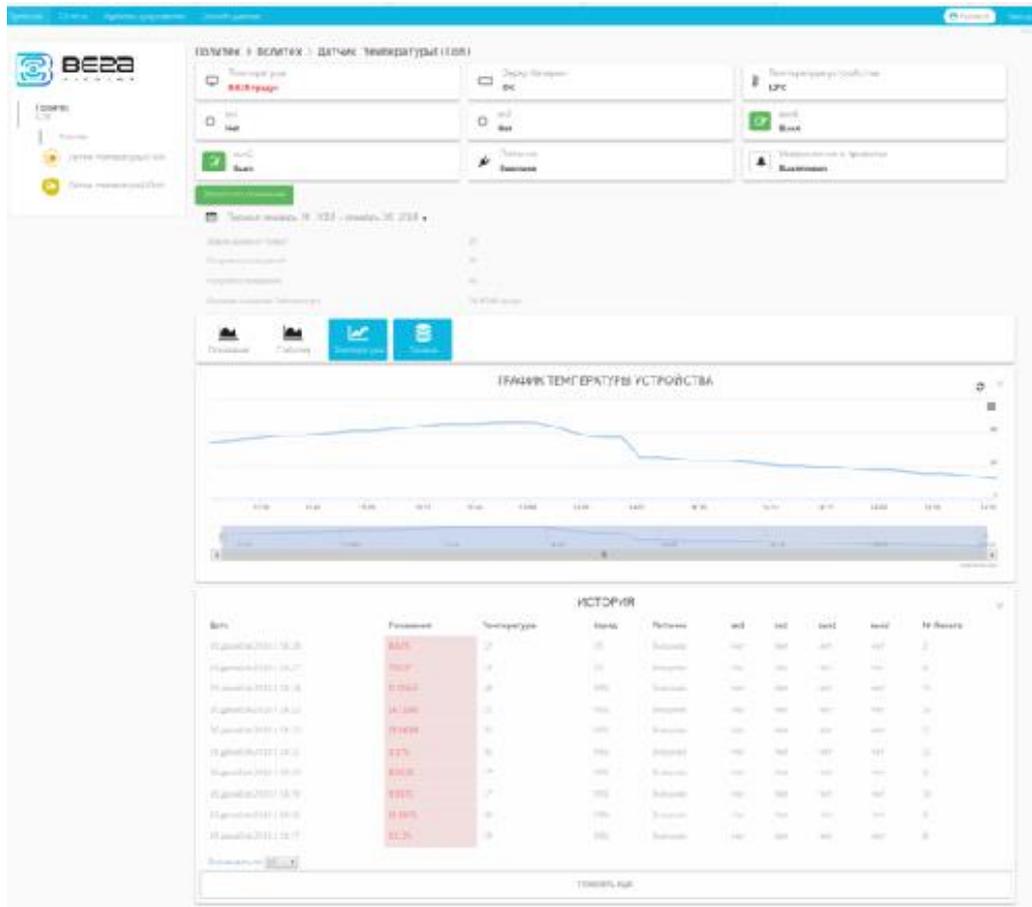


Рис.2.3. График онлайн показаний датчика по запросу базовой станции

Еще одной функцией приложения является возможность экспортировать показания датчиков в таблицы Excel. Пример таблицы представлен на рис.2.4.

Дата	Нижний порог	Показание	Верхний порог	Примеч.	Температура	Заряд	Питание	нет	нет	нет	нет	нет	нет	Превышение лимита	Пакета
19 декабря 2019 г. 10:11	-18.75	22.4062	150	По запросу	28°	99%	Внешнее	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет		8
19 декабря 2019 г. 10:10	-18.75	22.4062	150	По запросу	28°	99%	Внешнее	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет		7
19 декабря 2019 г. 10:07	-18.75	22.2188	150	По времени	27°	99%	Внешнее	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет		6
19 декабря 2019 г. 10:07	-18.75	22.2188	150	нет	26°	99%	Внешнее	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет		5
19 декабря 2019 г. 10:02	-18.75	22.2188	150	Изменилось состояние внешнего питания	23°	99%	Внешнее	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет		3
19 декабря 2019 г. 03:00	-18.75	21.2812	150	По времени	23°	99%	Батарейное	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет		2

Рис.2.4. Отчет, полученный в программе IOT Vega Pulse

2.2 Блок-схема работы цифрового аналога теплосети

Процесс мониторинга состояния теплосети состоит из следующих этапов:

- формирование отчетов онлайн показаний датчиков сети по запросу базовых станций в программе IOT Vega Pulse;
- преобразование и сохранение преобразованных отчетов IOT Vega Pulse для загрузки на удаленный сервер в Internet;
- загрузка на удаленный сервер в Internet преобразованных отчетов IOT Vega Pulse;
- пополнение таблиц показаний датчиков базы данных на удаленном сервере в Internet;
- формирование на удаленном сервере в Internet отчетов в виде таблиц - файлов *.xlsx и графиков показаний – рисунков *.png;
- загрузка сформированных отчетов на компьютеры пользователей;
- анализ отчетов.

Блок-схема цифрового аналога представлена на рис.2.5.

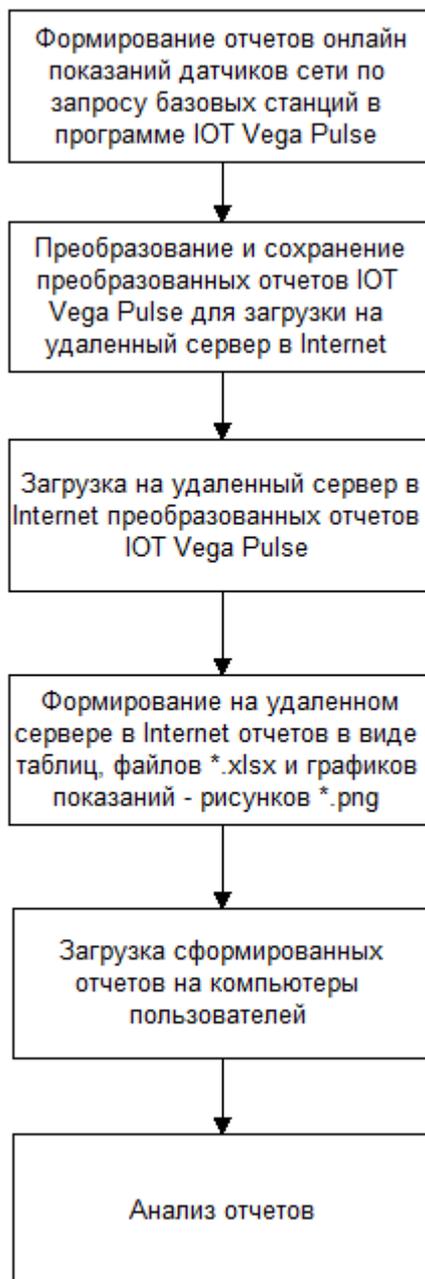


Рис.2.5. Блок-схема работы цифрового аналога

ГЛАВА 3. ПОДБОР УСТРОЙСТВ ДЛЯ УДАЛЕННОГО МОНИТОРИНГА

Основная информация о состоянии теплопровода получается в тепловой камере — заглубленном железобетонном сооружении с фланцевыми соединениями труб, арматурой для размещения и обслуживания стыков, задвижек и другого оборудования теплотрасс (рис.3.1).



Рис.3.1. Тепловая камера

3.1. Параметры для мониторинга состояния трубопровода

На основании опыта эксплуатации теплотрасс ЖКХ был определен перечень параметров, значения которых будут использованы для прогнозирования аварийных ситуаций и оценки энергоэффективности:

- давление воды в трубопроводе: по разности давлений в соседних тепловых камерах можно судить об утечках воды на участке;
- расход воды в трубопроводе: по разности расхода также можно судить об утечке воды на участке;
- температура воды: зная разность температур воды между соседними камерами, можно судить о состоянии теплоизоляции на участке;
- несанкционированный доступ в тепловую камеру: можно определить, что кто-то проникнул в тепловую камеру либо была попытка проникнуть.

При выборе датчиков для измерения вышеуказанных параметров были учтены следующие требования:

- соответствие диапазона и точности измерений измеряемым параметрам;
- возможность электрической стыковки выходов датчиков со входами устройств беспроводной передачи информации (радиомодемов);
- возможность работы датчиков как при высокой влажности, так и в горячей воде (в случае затопления тепловых камер);
- возможность работы датчиков в заданном диапазоне температур, характерных для данной местности;
- антивандальное исполнение датчиков (защита датчиков от повреждений при выполнении работ внутри тепловых камер);
- низкое энергопотребление, учитывая отсутствие сетевого электропитания в тепловых камерах.

На основании этих требований были выбраны представленные ниже датчики.

3.2. Датчик температуры

Комплект термопреобразователей платиновых технических разностных КТПТР-01 предназначены для измерения температуры (0...180°C) и разности температур в составе теплосчетчиков и других приборов учета и контроля тепловой энергии в тепловых сетях промышленных предприятий и теплоснабжающих организаций (рис.3.2).



Рис.3.2. Комплект термопреобразователей КТПТР-01

3.3. Датчик расхода воды

Расходомер ультразвуковой с автономным питанием РУС-1А оптимальное решение для составных теплосчетчиков с полностью автономным питанием для удалённых систем водоснабжения (рис.3.3).



Рис.3.3. Расходомер ультразвуковой РУС-1А

3.4. Датчик давления

Датчик давления СДВ-И-1,60-4-20мА-DA422-0605-3 оптимизирован для применения в узлах коммерческого учета тепловой энергии (рис.3.4).



Рис.3.4. Датчик давления СДВ-И-1

3.5. Счетчик импульсов

Счетчик импульсов с внешней антенной Вега СИ-22 предназначен для выполнения счета импульсов, приходящих на 4 независимых входа, с последующим накоплением и передачей этой информации в сеть LoRaWAN.

Вега СИ-22 имеет внешнюю антенну LoRaWAN и степень защиты корпуса IP67 (рис.3.5) [13].



Рис.3.5. Счетчик импульсов Вега СИ-22

3.6. Конвертер

Конвертер Вега ТП-11 предназначен для считывания данных с устройств с интерфейсом 4-20мА с последующим накоплением и передачей этой информации в сеть LoRaWAN. Элементом питания для конвертера служит незаменимая батарея, рассчитанная на срок службы до 10 лет. Конвертер может работать от внешнего источника питания с напряжением 10...36 В. При питании от батареи конвертер работает как устройство LoRaWAN класса А, то есть будет самым низкопотребляющим, но для передачи сообщения от сервера к конечному устройству необходимо дождаться следующего исходящего сообщения от этого устройства. При питании от внешнего источника, конвертер работает как устройство класса С (будет находится в режиме приема практически всё время за исключением промежутков, когда он передает сообщения) [16]. Кроме того, конвертер ТП-11 имеет два охранных входа, по срабатыванию которых отправляет сообщение о тревоге в сеть LoRaWAN, и два выхода типа «открытый коллектор» для управления внешними устройствами (рис.3.6) [13].



Рис.3.6. Конвертер Вега ТП-11

Итого в камере будут размещаться: счетчик импульсов и конвертеры, обеспечивающие обработку и передачу информации, датчики температуры, расхода воды и давления воды в трубопроводе. Собранные сведения передаются на базовую станцию, а от нее через Интернет в диспетчерскую.

Данные модели датчиков были успешно испытаны на действующих объектах. Средняя потребляемая мощность устройствами, обеспечивающими реализацию данной технологии, находится в пределах 1 Вт.

ГЛАВА 4. ОБЗОР ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЦИФРОВОГО АНАЛОГА ТЕПЛОСЕТИ

В рамках проекта «Создание цифрового аналога теплосети» были разработаны несколько программ для удаленного мониторинга состояния трубопровода.

4.1. Участники процесса работы цифрового аналога

Участниками процесса, обеспечивающего работу цифрового аналога, являются следующие специалисты:

- диспетчер службы мониторинга;
- администратор службы мониторинга;
- специалист-аналитик службы мониторинга;
- операторы службы мониторинга.

Диспетчер службы мониторинга обеспечивает получение в реальном времени показаний, установленных в камеры теплосети датчиков и передачу показаний в Internet на удаленный сервер (рис.4.1).

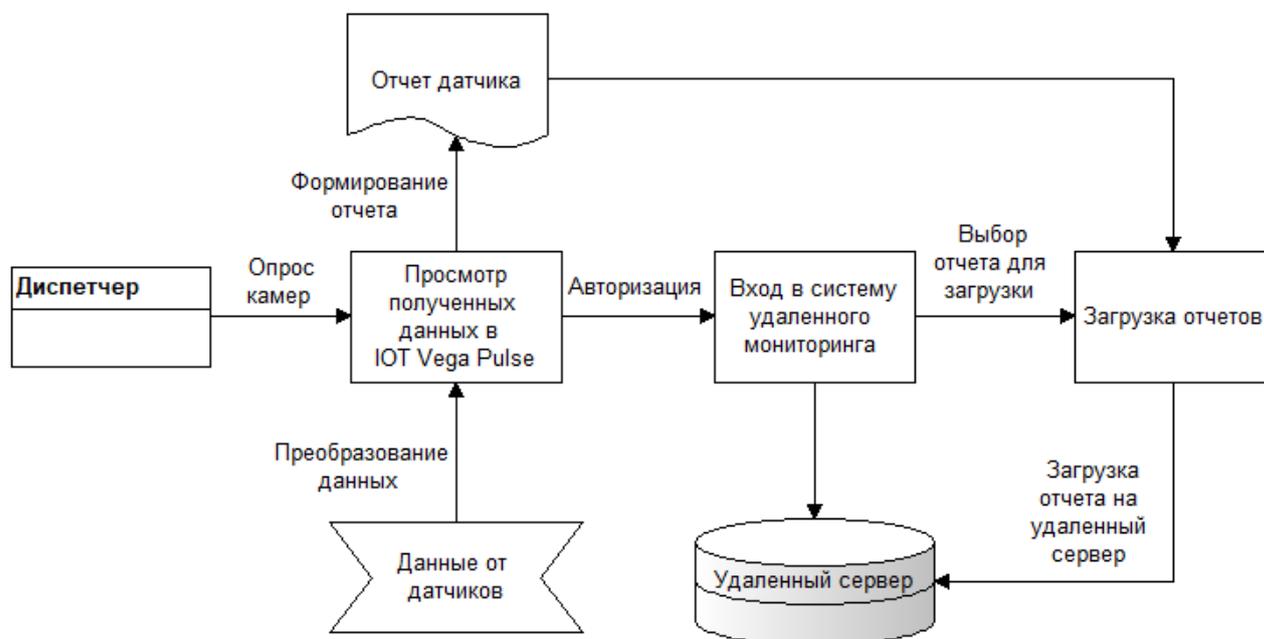


Рис.4.1. Блок-схема работы диспетчера службы мониторинга

Администратор службы мониторинга обеспечивает пополнение из загруженных отчетов таблиц показаний датчиков базы данных, находящейся на удаленном сервере и формирование ежедневных отчетов (рис.4.2).

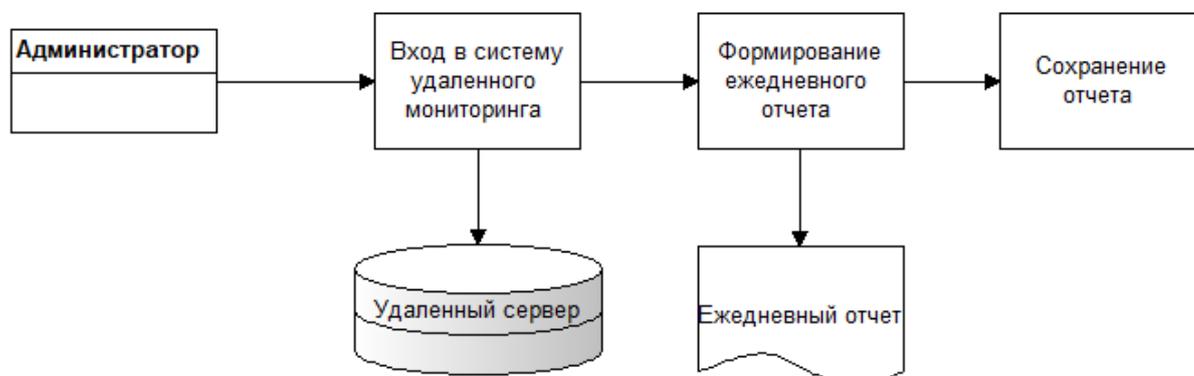


Рис.4.2. Блок-схема работы администратора службы мониторинга

Специалист-аналитик службы мониторинга производит анализ сформированных администратором ежедневных отчетов с показаниями датчиков температуры, давления, расхода теплоносителя, влажности, остаточного заряда аккумулятора, несанкционированного доступа и, в случае необходимости, формирует отчеты с показаниями конкретного датчика за выбранный период времени (рис.4.3).

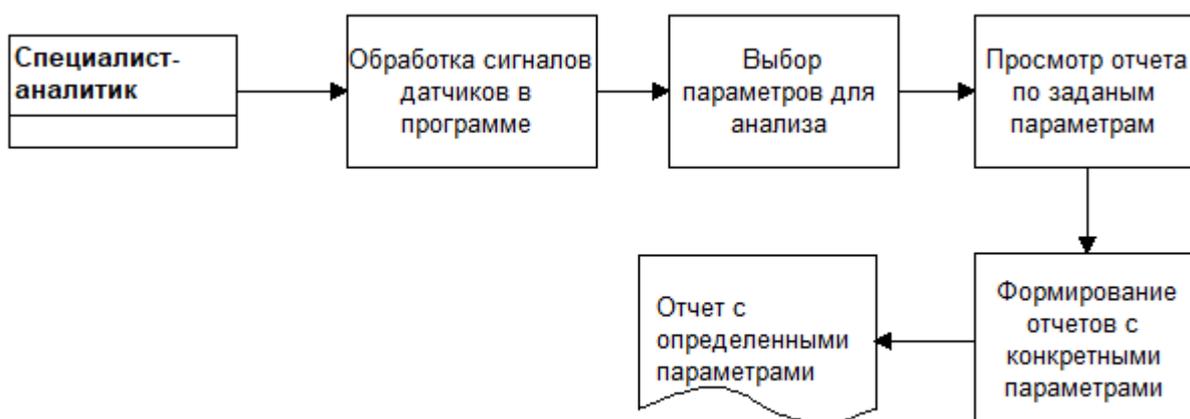


Рис.4.3. Блок-схема работы специалиста-аналитика службы мониторинга

Операторы служб мониторинга осуществляют контроль состояния участков теплосети путем контроля показаний датчиков температуры, давления, расхода теплоносителя, влажности, остаточного заряда аккумулятора,

несанкционированного доступа, установленных в камеры участков теплосети (рис.4.4).

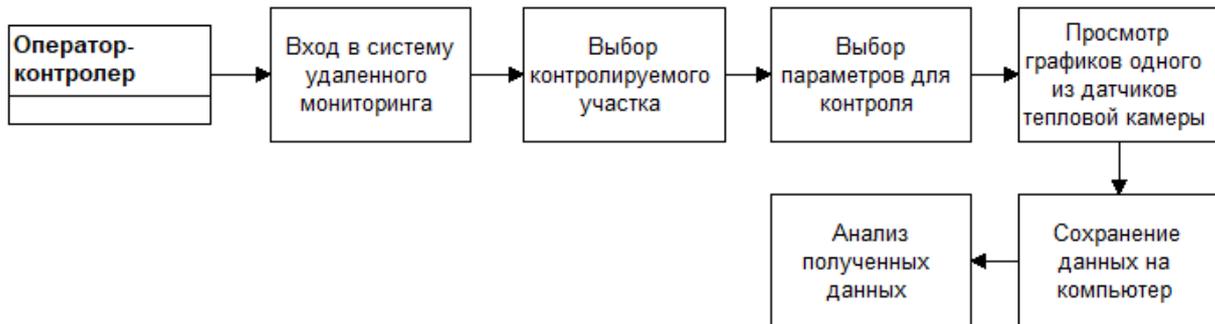


Рис.4.4. Блок-схема работы оператора службы мониторинга

В соответствии функциональными обязанностями участников процесса, на рис.4.5 показана блок-схема работы цифрового аналога с взаимосвязью всех пользователей внутри системы.

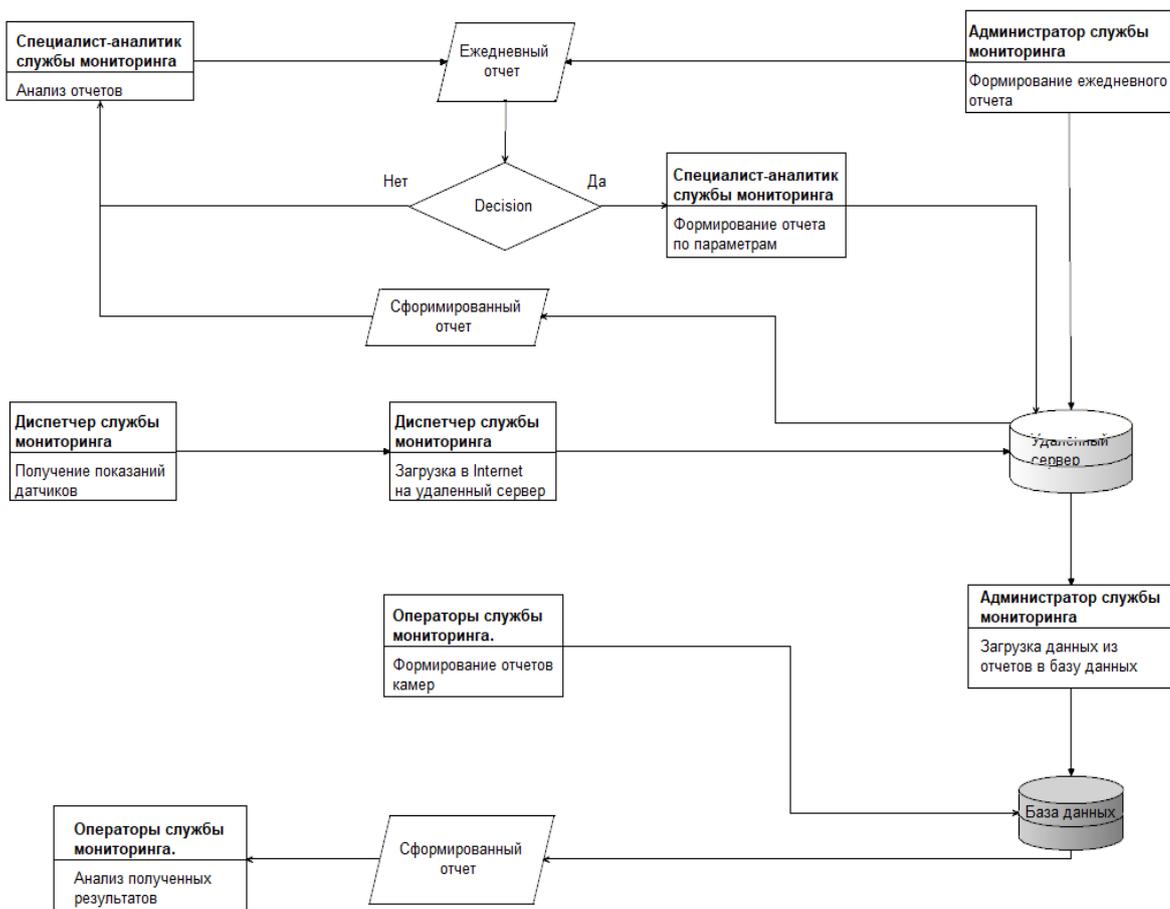


Рис.4.5. Блок-схема работы цифрового аналога

4.2. Программа для мониторинга состояния теплосети в режиме реального времени

Программа для мониторинга состояния теплосети в режиме реального времени предназначена для мониторинга состояния теплосети путем загрузки преобразованных и перемещенных отчетов IOT Vega Pulse с показаниями датчиков температуры, давления, расхода теплоносителя, остаточного заряда аккумулятора, несанкционированного доступа, записи поступающей информации в базу данных и формирования отчетов.

Программа является веб-порталом, расположенным на удаленном сервере в интернете http://texnior.ru/project_teploset/ (рис.4.6).

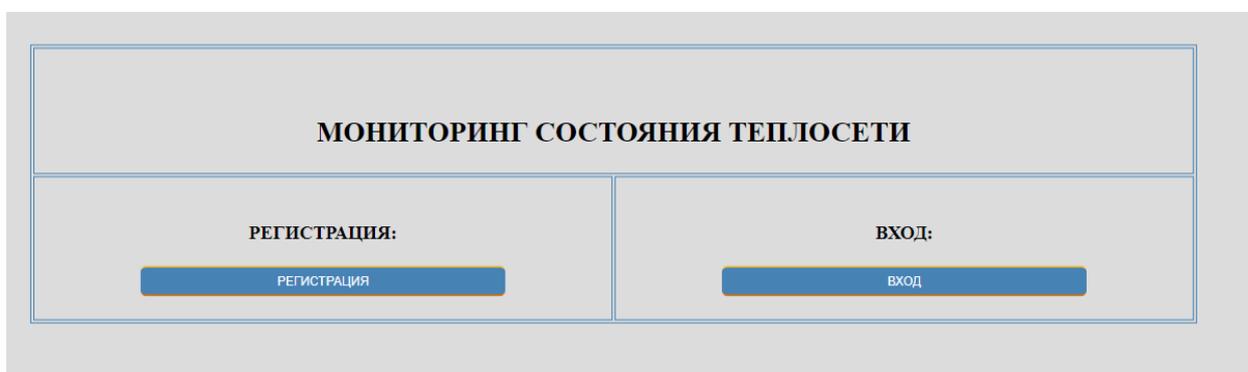


Рис.4.6. Интерфейс главной формы программы

Пользователями программы являются участники процесса, обеспечивающего работу цифрового аналога: диспетчер службы мониторинга, администратор службы мониторинга, специалист-аналитик службы мониторинга, операторы службы мониторинга.

Клиентские рабочие места пользователей организованы с применением логинов и паролей для исключения несанкционированного вмешательства.

Доступ к программе пользователей становится возможным после подтверждения регистрации администратором службы мониторинга.

Программа предоставляет возможность диспетчеру службы мониторинга загружать на удаленный сервер отчеты IOT Vega Pulse (рис.4.7).

ОБСЛУЖИВАНИЕ КАМЕР БАЗОВЫМИ СТАНЦИЯМИ		ОТЧЕТЫ
БАЗОВАЯ СТАНЦИЯ	КАМЕРА	
Базовая станция1	Камера1	
Базовая станция1	Камера2	
Базовая станция1	Камера3	
Базовая станция1	Камера4	
Базовая станция1	Камера5	
Базовая станция2	Камера6	
Базовая станция2	Камера7	
Базовая станция2	Камера8	
Базовая станция2	Камера9	
Базовая станция2	Камера10	
Базовая станция3	Камера11	
Базовая станция3	Камера12	
Базовая станция3	Камера13	
Базовая станция3	Камера14	
Базовая станция3	Камера15	
Базовая станция4	Камера16	
Базовая станция4	Камера17	
Базовая станция4	Камера18	
Базовая станция4	Камера19	
Базовая станция4	Камера20	

ВЫБЕРИТЕ КАМЕРУ

- Камера1
- Камера2
- Камера3
- Камера4

ВЫБЕРИТЕ ДАТЧИК

- ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ
- ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ
- ДАТЧИК РАСХОДА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ
- ДАТЧИК ВЛАЖНОСТИ
- ДАТЧИК ОСТАТОЧНОГО ЗАРЯДА АККУМУЛЯТОРА
- ДАТЧИК НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА

ЗАГРУЗИТЬ ОТЧЕТ

Рис.4.7. Интерфейс программы для диспетчера службы мониторинга

Программа предоставляет возможность администратору службы мониторинга добавлять данные загруженных на сервер файлы в таблицы показаний датчиков (рис.4.8).

НАЗАД

СПИСОК ЗАГРУЖЕННЫХ ОТЧЕТОВ		
ID записи	Название файла	Дата загрузки
1	17.12.19_17.31_1.xlsx	2020-01-30 09:39:25
2	17.12.19_17.34_1.xlsx	2020-01-30 09:39:37
3	18.12.19_09.18_1.xlsx	2020-01-30 09:39:44
4	19.12.19_10.11_1.xlsx	2020-01-30 09:39:52

Введите ID записи файла:

ОТЧЕТ IOT Vega

Рис.4.8. Интерфейс программы для администратора службы мониторинга

Программа предоставляет возможность администратору службы мониторинга ежедневно формировать на удаленном сервере отчеты в виде файлов формата MS Excel (рис.4.9).

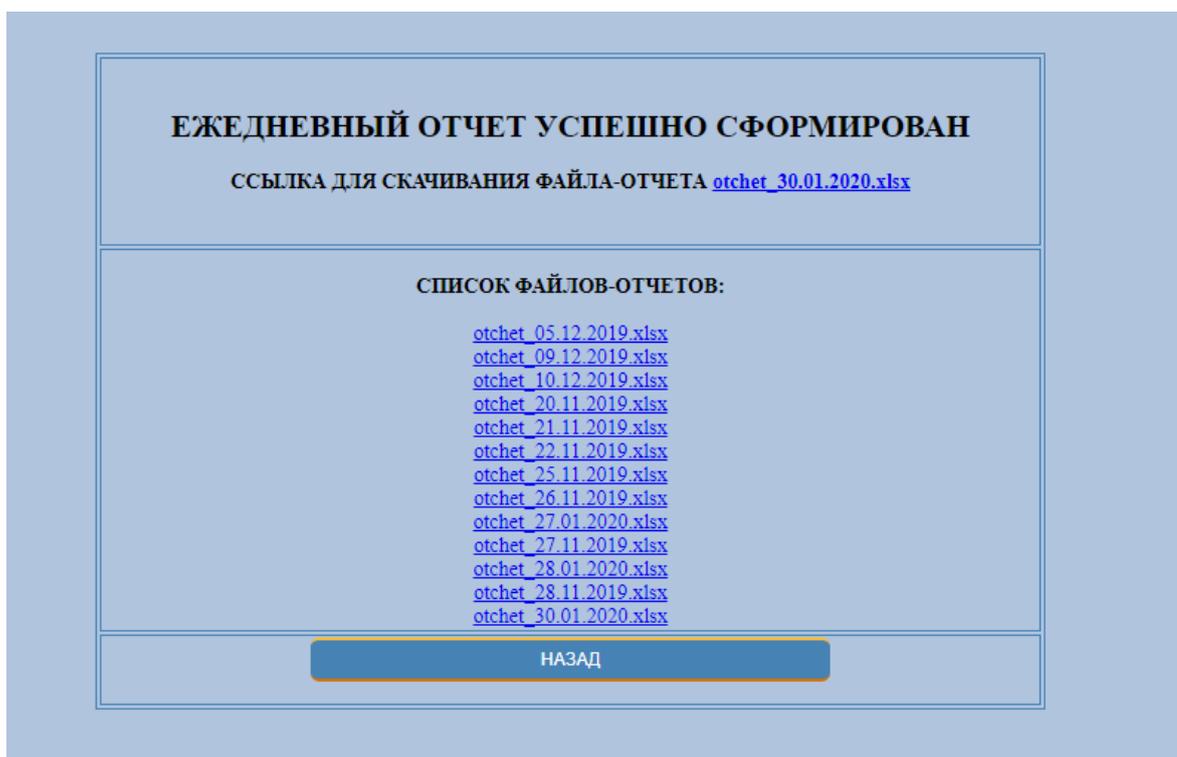


Рис.4.9. Формирование отчетов администратором службы мониторинга

Программа предоставляет возможность специалисту-аналитику службы мониторинга сохранять на компьютере файлы ежедневных отчетов, формировать и сохранять на компьютере отчеты за выбранный период для выбранного датчика (рис.4.10). Эти файлы специалист-аналитик использует при последующем анализе в программе обработки сигналов датчиков.

ОБСЛУЖИВАНИЕ КАМЕР БАЗОВЫМИ СТАНЦИЯМИ		ОТЧЕТЫ
БАЗОВАЯ СТАНЦИЯ	КАМЕРА	ВЫБЕРИТЕ ДАТУ НАЧАЛА
Базовая станция1	Камера1	<input type="text" value="19.11.2019"/>
Базовая станция1	Камера2	ВЫБЕРИТЕ ДАТУ ОКОНЧАНИЯ
Базовая станция1	Камера3	<input type="text" value="26.11.2019"/>
Базовая станция1	Камера4	ВЫБЕРИТЕ УСТРОЙСТВО
Базовая станция1	Камера5	Камера1
Базовая станция2	Камера6	Камера2
Базовая станция2	Камера7	Камера3
Базовая станция2	Камера8	Камера4
Базовая станция2	Камера9	
Базовая станция2	Камера10	
Базовая станция3	Камера11	
Базовая станция3	Камера12	
Базовая станция3	Камера13	
Базовая станция3	Камера14	
Базовая станция3	Камера15	
Базовая станция4	Камера16	
Базовая станция4	Камера17	
Базовая станция4	Камера18	
Базовая станция4	Камера19	
Базовая станция4	Камера20	

МОНИТОРИНГ ТЕМПЕРАТУРЫ

МОНИТОРИНГ ДАВЛЕНИЯ

МОНИТОРИНГ РАСХОДА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

МОНИТОРИНГ ВЛАЖНОСТИ

МОНИТОРИНГ ОСТАТОЧНОГО ЗАРЯДА АККУМУЛЯТОРА

МОНИТОРИНГ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА

Рис.4.10. Интерфейс программы для специалиста-аналитика службы мониторинга

Программа предоставляет возможность операторам службы мониторинга формировать графики показаний, установленных в камеры теплосети датчиков и сохранять их на компьютере (рис.4.11).

Рис.4.11. Формирование графика показаний оператором службы мониторинга

4.3. Программа обработки сигналов датчиков удаленного мониторинга теплосети

Программа обработки сигналов датчиков удаленного мониторинга теплосети предназначена для специалиста-аналитика службы мониторинга.

Программа представляет собой модуль контроля и анализа состояния девятнадцати участков теплосети путем обработки сигналов датчиков температуры, давления, расхода теплоносителя, влажности, остаточного заряда аккумулятора, несанкционированного доступа, установленных в двадцать тепловых камер теплосети. Каждый участок ограничен двумя тепловыми камерами (рис.4.12).

Анализ за период

Выберите дату начала

Выберите дату окончания

янв 2020						
Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб
29	30	31	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	1
2	3	4	5	6	7	8

янв 2020						
Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб
29	30	31	1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	1
2	3	4	5	6	7	8

Загрузить отчеты

Выбор параметров для анализа

Выберите контролируемый параметр

Температура

Участок 1

Участок 6

Участок 11

Участок 16

Участок 2

Участок 7

Участок 12

Участок 17

Участок 3

Участок 8

Участок 13

Участок 18

Участок 4

Участок 9

Участок 14

Участок 19

Участок 5

Участок 10

Участок 15

Рис.4.12. Интерфейс программы обработки сигналов датчиков удаленного мониторинга теплосети

В процессе анализа обрабатываются ежедневные отчеты показаний датчиков, файлы MS Excel, сформированные на удаленном сервере в интернете. Для проведения анализа выбирается период времени, контролируемый параметр и участок. В процессе анализа происходит обработка загруженных данных, автоматическое построение графиков показаний датчиков, изменения показаний между двумя соседними камерами, вывод результатов на форму программы и сохранение сформированных отчетов в виде файлов в директории, соответствующей выбранному параметру и участку.

Например, на рис.4.13 показано изменение температуры за период 20.11.2019-09.12.2019 на участке 1.

Изменение контролируемого параметра на участке

×

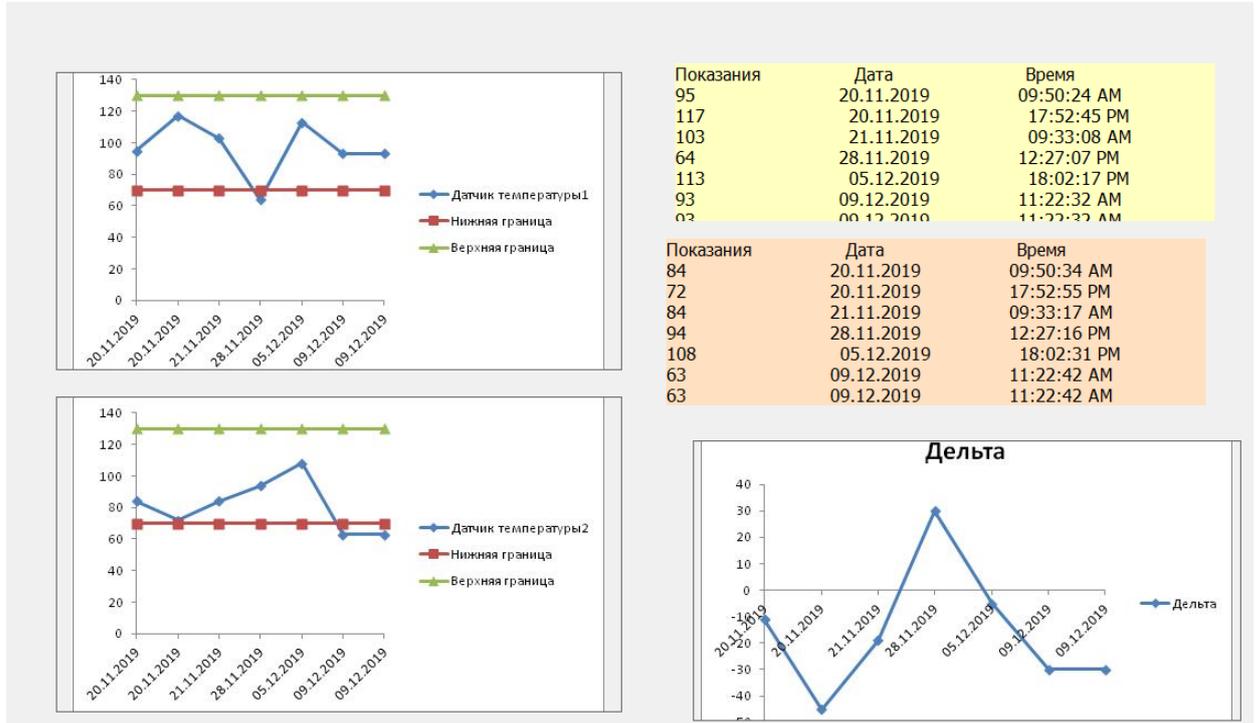


Рис.4.13. Изменение температуры на участке 1 за период 20.11.2019-09.12.2019

Итого, на рис.4.14 представлена полная модель удаленного мониторинга работы теплосети, включающая в себя всех участников процесса, устройства и разработанные приложения.

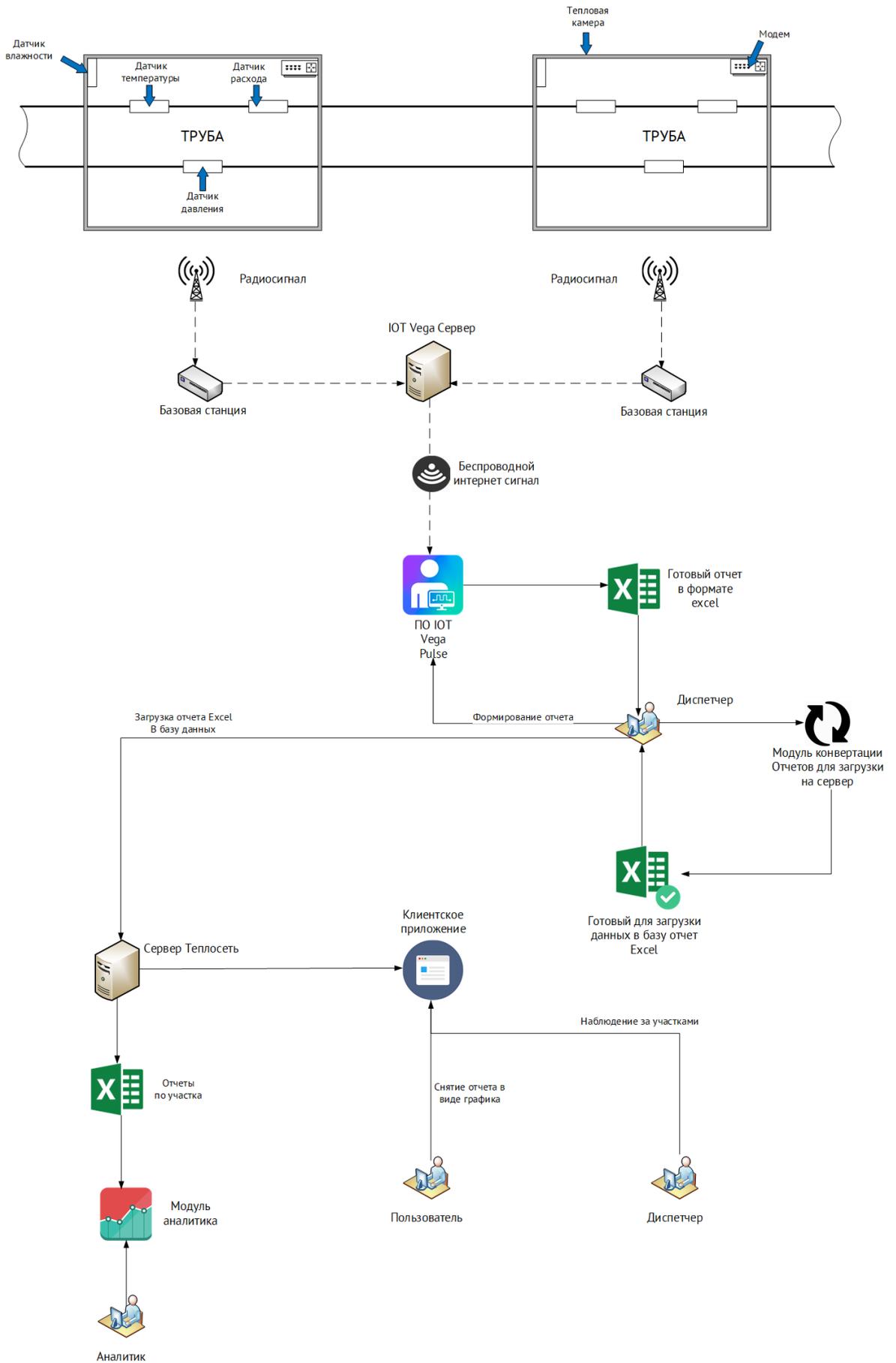


Рис.4.14. Модель удаленного мониторинга работы теплосети

ГЛАВА 5. СОЗДАНИЕ НАТУРНОГО МАКЕТА УЧАСТКА ТЕПЛОСЕТИ, ДЕМОНСТРИРУЮЩЕГО РАБОТУ ЦИФРОВОГО АНАЛОГА

Разработанное программное обеспечение и подобранные элементы информационной системы позволяют провести апробацию работы цифрового аналога. Для проверки работы создан натурный макет.

Натурный макет участка теплосети имитирует реальный участок трубопровода. Из-за ограниченной длины лаборатории, где устанавливается натурный макет, трубопровод макета выполнен не прямолинейным, а в виде «змеевика» (рис.5.1).



Рис.5.1 Натурный макет трубопровода

Параметры натурального макета трубопровода обеспечивают параметры течения воды (скорость потока, давление) аналогичные параметрам действующего трубопровода теплосети.

Натурный макет состоит из следующих составных частей:

- макет трубопровода,
- бак для воды,
- насос,
- комплект теплоизоляторов трубопровода,
- датчики,
- комплект имитаторов утечек,
- оборудование беспроводной передачи информации,
- компьютер.

Натурный макет выполнен сборным из стальных труб диаметром 89 мм, толщиной стенки 3,5 мм. Имеются прямолинейные трубы с приваренными фланцами и изогнутые трубы с приваренными фланцами. Элементы макета трубопровода собраны с помощью болтовых соединений и уплотнительных прокладок.

Натурный макет трубопровода установлен на трех сварных опорах (рис.5.3).



Рис.5.3. Установка натурального макета трубопровода в лаборатории

Бак для воды представляет собой сварную конструкцию из стальных листов. В баке установлены трубчатые электронагреватели для нагрева воды.

Насос центробежного типа осуществляет циркуляцию воды по макету трубопровода со скоростью потока равным скорости в реальном трубопроводе (рис.5.4).



Рис.5.4. Обеспечение циркуляции воды

Комплект теплоизоляторов содержит теплоизоляционные элементы, которые одеваются на отдельные части макета трубопровода при проведении экспериментов.

При проведении экспериментов для измерения параметров в макет трубопровода устанавливаются датчики: датчики температуры, датчики давления, датчики расхода (рис.5.5).



Рис.5.5. Установленные датчики

В качестве имитаторов утечек воды используются дроссели с регулируемым расходом. Дроссели устанавливаются на макет трубопровода при проведении экспериментов.

В комплект оборудования беспроводной передачи информации входят: радиомодемы для передачи информации от датчиков на базовую станцию, базовая станция с антенной.

Компьютер по отношению к натурному макету участка теплосети установлен удаленно. Компьютер подключен к сети интернет. На компьютере установлено программное обеспечение цифрового аналога теплосети:

- Программное обеспечение ООО «ВЕГА-Абсолют»:
- MS Excel 2010;
- Программа преобразования и сохранения преобразованных отчетов IOT Vega Pulse;
- Программа обработки сигналов датчиков системы удаленного мониторинга теплосети.

Программа для мониторинга состояния теплосети в режиме реального времени размещена на удаленном сервере в интернете http://texnior.ru/project_teploset/.

В результате проведения экспериментов на натурном макете участка теплосети были получены положительные результаты работы цифрового аналога. Оборудование обеспечивало имитацию существующих условий работы трубопровода, датчики снимали показания и успешно передавали информацию на удаленный сервер. Программы обрабатывали сигналы от датчиков и проводили удаленный мониторинг состояния натурного макета.

Полученные результаты позволяют использовать данную систему цифрового аналога в реальных условиях.

ГЛАВА 6. ВЫБОР СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО ПИТАНИЯ С УЧЕТОМ РАБОТЫ ЦИФРОВОГО АНАЛОГА

Существующие тепловые камеры теплосети не приспособлены для работы цифрового аналога. Для внедрения в эксплуатацию тепловых сетей цифрового аналога необходимо модернизировать существующие тепловые камеры. На вновь проектируемых теплосетях необходимо использовать тепловые камеры новой конструкции.

6.1. Требования к конструкции тепловых камер

Для модернизации тепловых камер, обеспечивающих работу цифрового аналога, требования к их конструкции будут следующими:

- наличие блока установки датчиков,
- наличие блока установки устройств беспроводной передачи информации (радиомодемов),
- наличие блока автономного электропитания,
- наличие запираемых люков (для обеспечения сохранности оборудования).

Рассмотрим проблему обеспечения тепловой камеры автономным электропитанием.

6.2. Обеспечение электропитанием подземных объектов

Обеспечение электропитанием подземных объектов с использованием штатных электрических сетей связано с большой проектной работой и высокой стоимостью подключения и эксплуатационными затратами.

В связи с этим, для обеспечения питания датчиков электроэнергией, необходимо использовать автономные системы снабжения. В мире существует много различных систем автономного снабжения больших и малых размеров, разной мощности и возможностей для установки [4]. К системам автономного снабжения относятся: генераторы на дизельном топливе или бензине, солнечные

батареи, аккумуляторы большого объема, гидроэлектрические системы, преобразователи ветряной энергии, термоэлектрические генераторы (рис.6.1).



Рис.6.1. Системы автономного снабжения электроэнергией

В условиях трубопроводных систем теплосети из перечисленных систем можно использовать только аккумуляторные батареи и термоэлектрические генераторы. Остальные системы либо слишком большие и дорогостоящие, либо требуют присутствия человека и периодического контроля.

Однако, применение аккумуляторных батарей также представляет определенные трудности из-за сложности доступа на объект, в первую очередь из-за высокой влажности и температуры в тепловой камере. При рекомендованной температуре эксплуатации аккумуляторных батарей до $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ температура в тепловой камере может достигать $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше.

Учитывая условия среды и требования к системе удаленного мониторинга, а именно, небольшое замкнутое пространство тепловой камеры, избыток тепла и отсутствие необходимости регулярного обхода работниками инспекционных служб, подходящим вариантом является установка термоэлектрического генераторного модуля (ТГМ).

6.3. Применение термоэлектрических генераторных модулей

ТГМ (также часто упоминаются как элемент Пельтье) позволяет преобразовывать тепло в электрическую энергию. В основе ТГМ лежит термоэлектрическое явление, известное в промышленности с середины XIX века [7]. При условии создания разности температур ($T_h - T_c$) в местах контакта термоэлектрической пары (n-p) материалов, возникает термо-ЭДС, обеспечивающая протекание постоянного электрического тока I при подключении внешней нагрузки R_L . Схема работы ТГМ представлена на рис.6.2 [10], где Q_h показывает поглощение тепла на нагреваемой (горячей) стороне термопары, а Q_c выделение холода на холодной стороне термопары.

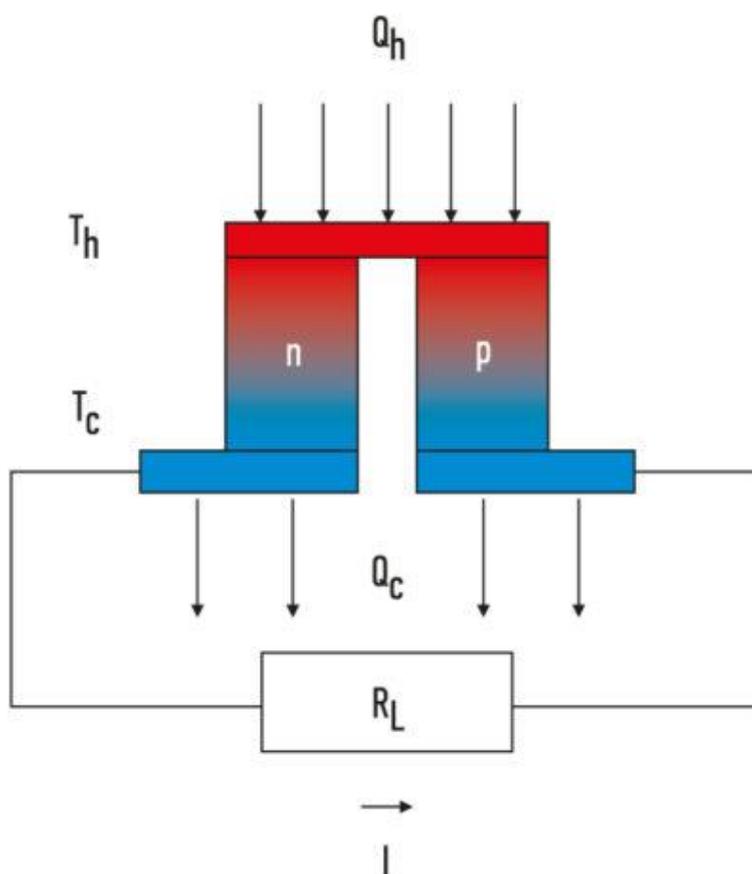


Рис.6.2. Схема работы ТГМ

Генерируемая электрическая мощность будет равна разности мощности теплового потока на горячей и холодной стороне термопары. Ряд последовательно соединенных в несущей конструкции термопар образуют термоэлектрический генераторный модуль, представленный на рис.6.3 [10].

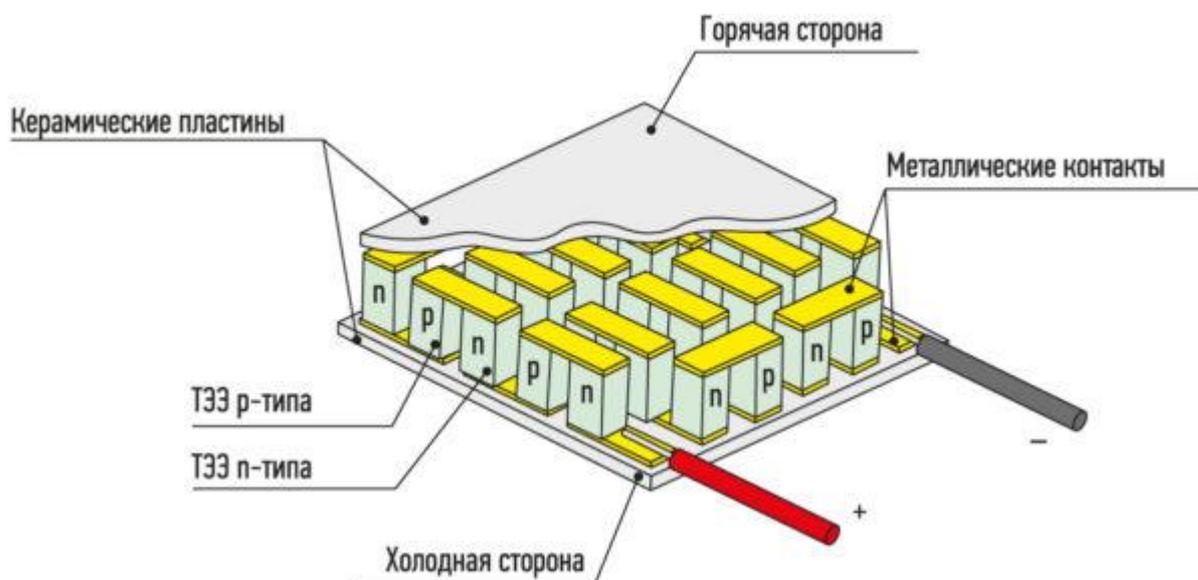


Рис.6.3. Конструкция ТГМ

Труба горячего водоснабжения имеет диапазон рабочих температур $+100\dots+130$ °С, что отлично подходит диапазону рабочих температур низкотемпературного ТГМ. Теория термоэлектрической генерации, практика применения и результаты натурных испытаний подробно рассмотрены в [11, 12]. При наличии минимальной разности температур 10 °С, будет обеспечиваться выходное напряжение около 400мВ и выходная мощность порядка 45мВт. При разности температур 2...3 °С на сторонах модуля, будет производиться напряжение 30мВ, необходимое для устойчивой работы современных микросхем для систем накопления энергии таких как ТГМ.

Проведенные измерения показали, что в реальных условиях при наименьшей температуре трубы порядка $+90$ °С температура в тепловой камере составляет порядка $+40$ °С (летний период), а при температуре трубы около $+120\dots+140$ °С температура в камере повышается до $+50$ °С. Таким образом, разность температур на ТГМ с учетом потерь составит ~ 50 °С в наихудшем варианте [9].

Также при подключенном ТГМ к трубе горячего водоснабжения сама труба будет терять тепло из-за преобразования тепловой энергии в электричество. Но эти потери будут минимальны (порядка десятой доли градуса) и мало скажутся на температуре текущей в трубопроводе воды.

Исходя из проведенных исследований, одним из оптимальных ТГМ для задачи обеспечения питанием маломощных устройств для текущей задачи можно считать ТГМ-199-1,4-3,5 [14] (рис.6.4).

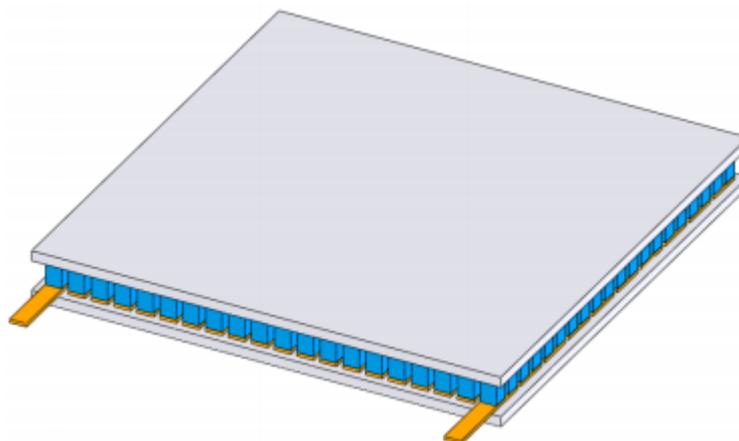


Рис.6.4. ТГМ-199-1,4-3,5

Данный ТГМ-199-1,4-3,5 производится компанией ООО «Криотерм», существующей на российском рынке более 25 лет. Для обозначения термогенераторных модулей используется универсальное сокращение вида: TGM-N-C-h, где:

TGM – сокращенное обозначение изделия – термоэлектрический генераторный модуль;

N – количество термоэлектрических пар в модуле;

C – длина ребра основания термоэлектрического элемента (в мм);

h – высота термоэлектрического элемента (в мм).

Исходя из этого в модуле ТГМ-199-1,4-3,5 будет: 199 термоэлектрических пар, где каждый элемент имеет поперечное сечение 1,4x1,4 мм и высоту 3,5 мм.

На рис.6.5 представлена зависимость генерируемой мощности от температуры нагреваемой стороны ТГМ. Как видно из графика, значения снимаемых с модуля тока I и напряжения U с увеличением разности температур возрастают в линейной пропорции, а мощность P — в квадратичной [10].

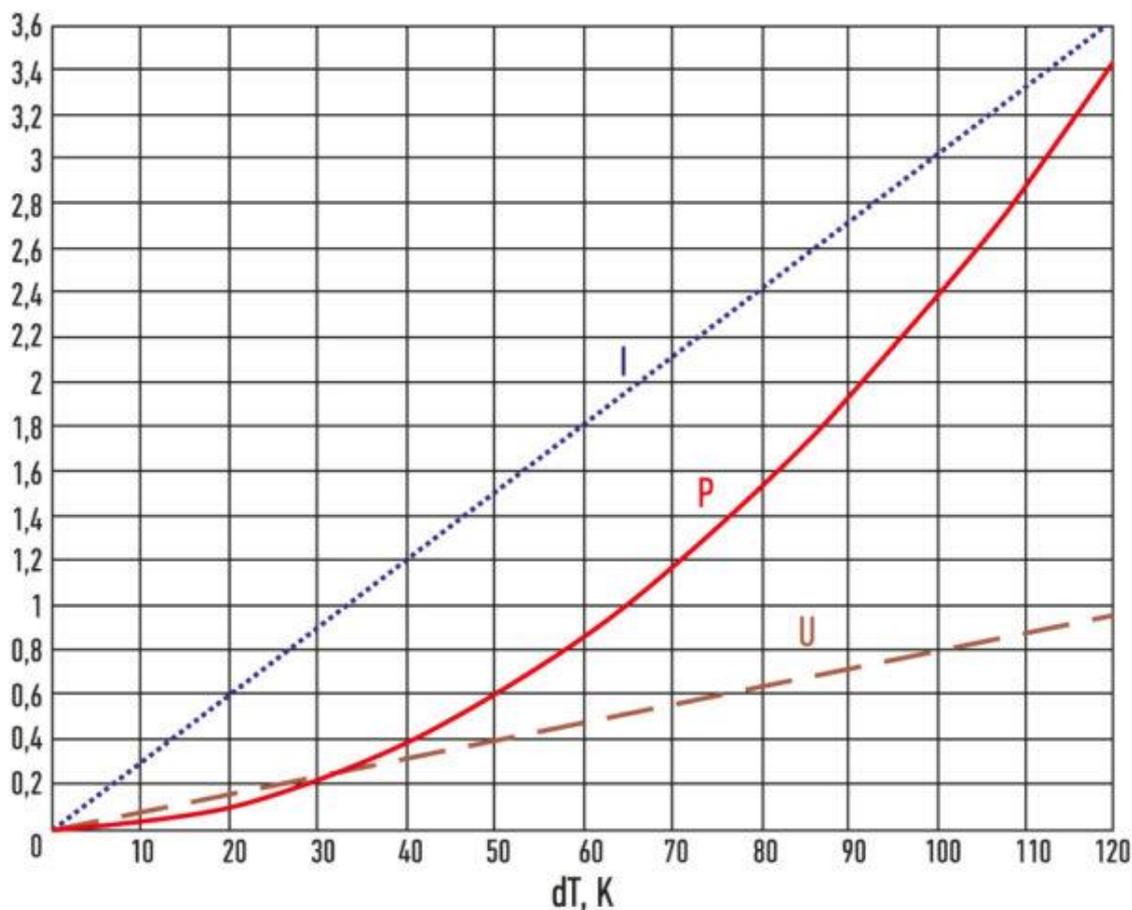


Рис.6.5. График зависимости тока I (А), напряжения U (В) и мощности P (Вт) от разности температур между горячей и холодной сторонами генераторного модуля ТГМ-199-1,4-3,5

Исходя из рекомендаций по применению, термогенераторные модули необходимо устанавливать на ровной поверхности. Особенно важно это требование для холодной стороны ТГМ. Чистота обработки поверхности, на которой установлены ТГМ, должна быть лучше 20 мкм [14].

Конструкция термоэлектрического генератора для применения в тепловых камерах будет состоять из четырех узлов, приведенных на рис.6.6: источник тепла (1), теплоприемник (2), ТГМ (3), радиатор охлаждения (4).

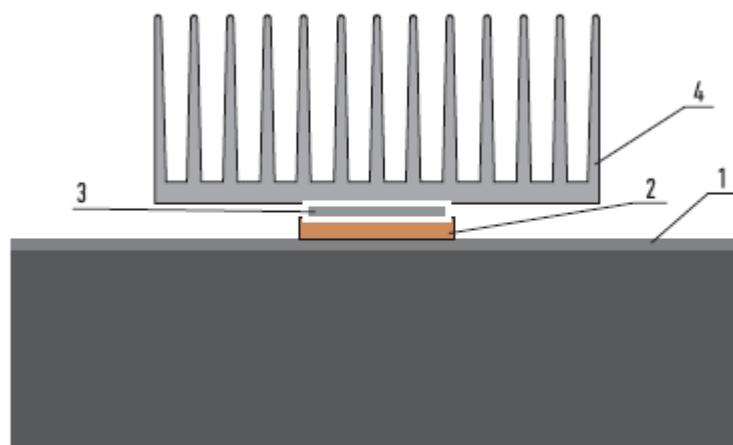


Рис.6.6. Конструкция термоэлектрического генератора для применения в тепловых камерах

Для обеспечения максимальной надежности конструкции генератора применен конвекционный способ теплообмена с окружающей атмосферой, то есть устанавливается радиатор охлаждения. Применение вентиляторов, которые увеличивают интенсивность теплообмена также является вариантом, но надежность конструкции из-за установки вращающихся и относительно быстро изнашивающихся деталей получается на порядок хуже.

Минусом применения ТГМ является довольно низкий КПД. Но несмотря на это, производимой энергии около 5 Вт достаточно для питания маломощных датчиков и устройств. В наихудших условиях опытной эксплуатации генератора с таким ТГМ отдаваемая в нагрузку мощность составляет 0,5 Вт. Применение двух и более генераторов позволит решить задачу энергообеспечения всех датчиков и устройств.

ГЛАВА 7. РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ БЛОКА

После того как были выбраны все необходимые устройства и источники их питания, следующей задачей будет являться их установка в тепловую камеру. Для этого разработана специальная конструкция блока, на которую будут крепиться все устройства, а сама конструкция будет монтироваться в трубу горячего водоснабжения.

Исходя из перечисленных ранее различных требований к датчикам и устройствам, при создании конструкции блока для установки в тепловых камерах необходимо учитывать:

- размеры тепловой камеры,
- требования к установке каждого датчика,
- возможности крепления устройств,
- условия среды тепловой камеры.

Как было сказано в разделе 6.2 наиболее эффективный режим работы ТГМ будет обеспечиваться при контакте со средами наибольшей разности температур. Так, ТГМ необходимо устанавливать непосредственно на трубопровод горячего водоснабжения для возникновения разности температур между материалом трубы и воздухом в тепловой камере. Чем больше будет разность температур, тем больше будет производимой электроэнергии.

На основании принципов работы ТГМ и способа установки датчиков была предложена следующая конструкция. На рис.7.1 представлена разработанная конструкция блока для монтажа непосредственно в трубопровод, проходящий в тепловой камере.

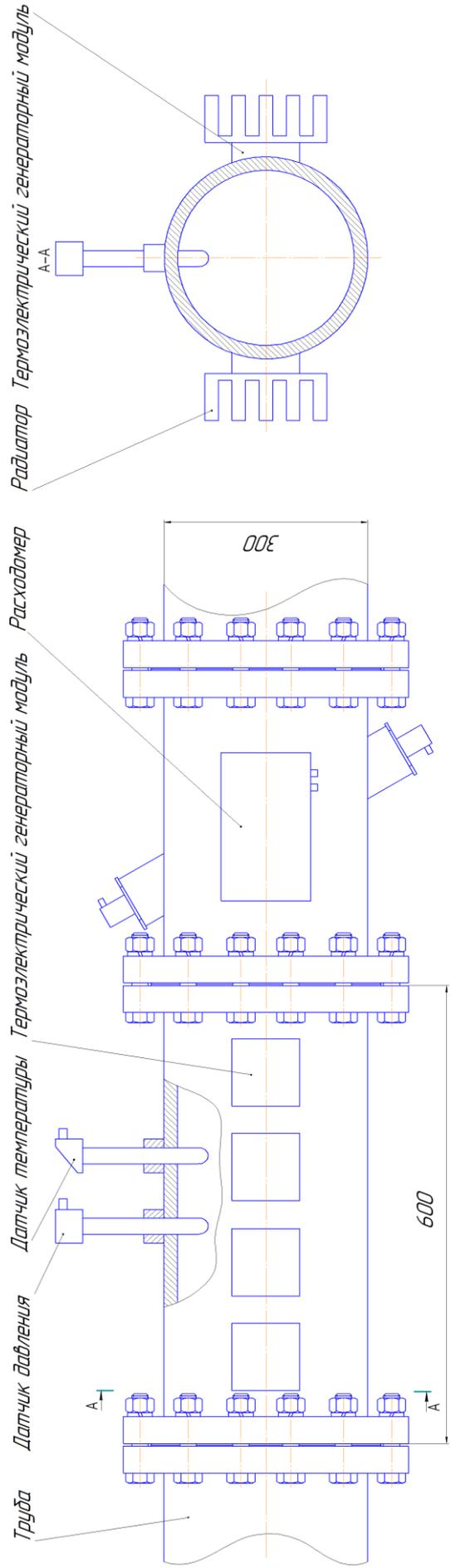


Рис.7.1. Разработанная конструкция блока

Конструкция имеет вид трубы длиной 600 мм и диаметром 300 мм с двумя отверстиями для установки датчиков давления и температуры. Конструкция выполнена из того же материала, что и трубопровод, то есть из стали.

Датчики в конструкции контактируют со средой внутри трубы и снимают показания давления и температурного режима.

Для обеспечения бесперебойного электропитания датчиков и остальных устройств на блок устанавливается восемь конструкций ТГМ, по четыре устройства с двух сторон трубы. Конструкция ТГМ состоит из теплоприемника, ТГМ и радиатора охлаждения.

Далее к конструкции присоединяется ультразвуковой расходомер. Расходомер имеет тот же диаметр, что и конструкция и снимает показания за счет измерения разницы во времени прохождения сигнала в водной среде.

Все датчики подсоединяются к конструкции ТГМ с помощью кабелей.

Для обработки и передачи информации с датчиков на базовую станцию, в тепловой камере на стене устанавливаются конвертеры и счетчик импульсов.

Также все устройства имеют степень защиты IP67, поэтому при случаях возникновения аварии они не получают повреждений.

На рис.7.2 представлено изображение теоретической установки конструкции блока с датчиками и ТГМ в тепловой камере.

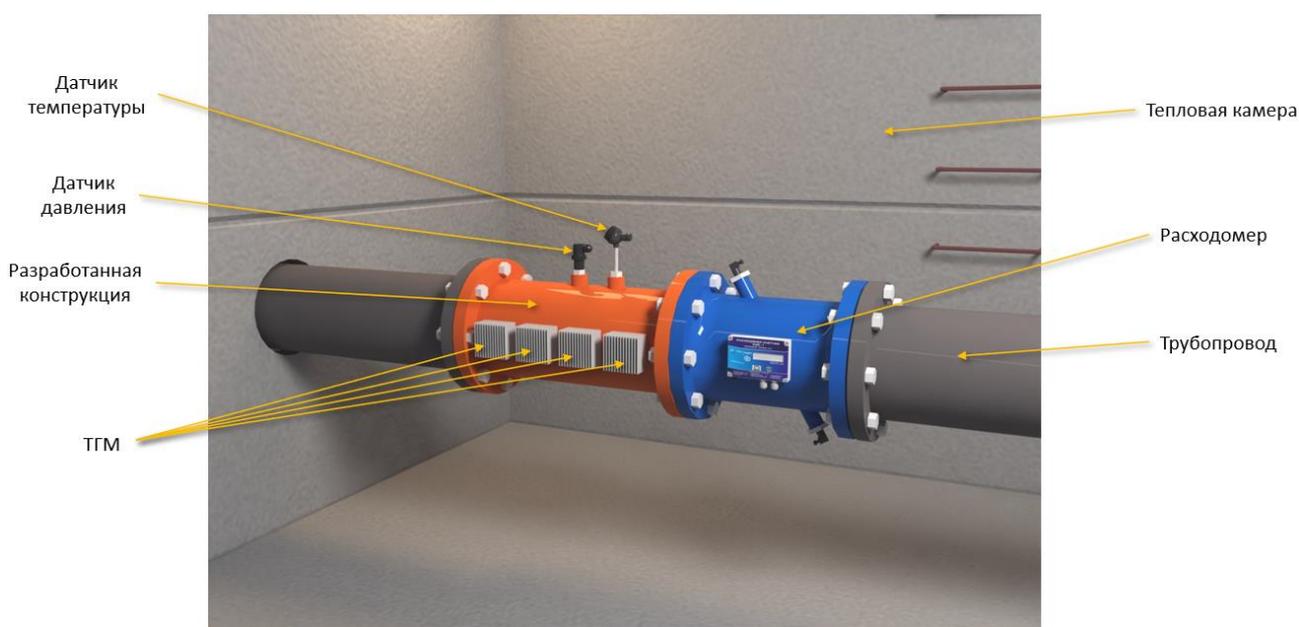


Рис.7.2. Изображение установленной конструкции в тепловой камере

На изображении выше серым цветом показана внутреннее пространство тепловой камеры. Оранжевым цветом показана конструкция блока, вмонтированная в трубопровод теплосети более темного серого цвета. Вверху конструкции видны датчики температуры и давления, установленные в предназначенные для них отверстия. С видимой стороны конструкции установлены четыре ТГМ, на противоположенной стороне также находятся оставшиеся четыре ТГМ. Синим цветом обозначен ультразвуковой расходомер, также соединяющийся с конструкцией. Кабели, обеспечивающие питание электроэнергией и передачу данных устройств, на изображении не указаны.

Установка такой конструкции блока с датчиками и устройствами для удаленного мониторинга позволит качественно модернизировать тепловые камеры и обеспечить эффективную работу системы удаленного мониторинга.

ГЛАВА 8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

Технико-экономическое обоснование – это изучение экономической выгоды, анализ и расчет экономических показателей создаваемого инвестиционного проекта. Главной задачей при составлении ТЭО является оценка затрат на инвестиционный проект и его результатов, а также анализ сроков окупаемости проекта.

8.1. Выбор баз для сравнения

В основе подсчета экономической эффективности лежит сравнение существующего метода организации процесса (базовый вариант) и предлагаемого к внедрению (новый вариант). В дополнение к этому проводится анализ затрат, необходимых для внедрения нового проекта.

Для проведения сравнения необходимо определить базу сравнения. В данном случае базой сравнения является текущий план по ремонту и обслуживанию теплотрасс. Новым вариантом является план ремонта и обслуживания теплотрасс, с применением модернизированных тепловых камер, используемых для работы системы удаленного мониторинга теплотрасс.

Экономический эффект будет определяться сопоставлением экономии от предотвращения аварий и, как следствие, затрат на ремонт, а также сокращения расходов на инспекционную службу за счет пользования системой удаленного мониторинга с затратами на ее разработку и внедрение.

Экономическим результатом будет выгода, складывающаяся из следующих аспектов:

- сокращение расходов на ремонт за счет предотвращения аварийных ситуаций на участках теплотрасс;

- сокращение расходов на инспекционную службу за счет отсутствия необходимости периодического инспекционного контроля состояния теплотрасс.

8.2. Расчет инвестиционных затрат

Затраты на модернизацию тепловых камер путем создания конструкции блока с датчиками и устройствами для проведения удаленного мониторинга складываются из стоимости следующих работ:

- проектные работы (предпроектные исследования, проектирование, конструирование и изготовление опытной модели);
- изготовление конструкции блока (закупка материалов и комплектующих, стоимость работ по изготовлению);
- эксплуатация (монтажные работы, заработная плата рабочих).

В рассматриваемом случае производится тестовый запуск системы, поэтому в расчет берется установка конструкции в пяти тепловых камерах.

Затраты на изготовление одной конструкции блока состоят из затрат на материалы корпуса и затрат на приобретение покупных изделий. Перечень покупных изделий, необходимых для изготовления одной конструкции блока: комплект термопреобразователей, защитная гильза для термопреобразователя, бобышка для установки термопреобразователя, расходомер, датчик давления, термоэлектрические генераторные модули. Для обработки и передачи данных с датчиков, к каждой конструкции должны быть подключены конвертеры и счетчик импульсов.

Затраты на датчики и устройства для одной конструкции блока представлены в табл.8.1.

Таблица 8.1

Затраты на устройства для одной конструкции блока

Изделие	Цена за шт., руб.	Количество, шт.	Итого, руб.
Комплект термопреобразователей КТПТР-01	2 990	1 комплект	2 990
Защитная гильза для термопреобразователя ГЗ-6,3-8-L	500	1	500
Бобышка для установки термопреобразователя БП – М20х1,5 – L	57	1	57
Расходомер РУС-1А	20 990	1	20 990

Датчик давления СДВ-И-1,60-4-20МА-DA422-0605-3	2 500	1	2 500
Термоэлектрический генераторный модуль ТГМ-199-1,4-3,5	1 877	8	15 016
Счетчик импульсов Вега СИ-22	4 118	1	4 118
Конвертер Вега ТП-11	4 118	3	12 354
Стоимость одной конструкции			58 525

Также для работы системы удаленного мониторинга потребуется установка базовых станций для приема данных с датчиков и передачи информации оператору. Расчет необходимых затрат на покупку всего оборудования для мониторинга состояния пяти тепловых камер приведен в табл.8.2.

Таблица 8.2

Затраты на оборудование

Устройство	Цена за шт., руб.	Количество, шт.	Итого, руб.
Базовая станция Вега БС-1.2	26 862	2	53 724
Конструкция блока с устройствами в тепловой камере	58 525	5	292 625
Итого			346 349

Затраты на установку конструкции блока в тепловых камерах состоят из заработной платы работников, привлекаемых к работе. Такая заработная плата рассчитывается по формуле (8.1).

$$K_{зп} = 3 \cdot T \cdot f, \quad (8.1)$$

где 3 – заработная плата сотрудников, руб./час; T – время работы, часов; f – коэффициент отчислений в заработную плату, 30%.

Зарплата сотрудника службы контроля составляет 405 рублей/час с учетом НДФЛ в размере 30%. Полный рабочий день составляет 8 часов. Для оборудования одной тепловой камеры, бригадой из двух рабочих, необходимо 2 рабочих дня. Исходя из этого заработная плата за оборудование одной тепловой камеры равна 13 000 рублей, тогда для оборудования пяти тепловых камер общая сумма составит 65 000 рублей.

Также необходимо установить базовые станции для приема сигналов с датчиков. Для этого необходимо 2 сотрудника и 1 рабочий день. Затраты на установку составят 13 000 руб.

Вдобавок стоит учесть зарплату разработчика, который будет производить пуско-наладочные работы в течении 5 дней. Зарплата разработчика составляет 812 рублей/час с учетом НДФЛ. Тогда стоимость его работ составит 32 500 рублей.

В табл.8.3 приведены величины всех затрат на развертывание системы.

Таблица 8.3

Затраты на развертывание системы

Вид работы	Итого, руб.
Затраты на оборудование	346 349
Заработная плата за оборудование тепловых камер	65 000
Заработная плата за установку базовых станций	13 000
Заработная плата за пуско-наладочные работы	32 500
Итого	456 849

Таким образом затраты на разработку, установку и подключение конструкции к системы удаленного мониторинга теплотрасс для пяти тепловых камер составляет:

$$K = 456\,849 \text{ руб.}$$

8.3. Расчет срока окупаемости

Срок окупаемости проекта рассчитывается по формуле (8.2).

$$\text{Срок окупаемости} = \frac{\text{Капитальные затраты}}{\text{Чистая годовая прибыль}}, \quad (8.2)$$

где Капитальные затраты — это затраты на разработку, изготовление, установку и подключение конструкции к системе удаленного мониторинга теплотрасс, руб.; Чистая годовая прибыль – это ежегодная экономия от внедрения системы удаленного мониторинга теплотрасс, руб.

Предполагается, что внедрение системы удаленного мониторинга состояния теплотрасс позволит сократить экономический ущерб от аварий и сократить издержки на профилактические работы на теплосетях в два раза. Расчёт экономии при внедрении системы представлен в табл.8.4.

Таблица 8.4

Расчет экономии

Средняя стоимость аварии, руб.	Среднее кол-во аварий в год на участке из пяти тепловых камер, шт.	Стоимость аварий до модернизации тепловых камер, руб.	Экономия 50%, руб.	Стоимость аварий после внедрения системы, руб.
60 000	7	420 000	210 000	210 000

$$\text{Срок окупаемости} = \frac{456\,849}{210\,000} = 2,17 \text{ года.}$$

Следовательно, внедрение системы удаленного мониторинга общей стоимостью 456 849 руб., позволит снизить годовые затраты на диагностику и ремонт трубопроводов в СПб на 50% для участка из пяти тепловых камер. Срок окупаемости проекта составляет 2 года и 3 месяца.

Абсолютная экономическая эффективность капитальных вложений рассчитывается по формуле (8.3).

$$T = \frac{D}{I}, \quad (8.3)$$

где D – сумма экономии за один период (месяц); I – сумма инвестиционных затрат, направленных на реализацию проекта.

Итого абсолютная экономическая эффективность составит 0,46 руб./руб.

Экономический эффект от внедрения данной конструкции блока и системы удаленного мониторинга обеспечивается снижением затрат на диагностику, ремонт и предотвращение ущерба, связанного с устранением последствий аварий на теплосетях. Модернизация тепловых камер даст возможность заранее обнаруживать утечки и механические повреждения в трубопроводе, что позволит обеспечивать безопасность и целостность теплотрасс, и, как следствие, снизить экономические затраты на их обслуживание и ремонт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Качество и безаварийность трубопроводных систем для любого города имеет особое значение. Трубопроводные системы тепловой сети являются основой системы обеспечения населения, производства и сельского хозяйства одним из жизненно важных продуктов, таких как горячая вода. Для обеспечения надежной и экономичной эксплуатации теплотрасс и разрабатывается система удаленного мониторинга.

Целью выпускной квалификационной работы была модернизация тепловых камер тепловых сетей с применением системы удаленного мониторинга.

Для выполнения поставленной цели были решены следующие задачи:

1) Изучены возникающие дефекты и причины их появления при эксплуатации трубопроводных систем теплосети. Проведен анализ существующего процесса периодического контроля состояния трубопровода.

2) Определен перечень параметров для мониторинга состояния теплотрасс. На основании этого, выполнен поиск устройств и датчиков, фиксирующих и передающих всю необходимую информацию и параметры в тепловой камере.

3) Проведен анализ систем автономного питания для обеспечения электроэнергией устройств удаленного мониторинга. Для этой задачи было принято решение использовать термоэлектрические генераторные модули.

4) Разработана конструкция блока, которая будет устанавливаться в трубопровод теплосети и на которую будут монтироваться все датчики и устройства питания, и позволяющая обеспечить работу системы удаленного мониторинга.

Система удаленного мониторинга представляет из себя программно-аппаратный комплекс, который позволяет обеспечить круглосуточный удаленный сбор и анализ данных о состоянии трубопровода.

Рассмотрен алгоритм работы проекта «Создание цифрового аналога трубопроводных систем теплосети», используемый для мониторинга состояния, а также рассмотрены программы для выполнения мониторинга и обязанности участников процесса.

Разработан натурный макет, демонстрирующий работу цифрового аналога теплосети. Полученные положительные результаты работы подтвердили эффективность разработки.

Применение ТГМ для обеспечения электроэнергией устройств удаленного мониторинга является самым эффективным решением, так как обеспечивается необходимое питание устройств за счет температуры трубопровода, а также ТГМ можно применять в высокотемпературной среде тепловых камер.

Установка конструкции блока с датчиками и устройствами для удаленного мониторинга позволит качественно модернизировать тепловые камеры и обеспечить эффективную работу системы.

Проведенное технико-экономическое обоснование разработки показало, что экономический эффект от модернизации тепловых камер и внедрения системы удаленного мониторинга обеспечивается снижением затрат на диагностику, ремонт и предотвращение ущерба, связанного с устранением последствий аварий на теплосетях.

Внедрение проекта «Создание цифрового аналога трубопроводных систем теплосети» даст возможность обнаруживать утечки, механические повреждения в трубопроводе, оценивать состояние трубопровода и обеспечивать безопасность и целостность терминала и трубопроводов, что является важнейшей задачей при их эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) ГОСТ 21014-88. «Прокат черных металлов. Термины и определения дефектов поверхности». – М.: Изд-во стандартов, 1989. – 61 с.
- 2) Бажан П.И. Справочник по теплообменным аппаратам – М.: Машиностроение, 1989. — 200 с.
- 3) Варфоломеев Ю.М., Кокорин О.Я. Отопление и тепловые сети: учебник. – М.: ИНФРА-М, 2006. – 480с.
- 4) Григораш О.В., Богатырев Н.И., Курзин Н.Н. Системы автономного электроснабжения. Изд-во: Краснодар, 2001 – 335 с.
- 5) Гутман Э.М. Механохимия металлов и защита от коррозии. – М.: Металлургия, 1981. – 271 с.
- 6) Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов. Москва Недра, 1978. –166с.
- 7) Иоффе А.Ф. Полупроводниковые термоэлементы. М.-Л.: Изд-во АН СССР, 1960 – 189 с.
- 8) Болотов С.В, Герасименко Н.В. Система оперативного дистанционного контроля состояния пенополиуретановой изоляции трубопроводов тепловых сетей с цифровыми датчиками влажности // Вестник Белорусско-Российского университета. 2016. №2 (51).
- 9) Курчавина В.Г., Седлер М.Х. Комплексное оценивание стратегии реновации трубопроводов теплосети. Тезисы докладов. СПбПУ, 2016.
- 10) Седлер М.Х., Шостаковский П.Г. Удаленная диспетчеризация теплосетей в «умном городе» // Control Engineering Россия. 2019. № 1.
- 11) Шостаковский П.Г. Альтернативные источники электрической энергии промышленного применения // Control Engineering Россия. 2013. № 3.
- 12) Шостаковский П. Г. Современные термоэлектрические источники питания электронных устройств // Компоненты и технологии. 2015. № 1.
- 13) Главная страница IOT VEGA. Производитель LoRaWAN устройств – <https://iotvega.com/> (дата обращения 19.04.2020).

14) Каталог термоэлектрических модулей компании ООО «Криотерм» – <http://kryothermtec.com/ru/products/> (дата обращения 05.06.2020).

15) Сайт АО «Теплосеть Санкт-Петербурга» - <http://www.teplosetspb.ru> (дата обращения 24.05.2020).

16) Спецификация LoRaWAN. Введение. Основные понятия и классы конечных устройств - <https://habr.com/ru/post/316954/> (дата обращения 19.04.2020).