

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: ИШЭ

Специальность: Теплоэнергетика и теплотехника

ООП/ОПОП: ООП: Экологически чистые технологии преобразования энергоносителей

Отделение школы (НОЦ): И.Н.Бутакова

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

Тема работы
Анализ возможности перспективного развития системы энергоснабжения потребителей г.п. Белый Яр подключенных к котельной ДКВР-10-13

УДК: 621.31.031:697.32

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ01	Янковская Наталья Сергеевна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Губин В.Е.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
«Экологически чистые технологии преобразования энергоносителей»	Губин В.Е.	к.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы магистра «Экологически чистые технологии преобразования энергоносителей» по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» в соответствии целями основной образовательной программы, видами и задачами профессиональной деятельности, указанными в ФГОС ВО 13.04.01

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен проектировать технологические системы и отдельные элементы систем преобразования энергоносителей
ПК(У)-2	Способен производить прогностическую оценку воздействия технологий энергетики на окружающую среду, применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности
ПК(У)-3	Способен проектировать и организовывать образовательный процесс с использованием современных технологий
ПК(У)-4	Способен применять современные методы и средства практической инженерной деятельности в сфере создания и эксплуатации современного оборудования и установок для экологически чистого преобразования энергоносителей
ПК(У)-5	Способен осуществлять управление технологическими процессами и энергетическими установками
ПК(У)-6	Способен определять потребности производства в ресурсах, обоснованию мероприятий по экономии энергоресурсов
ПК(У)-7	Способен производить сравнительный анализ технологий преобразования энергоносителей
ПК(У)-8	Способен формировать решения профессиональных задач путем интеграции фундаментальных разделов технических наук и прикладных знаний в сфере теплоэнергетики

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа энергетики
 Направление: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ): Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 руководителем ООП
 _____ Губин В.Е.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ01	Янковской Наталье Сергеевне

Тема работы:

Анализ возможности перспективного развития системы энергоснабжения потребителей г.п. Белый Яр подключенных к котельной ДКВР-10-13	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.04.2022, №108-14

Срок сдачи студентом выполненной работы:	Июня 2022 года
--	----------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(название объекта исследования и его характеристик; описание режима работы объекта; обозначение состава сырья, особенностей процесса или наименование типа изделия, а также требований прикреплённых к нему; формирование правил безопасности при работе с объектом ив ходе исследовательского процесса; определение энергозатрат ипроведение экономического анализа и т.д.).</i>	Объект аналитического исследования – Котельная ДКВР-10-13 расположенная в Верхнекетском районе Томской области в г.п. Белый Яр. Предмет исследования – система теплоснабжения. Цель работы – принять решение по технической возможности переноса источника на более близкое расстояние к основным тепловым сетям, разработать технические решения по улучшению гидравлических режимов, снизить тепловые потери на сетях
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(определение научных достижений в мире за счёт проведение обзора и анализа различных литературных источников в соответствующей области; определение задач исследования; формирование методики исследования; анализ полученных результатов; написание специальных разделов, требующих</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Представить описание, характеристики, достоинства и недостатки системы энергоснабжения. 2. Сформулировать цели и задачи работы. 3. Представить описание проблем системы теплоснабжения. 4. Предложить технические решения по улучшению гидравлических режимов, снижению тепловых потерь и расхода топлива.

<i>разработки; формирование выводов по результатам исследование, определение дальнейших планов на исследование).</i>	5. Определить экономические затраты на выполнение выпускной работы. 6. Проанализировать рабочие места на предмет выявления основных опасностей и вредностей, оценить степень воздействия их на человека и природную среду. 7. Сформулировать основные выводы.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Презентационный материал.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Якимова Татьяна Борисовна, к.э.н., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Сечин Александр Иванович, д.т.н., профессор ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Губин В.Е.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ01	Янковская Н.С.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2022 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.01.2022	Сбор литературных данных и проведение анализа литературы и нормативно-технической документации	15
01.03.2022	Разработка математической модели	20
05.04.2022	Проведение расчетов и анализ полученных результатов	20
10.05.2022	Финансовый менеджмент	10
17.05.2022	Социальная ответственность	10
24.05.2022	Выполнение раздела на иностранном языке	10
31.05.2022	Заключение	5
07.06.2022	Презентация	10
	Итого	100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Губин В.Е.	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Губин В.Е.	к.т.н., доцент		

Реферат

Отчет содержит: 92 с., 8 ч., 13 рис., 42 табл., 2 приложения, 13 источн.

Основные слова: тепловые сети, источник теплоснабжения, реконструкция, гидравлические режимы, тепловые потери, изоляция, твердое топливо, топливный баланс.

Объектом исследования является котельная ДКВР-10-13, расположенная на территории Белярского городского поселения, объектами разработки – источник теплоснабжения и тепловые сети принадлежащие данному источнику энергоснабжения.

Цель работы – рассмотреть техническую возможность переноса источника энергоснабжения на более близкое расстояние к основным тепловым сетям, разработать решения по улучшению гидравлических режимов, снизить тепловые потери на сетях.

Содержание

Введение.....	9
Глава 1 Исходные характеристики и технические параметры исследования	11
1.1. Описание зоны деятельности котельной ДКВР-10-13.....	11
1.2. Структура основного оборудования.....	12
1.2.1. Характеристика оборудования котельной ДКВР-10-13	13
1.2.2. Среднегодовая загрузка оборудования	14
1.2.3. Приборы учета, установленные на котельной ДКВР-10-13.....	15
1.3.1. Создание электронной схемы тепловых сетей в зонах действия источника теплоснабжения	17
1.3.2. Описание структуры и параметров тепловых сетей	18
1.3.3. Проведение гидравлических расчетов.	20
1.3.4. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	32
1.4. Зона действия источника тепловой энергии.....	35
1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии.....	35
1.5.1. Тепловые нагрузки потребителей.....	35
1.5.2. Нормативы потребления тепловой энергии	37
1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии	39
1.7. Описание водоподготовительных установок	39
1.8. Топливные балансы котельной ДКВР-10-13 тепловой энергии и система обеспечения топливом	40
1.9. Техничко-экономические показатели теплоснабжающей организации	41
1.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения	42
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения.....	43
2.1. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии, согласованные с требованиями энергетической эффективности объектов теплоснабжения.....	43
2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии.....	44
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии, согласованные с требованиями энергетической эффективности объектов теплоснабжения.....	45
2.4. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии.....	46
2.5. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально-значимыми, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию	47
Глава 3. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки	49
Глава 4. Перспективные балансы теплоносителя	50
Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению котельной ДКВР-10-13	53
Таблица 5.1 – Рекомендуемая марка, мощность и количество устанавливаемых котлоагрегатов реконструируемых котельных	60
Глава 6. Топливоснабжение котельной ДКВР-10-13.....	60
6.1. По генеральному плану:	60
6.2. Перспективное потребление топлива на котельной ДКВР-10-13.	61
Заключение	62

Глава 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	64
7.2.3. Планирование работ по проектированию	68
7.3. Бюджет затрат на проектирование.....	71
Затраты на заработную плату исполнителей темы	72
Отчисления во внебюджетные фонды	74
Накладные расходы.....	74
Формирование бюджета затрат на проектирование	74
Глава 8. Социальная ответственность.....	80
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
8.1.1 Специальные трудовые нормы трудового законодательства	81
8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	82
8.2. Производственная безопасность.....	82
8.3. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	83
8.4. Экологическая безопасность.....	89
8.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	94

Введение

Белоярское городское поселение — муниципальное образование (городское поселение) в Верхнекетском районе Томской области.

Посёлок расположен на реке Кеть (приток Оби), в 295 км северо-восточнее от областного центра города Томска.

Верхнекетский район приравнен к районам Крайнего Севера.

Район является одним из самых крупных административных единиц Томской области, общая площадь его составляет 43,3 тыс. кв. км. Верхнекетский район территориально расположен в северо-восточной части Томской области. С Красноярским краем он граничит с севера и востока, а с юга и запада — с Тегульдетским, Молчановским, Первомайским, Колпашевским, Парабельским и Каргасокским районами Томской области.

На территории поселения проживает 8126 человека.

Климат – резко континентальный, характеризуется продолжительной и суровой зимой, коротким, но теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками.

В соответствии с СП 131.13330.2012 «Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-99*» ближайшей точки замера г. Колпашево Томской области соответствуют следующие расчетные климатические параметры:

- продолжительность отопительного периода — 243 дня ($n = 5832$ ч);
- расчетное значение температуры наружного воздуха для проектирования отопления $t_{н.р.} = -42$ °С;
- среднее значение температуры наружного воздуха за отопительный период $t_{н.ср} = -8,8$ °С.

Территория муниципального образования относится к территориям, приравненным к районам Крайнего Севера.

Теплоснабжение почти всей жилой и общественной застройки на территории МО «Белоярское городское поселение» осуществляется централизованно.

Центральное теплоснабжение обеспечивается шестью котельными с распределительными теплосетями. Крупные общественные здания, некоторые производственные и коммунально-бытовые предприятия, многоквартирный жилой фонд в основном подключены к централизованной системе теплоснабжения.

Основным поставщиком тепловой энергии в Белоярском городском поселении является МУП «БИО ТЭП».

Глава 1 Исходные характеристики и технические параметры исследования

1.1. Описание зоны деятельности котельной ДКВР-10-13

Тепловые сети и котельная ДКВР-10-13 арендована МУП «БИО ТЭП».

В котельной ДКВР-10-13 Белоярского городского поселения установлено 2 котла ДКВР 10-13-115С, 1 котел КЕ-10-14-115, работающих в водогрейном режиме. Котельная работает на угле и щепе, введена в эксплуатацию в 1987 году. В зоне действия котельной ДКВР-10-13 находятся, в основном, многоквартирные и частные жилые дома и общественно-деловые и административные строения, магазины, прачечные, гостиницы, школы, гаражные боксы, расположенные по улицам: ул. Чкалова, ул. Советская, ул. Гагарина, ул. Кирова, ул. Свердлова, ул. 60 лет Октября, ул. Таежная, ул. Горького, ул. Космонавтов, ул. Березовая, пер. Банковский.

Температурный график котельной ДКВР-10-13, регламентируется следующими параметрами теплоносителя 95/70 °С.

В качестве расчетных элементов территориального деления, используемых в качестве территориальной единицы представления информации, принята кадастровая сетка деления территории Белоярского городского поселения.

При проведении кадастрового зонирования территории поселения выделяются структурно-территориальные единицы – кадастровые зоны и кадастровые кварталы.

В границах кварталов существующей застройки, а также территорий, ограниченных дорогами, улицами, просеками, реками и другими естественными границами, выделяются кадастровые кварталы.

Кадастровый номер квартала — это уникальный идентификатор, присваиваемый объекту учета и который сохраняется за объектом учета до тех пор, пока он существует как единый объект [1].

Номер кадастрового квартала имеет иерархическую структуру и состоит из четырех частей – А: Б: В: В1, где:

А – номер Томской области в Российской Федерации (70);

Б – номер гор.пос. Белый Яр в Томской области (21);

В – номер кадастровой зоны (административного района);

: – разделитель частей кадастрового номера.

Кадастровые зоны покрывают территорию поселения без разрывов и перекрытий.

Кадастровое деление Белоярского городского поселения

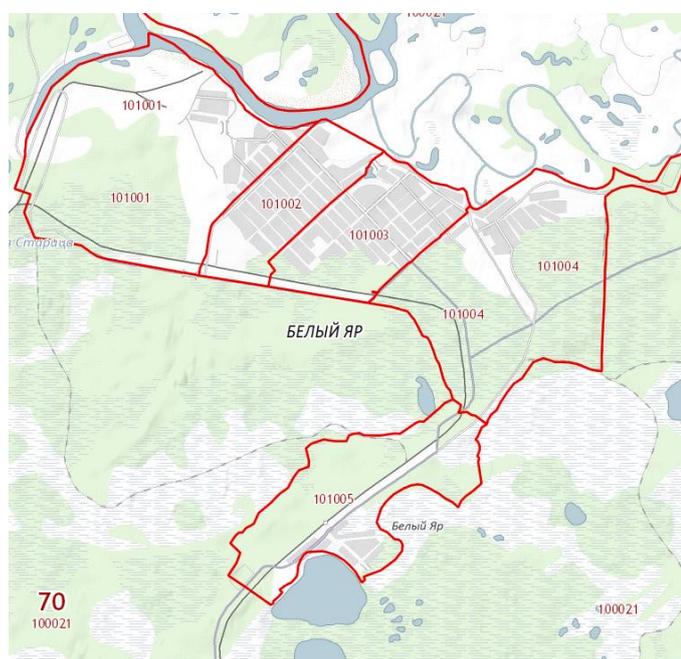


Рис. 1.1. Кадастровое деление Белоярского городского поселения

Основная часть потребителей котельной ДКВР-10-13 находятся в кадастровом делении 101002, сама котельная находится в кадастровом делении 101001.

1.2. Структура основного оборудования

Структура основного оборудования котельной ДКВР-10-13 представлена в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 – Структура основного оборудования котельной ДКВР-10-13

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива Основное (резерв)	Установленные котлоагрегаты	Установленная мощность, Гкал/ч
1	Котельная ДКВР-10-13 (р.п. Белый Яр, Промзона ДКВР-10/13)	Уголь ДР	ДКВР 10-13-115С (2 шт.)*, КЕ-10-14-115	17,5

Таблица 1.2.2 – Сведения о тепловой мощности котельной

Котельная	ДКВР-10-13
Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	17,50
Ограничения тепловой мощности, Гкал/ч	0
Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	17,50
Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/ч	0,046
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	17,454

1.2.1. Характеристика оборудования котельной ДКВР-10-13

Данные об основном оборудовании котельной ДКВР-10-13 приведены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3 – Основное оборудование котельной ДКВР-10-13

№ п/п	Марка оборудования	Год ввода эксплуатации	Кол-во агрегатов	Тепловая мощность, Гкал/ч	КПД, %	Вид топлива основной/резервный
1	ДКВР-10-13-115С	2001	1	6,0	91,7	Уголь ДР
2	ДКВР-10-13-115С	2001	1	6,0	91,7	
3	КЕ-10-14-115	2008*	1	5,5	82,3	

* - после капитального ремонта.

В соответствии отчетным документам МУП «БИО ТЭП», котельная ДКВР-10-13 установленной мощностью 17,5 Гкал/ч работает на угле ДР. В котельной установлено три водогрейных котла, два типа ДКВР-10-13-115С и один котел КЕ-10-14-115, производства ООО «БиКЗ» г. Бийск. Котлы № 1 и 2 изготовлены и установлены в 2001 году, котел № 3 прошел последний капремонт в 2008 году.

Помимо оборудования, установленного на самой котельной, к ней также относится 2 ЦТП (по ул. Таежная и ул. Космонавтов), оборудованные сетевыми и подпиточными насосами, которые находятся в холодном резерве.

Таким образом, ЦТП выполняет функцию распределительного узла, где транспортировка теплоносителя осуществляется транзитом без включения насосных групп. Насосное оборудование котельной и 2х ЦТП, представлено в таблице 1.2.4. Насосное оборудование ЦТП не используется, т.к. конечные потребители обеспечены требуемым гидравлическим режимом работы системы теплоснабжения. Сетевые насосы котельной ДКВР-10-13 оборудованы частотными регуляторами.

Таблица 1.2.4 – Насосное оборудование котельной ДКВР-10-13 и ЦТП

Назначение насоса	Марка насоса	Производительность, м ³ /ч	Напор, м	Мощность двигателя, кВт	Кол-во (резерв)
Котельная ДКВР-10-13					
сетевой	NB 150-400/431	571	61,3	132	1(1)
сетевой	1Д-320-50	320	50	75	1
КНС насос	K20/30	20	30	3,5	1(1)
ЦТП-1 (ул.Таежная)					
сетевой	НКУ-90	90	38	16,5	1(1)
подпиточный	K20/30	20	30	3,5	1
ЦТП-2 (ул.Космонавтов)					
сетевой	TPD.65-720/2A-F-A	72	61.4	22	(1)

1.2.2. Среднегодовая загрузка оборудования

Для оценки степени использования установленной мощности котельного оборудования в течение года, используется коэффициент использования установленной тепловой мощности, определяемый по формуле:

$$K_{исп} = \frac{Q_{год}}{N_{уст} \cdot 7860} = 0.12,$$

где $Q_{год}$ – годовая выработка тепловой энергии, Гкал; $N_{уст}$ – установленная тепловая мощность котельной, Гкал/ч.

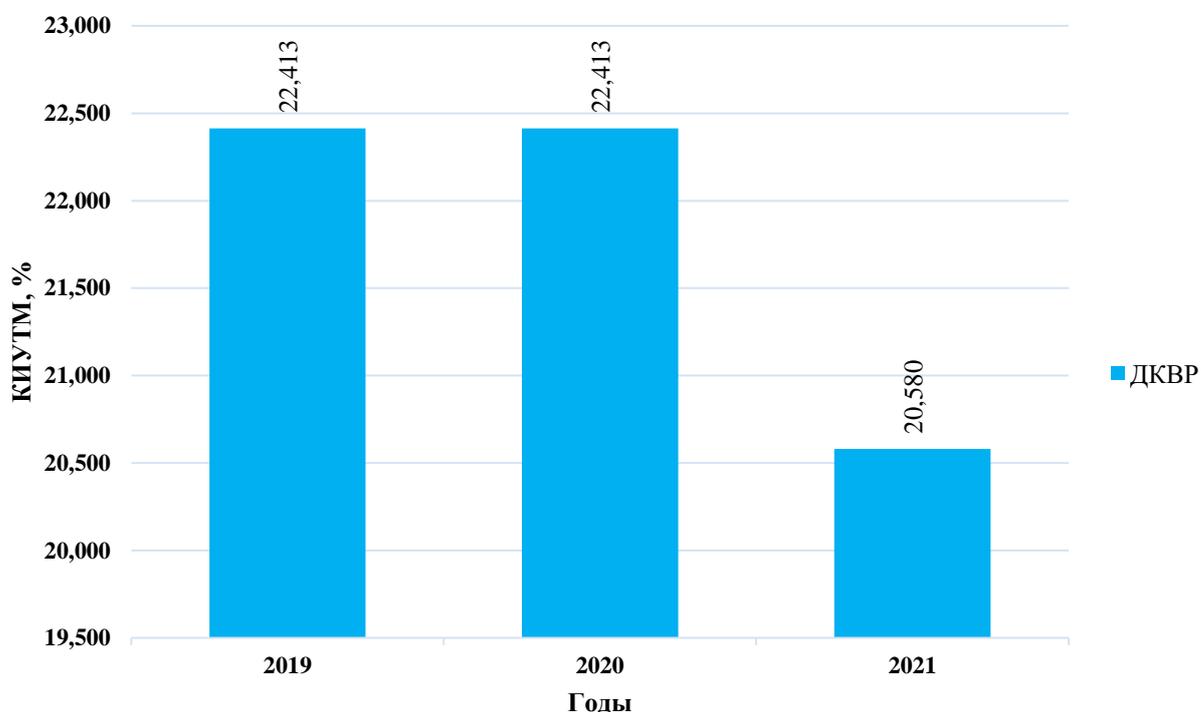


Рис. 1.2.2 – КИУТМ котельных в 2019-2021 гг.

Оборудование коэффициент установленной тепловой мощности снизился в 2021 году по сравнению с предыдущими годами на 8,2 %.

1.2.3. Приборы учета, установленные на котельной ДКВР-10-13

Котельная «ДКВР-10-13» - оборудована узлом учета в составе теплосчетчика «ЭНКОНТ» и расходомеров US-800 Ду 300 мм на подающем и обратном трубопроводе, дополнительно установлен расходомер US-800 Ду 32 мм на трубопроводе подпитки.

Приборы учета находятся в исправном состоянии, замечаний в работе приборов учета нет.

На котельной есть результаты инструментальных замеров, представлены ниже:

Проведены замеры фактического расхода обратного трубопровода переносным ультразвуковым расходомером PORTAFLOW-330 (приложение

4) и сравнение результатов замеров с измерением стационарного прибора учета, результаты замеров приведены в таблице 1.2.5. Также сняты параметры теплоносителя на подающем и обратном трубопроводах.

От котельной ДКВР-10-13 подключены 2 ЦТП:

– ЦТП-1 – приборы учета не установлены.

Проведены замеры фактических расходов подающего и обратного трубопроводов на вводе в ЦТП переносным ультразвуковым расходомером PORTAFLOW-330 на участке трубопровода Ду 250 мм, результаты приведены в таблице 1.2.5.

– ЦТП-2 – установлены приборы учета на вводе в ЦТП Ду 100 мм, приборы учета на момент обследования были установлены, но не работают, причины выхода из строя приборов учета не установлены.

В ходе обследования были проведены замеры фактических расходов подающего и обратного трубопроводов по двум ответвлениям и замер фактического расхода обратного трубопровода на вводе в ЦТП.

Таблица 1.2.5 – Данные по контрольным замерам

Наименование котельной	Расход теплоносителя по стационарному прибору учета, м ³ /ч		Расход теплоносителя по переносному расходомеру, м ³ /ч		t1, °C	t2, °C	P1, кгс/см ²	P2, кгс/см ²
Котельная «ДКВР-10-13»	347,0	350,0	Замер не проводился	351,5	78,12	60,65	5,07	3,13
ЦТП-1	Приборы учета не установлены		119,0	122,6	78,0	58,0	4,4	3,8
ЦТП-2 - ввод	Приборы учета не работают		Замер не проводился	62,6	-----	-----	-----	-----
ЦТП-2 – ответвление 1	Приборы учета не установлены		42,66	45,3	75,0	60,0	4,4	4,0
ЦТП-2 - ответвление 2	Приборы учета не установлены		15,26	16,3	79,0	60,0	-----	-----

Информация по установленным приборам учета представлена в таблице 1.2.6.

Таблица 1.2.6 – Данные по приборам учета

Котельная ДКВР-10-13	да	ЭНКОНТ (тепловычислитель)	0,2
----------------------	----	------------------------------	-----

Полученные данные позволят производить гидравлические расчеты с использованием программного продукта ZuluThermo7.0, опираясь на фактические данные с приборов учета и контроля.

1.3.1. Создание электронной схемы тепловых сетей в зонах действия источника теплоснабжения

Электронная модель схемы теплоснабжения сформирована в программном продукте ZuluThermo7.0. Используемый программный комплекс позволяет проводить гидравлические расчеты тепловых сетей при различных режимах ее работы. Также применение расчетного продукта ZuluThermo7.0 позволяет:

Выполнять технологические расчеты инженерных коммуникаций;

Формировать и использовать библиотеку графических образов элементов систем теплоснабжения и режимов их функционирования;

Формировать расчетные схемы инженерных коммуникаций с автоматическим формированием топологии сети и соответствующих баз данных;

Разрабатывать входные и выходные формы представления информации;

Изменять топологию сетей и режимы работы ее элементов; решать различные топологические задачи.

Схема тепловых сетей от котельных ДКВР-10-13

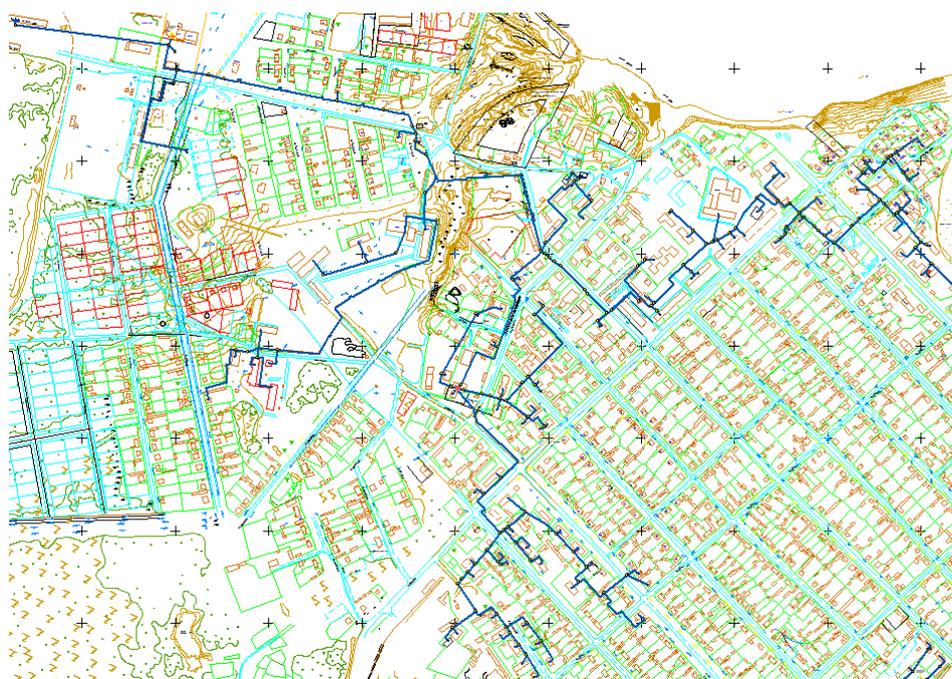


Рис. 1.3.1. Схема тепловых сетей котельной ДКВР-10-13 Белоярского городского поселения

1.3.2. Описание структуры и параметров тепловых сетей

Большую часть потребителей котельной ДКВР-10-13 составляют многоквартирные и частные жилые дома и административно-деловые строения. Схема тепловых сетей закрытая, двухтрубная.

Основные характеристики тепловых сетей котельной ДКВР-10-13 приведены на рис. 1.3.7.

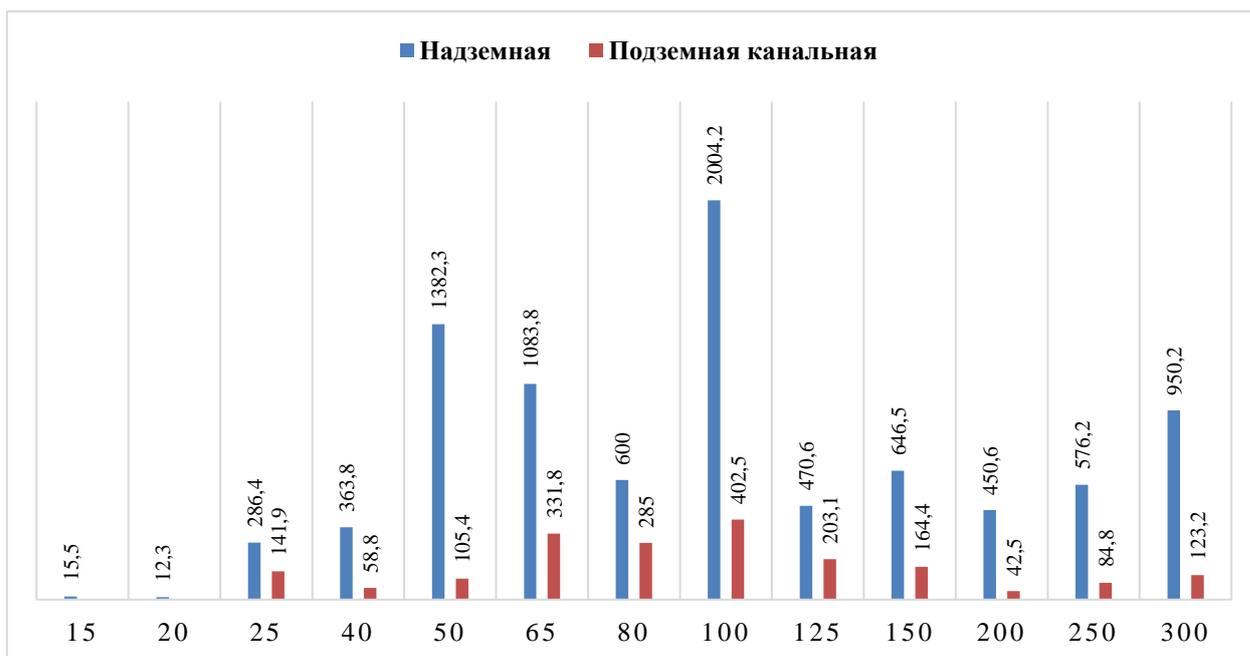


Рис. 1.3.2. Структура тепловых сетей Котельной ДКВР-10-13

Из рис. 1.3.2 видно, что среди тепловых сетей Котельной ДКВР-10-13 преобладают участки с диаметрами 50, 70 и 100 мм. По типу прокладки преобладает надземная прокладка тепловых сетей. Монтаж всех тепловых сетей котельной ДКВР-10-13 произведен в период с 1980-2021 гг. Изоляция всех тепловых сетей выполнена минераловатными матами, СТД и опилками. Параметры тепловой сети котельной «ДКВР-10-13» приведены в таблице 1.3.1.

Таблица 1.3.1 – Параметры тепловой сети котельной «ДКВР-10-13»

Условный диаметр, мм	Длина участков в двухтрубном исполнении, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Год прокладки									
300	950,2	надземная	СТД, опилки	2001									
	123,2	подземная канальная											
250	576,2	надземная		СТД, опилки	2001, 2013								
	84,8	подземная канальная											
200	450,6	надземная			СТД, опилки	2004, 2013							
	42,5	подземная канальная											
150	646,5	надземная				СТД, опилки	1980, 2001, 2004						
	164,4	подземная канальная											
125	470,6	надземная					СТД, опилки	2001, 2014					
	203,1	подземная канальная											
100	2004,2	надземная						СТД, опилки	1980, 2001, 2010, 2013, 2014				
	402,5	подземная канальная											
80	600	надземная							СТД, опилки	1980, 2001, 2008, 2012, 2013, 2014			
	285	подземная канальная											
65	1083,8	надземная								СТД, опилки	2001, 2008, 2011, 2013, 2014		
	331,8	подземная канальная											
50	1382,3	надземная									СТД, опилки	1980, 2001, 2013, 2014, 2016	
	105,4	подземная канальная											
40	363,8	надземная										СТД, опилки	1980, 2001, 2013, 2014, 2016
	58,8	подземная канальная											
25	286,4	надземная	СТД, опилки										2011, 2012, 2016
	141,9	подземная канальная											
20	12,3	надземная		СТД, опилки									2001, 2014

15	15,5	надземная		2001
Итого	10785,8			

1.3.3. Проведение гидравлических расчетов.

Гидравлические расчеты выполнены с помощью ПРК ZULU Thermo 7.0.

ПРК «ZuluThermo 7.0» применим для осуществления инженерных расчетов системы централизованного теплоснабжения большого объема и любой сложности.

Разработчики программно-расчетного комплекса «ZuluThermo» использовали пакет Microsoft Visual C++.

С применением программного комплекса предусмотрено выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Состав расчетов:

- наладочный расчет;
- поверочный расчет;
- конструкторский расчет;
- расчет температурного графика;
- построение пьезометрического графика;
- коммутационные задачи;
- расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые сети (количество колец в сети неограниченно), а также двух, трех, четырехтрубные или многотрубные системы теплоснабжения, в том числе с повысительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает выполнение теплогидравлического расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения, а также тепловых потерь в

трубопроводах тепловой сети. Расчет тепловых потерь проводится по фактическому состоянию изоляции.

Результаты расчетов могут быть экспортированы в MS Excel, наглядно представлены с помощью тематической раскраски и пьезометрических графиков.

В задачу гидравлического расчета входит определение диаметров участков тепловой сети и потерь напора на них и в целом по магистрали.

Гидравлический расчет проводится по известным значениям расчетных расходов теплоносителя на участках и нормированной величине удельного линейного падения давления $R_{л}$, которая принимается для главной магистрали равной 5,07 кгс/см.

Расчет тепловых сетей:

Вычерчивается расчетная схема магистральной тепловой сети, заносится семантическая информация по всем участкам тепловой сети и по потребителям тепловой энергии. (Длины диаметры, вид прокладки материал изоляции, по потребителям подбирается схема теплового узла, заносится расчетная информация и расчетная нагрузка.)

Расчет проводится последовательно, начиная с головного участка (это первый участок) главной магистрали, после чего переходят к расчету ответвлений.

Далее на расчетной схеме расставляется запорная арматура, неподвижные опоры, компенсаторы. Расстояние на участках между неподвижными опорами определяется в зависимости от типа компенсатора, способа прокладки и диаметра трубопровода по [5]. По этому расстоянию определяется количество тепловых камер и компенсаторов. Тип компенсатора выбирается в зависимости от диаметра трубопровода и способа прокладки согласно [5] либо применяются уже существующие данные рассчитываемой тепловой сети. Сальниковые компенсаторы устанавливаются при подземной прокладке на трубопроводах диаметром $d_y \geq 100$ мм, при надземной прокладке на низких

опорах – на трубопроводах $d_y \geq 300$ мм. Они изготавливаются односторонними и двусторонними. Двусторонние применяют обычно для уменьшения числа камер, так как в середине их устанавливается неподвижная опора, разделяющая участки труб, удлинения которых компенсируются каждой из сторон компенсатора. Широкое применение при монтаже трубопроводов тепловых сетей в основном до диаметра 100 мм нашли П-образные компенсаторы. Тепловые камеры размещаются на поворотах к ответвлениям. Расстояние между секционирующими задвижками на главной магистрали не более 1000 м при $\varnothing=100\div 350$ мм, и не более 1500 м при $\varnothing \geq 400$ мм. Их размещают в камерах с ответвлениями. Задвижки устанавливают на каждом участке. При протяженности более 1000 м их устанавливают через каждые 1000 м.

Окончательный расчет:

По типу и количеству местных сопротивлений на каждом участке определяется их суммарная эквивалентная длина, м [3]

$$\sum l_{\text{экв}} \cdot n, \text{ м},$$

где $l_{\text{экв}}$ – определяется по [6], м;

n – число местных сопротивлений на расчетном участке.

Определяется падение давления на каждом участке, м

$$\Delta P = R_{\text{л}}^y \cdot \left(l + \sum l_{\text{экв}} \cdot n \right).$$

Вычисляется величина падения напора на участке, м

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{\rho_{\text{воды}} \cdot g},$$

где $\rho_{\text{воды}} = 935,4 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ – плотность воды, принимаемая в расчетах;

$g = 9,81 \frac{\text{м}}{\text{с}^2}$ – ускорение свободного падения.

Далее определяется величина суммарных потерь напора на каждом

расчетном участке $\sum \Delta H$, приложение 1 таблица 2.

После расчета главной магистрали переходят к расчету ответвлений.

Расчет ответвлений проводят в следующей последовательности:

Предварительно по результатам расчета главной магистрали определяются потери давления на ответвлениях $\Delta H_{\text{отв}}^P$ (располагаемый напор) как разность потерь напора в главной магистрали и потерь напора на участках до ответвления, м:

$$\Delta H_{\text{отв}}^P = \Delta H_{\text{гл.маг}} - \Delta H_{\text{участков до ответ.}}$$

Находят долю местных потерь давления в магистральной сети

$$\alpha_{\text{сп}} = 0,01 \cdot \sqrt{G_p},$$

где G_p – расход теплоносителя на головном участке (первый участок главной магистрали), $\frac{\text{т}}{\text{ч}}$.

Определяется удельное линейное падение напора на ответвлениях

$$R_l = \frac{\Delta H_{\text{отв}}^P}{l \cdot (1 + \alpha_{\text{сп}})}, \frac{\text{мм}}{\text{м}},$$

где $\Delta H_{\text{отв}}^P$ – в м;

l – длина ответвления, м.

Зная R_l , определяется по номограмме [1] стандартное значение диаметров трубопроводов.

Уточняется R_l^y . Далее окончательный расчет проводится аналогично, как и для главной магистрали. Результаты расчета занесены в таблицу 2 приложение 1.

Расчет тепловых потерь в тепловых сетях:

При транспорте тепла по трубам возникают линейные Q_l и местные Q_m тепловые потери.

Линейные потери тепла по длине прямых или криволинейных (повороты,

отводы, колена П-образных компенсаторов) участков труб определяется по формуле

$$Q_{\text{л}} = q \cdot l, \text{ Ккал},$$

где q – удельные тепловые потери, которые принимаются согласно [4], $\frac{\text{Ккал}}{\text{м}}$;

l – длина трубопровода, м.

Местные тепловые потери возникают в результате стока тепла через опорные конструкции, фланцевые соединения, запорно-регулирующую арматуру, сальниковые компенсаторы и прочие фасонные изделия. Эти потери определяются приближенно и различными способами.

Тепловые потери в тепловых сетях рассчитываются по следующей формуле [7]

$$Q = Q_{\text{л}} + Q_{\text{м}} = q \cdot l \cdot (1 + \beta), \text{ Ккал},$$

где $\beta = 1,25$ – поправочный коэффициент к линейной длине надземных трубопроводов [4].

Результаты расчета сведены в таблицу 2 приложения 1.

Транспортные потери тепла вызывают падение температуры теплоносителя, вследствие этого удельные тепловые потери по длине трубопровода изменяются. Из уравнения теплового баланса, выражающее равенство потерь тепла и уменьшение теплосодержания теплоносителя, определим температуру теплоносителя в конце расчетного участка

$$t_2 = t_1 - \frac{q \cdot l \cdot (1 + \beta)}{G \cdot c}, \text{ } ^\circ\text{C},$$

где G – расход теплоносителя, т/ч;

$c = 4220 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$ – теплоемкость теплоносителя.

Результаты расчетов сведены в таблицу 2 приложения 1.

Построение пьезометрических графиков:

Пьезометрический график дает наглядное представление о давлении или напоре в любой точке тепловой сети.

Пьезометрический график строится по всей длине тепловой сети, то есть тепловую сеть вытягиваем в одну линию (главную магистраль и ответвления). Построение пьезометрического графика на основании данных гидравлического расчета выполняется в следующей последовательности:

Вычерчиваем профиль местности (по геодезическим отметкам на в нашем случае в программном продукте ZuluThermo 7.0) и наносим геодезические отметки и высоту на потребителях.

Проводим линию статического напора $H_{ст}$, обеспечивающего заполнение системы водой (на $3\div 5$ м выше самого высокого абонента). Получаем точку А.

Устанавливаем предельное положение пьезометрического графика обратного трубопровода в динамическом режиме, исходя из того, что:

максимальный пьезометрический напор не должен превышать 60 м в радиаторах нижних этажей зданий;

для защиты системы отопления от опорожнения пьезометрическая линия должна быть не менее чем на $3\div 5$ м выше самого абонента.

Из точки А проводим линию падения давления по напору, обратную линии тепловой сети от котельной до конечного абонента, где действительный уклон пьезометрической линии обратного трубопровода определяется по данным гидравлического расчета (точка В). Падение давления в главной магистрали тепловой сети равномерное, поэтому точку А соединяем с точкой В прямой. На ответвлениях от главной магистрали наблюдается некоторое незначительное падение давления на преодоление дополнительного сопротивления (поворот).

Строим линию потерь напора у концевого абонента. Располагаемый напор на теплопотребителе принимаем 25 м. [3].

Строим пьезометр для подающего трубопровода (зеркальное отображение обратного) [3].

Пьезометрические графики представлены в приложении 1 рисунки 1.1 – 1.11

На основании проведенных расчетов были разработаны мероприятия по улучшению гидравлических режимов тепловых сетей. Мероприятия представлены в таблицах 1.3.3.1 –

Таблица 13.3.1 - Расширение существующих трубопроводов источника теплоснабжения ДКВР с целью улучшения гидравлического режима работы тепловой сети

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр, м	Рекомендуемый диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Приоритет
1ТК-Озд.Центр	1ТК-6.1	126,19	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
Котельная ДКВР	1ТК-1	31	0,3	0,35	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-1	1ТК-2	69	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/1	1ТК-Озд.Центр	113,32	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-6.1	1ТК-6	62,49	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-4/1	1ТК-4/1/1	23	0,3	0,35	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-4/1/1	1ТК-4/1/2	17	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр, м	Рекомендуемый диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Приоритет
1ТК-4/1/2	1ТК-5	48	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5	1ТК-5/1	40	0,3	0,35	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-2	1ТК-2/2	88	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-2/2	1ТК-2/3	10	0,3	0,35	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-2/3	1ТК-3	223	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-3	1ТК-4	69	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-4	1ТК-4/1	169	0,3	0,35	Надземная	Пенополиуретан	1
Отв от ЦТП	Узел ЦТП	1	0,25	0,3	Подвальная	Пенополиуретан	1
Отв от ЦТП	Отв от ЦТП	1	0,25	0,3	Подвальная	Пенополиуретан	1
1ТК-8	Отв от ЦТП	56	0,25	0,3	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-6	1ТК-6/2	57	0,25	0,3	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-6/2/2	1ТК-6/2/3	19	0,25	0,3	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-6/2/3	1ТК-6/2/4	76	0,25	0,3	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-6/2/4	1ТК-6/2/5	11	0,25	0,3	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр, м	Рекомендуемый диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Приоритет
1ТК-6/2/5	1ТК-7	57	0,25	0,3	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-7	1ТК-8	17	0,25	0,3	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-6/2	1ТК-6/2/1	19	0,25	0,3	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-6/2/1	1ТК-6/2/2	19	0,25	0,3	Надземная	Пенополиуретан	1
Узел ЦТП	Отв от ЦТП	1	0,25	0,3	Подвальная	Пенополиуретан	1
1ТК-12	1ТК-13	21	0,15	0,2	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-11	1ТК-12	57	0,15	0,2	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-10/5	1ТК-11	57	0,15	0,2	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-14	1ТК-15	19	0,125	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-15/1	1ТК-15/2	30	0,125	0,15	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-15	1ТК-15/1	45	0,125	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-13/1/2	1ТК-14	16	0,125	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-13/1/1	1ТК-13/1/2	6	0,125	0,15	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-13/1	1ТК-13/1/1	70	0,125	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр, м	Рекомендуемый диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Приоритет
1ТК-5/1/3	1ТК-5/2/1	491	0,100	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/2/1	1ТК-5/2	97	0,100	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-13	1ТК-13/1	2	0,125	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/1/1 (ЦТП-2)	1ТК-5/1/2 (ЦТП-2)	57	0,150	0,2	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/1/2 (ЦТП-2)	1ТК-5/1 (ЦТП-2)	100	0,150	0,2	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТУ-ЦТП-2	1ТК-5/1/1 (ЦТП-2)	300	0,150	0,2	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/2	1ТК-5/4	13	0,050	0,1	Подземная бесканальная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/4	1ТК-5/4/1	34	0,050	0,1	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/4/1	1ТК-5/4/1	80,22	0,050	0,1	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/1 (ЦТП-2)	1ТК-5/2 (ЦТП-2)	5	0,050	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/2 (ЦТП-2)	1ТК-6 (ЦТП-2)	25	0,10	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-6 (ЦТП-2)	1ТК-7 (ЦТП-2)	25	0,10	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-5/1 (ЦТП-2)	1ТК-5 (ЦТП-2)	44	0,10	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Существующий диаметр, м	Рекомендуемый диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Приоритет
1ТК-5 (ЦТП-2)	1ТК-5/4 (ЦТП-2)	46	0,10	0,15	Надземная	Пенополиуретан	1
1ТК-14 (ЦТП-2)	1ТК-15 (ЦТП-2)	40	0,08	0,032	Надземная	Пенополиуретан	1

Реализация мероприятий на тепловых сетях ДКВР-10-13, позволит улучшить гидравлический режим работы котельной и обеспечить всех потребителей необходимой температурой в помещениях. Результаты гидравлических расчетов, представленные в приложении №1, подтверждают правильность принятых решений по реконструкции тепловых сетей

Таблица 1.3.3.2 – Строительство сетей для обеспечения существующих потребителей ГВС-1 от малого источника круглый год и оптимизации работы источника ДКВР.

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Предполагаемый диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Примечание	Приоритет
1ТУ-Свердлова-14 ГВС	Пенсионный фонд ГВС 3	11,62	0,032	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
ТУ ГВС Свердлова	1ТУ-Свердлова-14 ГВС	50	0,07	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
Котельная ГВС	ТУ Котельная ГВС	22,72	0,1	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
ТУ ГВС Таежная	Жилой дом	43,67	0,032	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
Отв от ЦТП	ул.Свердлова, 16 ГВС	23,02	0,032	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
1ТУ-Свердлова-14 ГВС	Мировой суд ГВС 1	14,04	0,032	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
1ТУ-Свердлова-14 ГВС	Жилой дом ГВС 2	7,3	0,032	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Предполагаемый диаметр трубопровода, м	Вид прокладки тепловой сети	Теплоизоляционный материал тр-да	Примечание	Приоритет
ТУ ГВС Тасжняя	Жилой дом	8,63	0,032	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
ТУ Котельная ГВС	ТУ ГВС Тасжняя	200,47	0,07	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
ТУ Котельная ГВС	ТУ ГВС Свердлова	54,28	0,07	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
ТУ ГВС Свердлова	Отв от ЦТП	100	0,1	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1
1ТУ-Свердлова-14 ГВС	Бассейн	251,6	0,05	Надземная	Пенополиуретан	ГВС-1	1

Реализация строительства котельной ГВС-1, позволит решить проблему круглогодичного обеспечения потребителей горячей воды, тем самым позволит значительно улучшить гидравлические режимы котельной ДКВР-10-13 в переходные сезоны весенний и осенний.

1.3.4. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Регулирование отпуска тепловой энергии – централизованное, качественное. Теплоноситель в системе теплоснабжения – вода, основной график отпуска тепловой энергии в р.п. Белый Яр – 95/70 °С. Температурный

график для котельной ДКВР-13-10 разрабатывается и утверждается ежегодно руководящим техническим персоналом. Температурный график 95/70 °С котельной показан на рис. 1.3.3.

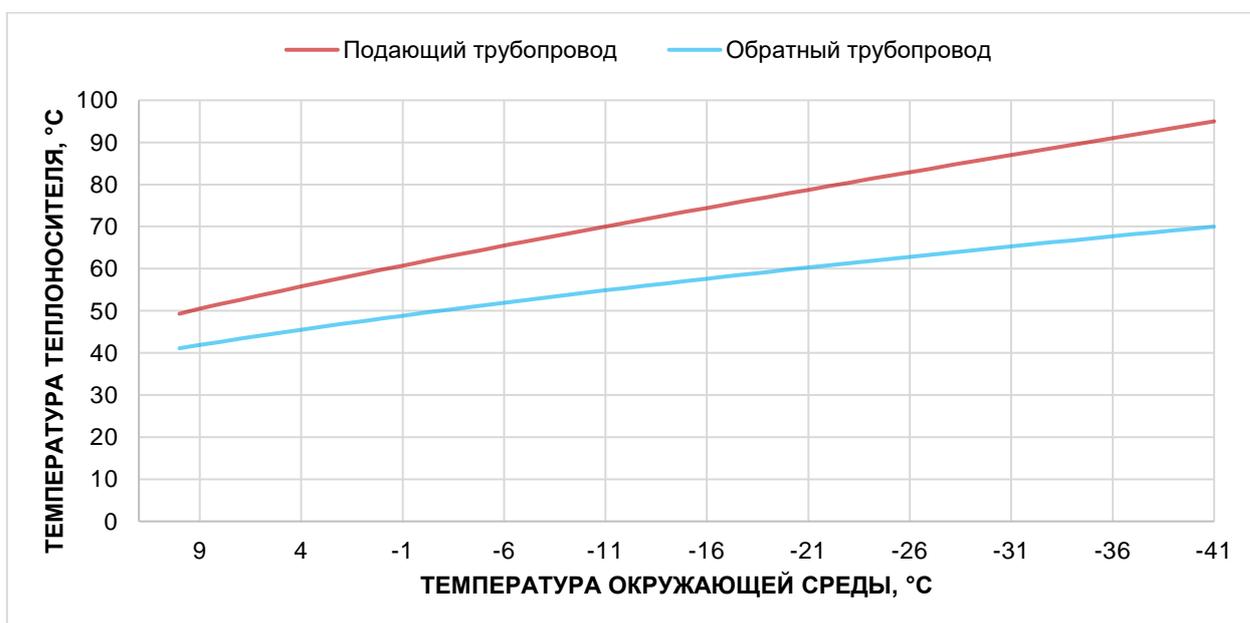


Рис. 1.3.3. Температурный график.

Одним из основных факторов, влияющих на величину отпуска тепловой энергии на отопление теплопотребителей, являются метеоусловия района теплоснабжения.

Данные о среднемесячных температурах воздуха р. п. Белый Яр, согласно СНиП 23-01-99* приведены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 – среднемесячная температура наружного воздуха, °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
-20,0	-17,7	-8,8	-0,5	7,9	15,4	18,5	14,6	8,2	0,2	-10,2	-17,3

Таблица 1.3.3 – расчетные температуры систем отопления и вентиляции, °С

Города и населенные пункты	Продолжительность отопительного периода для дошкольных учреждений $Z_{сут}$, сут.*	Расчетная температура воздуха в отопительный период, °С	
		Расчетная для проектирования	средняя отопительного периода, t_{cp} .*
		отопления $t_{но}$ *	
Белоярское городское поселение	243	- 42	- 8,8

Анализ режимов работы систем теплоснабжения за отопительный

период 2020/2021 года показал, что фактические режимы отпуска тепловой энергии от источников незначительно отличаются от установленного температурного графика.

1.4. Зона действия источника тепловой энергии

Зона действия котельной ДКВР-10-13 показана на рис. 1.4.1.

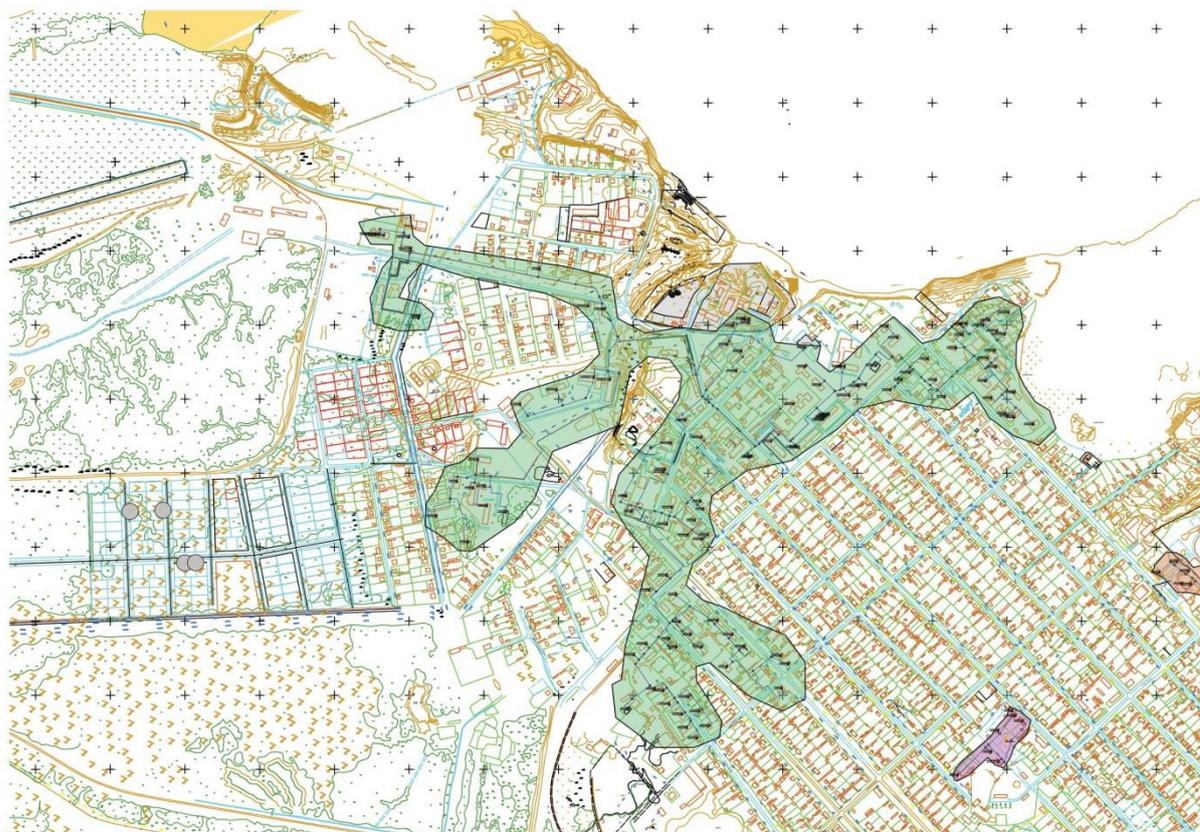


Рис. 1.4.1. Зона действия котельной ДКВР-10-13

Зона действия котельной ДКВР-10-13 практически полностью расположена в кадастровой зоне 101001, 101002 и 101003. В зоне действия котельной ДКВР-10-13 расположены многоквартирные и частные жилые дома и общественно-деловые и административные строения, магазины, прачечные, гостиницы, школы, гаражные боксы. Жилые здания, в основном, представлены 1-2-3-х этажными деревянными или кирпичными строениями.

1.5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии

1.5.1. Тепловые нагрузки потребителей

Данные о тепловых нагрузках котельной ДКВР-10-13 приведены в таблице 1.5.1, согласно предоставленным плановым нагрузкам на 2020 г. МУП «БИО ТЭП». Данные о годовом потреблении тепловой энергии – в

таблице 1.5.2., согласно плановому потреблению тепла на 2016 г.

Таблица 1.5.1 – Тепловые нагрузки потребителей (котельная ДКВР-10-13)

Категория потребителей	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч			
	На нужды ГВС	На нужды отопления	На нужды вентиляции	Итого
Бюджетные учреждения	0	3,473	0	3,219
Собственное потребление	0	0,202	0	0,202
Жилые строения	0	2,902	0	2,906
Прочие потребители	0	0,587	0	0,420
Итого	0	7,164	0	6,750

Таблица 1.5.2 – Годовое потребление тепловой энергии (котельная ДКВР-10-13)

Категория потребителей	Годовое потребление тепловой энергии, Гкал/год			
	На нужды ГВС	На нужды отопления	На нужды вентиляции	Итого
Бюджетные учреждения	0	7638,2	0	7638,2
Собственное потребление	0	474,6	0	474,6
Жилые строения	0	7763,5	0	7763,5
Прочие потребители	0	1465,3	0	1465,3
Итого	0	17341,6	0	17341,6

Структура тепловой нагрузки по видам потребителей показана на рис. 1.5.1.

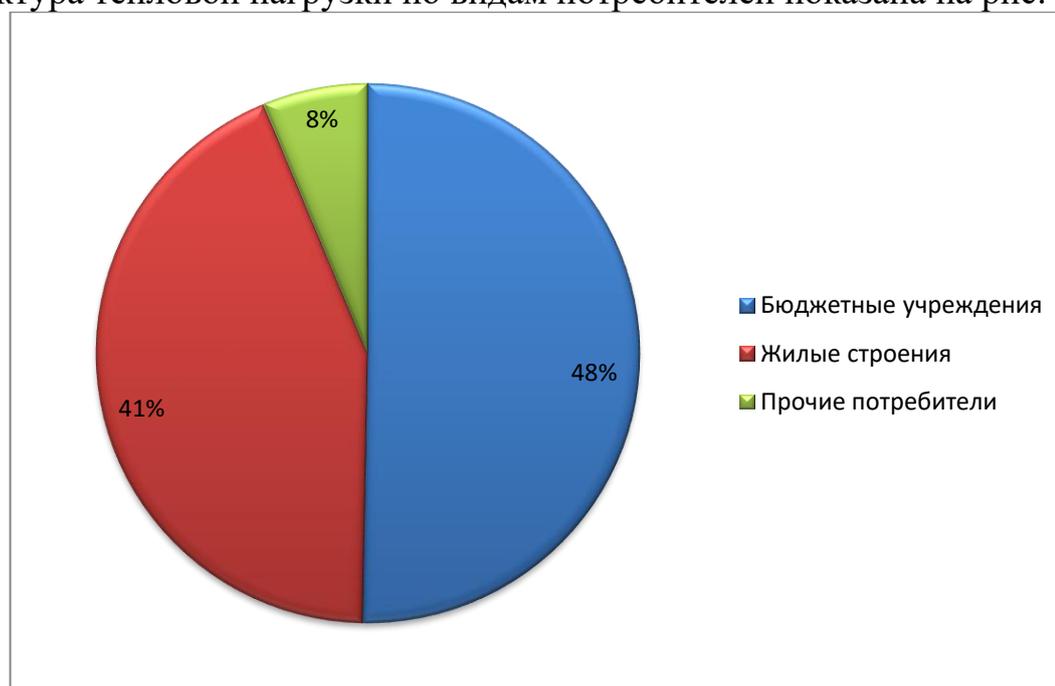


Рис. 1.5.1. Структура тепловой нагрузки Котельной ДКВР-10-13

Из таблиц 1.5.1–1.5.2 видно, что тепловая нагрузка котельных включает только нагрузку на нужды отопления, при этом большая часть всей нагрузки приходится на бюджетных потребителей (48%), второе место – население (41%), на долю прочих потребителей (преимущественно предприятий) приходится 8% и оставшиеся 3% на собственное потребление.

1.5.2. Нормативы потребления тепловой энергии

Нормативы потребления коммунальных услуг, в том числе на нужды отопления и горячего водоснабжения утверждены Приказом Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области № 47 от 30.11.2012 г. Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению жилых помещений на территории Белоярского городского поселения Верхнекетского района Томской области в отопительный период сведены в таблице 1.5.3.

Таблица 1.5.3 – Нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях на территории Верхнекетского района

Муниципальные районы, городские округа Томской области	Верхнекетский район		
Категория многоквартирного (жилого) дома	Норматив потребления в отопительный период (Гкал на 1 кв. м общей площади всех жилых и нежилых помещений в месяц)		
	Многоквартирные и жилые дома со стенами из:		
	камня, кирпича	панелей, блоков	дерева, смешанных и других материалов
Этажность	многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки		
1	0,0397	-	0,0399
2	0,0395	-	0,0398
3 - 4	0,0277		
5 - 9	0,0262		
10	-		
11	-		
12	-		
13	-		
14	-		
15	-		
16 и более	-		
Этажность	многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки		
1	0,0234		
2	-	0,0296	-
3	-		
4 - 5	-		
6 - 7	-		
8	-		
9	-		
10	-		
11	-		
12 и более	-		

1.6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии

Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой нагрузки котельной приведены в таблице 1.6.1.

Таблица 1.6.1 – Баланс тепловой мощности котельной ДКВР-10-13

Наименование параметра	Ед. изм.	Котельная «ДКВР-10-13»
Установленная тепловая мощность в горячей воде	Гкал/ч	17,5
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,00
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,5
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал/ч	0,0462
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	17,454
Полезная тепловая нагрузка, в т.ч.	Гкал/ч	7,86
- на нужды отопления	Гкал/ч	7,86
- на нужды ГВС	Гкал/ч	0,00
Потери тепловой энергии в ТС	Гкал/ч	0,703
Резерв (+)/Дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	8,89

* Согласно плановому потреблению МУП «БИО ТЭП» на 2020 год

Из таблицы 1.6.1 видно, что на котельной ДКВР-10-13 наблюдается резерв тепловой мощности 8,89 Гкал/ч, что составляет 49,2 % от установленной тепловой мощности котельной.

1.7. Описание водоподготовительных установок

Согласно предоставленным данным, предварительная подготовка воды для производственных нужд системы теплоснабжения осуществляется одноступенчатым методом Na-катионирования.

Таблица 1.7.1 – Характеристики водоподготовительного оборудования котельной ДКВР-10-13

Наименование котельной	Тип установленных фильтров	Производительность, м ³ /ч
ДКВР-10-13	ФИПа I-1.4-0.6 Na-1 – 1 шт.	46
	ФИПа I-1.4-0.6 Na-2 – 1 шт.	92
	ФОВ 1.4-06 – 1 шт.	30

1.8. Топливные балансы котельной ДКВР-10-13 тепловой энергии и система обеспечения топливом

Сводная информация по используемому топливу на теплогенерирующих источниках р.п. Белый Яр, согласно фактическому потреблению за 2020 год (таблица 1.8.1).

Таблица 1.8.1 – Топливный баланс котельных р.п. Белый Яр.

Наименование источника	Тип топлива, ед. изм.	2019		2020	
		(План)	(Факт)	(План)	(Факт)
Котельная «ДКВР-10-13»	Уголь, тонн/год	5346,9	4584,8	5346,39	4586,40
	Щепа, м ³ /год	-	7497,0	-	5527,14

Теплотворная способность щепы принята по результатам, представленным лабораторией ООО «Энергоэксперт», а угля согласно отчетной документации. Годовая выработка тепла принята, согласно фактическим показателям потребления тепловой энергии на 2020 г.

Таблица 1.8.2 – Годовой расход условного и натурального топлива на котельной ДКВР-10-13.

Котельная	Выработка, Гкал	КПД котлов, %	Расход условного топлива, тут/год	Теплотворная способность топлив, ккал/кг ¹ (ккал/дм ³) ²	Вид топлива	Расход натурального топлива
ДКВР-10-13	22875,08	86,85	3574	5105	Уголь ДР	4904

1.9. Технико-экономические показатели теплоснабжающей организации

Основными технико-экономическими показателями теплоснабжающих и теплосетевых организаций является удельный расход топлива на выработку и отпуск тепловой энергии, удельный расход электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Топливо-энергетический баланс (ТЭБ) – система показателей, отражающих соответствие между приходом и расходом топливо-энергетических ресурсов, источники их поступления и направления использования. Топливо-энергетический баланс предназначается для анализа эффективности использования энергоресурсов в производственных процессах, выявления потребностей в них, определения рациональной структуры энергопотребления, целесообразности покрытия потребности в энергоресурсах из различных источников, а также решения задач энергосбережения, рационализации энергетического хозяйства.

Технико-экономические показатели работы котельной ДКВР-10-13 представлены в таблице 1.9.1.

Загрузка источника составляет менее 50 % от суммарной установленной мощности оборудования. Согласно предоставленной информации, фактические тепловые потери, в сетях составляют около 20% для МУП «БИО ТЭП». Согласно утвержденным нормативам потерь тепловой энергии на 2015 год, потери тепловой энергии при передаче тепловой энергии по тепловым сетям от котельных МУП «БИО ТЭП» с учетом БСОШ №2 не должны превышать 6316 Гкал. Для приведения значений потерь в соответствие с нормами, необходимо провести капитальные и плановые ремонты на проблемных участках тепловой сети.

Таблица 1.9.1 – Сводные технико-экономические показатели котельной ДКВР-10-13 (согласно плановому потреблению на 2020 г.)

Источник	Выработка ¹ , Гкал	Собственные нужды, Гкал	Тепловые потери и отпуски ¹ , Гкал	Собственное потребление, Гкал	Полезный отпуск ¹ , Гкал	Установленная/располагаемая мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Вид топлива
ДКВР-10-13	21740,8	269,6	4129,6	474,6	16867	17,5	7,164	Уголь ДР

1.10. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

Тарифы на тепловую энергию в р.п. Белый Яр устанавливает Департамент тарифного регулирования Томской области в соответствии с Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», Положением о Департаменте тарифного регулирования Томской области, утвержденным постановлением Губернатора Томской области от 31.10.2012 №145 и решением Правления Департамента тарифного регулирования Томской области от 25.11.2014 № 31/1.

Тарифы МУП «БИО ТЭП» на тепловую энергию, отпускаемой потребителям р.п. Белый Яр, за последние 3 года приведены в таблице 1.10.1. Таблица 1.10.1 – Тарифы (без НДС) на тепловую энергию МУП «БИО ТЭП», руб./Гкал.

Наименование котельной	Период		Период	
	01.01.19 - 30.06.19	01.07.19 - 31.12.19	01.01.20 - 30.06.20	01.07.20 - 31.12.20
ДКВР-10-13	2984,82	3024,36	3024,36	3172,67

Динамика изменения тарифов МУП «БИО ТЭП» показывает, что рост тарифа для потребителей, оплачивающих производство и передачу тепловой энергии, составил 1,3% и 4,7 % для котельной ДКВР-10-13.

Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения

2.1. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии, согласованные с требованиями энергетической эффективности объектов теплопотребления

Перспективные тепловые нагрузки на период 2014-2024 гг на основании Постановления Правительства РФ от 23.05.2006 г. № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» в соответствии с Приказом № 21 Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области от 04.04.2022 г. «О внесении изменений в приказ Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области от 26.02.2015 г. № 13 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг на территории Томской области».

При расчете значений тепловых нагрузок использовались следующие нормативные документы:

- СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий;
- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированное издание - СНиП 23-02-2003;
- СНиП 23-01-99 Строительная климатология;
- СНиП 31-05-2003 Общественные здания и сооружения;
- ТСН 23-316-2000 Тепловая защита жилых и общественных зданий.

Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции для р.п. Белого Яра, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции

Количество этажей	Удельный расход теплоты на нужды отопления, ккал/ч/кв.м
1	57,35
2	48,91

Удельный укрупненный показатель расхода теплоты на горячее водоснабжение определен отдельно для общежитий и жилых зданий в соответствии со СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий». При этом нормативы потребления горячей воды для общежитий и

жилых малоэтажных зданий приняты соответственно 1,29 и 3,11 куб.м/чел/месяц.

2.2. Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по зонам действия источников тепловой энергии

Прогноз перспективной застройки городского поселения Белый Яр на период до 2035 г. определялся на основании Генерального плана городского поселения Белый Яр, утвержденного 01.02.2012 по результатам проведенных публичных слушаний 31.01.2012 в 18:00 по адресу: р.п. Белый Яр, ул. Гагарина 15, Администрация Верхнекетского района, актовый зал, – на основании ст.18 устава муниципального образования «Белоярское городское поселение», постановления Администрации Белоярского городского поселения от 30.12.2011 №152 «О назначении публичных слушаний в Белоярском городском поселении».

На период до 2020 г. данные по вводу перспективной застройки поселения представлены более детально, на дальнейшую перспективу предусматривается мониторинг реализации Генерального плана и, соответственно, мониторинг и актуализация «Схемы теплоснабжения городского поселения Белый Яр». Прогнозируемые годовые объемы прироста перспективной застройки для каждого из периодов определены по состоянию на начало следующего периода, т.е. исходя из величины площади застройки, введенной в эксплуатацию в течение рассматриваемого периода (например, в период 2015-2020 гг.), приводится прирост ресурсопотребления для условного 2020 г., в период 2020-2025 гг. – прирост ресурсопотребления за счет новой застройки, введенной в эксплуатацию в данный период и т.д.

Долевое соотношение по объемам прироста жилых строений в расчетных единицах территориального деления показано на рис. 2.3.

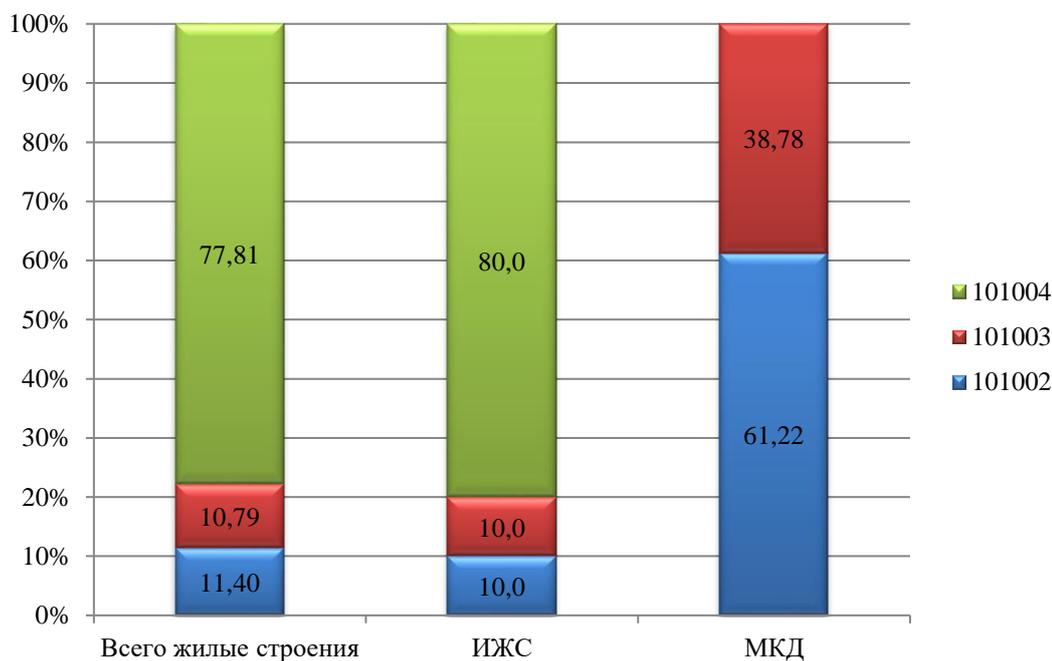


Рис. 2.1. Прирост жилых строений по кадастровым кварталам

Из рис. 2.3 следует, что наибольший прирост ИЖС прогнозируется в квартале 101004 (80 %), в кварталах 101002 и 101003 прогноз застройки ИЖС составляет 10 %. Наибольший прирост строительных площадей прогнозируется в квартале 101004, строительство многоквартирных жилых домов планируется только в кварталах 101003 и 101002, в квартале 101001 строительство в рассматриваемый период не планируется.

2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии, согласованные с требованиями энергетической эффективности объектов теплопотребления

Перспективные тепловые нагрузки на период 2014-2024 гг на основании Постановления Правительства РФ от 23.05.2006 г. № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг» в соответствии с Приказом № 11 Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области от 05.06.2013 г. «О внесении изменений в приказ Департамента ЖКХ и государственного жилищного надзора Томской области от 30.11.2012 г. № 47 «Об утверждении

нормативов потребления коммунальных услуг на территории Томской области».

При расчете значений тепловых нагрузок использовались следующие нормативные документы:

- СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий;
- СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. Актуализированное издание - СНиП 23-02-2003;
- СНиП 23-01-99 Строительная климатология;
- СНиП 31-05-2003 Общественные здания и сооружения;
- ТСН 23-316-2000 Тепловая защита жилых и общественных зданий.

Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции для р.п. Белого Яра, приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.3.1 – Удельные нормативы потребления тепла на нужды отопления и вентиляции

Количество этажей	Удельный расход теплоты на нужды отопления, ккал/ч/кв.м
1	57,35
2	48,91

Удельный укрупненный показатель расхода теплоты на горячее водоснабжение определен отдельно для общежитий и жилых зданий в соответствии со СНиП 2.04.01-85* «Внутренний водопровод и канализация зданий». При этом нормативы потребления горячей воды для общежитий и жилых малоэтажных зданий приняты соответственно 1,29 и 3,11 куб.м/чел/месяц.

2.4. Прогноз приростов объемов потребления тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии

Прогноз прироста тепловых нагрузок по Белоярскому городскому поселению сформирован на основе прогноза перспективной застройки на период до 2030 г., аналогично прогнозу перспективной застройки, прогноз спроса на тепловую энергию выполнен территориально-распределенным способом – для каждой из зон планировки. Для объектов общественно-делового назначения, административных учреждений и промышленных комплексов, перспективные тепловые нагрузки до 2030 года определялись в соответствии с СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий» и СП

50.13330.2012 «Тепловая защита зданий. Актуализированное издание СНиП 23-02-2003».

Основная часть прироста нагрузки приходится на нужды отопления (97,5 %), на нужды ГВС – 2,5 %. Это связано с тем, что ГВС предусмотрено только для общественно-деловых строений и многоквартирных жилых домов, нагрузка на ГВС для индивидуальных жилых строений не определялась. Для общественно-деловых строений нагрузка на ГВС определялась исходя из проектного количества мест.

2.5. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально-значимыми, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию

Согласно ст. 10 Федерального закона от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» наряду со льготами, установленными федеральными законами в отношении физических лиц, льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель устанавливаются при наличии соответствующего закона субъекта Российской Федерации. Законом субъекта Российской Федерации устанавливаются лица, имеющие право на льготы, основания для предоставления льгот и порядок компенсации выпадающих доходов теплоснабжающих организаций. Перечень потребителей или категорий потребителей тепловой энергии (мощности), теплоносителя, имеющих право на льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель (за исключением физических лиц), подлежит опубликованию в порядке, установленном правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Перечень социально-значимых категорий потребителей приведен в п. 95 Постановления Правительства РФ от 8.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в РФ и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ». Согласно документу, к социально значимым категориям потребителей (объектам потребителей) относятся:

- органы государственной власти;
- медицинские учреждения;
- учебные заведения начального и среднего образования;
- учреждения социального обеспечения;
- метрополитен;
- воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности, Министерства Российской Федерации по делам гражданской

обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, Федеральной службы охраны Российской Федерации;

- исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы;
- федеральные ядерные центры и объекты, работающие с ядерным топливом и материалами;
- объекты по производству взрывчатых веществ и боеприпасов, выполняющие государственный оборонный заказ, с непрерывным технологическим процессом, требующим поставок тепловой энергии;
- животноводческие и птицеводческие хозяйства, теплицы;
- объекты вентиляции, водоотлива и основные подъемные устройства угольных и горнорудных организаций;
- объекты систем диспетчерского управления железнодорожного, водного и воздушного транспорта.

В расчетный период проектирования схемы теплоснабжения Белоярского городского поселения планируется строительство следующих объектов (табл. 2.5.1).

Таблица 2.5.1 – Прогнозная тепловая нагрузка, Гкал/ч

Наименование потребителя	Источник	Объем зданий, м ³	Нагрузка на отопление, Гкал/ч	Нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Сумма
Реконструкция 3 этажей жилого дома по ул. Таежная	ДКВР-10-13	5635	0,1398	0,02796	0,16776
Грязе- и водо-лечебница	ДКВР-10-13	3396	0,103	0,0206	0,1236
Крытые купальни	ДКВР-10-13	1296	0,039	0,0078	0,0468
Жилой дом на 36 кв	ДКВР-10-13	2700	0,082	0,0164	0,0984
Гостиница, кафе	ДКВР-10-13	4860	0,147	0,0294	0,1764
Прачечная	ДКВР-10-13	540	0,016	0,0032	0,0192
Магазин	ДКВР-10-13	798	0,024	0,0048	0,0288
Банный комплекс	ДКВР-10-13	912	0,028	0,0056	0,0336
Хлебопекарня	ДКВР-10-13	2031	0,062	0,0124	0,0744
Жилой дом	ДКВР-10-13	495	0,015	0,003	0,018
Жилой дом	ДКВР-10-13	435	0,013	0,0026	0,0156
Жилой дом	ДКВР-10-13	831	0,025	0,005	0,03
Жилой дом	ДКВР-10-13	534	0,016	0,0032	0,0192
Павильон над скважиной	ДКВР-10-13	690	0,02	0,004	0,024
Всего			0,8048	0,16096	0,96576

Глава 3. Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

В установленной зоне действия котельной определены перспективные тепловые нагрузки в соответствии с данными, изложенными в Главе 2 «Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения».

Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки определены с учетом следующего соотношения:

$$(Q_{p\text{ гв}} - Q_{сн\text{ гв}}) - (Q_{пот\text{ тс}} + Q_{факт}^{13}) - Q_{прирост} = Q_{резерв},$$

где $Q_{p\text{ гв}}$ – располагаемая тепловая мощность источника тепловой энергии в воде, Гкал/ч; $Q_{сн\text{ гв}}$ – затраты тепловой мощности на собственные нужды станции, Гкал/ч; $Q_{пот\text{ тс}}$ – потери тепловой мощности в тепловых сетях при температуре наружного воздуха принятой для проектирования систем отопления, Гкал/ч; $Q_{факт}^{15}$ – фактическая тепловая нагрузка в 2015 г; $Q_{прирост}$ – прирост тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии за счет изменения зоны действия и нового строительства объектов жилого и нежилого фонда, Гкал/ч; $Q_{рез}$ – резерв источника тепловой энергии в горячей воде, Гкал/ч.

Перспективные балансы располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной ДКВР-10-13 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Перспективные баланс располагаемой тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки для котельной ДКВР-10-13

Наименование параметра	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2030	2030-2036
Установленная тепловая мощность в горячей воде	Гкал/ч	17,500	17,500	17,500	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900
Ограничения тепловой мощности	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Располагаемая тепловая мощность	Гкал/ч	17,500	17,500	17,500	12,900	12,900	12,900	12,900	12,900
Расход тепловой энергии на собственные нужды	Гкал/ч	0,046	0,046	0,046	0,034	0,034	0,034	0,034	0,034
Тепловая мощность нетто	Гкал/ч	17,454	17,454	17,454	12,866	12,866	12,866	12,866	12,866
Полезная тепловая нагрузка (без учета отключения потребителей), в т.ч.:	Гкал/ч	7,862	7,862	7,862	7,878	8,087	8,111	8,193	8,259
- на нужды отопления и вентиляции (без учета отключения потребителей)	Гкал/ч	7,862	7,862	7,862	7,878	8,087	8,111	8,193	8,259
- на нужды ГВС	Гкал/ч	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Потери тепловой энергии	Гкал/ч	0,703	0,703	0,705	1,099	0,867	0,867	0,867	0,867
Резерв (+)/ Дефицит (-) тепловой мощности (без учета отключения потребителей)	Гкал/ч	8,889	8,889	8,887	3,889	3,912	3,888	3,806	3,740

Глава 4. Перспективные балансы теплоносителя

Определение нормативных потерь теплоносителя в тепловой сети выполняется в соответствии с «Методическими указаниями по составлению энергетической характеристики для систем транспорта тепловой энергии по показателю «потери сетевой воды», утвержденными приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 278 и "О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения", утвержденной приказом Министерства энергетики РФ от 10.08.2012 № 377.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки системы

теплоснабжения рассчитывался в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети»:

– в закрытых системах теплоснабжения – 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления и вентиляции зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

– в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднему расходу воды на горячее водоснабжение с коэффициентом 1,2 плюс 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий. При этом для участков тепловых сетей длиной более 5 км от источников теплоты без распределения теплоты расчетный расход воды следует принимать равным 0,5 % объема воды в этих трубопроводах;

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения предусмотрена дополнительно аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной водой, расход которой принят равным 2% объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и в системах горячего водоснабжения для открытых систем теплоснабжения.

В таблице. 4.1 представлены перспективные балансы теплоносителя.

Таблица 4.1 – Перспективные балансы теплоносителя.

Показатель	Е.и	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
ДКВР-10-13																	
Производительность ВПУ	тон н/ч	13,1474	13,1474	13,1986	13,2020	13,2094	13,2181	13,2184	13,2248	13,2251	13,2252	13,2254	13,2254	13,2269	13,2269	13,2269	13,2269
Располагаемая производительность ВПУ	тон н/ч	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000	46,0000
Потери располагаемой производительности	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Собственные нужды	тон н/ч	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120	12,5120
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	тон н/ч	0,6354	0,6354	0,6866	0,6900	0,6974	0,7061	0,7064	0,7128	0,7131	0,7132	0,7134	0,7134	0,7149	0,7149	0,7149	0,7149
нормативные утечки теплоносителя	тон н/ч	0,6354	0,6354	0,6866	0,6900	0,6974	0,7061	0,7064	0,7128	0,7131	0,7132	0,7134	0,7134	0,7149	0,7149	0,7149	0,7149
отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тон н/ч	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	тон н/ч	30,6354	30,6354	30,6866	30,6900	30,6974	30,7061	30,7064	30,7128	30,7131	30,7132	30,7134	30,7134	30,7149	30,7149	30,7149	30,7149
Резерв(+)/дефицит(-) ВПУ	тон н/ч	32,8526	32,8526	32,8014	32,7980	32,7906	32,7819	32,7816	32,7752	32,7749	32,7748	32,7746	32,7746	32,7731	32,7731	32,7731	32,7731
Доля резерва	%	71,4188	71,4188	71,3073	71,2999	71,2838	71,2649	71,2643	71,2505	71,2499	71,2495	71,2492	71,2492	71,2459	71,2459	71,2459	71,2459
Аварийная подпитка	тон н/ч	5,0828	5,0828	5,4931	5,5204	5,5794	5,6491	5,6512	5,7023	5,7044	5,7057	5,7071	5,7071	5,7190	5,7190	5,7190	5,7190

Из таблицы 4.1 следует, что увеличение расходов теплоносителя в течение всего периода незначительно, т.к. определяется только увеличением величины нормативных утечек с учетом реконструкции тепловой сети и вводом перспективных потребителей тепловой энергии.

Глава 5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению котельной ДКВР-10-13

При подготовке предложений по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии принималось во внимание следующее:

- необходимость покрытия перспективной тепловой нагрузки, не обеспеченной тепловой мощностью;
- определение перспективных режимов загрузки источников по присоединенной тепловой нагрузке;
- определение потребности в топливе и рекомендации по видам используемого топлива.

В качестве исходных данных использованы Генеральный план Белоярского городского поселения, материалы краткосрочных целевых программ и стратегий.

Организация теплоснабжения в зонах перспективного строительства и реконструкции осуществляется на основе принципов определяемых статьей 3 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- развитие систем централизованного теплоснабжения;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;
- обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

В случае технической невозможности или экономической нецелесообразности применения централизованного теплоснабжения различного уровня организовывается индивидуальное теплоснабжение (в том числе, поквартирное).

Выбор между общедомовыми или поквартирными источниками теплоты в

зданиях, строящихся в зонах децентрализованного теплоснабжения, определяется заданием на стадии проектирования.

В рамках изучения схемы теплоснабжения котельной ДКВР-10-13 при рассмотрении прироста перспективных потребителей, рассмотрен вопрос о строительстве нового источника теплоснабжения, заменяющего котельную «ДКВР-10-13» на существующей, а также на альтернативных площадках (рисунки 1-5), с целью оценки снижения тепловых потерь и удельных расходов топлива, а также возможности снижения затрат на реконструкцию и обслуживание головного участка системы теплоснабжения. Всего рассмотрено 5 альтернативных площадок.

При проведении оценки перспективности площадки учитывались следующие факторы:

1. Возможные размеры санитарно-защитной зоны котельной;
2. Обременения рассматриваемого земельного участка;
3. Наличие необходимой для функционирования котельной инженерной инфраструктуры;
4. Наличие склада (площадки) для хранения топлива;
5. Необходимость строительства и/или реконструкции тепловой сети;
6. Обеспечение функционирования существующего водопровода поселка проложенного от станции обезжелезивания, частично проложенного спутником в лотке тепловой сети.

Дополнительные требования, предъявляемые при размещении новых источников:

Согласно существующим требованиям санитарного законодательства для энергетического объекта предполагаемой мощности санитарно-защитная зона (далее СЗЗ) должна рассчитываться в индивидуальном порядке исходя из технических параметров объекта (высота трубы, температура, скорость и состав отходящий газов и др.), основываясь на существующей практике, она должна составлять порядка 100 м от организованного источника (труба котельной), в случае неорганизованного источника (склад топлива) СЗЗ считается от границы территории предприятия. Учитывая невозможность точной оценки границ СЗЗ на этапе формирования схемы теплоснабжения в связи с отсутствием проектных решений по строительству источника для оценки перспективности площадки было выбрано расстояние 100 метров от организованного источника.

В рамках определенных площадок под перспективное строительство обеспечение расстояния 100 метров от жилых и административных построек невозможно, что влечет за собой значительные риски дополнительных финансовых вложений связанных с не подтверждением требуемых размеров СЗЗ расчетным и инструментальным путем на этапе проектирования, строительства

и ввода в эксплуатацию объекта (перепроектирование с учетом выбора другой площадки или в случае принятия положительного решения о строительстве на выбранной площадке затрат на перенос объектов (переселение жителей) расположенных в пределах СЗЗ).

Вариант 1. Перенос источника в зону перспективной застройки согласно ген. плану развития (рис. 5.1).

При проектировании данного источника предъявляются следующие требования:

- Земельный участок находится в муниципальной собственности. Согласно генеральному плану развития, данная территория рассматривается под строительство «Лечебно-оздоровительного центра» и имеет потенциальную инвестиционную привлекательность в связи с близким расположением функционирующего источника минеральных вод.
- Для данного варианта расположения источника необходима организация инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, электроснабжение) для обеспечения технологических нужд перспективного источника теплоснабжения.
- Для данного варианта расположения источника необходима организация топливного склада и системы топливоподачи.
- Для данного варианта расположения источника необходимо строительство нового трубопровода диаметром 350 мм длиной 175 м. Либо реконструкция существующего магистрального трубопровода с $d=300$ на 150 мм длиной 688 м.



Рисунок 5.1 Расположение источника ДКВР-10-13 в районе планируемого Оздоровительного центра.

Вариант 2. Перенос источника в зону «Автодрома» (рис. 5.2)



Рисунок 5.2. Расположение источника ДКВР-10-13 в районе «Автодрома»

При проектировании данного источника предъявляются следующие требования:

- Земельный участок находится в областной собственности (территория ОГБОУ НПО «Профессиональное училище №41).
- Необходима организация инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, электроснабжение) для обеспечения технологических нужд перспективного источника теплоснабжения.
- Для данного варианта расположения источника необходима организация топливного склада и системы топливоподачи.
- Для данного варианта расположения источника необходимо строительство основной магистрали до ТК-6.1 $d=350$, $l=440$ м Строительство трубопровода для обеспечения потребителей центральной больницы и ряда жилых домов $d=150$, $l=72$ м.
- Реконструкция с уменьшением диаметра существующего магистрального трубопровода $l=688$ м.
- Реконструкция от ТК-6.1 до разветвления на оздоровительный центр с $d=300$ на $d=200$ ($l=126$ м) в случае его строительства. Резервирование участка $d=300$ $l=113$ м от отв. «Оздоровительный центр» до ТК-5/1.

Вариант 3. Перенос источника ДКВР-10-13 в район Инфекционного отделения (рис. 5.3).



Рисунок 5.3 Расположение источника ДКВР-10-13 в районе Инфекционного отделения.

При проектировании данного источника предъявляются следующие требования:

- Земельный участок находится в муниципальной собственности.
- Для данного варианта расположения источника необходима организация инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, электроснабжение) для обеспечения технологических нужд перспективного источника теплоснабжения.
- Для данного варианта расположения источника необходима организация топливного склада и системы топливоподачи.
- Для данного варианта расположения источника необходимо строительство нового участка $d=350$ мм $l=55$ м. Расширение диаметра существующего трубопровода с $d=100$ на 350 мм $l=636$ м. Реконструкция существующей магистрали с $d=300$ на 150 мм $l=688$.

Вариант 4 Расположение источника ДКВР-10-13 в районе проф. Училища №41



Рисунок 5.4 Расположение источника ДКВР-10-13 в районе проф. Училища №41

При проектировании данного источника предъявляются следующие требования:

- Данный земельный участок находится в муниципальной собственности (площадка расположена в низине на болотистой почве, что возможно повлечет значительные затраты на подготовку площадки под строительство).
- Для данного варианта расположения источника необходима организация инженерной инфраструктуры (водоснабжение, водоотведение, электроснабжение) для обеспечения технологических нужд перспективного источника теплоснабжения.
- Для данного варианта расположения источника необходима организация топливного склада и системы топливоподачи.
- Для данного варианта расположения источника необходимо строительство нового трубопровода до ТК-5.1 $d=350$ мм $l=133$ м.
- Реконструкция существующей магистрали с $d=300$ на 150 мм с $l=688$ м.

Вариант 5. Существующая производственная площадка ДКВР-10-13 (рис. 5.5).

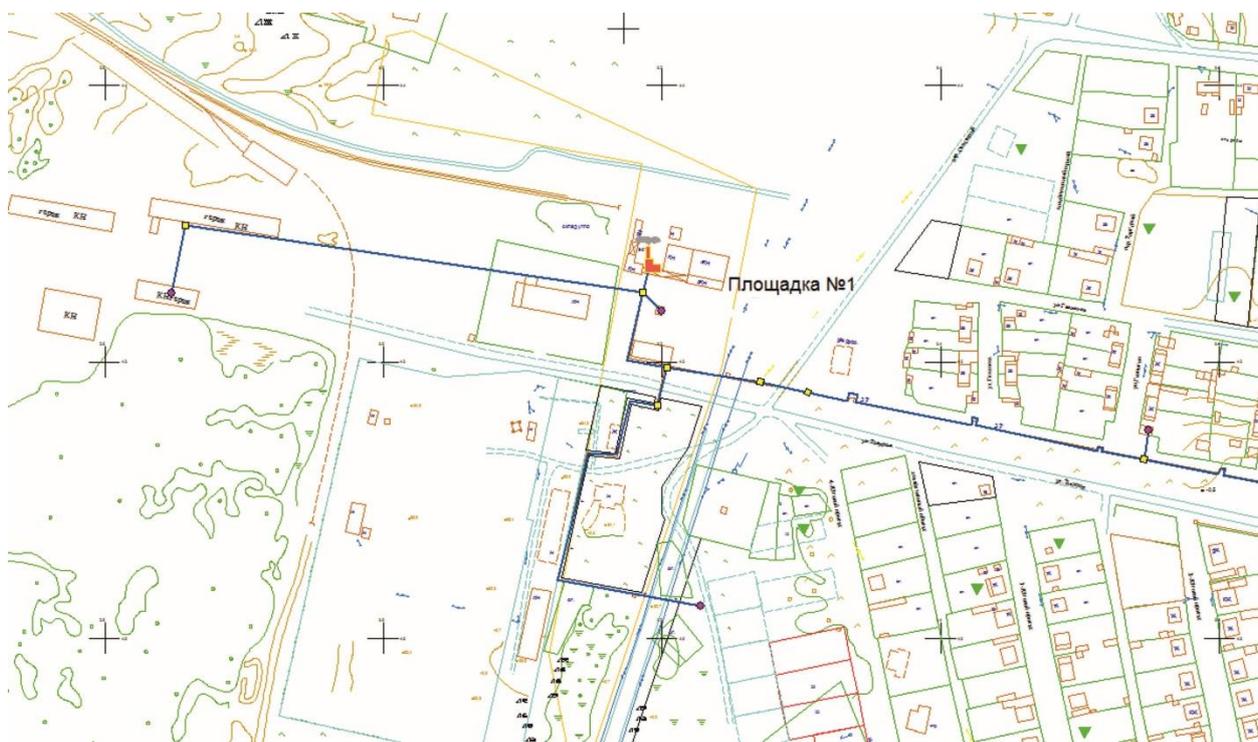


Рис. 5.5. Расположение ДКВР-10-13 в соответствии с существующей производственной площадкой

При проектировании данного источника предъявляются следующие требования:

- Земельный участок находится на расстоянии 150 метров от площадки предполагаемого строительства жилые и административные постройки отсутствуют.
- Вероятность расчетных размеров СЗЗ более 150 м. от источника минимальна.
- Данная площадка находится в муниципальной собственности.
- Для данного варианта расположения источника ДКВР-10-13 имеется в наличии необходимая инженерная инфраструктура для обеспечения технологического процесса.
- Для данного варианта расположения источника ДКВР-10-13 имеется склад топлива.
- Необходимо увеличение существующего диаметра магистрального трубопровода с $d=300$ на 350 мм $l=688$, с целью обеспечения соответствующего гидравлического режима.

Анализ показал, что наиболее оптимальный вариант расположения источника остается существующий вариант производственной площадки (вариант 5) исходя из выше представленных преимуществ.

Согласно существующим моделям котельного оборудования были

предложены следующие варианты по заменам котлов по перспективным нагрузкам.

Таблица 5.1 – Рекомендуемая марка, мощность и количество устанавливаемых котлоагрегатов реконструируемых котельных

Наименование котельной	Котельная ДКВР-10-13	Котельная ГВС 1
Марка котла	КМТ-3000	КТУ-500
Присоединенная нагрузка, Гкал/час	10,03	0,38222
Производительность котла, Гкал/ч	2,58	0,43
Количество котлов	4	1(+1 резерв)
Установленная мощность, Гкал/ч	10,32	0,43
Температура на входе, °С	70	
Температура на выходе, °С	95	
Диапазон регулирования теплопроизводительности по отношению к номинальной, %	20-100	
Температура дымовых газов, °С	не более 220	
КПД	80,0	
УРУТ, кг/Гкал	178,57	

Глава 6. Топливоснабжение котельной ДКВР-10-13

6.1. По генеральному плану:

Согласно Генерального плана развития Белоярского городского поселения к 2029 году планируется увеличение нагрузки:

На котельную ДКВР-10-13 – на 0,73 Гкал/ч в - 2020-2030 гг.;

Нагрузку ГВС 0,1459 Гкал/ч для вновь вводимых потребителей тепла в зоне присоединенных объектов ДКВР-10-13, предлагается обеспечить за счет ввода котельной ГВС.

6.2. Перспективное потребление топлива на котельной ДКВР-10-13.

При замене существующего оборудования котельной ДКВР-10-13 и реализации мероприятий по реконструкции сетей и снижению потерь в них, таблица 6.2 перспективного топливного баланса.

В таблице 6.2 представленные данные сформированы, согласно фактическому и плановому годовому потреблению тепла и топлива, а также с учетом предлагаемых мероприятий по реконструкции трубопровода и котельных системы теплоснабжения и вновь присоединяемой тепловой нагрузки.

Таблица 6.2 – Существующие и перспективные значения потребления топлива.

Параметры	Единицы измерения	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035 - 2036
Отпуск тепловой энергии (Выработка)	Гкал	2287 5,08	2287 5,08	2100 3,74	2335 4,84	2257 7,51	2264 3,59	2286 9,38	2301 5,31	2305 1,11	2309 2,41							
Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	2260 4,67	2260 4,67	2073 3,33	2308 4,43	2230 7,10	2237 3,18	2259 8,97	2274 4,90	2278 0,70	2282 2,00							
УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т./ Гкал	168, 94	168, 94	168, 94	157, 10	157, 16	157, 16	157, 14	157, 13	157, 12								
Калорийность топлива (уголь)	ккал/кг	5000	5000	5000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Калорийность топлива (щепа)	ккал/м ³	-	-	-	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862	1862
Топливный эквивалент (уголь)	--	0,71 43	0,71 43	0,71 43	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Топливный эквивалент (щепа)	--	-	-	-	0,26 60													
Удельный расход натурального топлива (уголь)	Кг/Гкал	236, 52	236, 52	236, 52	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Удельный расход натурального топлива (щепа)	м ³ /Гкал	-	-	-	590, 60	590, 84	590, 81	590, 74	590, 70	590, 69	590, 68							
Максимальный часовой расход условного топлива	кг.у.т./ час	1447 ,00	1447 ,00	1447 ,29	1410 ,23	1407 ,19	1410 ,91	1423 ,62	1431 ,84	1433 ,86	1433 ,83							
Максимальный часовой расход натурального топлива (уголь)	кг/час	2025 ,79	2025 ,79	2026 ,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Максимальный часовой расход натурального топлива (щепа)	м ³ /час	-	-	-	5301 ,62	5290 ,17	5304 ,16	5351 ,97	5382 ,87	5390 ,45	5390 ,34							
Годовой расход условного топлива	т.у.т.	3818 ,89	3818 ,89	3502 ,75	3626 ,54	3505 ,84	3516 ,10	3551 ,16	3573 ,82	3579 ,38	3585 ,79							
Годовой расход натурального топлива (уголь)	т	5346 ,45	5346 ,45	4903 ,85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Годовой расход натурального топлива (щепа)	м ³	-	-	-	1363 3,61	1317 9,83	1321 8,41	1335 0,22	1343 5,41	1345 6,30	1348 0,41							

Анализ расчетов позволяет установить, что годовой расход условного топлива начиная с 2023 года практически не меняется.

Заключение

В рамках разработки схемы и электронной модели системы теплоснабжения котельной ДКВР-10-13, было рассмотрено существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии.

Создана электронная модель тепловых сетей котельной ДКВР-10-13, характеристики и параметры которой, отвечают и коррелируют с фактическим положением в сфере теплоснабжения.

Оценка существующего положения системы теплоснабжения р.п. Белый Яр показала, что источники тепловой энергии имеют значительный резерв тепловой мощности.

Топливо-энергетический баланс показал, что в качестве основного вида топлива котельной ДКВР-10-13 используются продукты переработки лесопромышленного комплекса – щепы (77%), другая часть топлива – уголь.

Разработанная схема теплоснабжения котельной ДКВР-10-13, так же предусматривает рассмотрение перспективного развития системы теплоснабжения с учетом Генерального плана развития, технические и территориальные возможности данного района.

Согласно ГП р.п. Белый Яр наблюдается незначительный прирост тепловой нагрузки в результате нового строительства объектов различного назначения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ01	Янковской Наталье Сергеевне

Школа	ИШЭ	Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н.Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей в соответствии со штатным расписанием НИ ТПУ.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- районный коэффициент- 1,3; - коэффициент дополнительной заработной платы -1,12; - накладные расходы – 20%; - норма амортизации 15%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Проведение конкурентного анализа. Определение и сегментирование целевого рынка. SWOT-анализ проекта
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Формирование плана и графика проекта: - определение структур работ; - определение трудоемкости работ; - разработка диаграммы Ганта.
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение структуры работ. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка сравнительной эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Календарный план-график проведения НИОКР</i>
4. <i>Потенциальные риски</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	канд. экон. наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ01	Янковская Наталья Сергеевна		

Глава 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1. Предпроектный анализ

7.1.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Для решения задачи анализа потенциальных потребителей необходимо провести исследование целевого рынка и его сегментирование.

В рамках данной работы под целевым рынком понимаются сегменты рынка, на котором в будущем возможна продажа разрабатываемого технического решения. Сегментом рынка является выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих общими признаками.

Целевым рынком для данной работы является, в первую очередь, заказчик, которым является котельная ДКВР-10-13, расположенная в Верхнекетском районе Томской области в г.п. Белый Яр.

7.1.2. Анализ конкурентных решений

Анализ конкурентоспособности мероприятий по решению возможности переноса котельной на более близкое расстояние к основным тепловым сетям, композитного позволяет определить наиболее вероятную позицию исполнителя и его программы на рынке. Анализ конкурентных технических решений необходимо проводить с целью внесения коррективов в научное исследование. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны конкурентов.

Анализ проводится при помощи оценочной карты. Для составления оценочной карты рассмотрена котельная до оптимизации, без переноса её ближе к тепловым сетям, и после проведенной оптимизации.

В таблице 7.1 приведена экспертная оценка основных характеристик разработки.

Таблица 7.1 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентно-способность	
		До оптимизации	После оптимизации	До оптимизации	После оптимизации
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Удобство интегрирования в энергосистесу	0,05	5	5	0,1	0,1
Соответствие требованиям потребителей	0,02	3	5	0,0	0,1
Безопасность	0,16	3	4	0,48	0,64
Надежность	0,15	3	5	0,48	0,8
Возможность ремонта собственными силами	0,05	5	3	0,8	0,48
Качество интеллектуального интерфейса	0,1	1	5	0,16	0,8
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	2	5	0,32	0,8
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,05	2	4	0,32	0,64
Уровень проникновения на рынок	0,05	5	4	0,8	0,64
Цена	0,1	5	4	0,8	0,64
Стоимость ремонта	0,1	5	3	0,8	0,48
Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	3	5	0,48	0,8
Наличие сертификации разработки	0,04	5	5	0,8	0,8
Итого	1	38	34	3,7	3,07

В таблице 7.1 представлены основные конкуренты и критерии оценки конкурентоспособности. Каждый показатель конкурентов оценивается по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная.

Разработанная электронная модель оптимизированной котельной оказалась наиболее эффективна с точки зрения конкурентоспособности. Наиболее весомым показателем стала возможность подключения котельной в сеть ЭВМ и улучшение качества интеллектуального интерфейса.

Применение отходов лесопромышленного комплекса в качестве топлива способно существенно расширить сырьевую базу тепловых электрических станций, использующих в качестве основного топлива угольную пыль. В пиковых режимах работы возможно повышение маневренности котельных агрегатов в пиковом режиме работы.

7.1.3. SWOT-анализ

Одним из основных методов оценки конкурентоспособности организации является SWOT-анализ. SWOT анализ может проводиться по фирме в целом, по отдельным бизнес - направлениям, по отдельным рынкам, на которых фирма функционирует, а также по отдельным товарно-рыночным комбинациям.

При проведении SWOT-анализа на первом этапе определяются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы проекта.

В таблице 7.2 приведён подробный SWOT-анализ технического решения, а также количественная оценка каждого критерия.

Таблица 7.2 – SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: С1. Большой ресурс работы; С2. Сравнительная простота эксплуатации; С3. Надежность.	Слабые стороны проекта: Сл1. Высокая стоимость; Сл2. Длительная подготовка перед пуском; Сл3. Усложнение конструкции при оптимизации.
Возможности: В1. Рост тарифов на горячую воду и тепловую энергию; В2. Сохранение рабочих мест; В3. Энергонезависимость района.	Реконструкция котельной обеспечит району энергонезависимость. Котельная покрывает все запросы потребителей, живущих в г.п. Белый Яр.	Усложнение конструкции теплосетей повлечет за собой повышенную длительность ремонта. Но при сохранении рабочих мест и росте тарифов на продукт, этот нюанс не является весомым.
Угрозы: У1. Снижение платежеспособности потребителей; У2. Повышение тарифов на топливо.	Снижение платежеспособности потребителей может повлечь за собой увеличение срока оптимизации котельной.	Возможна нехватка финансирования при оптимизации оборудования и тепловых сетей.

После составления матрицы SWOT можно сделать несколько важных выводов:

1. Необходимо совершенствовать пуск котельной, чтобы снизить время её запуска.

2. Необходимо искать решения по снижению стоимости данной разработки.
3. Для осуществления предлагаемой технологии необходимо готовить кадры, внося несущественные оборудования.

7.2. Инициация проекта

В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта.

7.2.1. Цели и результаты проекта

Для того, чтобы четко определить цели данного проекта необходимо провести анализ и выявить заинтересованные стороны проекта. В таблице 7.3 представлена информация по заинтересованным сторонам проекта.

Таблица 7.3 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидание заинтересованных сторон
Котельная ДКВР-10-13	Обеспечение тепловой энергией потребителей, живущих в отдаленных от котельной районах, снижение тепловых потерь при замене существующей изоляции на более современную.

Цели и результат проекта представлены в таблице 4.

Таблица 7.4 – Цели и результаты проекта

Цели проекта	Предложить технические решения по улучшению гидравлических режимов, снижению тепловых потерь и расходу топлива.
Ожидаемые результаты проекта	Снижение тепловых потерь; оптимизация расхода топлива; обеспечение тепловой энергией жителей отдаленных районов.
Критерии приемки результата проекта	Снижение топливных издержек.
Требования к результату проекта	Достижение экономичности работы котельной за счет оптимизации её гидравлических режимов и замены трубопроводов.

7.2.2. Организационная структура проекта

На этапе организационной структуры работы проекта решались следующие вопросы: определить, кто будет входить в рабочую группу данного проекта, определить роль каждого участника в данном проекте, а также прописать функции, выполняемые каждым из участников и их трудозатраты в проекте. Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники, инженеры, руководитель проекта, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Рабочая группа проекта состоит из руководителя проектирования и инженера.

7.2.3. Планирование работ по проектированию

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения работ по оптимизации, проведено распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей научного исследования

№ п/п	Должность исполнителя	Содержание работы	Трудозатраты, час
1	Руководитель проектирования	Составление и утверждение технического задания	3
2		Календарное планирование работ по теме	1
3		Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	3
4	Инженер	Подбор и изучение материала по теме	15
5		Выбор направления исследований	6
6		Поиск и изучение характеристик котельной до оптимизации	12
7		Анализ путей повышения эффективности работы котельной	12
8		Проведение гидравлического расчета	10
9		Оформление отчета	12

В таблица 7.6 приведен календарный план-график проведения НИОКР.

Таблица 7.6 – Календарный план-график проведения НИОКР

№	Вид работ	Исполнители	T _{ki} калдн	Продолжительность выполнения работ													
				фев		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проектирования	3	■													
2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель проектирования	6		▨												
3	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	Руководитель проектирования	6		▨												
4	Подбор и изучение материала по теме	Инженер	3			■											
5	Выбор направления исследований	Инженер	8				▨	▨									
6	Поиск и изучение характеристик котельной до оптимизации	Инженер	6					▨									
7	Анализ путей повышения эффективности работы котельной	Инженер	3					▨									
8	Проведение гидравлического расчета	Инженер	3							▨							
9	Оформление отчета	Инженер	3							▨							

Итого длительность работ в календарных днях руководителя проектирования равняется 15 дней, а исполнителя 26 дней.

7.3. Бюджет затрат на проектирование

В ходе выполнения данного раздела был произведен расчет материальных затрат на проектирование, затрат на заработную плату исполнителей научной разработки, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице 7.

Таблица 7 – Материальные затраты на сырье, материалы, покупные изделия и полуфабрикаты.

Материальные затраты	Ед. изм.	Объем потребления/кол-во	Тариф/цена, руб/ед.	Итого, руб.
Электроэнергия	Кол. часов работы х потреб. мощн.	300 ч х 100 Вт = 30 кВт·ч	5,8 кВт·ч	174
Бумага	Упаковка	1	500	50
Ручки	Штук	2	50	100
Скоросшиватель	Штук	1	20	20
Степлер	штук	1	200	200
ИТОГО:				544

Амортизационные отчисления

При расчете затрат на оборудование и ПО берется в учет тот факт, что данное оборудование и ПО будет использовано для последующих проектов, поэтому учитываться будут только затраты на амортизацию объектов, стоимость которых превышает 100000 тыс. руб. Стоимость оборудования заносится в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Амортизационные отчисления

№ п/п	Наименование	Стоимость, руб	Амортизация
1	ПО Microsoft Office	685000	22520,5
2	ПК	110000	3616,4
3	Лицензия ZuluThermo7.0	250000	8219,2
Итого		1045000	34356,2

Расчет амортизации производится по формуле:

$$A = \frac{C_0 \cdot \eta_{\text{исп}}}{\tau \cdot 365};$$

Где C_0 – стоимость оборудования;

$\eta_{\text{исп}}$ – количество дней использования оборудования (60 дней);

τ – срок службы оборудования (5 лет).

Затраты на заработную плату исполнителей темы

В данной НИР включается основная заработная плата руководителя проектирования и инженера. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется «Положением об оплате труда»). Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

Где $Z_{\text{осн}}$ - основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ - дополнительная заработная плата (12-20% от $Z_{\text{осн}}$).

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

Где $Z_{\text{м}}$ – оклад работника за месяц;

M – количество рабочих месяцев без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 рабочих дня – М = 11,2 месяца, 5-дневная неделя;

При отпуске в 48 рабочих дней М=10,4 месяца, 6-дневная неделя.

F_д – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб.дн.

Таблица 7.9 – Показатели рабочего времени

Показатель	Дни
Календарное число дней	365
Нерабочие дни (праздники/выходные)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезням)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени	243

Определим основную заработную плату:

$$Z_{\text{зп}}(\text{инж}) = 30000 \cdot 1,3 = 39000 \text{ руб};$$

где 1,3- районный коэффициент.

Определим зарплату за 1 день:

$$Z_{\text{день}}(\text{инж}) = 39000 \cdot \frac{11,2}{243} = 1798 \text{ руб};$$

Определим основную заработную плату за отработанное количество дней:

$$Z_{\text{осн}}(\text{инж}) = 1798 \cdot 26 = 46748 \text{ руб};$$

Определим основную заработную плату руководителя проекта:

$$Z_{\text{осн}}(\text{нс}) = 40000 \cdot 1,3 = 52000 \text{ руб},$$

где 1,3 - районный коэффициент.

Определим зарплату за 1 день:

$$Z_{\text{день}}(\text{рук}) = 52000 \cdot \frac{11,2}{243} = 2397 \text{ руб};$$

Определим основную заработную плату за отработанное количество дней:

$$Z_{\text{осн}}(\text{рук}) = 2397 \cdot 15 = 35955 \text{ руб};$$

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} + Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{доп}}$ - коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

$$Z_{\text{доп}}(\text{инж}) = k_{\text{доп}} + Z_{\text{осн}}(\text{инж}) = 0,15 \cdot 46748 = 7012,2 \text{ руб};$$

$$Z_{\text{доп}}(\text{рук}) = k_{\text{доп}} + Z_{\text{осн}}(\text{рук}) = 0,15 \cdot 35955 = 5393,25 \text{ руб.}$$

Определим полную заработную плату за весь период научного исследования:

$$Z_{\text{зп}}(\text{инж}) = Z_{\text{осн}}(\text{инж}) + \text{доп}(\text{инж}) = 46748 + 7012,2 = 53761,2 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{зп}}(\text{рук}) = Z_{\text{осн}}(\text{рук}) + Z_{\text{доп}}(\text{рук}) = 35955 + 5393,25 = 41348,25 \text{ руб}$$

Их сумма равна $53761,2 + 41348,25 = 95108,45$ руб.

Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и др.).

На 2022 г. отчисления во внебюджетные фонды 30%.

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{зп}}(\text{инж}) + Z_{\text{зп}}(\text{рук})) = 0,30 \cdot 95108,45 = 28532,5 \text{ руб.}$$

Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д.

Накладные расходы принимаются в размере 20% от затрат на заработную плату.

$$Z_{\text{накл}} = 95108,45 \cdot 0,2 = 19021,7 \text{руб.}$$

Формирование бюджета затрат на проектирование

Рассчитанная величина затрат проектирования работы является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на проектирование приведено

в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Бюджет затрат на проектирование

Наименование статьи	руб.	в %
Материальные затраты НТИ	544	0,186
Затраты на заработную плату исполнителей темы	95108,45	32,6
Отчисления во внебюджетные фонды	28532,5	9,8
Накладные расходы	19021,7	6,52
Оборудование	1045000	39,13
Амортизация	34356,2	11,8
Итого	291692,8	100

Реестр рисков проекта

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу (табл. 7.11).

Таблица 7.11 – Реестр риска проекта

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска *	Способы смягчения риска	Условия наступления
1	Экономический кризис	Отсутствие бюджетного финансирования	2	2	Низкий	Прогнозирование экономической ситуации	Непредвиденная экономическая обстановка
2	Невостребованность исследований	Невостребованность разработки	2	5	Средний	Маркетинговая работа	Незаинтересованность потребителей

Определение экономической эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного

исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Ресурсоэффективность определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i;$$

Где a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путём по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 7.12.

Таблица 7.12 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки
Экономичность	0,4	5
Отсутствие инвестиций в проект	0,3	5
Объемы производимой продукции	0,2	4
Сроки осуществления проекта	0,1	2
Итого:	1	4,5

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,4 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2 = 4,5.$$

Проведенная оценка ресурсоэффективности проекта дает достаточно неплохой результат (4,5 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

Вывод по разделу

В данном разделе был проведен расчет проекта по анализу эффективности использования смесового топлива на основе угля и отходов лесопиления. Для этого были решены следующие задачи:

- 1) составлен перечень работ и произведена оценка времени их выполнения;
- 2) составлена смета затрат на проект;
- 3) Рассчитан бюджет научного исследования и реализации проекта;
- 4) Определена экономическая эффективность проекта.

Проведенная оценка ресурсоэффективности свидетельствует об эффективности реализации технического проекта. По итогам проводимых исследований можно утверждать, что проект имеет не только экономическую эффективность и привлекательность, но и коммерческий потенциал и ресурсоэффективность, пригоден для постоянно развивающейся промышленности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ01	Янковской Наталье Сергеевне

Школа	ИШЭ	Отделение (НОЦ)	НОЦ И.Н.Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Тема ВКР:

Анализ возможности перспективного развития системы энергоснабжения потребителей г.п. Белый Яр подключенных к котельной ДКВР-10-13	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является котельная ДКВР-10-13.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования – ГОСТ Р ИСО 14738-2007. Безопасность машин. Антропометрические требования при проектировании рабочих мест машин. – Трудовой Кодекс РФ от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 29.12.2020);
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - электромагнитное излучение; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - повышенная запыленность и загазованность; - повышенная концентрация СО в помещении. Опасные факторы: - поражение электрическим током; - тепловое воздействие; - механическое воздействие.
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> – Атмосфера: выбросы вредных газов; – Гидросфера: загрязнение отходами производства; – Литосфера: загрязнение отходами производства.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Возможные ЧС: Пожар, взрыв, внезапное обрушение зданий, авария с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ, удар молнии в электрические оборудования, техногенная катастрофа; – Наиболее типичные ЧС: Пожар, авария с выбросом (угрозой выброса) химически опасных веществ, техногенная катастрофа;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин А.И.	Доктор технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ01	Янковская Наталья Сергеевна		

Глава 8. Социальная ответственность

В выпускной квалификационной работе исследуются вопросы перспективного развития энергосистемы, проведение численно-аналитической оценки по улучшению гидравлических режимов, снижению тепловых потерь, снижению расхода топлива.

Предприятие, на котором проводится исследование: котельная ДКВР-10-13, расположенная в Верхнекетском районе Томской области в поселке городского типа Белый Яр.

Вредные факторы: электромагнитное излучение, повышенный уровень шума и вибрации, повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация СО в помещении.

Опасные факторы: поражение электрическим током, тепловое воздействие, механическое воздействие.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные трудовые нормы трудового законодательства

Паровой котел на тепловой электрической станции или на районной котельной обслуживает, как правило, оператор котельной. Котельные установки относятся к категории опасного оборудования. Эксплуатация котлоагрегатов подразумевает зажигание масла или газа при помощи факела, наблюдение за панелью управления, изменение параметров работы устройства. Также оператор обязан наблюдать за работой технологического оборудования с целью своевременного выявления неисправностей.

Работа оператора связана с использованием в практических условиях ручного и электрифицированного инструментария при ремонте трубопровода, находящегося под давлением. Выполнять возложенные обязанности сотруднику котельной приходится, эксплуатируя установки, генерирующие температуру до 600°C. В воде котлоагрегатов могут находиться вредности 1-4 класса, аналогичного класса микроорганизмы.

Согласно [1, 2] работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте, включая реализацию прав, предоставленных законодательством о социальной оценке условий труда;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;

- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

К обслуживанию котельной допускаются лица старше 18 лет. За конкретным оборудованием их закрепляют приказом по предприятию. Важно, чтобы сотрудники, привлеченные к работе в качестве операторов, получили положительное заключение медкомиссии, прошли специальное обучение, прослушали инструктаж. Практический курс подготовки включает в себя стажировку, после чего проводится проверка знаний (с выдачей удостоверения). Лицо, следящее за исправной работой котельного оборудования, должно обладать сведениями в сфере охраны труда (в рамках требований спецпрограммы), знать минимум как первой квалификационной группы по электробезопасности, так и противопожарный.

8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Согласно [3], на рабочем месте должны быть предусмотрены меры защиты от возможного воздействия опасных и вредных факторов производства. Уровни этих факторов не должны превышать предельных значений, оговоренных правовыми, техническими и санитарно-техническими нормами. Эти нормативные документы обязывают к созданию на рабочем месте условий труда, при которых влияние опасных и вредных факторов на работающих либо устранено совсем, либо находится в допустимых пределах.

Основным рабочим местом инженера-теплотехника, обслуживающего паровой котел, является котельный цех. Он представляет собой совокупность:

- 1) Котельных агрегатов;
- 2) Топливных бункеров;
- 3) Насосов и трубопроводов;
- 4) Другого оборудования, необходимого для сжигания топлива и превращения энергии топлива в пар.

8.2. Производственная безопасность

Таблица 8.2.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора котельной установки

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Тепловое воздействие	СанПиН 1.2.3685-21[2]. Гигиенические к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий СП 52.13330.2016[3]. Напряжения стандартные Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.566-96[4]. «Производственная вибрация, вибрация помещениях жилых и общественных зданий.» (утв. постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 30 октября 1996 г. N 40). [5]. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные факторы производства [6]. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [7].
Повышенный уровень шума	
Повышенный уровень вибрации	
Механическое оборудование и вращающимися частями.	
Опасность поражения электрическим током	
Недостаточная освещённость рабочей зоны	
Повышенная запыленность и загазованность	
Повышенная концентрация СО в помещении	

8.3. Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Перечень возможных опасных и вредных производственных факторов, возникающих в котельном цехе при производстве пара, приведен в таблице 2.

Таблица 8.2.2 – Вредные и опасные производственные факторы.

Основные средства факторы	Источники и причины возникновения опасных и вредных факторов	Предложения
1	2	3
Тепловое воздействие	В котельном цехе в непосредственной близости от котельной установки повышенная температура воздуха, за счет повышенной температуры наружных поверхностей тепловых энергоустановок и трубопроводов.	Использование Приточно-вытяжной вентиляции
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Тусклый свет от искусственных источников, маленькие оконные проемы, расположенные у потолка.	Увеличение количества искусственных источников света.

Основные средства факторы	Источники и причины возникновения опасных и вредных факторов	Предложения
1	2	3
Механическое оборудование с движущимися и вращающимися частями.	Вращающиеся валы, маховики, муфты сцепления	Ограждения, дистанционное управление, знаки безопасности, звуковые сигналы.
Повышенный уровень шума	Соударение металлических частей машин и механизмов, насосы, вентиляторы	Звукоизоляция ограждающих конструкций, кабин наблюдения и дистанционного управления, звукопоглощающие конструкции и экраны, глушители шума.
Повышенный уровень вибрации	Компрессора, насосы.	Виброизоляция, виброгашение.
Опасность поражения электрическим током	Корпуса электрооборудования, токоведущие части, находящиеся под напряжением	Защитные ограждения, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройство защитного заземления, устройств автоматического отключения, дистанционное управление
Повышенная концентрация СО в помещении	В топке котла при сжигании топлива происходит неполное сгорание, из-за недостаточной плотности соприкосновения стальных конструкций дымохода возможна утечка СО в помещение.	Использование рециркуляции дымовых газов.

1) Тепловое воздействие

Во время работы с котлоагрегатом некоторые части оборудования сильно нагреваются. Неосторожное обращение с нагретым оборудованием может привести к ожогам.

Кроме того, для защиты от высоких температур при проведении профилактических мероприятий в непосредственной близости от котлоагрегата персоналу выдается специальная экипировка: перчатки, спецодежда. Последствиями контакта с высоко нагретыми поверхностями являются ожоги.

2) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для возможности выполнения работы без напряжения зрения необходимо, чтобы требования по освещенности помещения удовлетворяли установленным нормам. На производственных предприятиях освещение выполняет несколько задач: обеспечивает безопасность трудовых процессов, снижает утомляемость персонала и повышает его производительность. В котельном цехе должны быть обеспечены 3 вида освещения: естественное, искусственное и аварийное.

Естественное освещение в производственных помещениях должно соответствовать санитарным нормам и правилам. Применение естественного освещения влияет положительно на зрение, а также на психологическое состояние. Для оценки производственного освещения применяются СНиП 52.13330.2016.

Искусственное освещение на предприятии делится на 2 вида: рабочее и дежурное. Искусственное используется в производстве не только ночью, но и днем, когда естественное освещение не способно обеспечить необходимую работу в полном объеме. Если естественного освещения недостаточно, то к нему добавляют искусственное освещение. В котельном цехе необходима освещенность не менее 100 лк. [8].

3) Механическое оборудование с движущимися и вращающимися частями

Существует опасность получения травмы подвижными элементами модуля линейного перемещения. Согласно ГОСТ Р 56257-2014, мерами предосторожности являются:

- при эксплуатации модуля необходимо соблюдать все общие правила техники безопасности работы с механизмами;

- запрещается эксплуатация модуля при обнаружении неисправностей в работе механических или электрических компонентов. Продолжать работу разрешается только после устранения причин неисправностей специалистами;

- при эксплуатации необходимо следить за чистотой всех механизмов модуля и двигателя, периодически очищать их от пыли и грязи. Обтирочные материалы, которыми очищается модуль, не должны оставлять следов и ворса на протираемых поверхностях.

4) Повышенный уровень шума

В производственных условиях источниками шума являются работающие станки и механизмы, ручные механизированные инструменты и т.д. В условиях сильного шума возникает опасность снижения и потери слуха, которая во много обусловлена индивидуальными особенностями человека [9].

Шумовой спектр котельной установки характеризуется тональными составляющими, которые легко обнаружить в сиренных и вихревых шумах.

У человека, находящегося под ежедневным воздействием интенсивного шума снижается острота слуха, повышается кровяное давление, ослабляется внимание и ускоряется процесс утомления.

Таблица 8.2.3 – Требования к допустимым уровням шума на рабочих местах операторов [10].

Помещения	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц									Уровни звука, дБА
	32	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Административные	93	79	70	63	58	55	52	50	49	60
Машинный зал	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65
Для размещения сервисной аппаратуры	103	91	83	77	73	70	68	66	64	75

5) Повышенный уровень вибрации

Вибрация в котельной является постоянной. На оператора котельной действует общая вибрация категории 3, технологического типа А (на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий).

Работающий котел, дымосос, вентиляторы и насос являются источниками общей вибрации, которая возникает при плохом центрировании

или разбалансировке вращающихся механизмов. В оборудовании вибрация возникает при движении среды.

Вибрация вызывает нарушение сразу нескольких функций организма. Со стороны центральной нервной системы возможны головокружение, сонливость, шум в ушах. Со стороны сердечно-сосудистой системы – неустойчивость артериального давления. В ногах и позвоночнике локализуется поражение кожно-суставного аппарата.

Таблица 8.2.4 – Показатели вибрации производственных помещений [11].

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X,Y,Z			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с*10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
32,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112

б) Поражение электрическим током

На любом рабочем месте существует опасность поражения электрическим током. При этом электрический ток производит термическое, электролитическое, биологическое воздействие на организм человека. Действие электрического тока приводит к местным электротравмам и электрическим ударам [12]. Напряжение прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 5 [13].

Таблица 8.2.5 – Значения напряжений прикосновений и токов [14]

Род тока	U, В	I, mA
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

7) Повышенная концентрация СО в помещении

В топке котла при сжигании топлива происходит неполное сгорание. Недостаточная плотность соприкосновении стальных конструкций дымохода ведет к утечке СО в производственное помещение. Повышенная концентрация СО препятствует доставке кислорода в кровотоке, из-за этого страдает весь организм.

Таблица 8.2.6 – Предельно-допустимая концентрация СО в воздухе рабочей зоны [15]

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³	Особенности действия на организм
Оксид углерода	СО	20	О
<p>При длительности работы в атмосфере, содержащей оксид углерода, не более 1 ч предельно допустимая концентрация оксида углерода может быть повышена до 50 мг/м³, при длительности работы не более 30 мин - до 100 мг/м³, при длительности работы не более 15 мин - 200 мг/м³. Повторные работы при условиях повышенного содержания оксида углерода в воздухе рабочей зоны могут проводиться с перерывом не менее, чем в 2 ч.</p>			

Одним из самых известных методов по снижению концентрации в производственных помещениях углекислого газа является метод рециркуляции.

Еще один метод подразумевает использование дополнительного оборудования – продувочных вентиляторов.

8.4. Экологическая безопасность

Атмосфера. Источниками загрязнения атмосферы являются вредные дымовые газы, которые являются неотъемлемой частью любой угольной электростанции. При использовании смесового топлива, количество вредных выбросов кратно уменьшается. Для лучшего эффекта необходимо использовать современные способы очистки дымовых газов.

Существует несколько методов очистки дымовых газов, а также активно применяется комбинирование различных методов. Для очистки дымовых газов от золы и твердых частиц используют фильтрование. Для очистки дымовых газов от оксидов серы используется мокрая сероочистка, сухая очистка, мокросухая чистка.

Гидросфера. Для очистки сточных вод от промышленных отходов используют механическую очистку, физико-химическую очистку, химическую очистку, биохимическую очистку.

Литосфера. Твердые частицы, содержащиеся в дымовых газах, осаждаются на поверхности земли и загрязняют почву. Для очистки дымовых газов прибегают к установке насосов и вакуумным системам.

8.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации — это явления техногенного, экологического происхождения, заключающиеся в резком отклонении происходящих процессов или явлений и оказывающих от нормы существенное негативное влияние на жизнедеятельность человека, функционирование экономики, социальную среду и природную среду.

Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией на рабочем месте оператора котельной является, в первую очередь, пожар, взрыв котлоагрегата, обрушение строительных конструкций котельного цеха.

В случае возникновения данной ЧС, требуется разработать профилактические мероприятия и осуществить контроль за их проведение.

Пожары — неконтролируемый процесс горения, который чреват большими материальными издержками, а часто и человеческими жертвами. Обеспечение пожаробезопасности начинается с определения класса

взрывоопасной зоны или класса пожароопасной зоны данного участка. Согласно [16] классификации производств по пожарной опасности, здания, помещения и сооружения котельных относятся к классу А. Наиболее взрывоопасными местами в котельной считаются хранилище топлива и помещение топливоприготовления. Взрывоопасными считаются режимы пуска, остановка и аварийные режимы, обусловленные перебоями подачи топлива в мельницу, вследствие его зависания в бункерах. Непосредственной причиной взрыва пылевоздушной смеси в системах пылеприготовления является наличие источников зажигания, прежде всего, тлеющих отложений пыли внутри оборудования и элементов установки, а также очагов горения в топливе, подаваемом в мельницу.

В топочных устройствах при сжигании любого вида топлива может произойти взрыв вследствие образования в топке или в последующих газоходах котла взрывоопасных концентраций пыли из-за недостаточной вентиляции котла при пуске, неустойчивости процесса горения, обрыва факела, сепарации пыли на пол котла, а также при переходе на сжигание с одного вида топлива на другой.

Возможны также взрывы водяного газа, представляющего собой смесь монооксида углерода и водорода, в "холодной" воронке котла, в подвесной камере, соединяющей "холодную" воронку котла и шлакоудаляющее устройство, вследствие некачественного процесса горения и сепарации пыли из факела. Взрывы водяного газа могут происходить как на работающем котле во время расшлаковки топки, так и при саморасшлаковке вследствие контакта раскаленных частиц углерода с водой в шлакоудаляющем устройстве.

Действия оператора:

В соответствии с «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» (ст.3.7.8), в случаях загорания горючих отложений в газоходах, оператор должен немедленно прекратить подачу топлива на установку и произвести ее аварийную остановку:

1. немедленно прекратить подачу топлива и воздуха в топку и снизить до нуля тягу, для этого:

1.1. остановить вентилятор и дымосос;

1.2. закрыть шиберы за котлом, направляющие аппараты дымососа и вентилятора;

2. подать пар в топку и газоход котла через обдувочные устройства и (или) через форсунки

3. отключить котёл от паропровода;

4. после прекращения горения в газоходе котла включить в работу дымосос и вентилятор;

5. после выхода пара из газоходов провентилировать котёл в течение 15 минут при полностью открытых направляющих аппаратах вентилятора дымососа;

6. в случае последующего включения котла в работу, растопить его и работать при малых нагрузках, создать в газоходах повышенное разрежение и тщательно обдуть конвективные поверхности, экономайзер и газоходы котла.

Организационно-технические мероприятия для предотвращения данного вида ЧС: наглядная агитация и инструктаж работающих по пожарной безопасности, разработка схемы действий администрации и работающих в случае пожара и организация эвакуации людей, организация внештатной пожарной дружины. При эксплуатации производственного оборудования в атмосфере пожаро- и взрывоопасной пыли и пылевоздушных смесей основным условием безопасности является предотвращение пожаро- и взрывоопасных ситуаций, что обеспечивается:

- последовательностью работающего в пуск едином и остановки технологическом оборудования, комплексе, с автоматической блокировкой при ее нарушении;

- светозвуковой сигнализацией срабатывания любой блокировки;

- устройством аварийного отключения приводов;

- датчиками уровня заполнения бункеров, заблокированными с

транспортным и другим технологическим оборудованием и др.

Вывод по разделу

В ходе выполнения данного раздела были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях. Практическая значимость полученных результатов заключается в том, что, соблюдая определенные нормы и правила, возможно наладить стабильное производство, не подвергая опасности окружающую среду и людей.

Раздел направлен на обеспечение комфортных рабочих мест, соблюдение норм вредных воздействий как на окружающую среду, так и на производственный персонал, а также способы предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций и порядок действий при их возникновении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В разработанной электронной модели был выполнен гидравлический расчет, который позволил провести оценку гидравлических режимов, как существующего положения, так и перспективного развития системы теплоснабжения. По результатам расчета было установлено, что на дальних потребителях котельной ДКВР-10-13, существуют проблемы с обеспечением тепловой энергии в связи с нарушением гидравлического режима.

На основании проведенных расчетов и выявленных проблем гидравлического режима котельной ДКВР-10-13, были предложены технические решения, позволяющие обеспечить теплоносителем проблемных потребителей в соответствии заданному температурному графику. Данные решения связаны с расширением существующего головного участка до диаметра трубы 350 мм и ряда участков, находящихся в зоне районной больницы.

В связи с реконструкцией основной магистрали, производится и замена тепловой изоляции на более современную, что позволит значительно снизить тепловые потери.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472 с.
- 2 Ионин А. А. Теплоснабжение. – М.: Стройиздат, 1982. – 457 с.
- 3 Цветков Н. А. Теплоснабжение района города. Методические указания к курсовому проекту по курсу «Теплоснабжение». – Томск: Издательство ТГАСУ, 2001. – 67 с.
- 4 Водяные тепловые сети: Справочник проектировщика / Громова Н.К. и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 376 с.
- 5 Переверзев В. А. Справочник мастера тепловых сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 272 с.
- 6 Апарцев М. М. Наладка водяных систем централизованного теплоснабжения. Справочное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1980. – 126 с.
- 7 Теплоснабжение / Козин В. Е. и др. – М.: Высшая школа, 1980. – 408 с.
- 8 Теплотехнический справочник / В. Н. Юренева и П. Д. Лебедева. – М.: Энергия, 1975. – 744 с. Том 1.
- 9 Трухний А. Д. Стационарные паровые турбины. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.
- 10 Тепловые и атомные электрические станции. Справочник / Григорьев В. А. и Зорин В. М. – М.: Энергоиздат, 1982. – 624 с.
- 11 Справочник по проектированию электроэнергетических систем/ Рокотяна В. Р. – М.: Энергоиздат, 1983. – 278 с.
- 12 Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
- 13 Гиршфельд В. Я. и др. Режимы работы и эксплуатации ТЭС. – М.: Энергия, 1980. – 288 с.

Приложение А
(справочное)

Foreign sources

**“ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF PROSPECTIVE DEVELOPMENT
OF THE POWER SUPPLY SYSTEM FOR CONSUMERS IN THE
SETTLEMENT BELYI YAR CONNECTED TO THE BOILER HOUSE
DKVR-10-13”**

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ01	Янковская Наталья Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Губин В.Е.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Егорова Юлия Ивановна	Кандидат технических наук		

Introduction

Beloyarsk urban settlement is a municipal formation (urban settlement) in the Verkhneketsky district of the Tomsk region.

The village is located on the Ket River (a tributary of the Ob), 295 km northeast of the regional center of the city of Tomsk [1].

The Verkhneketsky district is equated with the regions of the Far North.

The district is one of the largest administrative units of the Tomsk region, its total area is 43.3 thousand square meters. km. Verkhneketsky district is geographically located in the north-eastern part of the Tomsk region. It borders with the Krasnoyarsk Territory from the north and east, and from the south and west - with Teguldetsky, Molchanovsky, Pervomaisky, Kolpashevsky, Parabelsky and Kargasoksky districts of the Tomsk region. Eight thousand one hundred twenty-six people live on the territory of the settlement [2].

The climate is sharply continental, characterized by long and severe winters, short but warm summers, late spring and early autumn frosts.

In accordance with SP 131.13330.2012 "Construction climatology. The updated version of SNIIP 23-01-99*" of the nearest measurement point in the city of Kolpashevo, Tomsk Region, corresponds to the following calculated climatic parameters:

- duration of the heating period — 243 days ($n = 5832$ h);
- design value of the outdoor air temperature for heating design $t_{n.r.} = -42$ °C;
- the average value of the outdoor air temperature during the heating period $t_{n.av} = -8.8$ °C.

The territory of the municipality belongs to the territories equivalent to the regions of the Far North [3].

Heat supply of almost all residential and public buildings on the territory of the municipality "Beloyarsk urban settlement" is carried out centrally.

District heating is provided by six boiler houses with distribution heat networks. Large public buildings, some industrial and household enterprises, multi-apartment housing stock are mainly connected to the centralized heat supply system.

The main supplier of thermal energy in the Beloyarsk urban settlement is MUP "BIO TEP".

1. Experimental Procedure and Discussion of Results

The electronic model of the heat supply scheme is formed in the ZuluThermo7.0 software product [4]. The software package used makes it possible to carry out hydraulic calculations of heat networks in various modes of operation. Also, the use of the calculation product ZuluThermo7.0 allows you to:

Perform technological calculations of engineering communications;

Form and use a library of graphic images of elements of heat supply systems and their modes of operation;

Generate design schemes of engineering communications with automatic formation of the network topology and the corresponding databases;

Develop input and output forms of information presentation;

Change the topology of networks and the modes of operation of its elements; solve various topological problems.

Scheme of heat networks from boiler houses DKVR-10-13 is shown in Figure A.1.

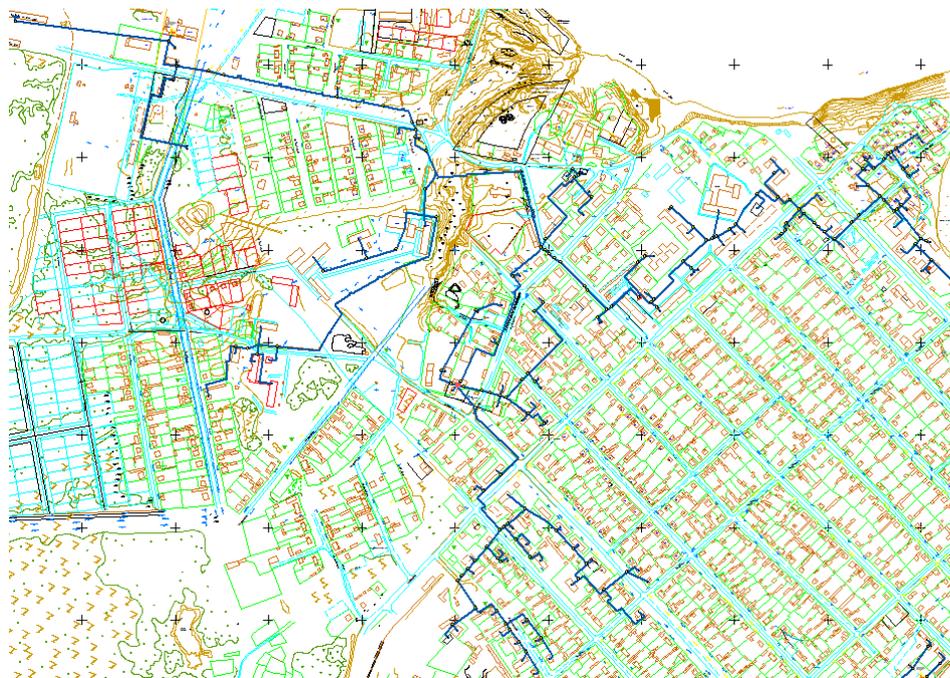


Figure A.1. Scheme of thermal networks of the boiler house DKVR-10-13 of the Beloyarsk urban settlement

Description of the structure and parameters of heating networks

Most of the consumers of the DKVR-10-13 boiler house are multi-apartment and private residential buildings and administrative and business buildings. The scheme of thermal networks is closed, two-pipe.

The type of laying is dominated by above-ground laying of heat networks. Installation of all heat networks of the boiler house DKVR-10-13 was carried out in the period from 1980-2021. All heating networks are insulated with mineral wool mats, STD and sawdust.

The parameters of the heating network of the boiler house "DKVR-10-13" are given in table 1.

Table 1. - Parameters of the heating network of the boiler house "DKVR-10-13"

Conditional diameter, mm	Plot length in two-pipe version, m	Тип прокладки	Type of gaskets	Year gaskets								
300	950,2	elevated	STD, sawdust	2001								
	123,2	underground sewer										
250	576,2	elevated		STD, sawdust	2001, 2013							
	84,8	underground sewer										
200	450,6	elevated			STD, sawdust	2004, 2013						
	42,5	underground sewer										
150	646,5	elevated				STD, sawdust	1980, 2001, 2004					
	164,4	underground sewer										
125	470,6	elevated					STD, sawdust	2001, 2014				
	203,1	underground sewer										
100	2004,2	elevated						STD, sawdust	1980, 2001, 2010, 2013, 2014			
	402,5	underground sewer										
80	600	elevated							STD, sawdust	1980, 2001, 2008, 2012, 2013, 2014		
	285	underground sewer										
65	1083,8	elevated								STD, sawdust	2001, 2008, 2011, 2013, 2014	
	331,8	underground sewer										
50	1382,3	elevated									STD, sawdust	

Conditional diameter, mm	Plot length in two-pipe version, m	Тип прокладки	Type of gaskets	Year gaskets
	105,4	underground sewer		1980, 2001, 2013, 2014, 2016
40	363,8	elevated		1980, 2001, 2013, 2014, 2016
	58,8	underground sewer		
25	286,4	elevated		2011, 2012, 2016
	141,9	underground sewer		
20	12,3	elevated		2001, 2014
15	15,5	elevated		2001
Итого	10785,8			

3. Results and discussion

When preparing proposals for the construction, reconstruction and technical re-equipment of thermal energy sources, the following was taken into account:

- the need to cover the prospective heat load, not provided with heat power;
- determination of prospective modes of source loading according to the connected heat load;
- Determining the need for fuel and recommendations on the types of fuel used.

The master plan of the Beloyarsk urban settlement, materials of short-term target programs and strategies were used as initial data.

The organization of heat supply in the areas of advanced construction and reconstruction is carried out on the basis of the principles determined by Article 3 of the Federal Law of July 27, 2010 No. 190-FZ "On Heat Supply":

- ensuring the reliability of heat supply in accordance with the requirements of technical regulations;
- Ensuring the energy efficiency of heat supply and consumption of heat energy, taking into account the requirements established by federal laws;
- development of district heating systems;
- observance of the balance of economic interests of heat supply organizations and consumers' interests;

- Ensuring economically justified profitability of the current activities of heat supply organizations and the invested capital used in the implementation of regulated activities in the field of heat supply;

- provision of non-discriminatory and stable conditions for entrepreneurial activities in the field of heat supply;

- Ensuring environmental safety of heat supply.

In case of technical impossibility or economic inexpediency of using district heating at various levels, individual heat supply (including apartment heating) is organized.

The choice between common house or apartment heat sources in buildings built in decentralized heat supply zones is determined by the task at the design stage.

As part of the study of the heat supply scheme for the DKVR-10-13 boiler house, when considering the growth of promising consumers, the issue of building a new heat supply source replacing the DKVR-10-13 boiler house at the existing one, as well as at alternative sites (Figures 1-5), was considered, with the purpose of assessing the reduction of heat losses and specific fuel consumption, as well as the possibility of reducing the cost of reconstruction and maintenance of the head section of the heat supply system. A total of 5 alternative sites were considered.

When assessing the prospects of the site, the following factors were taken into account:

1. Possible dimensions of the sanitary protection zone of the boiler room;
2. Encumbrances of the considered land plot;
3. Availability of the engineering infrastructure necessary for the functioning of the boiler house;
4. Availability of a warehouse (site) for fuel storage;
5. The need for construction and / or reconstruction of the heating network;
6. Ensuring the functioning of the existing water pipeline of the village, laid from the iron removal station, partially laid by a satellite in the heat network tray.

Additional requirements for placing new sources:

According to the existing requirements of the sanitary legislation for an energy facility of estimated capacity, the sanitary protection zone (hereinafter referred to as the SPZ) must be calculated individually based on the technical parameters of the facility (pipe height, temperature, velocity and composition of exhaust gases, etc.), based on existing practice, it should be about 100 m from an organized source (pipe of a boiler house), in the case of an unorganized source (fuel depot), the SPZ is calculated from the border of the enterprise territory. Given the impossibility of accurately assessing the boundaries of the SPZ at the stage of formation of the heat supply scheme due to the lack of design solutions for the construction of the source, a distance of 100 meters from the organized source was chosen to assess the prospects of the site.

Within certain sites for prospective construction, it is impossible to ensure a distance of 100 meters from residential and administrative buildings, which entails significant risks of additional financial investments associated with non-confirmation of the required dimensions of the SPZ by calculation and instrumental means at the stage of design, construction and commissioning of the facility (redesign taking into account the choice of another site or in case of a positive decision on the construction on the selected site of the costs for the transfer of facilities (resettlement of residents) located within the SPZ).

Option 1. Transfer of the source to the zone of promising development according to the gene. development plan (Fig. 5.1).

When designing this source, the following requirements are imposed:

- The land plot is in municipal ownership. According to the general development plan, this area is considered for the construction of a "Health and Wellness Center" and has potential investment attractiveness due to the proximity of a functioning mineral water source.

- For this variant of the location of the source, it is necessary to organize an engineering infrastructure (water supply, sewerage, power supply) to meet the technological needs of a promising source of heat supply.

- For this variant of the location of the source, the organization of a fuel depot and a fuel supply system is required.
- For this source location option, it is necessary to build a new pipeline with a diameter of 350 mm and a length of 175 m. Or, the reconstruction of the existing main pipeline from $d=300$ to 150 mm and a length of 688 m.



Figure A.2. Location of the DKVR-10-13 source in the area of the planned Health Center.

Option 2. Transferring the source to the "Autodrom" zone are given in Fig. A.3



Figure A.3. Location of the DKVR-10-13 source in the Avtodrom area

When designing this source, the following requirements are imposed:

- The land plot is owned by the region (territory of OGBOU NPO Vocational School No. 41).
- It is necessary to organize an engineering infrastructure (water supply, sewerage, power supply) to meet the technological needs of a promising source of heat supply.
- For this variant of the location of the source, the organization of a fuel depot and a fuel supply system is required.
- For this source location option, it is necessary to build the main highway to TK-6.1 $d=350$, $l=440$ m. Construction of a pipeline to provide consumers with a central hospital and a number of residential buildings $d=150$, $l=72$ m.
- Reconstruction with a reduction in the diameter of the existing main pipeline $l=688$ m.
- Reconstruction from TK-6.1 to a branch to a health center from $d=300$ to $d=200$ ($l=126$ m) in case of its construction. Reservation of the site $d=300$ $l=113$ m from the hole. "Health Center" to TC-5/1.

Option 3. Transfer of the DKVR-10-13 source to the area of the Infectious Disease Department are given in Fig. A.4.



Figure A.4. Location of the DKVR-10-13 source in the area of the Infectious Disease Department.

When designing this source, the following requirements are imposed:

- The land plot is in municipal ownership.
- For this variant of the location of the source, it is necessary to organize an engineering infrastructure (water supply, sewerage, electricity) to meet the technological needs of a promising source of heat supply.
- For this variant of the location of the source, the organization of a fuel depot and a fuel supply system is required.
- For this source location option, it is necessary to build a new section $d=350$ mm $l=55$ m. Expansion of the diameter of the existing pipeline from $d=100$ to 350 mm $l=636$ m. Reconstruction of the existing pipeline from $d=300$ to 150 mm $l=688$.

Option 5. The existing production site DKVR-10-13 is shown in fig. A.5.

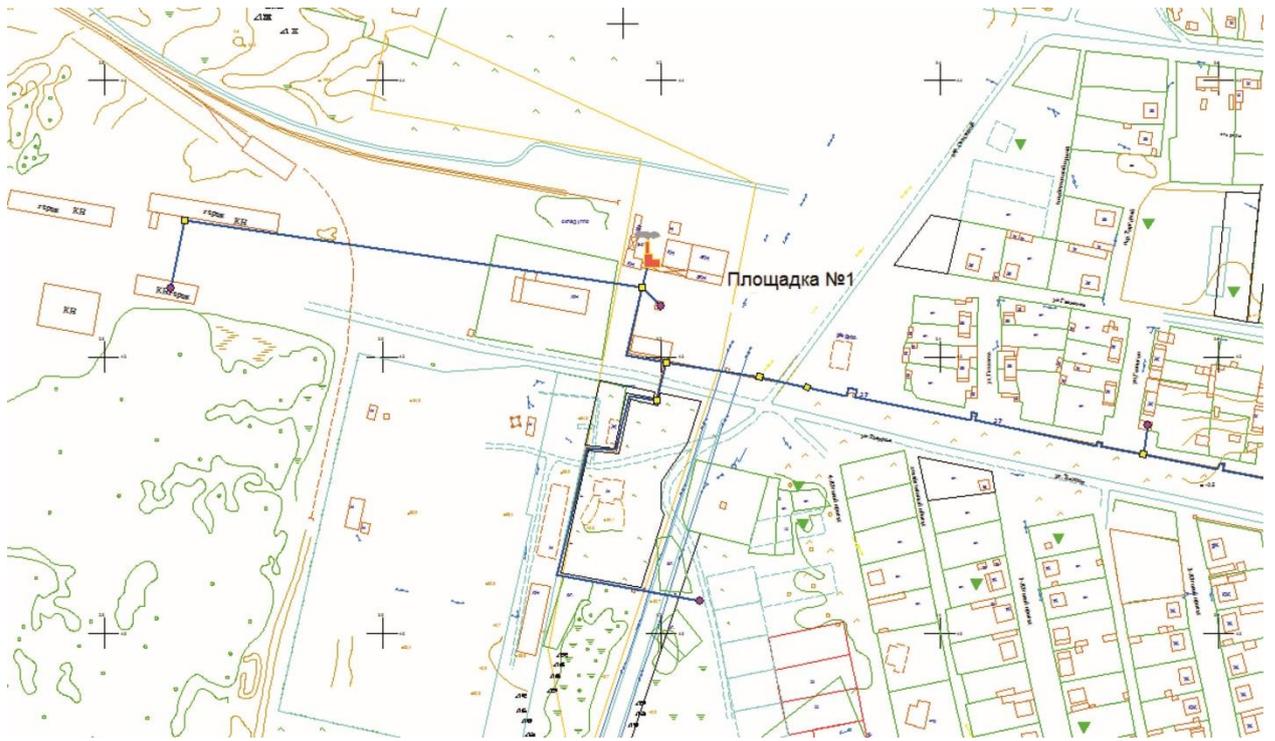


Figure A.5. Location of DKVR-10-13 in accordance with the existing production site.

When designing this source, the following requirements are imposed:

- The land plot is located at a distance of 150 meters from the proposed construction site. There are no residential and administrative buildings.
- The probability of the calculated size of the SPZ more than 150 m from the source is minimal.
- This site is in municipal ownership.
- For this variant of the DKVR-10-13 source location, the necessary engineering infrastructure is available to ensure the technological process.
- There is a fuel depot for this variant of DKVR-10-13 source location.
- It is necessary to increase the existing diameter of the main pipeline from $d=300$ to 350 mm $l=688$ in order to ensure the appropriate hydraulic regime.

Conclusion

According to the existing models of boiler equipment, the following options for replacing boilers according to future loads were proposed.

In the developed electronic model, a hydraulic calculation was performed, which made it possible to assess the hydraulic regimes, both the current situation and the future development of the heat supply system. Based on the results of the calculation, it was found that at the distant consumers of the DKVR-10-13 boiler house, there are problems with providing thermal energy due to a violation of the hydraulic regime.

Based on the calculations performed and the problems identified in the hydraulic regime of the DKVR-10-13 boiler house, technical solutions were proposed to provide problematic consumers with coolant in accordance with a given temperature schedule. These decisions are related to the expansion of the existing head section to a pipe diameter of 350 mm and a number of sections located in the district hospital area.

In connection with the reconstruction of the main line, the thermal insulation is also being replaced with a more modern one, which will significantly reduce heat losses.

The analysis showed that the most optimal option for the location of the source remains the existing version of the production site (option 5) based on the above advantages.

REFERENCES

- [1] Постановления за 2021 год | Белоярское городское поселение n.d.
<https://vkt-belyar.ru/oficialnye-dokumenty/postanovleniya-za-2021-god> (accessed 14 June 2022).
- [2] Белый Яр (Верхнекетский район) — Википедия n.d.
[https://ru.wikipedia.org/wiki/Белый_Яр_\(Верхнекетский_район\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Белый_Яр_(Верхнекетский_район)) (accessed 14 June 2022).
- [3] СНиП 23-01-99* Актуализированная редакция СП 131.13330.2012
Строительная климатология / 23 01 99* 131 13330 2012 n.d.
<https://meganorm.ru/Data2/1/4293788/4293788790.htm> (accessed 14 June 2022).
- [4] ZuluThermo — гидравлические расчеты тепловых сетей n.d.
<https://www.politerm.com/products/thermo/zuluthermo/> (accessed 14 June 2022).