



**Схема теплоснабжения  
Городского поселения «Карымское»  
до 2029 года**

**Обосновывающие материалы**

**Муниципальный контракт  
от № 0191300008013000023-0124017-02**

Санкт-Петербург  
2014 г.

## **АННОТАЦИЯ**

Данная работа выполнена в соответствии с Муниципальным контрактом № 0191300008013000023-0124017-02 между ООО «Винсер-Аудит» и администрацией Городского поселения «Карымское».

Цель настоящей работы: на основе анализа существующего состояния систем теплоснабжения Городского поселения «Карымское» и проблем при производстве, распределении и потреблении тепловой энергии разработать возможные направления развития теплового хозяйства города, выбрать наиболее рациональные из них, определить эффективность принятых решений, обеспечивающих дальнейшее развитие города, оценить затраты на реализацию предлагаемых технических решений, экономическую эффективность и срок окупаемости по рекомендуемому варианту.

## Содержание

1.	Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения" .....	9
1.1.	Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения" .....	9
1.1.1.	Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций .....	9
1.1.2.	Описание зон действия индивидуального теплоснабжения .....	12
1.2.	Часть 2 "Источники тепловой энергии" .....	13
1.2.1.	Общие положения .....	13
1.2.2.	Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования) .....	14
1.2.2.1.	Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ» .....	16
1.2.2.2.	Котельная «Баня» .....	18
1.2.2.3.	Котельная №8 .....	20
1.2.2.4.	Котельная УП .....	22
1.2.2.5.	Котельная №9 .....	23
1.2.2.6.	Котельная №2 .....	25
1.2.2.7.	Котельная №3 .....	27
1.2.2.8.	Котельная №1 .....	28
1.2.2.9.	Котельная №6 .....	29
1.2.2.10.	Котельная №7 .....	30
1.2.2.11.	Котельная №4 .....	32
1.2.2.12.	Котельная ИП Плахин К.В. ....	33
1.1.1.	Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии .....	34
1.2.	Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты" .....	35
1.2.1.	Общие положения .....	35
1.2.2.	Насосные станции .....	37
1.2.3.	Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры .....	37
1.2.4.	Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их особенностей .....	37
1.2.5.	Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики .....	38
1.2.6.	Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя .....	40
1.2.7.	Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления .....	43
1.2.8.	Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет .....	43
1.2.9.	Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов .....	44
1.2.10.	Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей .....	48

1.2.11. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций .....	53
1.2.12. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии .....	53
1.3. <i>Часть 4. "Зоны действия источников тепловой энергии"</i> .....	54
1.4. <i>Часть 5. "Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии"</i> .....	55
1.5.1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха .....	55
1.5.2. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии .....	55
1.5. <i>Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии"</i> .....	56
1.5.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки .....	56
1.5.2. Резервы тепловой мощности «нетто» .....	57
1.5.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю .....	57
1.6. <i>Часть 7 "Балансы теплоносителя"</i> .....	72
1.7. <i>Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"</i> .....	76
1.8. <i>Часть 9 "Надежность теплоснабжения"</i> .....	78
1.9. <i>Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"</i> .....	79
1.10. <i>Часть 11 "Цены (тариф) в сфере теплоснабжения"</i> .....	84
1.11. <i>Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"</i> .....	86
1.11.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения .....	86
1.11.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения .....	87
2. Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения" .....	89
2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения .....	89
2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления .....	90
2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации .....	90
2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов .....	95

2.5.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения.....	95
2.6.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения.....	96
2.7.	Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами, с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия источника теплоснабжения на каждом этапе.....	96
2.8.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель .....	96
2.9.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения.....	96
2.10.	Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене .....	97
3.	Глава 3 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки" .....	100
3.1.	Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....	100
3.2.	Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....	100
3.3.	Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей.....	101
4.	Глава 4 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах" .....	102
5.	Глава 5 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии" .....	104
5.1.	Определение условий организации централизованного теплоснабжения .....	104
5.2.	Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	106
5.3.	Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями .....	107
5.4.	Предложения по строительству и реконструкции источников.....	107
5.4.1.	Предложения по строительству новых источников тепловой энергии .....	107

5.4.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии .....	108
5.5. Радиус эффективного теплоснабжения .....	111
6. Глава 6 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них" .....	117
6.1. Общие положения .....	117
6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов).....	118
6.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку .....	118
6.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения. ....	119
6.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения. ....	119
7. Глава 7 "Перспективные топливные балансы" .....	137
8. Глава 8 "Оценка надежности теплоснабжения" .....	138
9. Глава 9 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение" .....	144
10. Глава 10 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации" .....	148
10.1. Общие положения в вопросе выбора Единой теплоснабжающей организации .....	148
10.2. Характеристика теплоснабжающих организаций Городского поселения «Карымское» .....	149
10.3. Предложения по основанию ЕТО .....	150
11. Глава 11 «Решения по бесхозяйственным тепловым сетям» .....	152
Список используемой литературы.....	153

## ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях повышение эффективности использования энергетических ресурсов и энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития России. Это подтверждено во вступившем в силу с 23 ноября 2009 года Федеральном законе РФ № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности».

По данным Минэнерго потенциал энергосбережения в России составляет около 400 млн. тонн условного топлива в год, что составляет не менее 40 процентов внутреннего потребления энергии в стране. Одна треть энергосбережения находится в ТЭК, особенно в системах теплоснабжения. Затраты органического топлива на теплоснабжение составляют более 40% от всего используемого в стране, т.е. почти столько же, сколько тратится на все остальные отрасли промышленности, транспорт и т.д. Потребление топлива на нужды теплоснабжения сопоставимо со всем топливным экспортом страны.

Экономию тепловой энергии в сфере теплоснабжения можно достичь как за счет совершенствования источников тепловой энергии, тепловых сетей, теплопотребляющих установок, так и за счет улучшения характеристик отапливаемых объектов, зданий и сооружений.

Проблема обеспечения тепловой энергией городов России, в связи с суровыми климатическими условиями, по своей значимости сравнима с проблемой обеспечения населения продовольствием и является задачей большой государственной важности.

Вместе с тем, на сегодняшний день экономика России стабильно растет. За последние годы были выбраны все резервы тепловой мощности, образовавшие в период экономического спада 1991 – 1997 годов, и потребление тепла достигло уровня 1990 года, а потребление электрической энергии в некоторых регионах превысило этот уровень. Возникла необходимость в понимании того, будет ли обеспечен дальнейший рост экономики адекватным ростом энергетики и, что более важно, что нужно сделать в энергетике и топливоснабжении для того, чтобы обеспечить будущий рост.

До недавнего времени, регулирование в сфере теплоснабжения производилось федеральными законами от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 30 декабря 2004 года № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», от 14 апреля 1995 года № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации». Однако регулирование отношений в сфере теплоснабжения назвать всеобъемлющим было нельзя.

27 июля 2010 года был принят Федеральный закон №190-ФЗ «О теплоснабжении», который устанавливает правовые основы экономических отношений, возникающих в связи с производством, передачей, потреблением тепловой энергии, тепловой мощности,

теплоносителя с использованием систем теплоснабжения, созданием, функционированием и развитием таких систем, а также определяет полномочия органов государственной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов по регулированию и контролю в сфере теплоснабжения, права и обязанности потребителей тепловой энергии, теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций.

Федеральный закон вводит понятие схемы теплоснабжения, согласно которому:

**Схема теплоснабжения поселения, городского округа** — документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, её развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

# Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"

## Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"

### 1.1.1. Описание эксплуатационных зон действия теплоснабжающих и теплосетевых организаций

Теплоснабжение Городского поселения «Карымское» осуществляется от 13-ти котельных:

11-ти коммунальных котельных:

4 из них переданы в аренду эксплуатационными организациями ООО «Тепловик», и 7 – от ООО «Коммунальник»;

1 котельная – от ФГКУ Комбинат «Байкал» и 1 котельная от ОАО «Хлебозавод» (ИП Плахин К.В.).

Наиболее крупными источниками тепловой энергии являются котельные «Центральная» (ООО «Коммунальник») и №4 (ООО «Тепловик»).

Тепловые сети от котельных выполнены в двухтрубном исполнении. Для покрытия нагрузок горячего водоснабжения (далее по тексту – ГВС) потребителей, используется как открытая, так и закрытая схемы теплоснабжения.

Регулирование отпуска тепловой энергии от источников в системы транспортировки тепла осуществляется по центральному качественному методу регулирования в зависимости от температуры наружного воздуха. Расчетная температура самой холодной пятидневки за многолетний период наблюдений составляет минус 38 град. Цельсия.

ООО «Тепловик» имеет 4 теплоисточника.

Котельная № 1 находится на ул. Верхняя и снабжает потребителей, расположенных в районе улиц Верхняя и Ленинградская. Общежитие, школа № 1, гараж школы и д/с «Малыш» также потребляют воду от котельной № 1.

Котельная № 4 имеет достаточно много точек потребления, среди которых дома, расположенные на улицах Ленинградская 44-64, Верхняя 5-14 и Пионерская 3а. Также она снабжает тепловой энергией магазины, банки, администрацию, налоговую, казначейство, ОВД, д/сад № 64, школу № 2 и здания медицинского назначения.

Котельная № 6 снабжает тепловой энергией население, проживающее на ул. Погодаева 43 и 45, а также стороннего потребителя ООО «Александр».

Котельная № 7 снабжает тепловой энергией следующих потребителей: население на ул. Рабочая, 45, мастерскую, административное здание, токарный цех и гаражи № 1,2,4.

ООО «Коммунальник» эксплуатирует 7 котельных.

Котельная «Центральная» - самая крупная котельная Городского поселения «Карымское».

Она обслуживает потребителей на улицах Ленинградская с 9-го по 34-ый, Верхняя 2,3,4, Вокзальная 7, Дивизионная 4, Лазо 9, Шемелина 1,2б, Дивизионный переулок 2, а также насосную, магазины, детскую консультацию и д/сад № 3.

Котельная № 3 снабжает население на ул. Бр. Васильевых, Нагорной и Пакулова, магазин «Родничок» и гараж.

Котельная «Баня» снабжает тепловой энергией потребителей на ул. Майская с 1-го по 11-ый и на ул. Медицинской 4 и 6. Также обслуживает гараж, контору ВОХР и пожарную службу.

Котельная № 11 обеспечивает теплом жилые дома на ул. Почтовая с 1-ого по 8-ой, технические здания (в гаражи, мастерские, контору и дизельную).

Котельная № 8 снабжает школу № 4 и д/сад «Ромашка».

Котельная № 2 отпускает тепловую энергию потребителям на ул. Верхняя 68, 80 и Советская 102, а также зданию ДК, административному зданию, д/саду «Ладушки», школе № 5, общежитию, школе-интернату, мастерской и гаражам.

Котельная № 9 снабжает потребителей на улицах Калинина и Спортивная, адм. здание и гараж РОСТО.

Котельная ФГКУ Комбинат «Байкал» вырабатывает тепловую энергию на собственные нужды предприятия и отапливает 5 двух этажных жилых домов по ул. Читинская.

Котельная ОАО «Хлебозавод» (ИП Плахин К.В.) вырабатывает тепловую энергию на собственные нужды предприятия и отапливает 2 двух этажных жилых дома в по ул. Набережная.

Зоны, неохваченные источниками централизованного теплоснабжения, имеют индивидуальное теплоснабжение. Эти зоны состоят из одноэтажной и, частично, двухэтажной застройки, отапливаются от бытовых котлов различной модификации и печей.

Зоны действия источников тепловой энергии представлены на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Зоны действия источников тепловой энергии г.п. Карымское

### **1.1.2. Описание зон действия индивидуального теплоснабжения**

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в Городском поселении «Карымское» сформированы в микрорайонах с индивидуальной малоэтажной жилой застройкой. Такие здания (одно-, двух-, трехэтажные), как правило, частично присоединённые или не присоединённые к системам централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение населения осуществляется от индивидуальных котлов или печей.

## **Часть 2 "Источники тепловой энергии"**

### **1.2.1. Общие положения**

Централизованное теплоснабжение потребителей Городского поселения «Карымское» осуществляется от 12-ти котельных. В котельных и на тепловых пунктах применяется центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии по совмещённой нагрузке отопления и горячего водоснабжения. Центральное качественное регулирование заключается в отпуске теплоты путём изменения температуры теплоносителя на входе в прибор при сохранении постоянным количества теплоносителя, подаваемого в регулируемую установку. Паспорта котельных отсутствуют.

Администрацией городского поселения были направлены письменно запросы предприятиям: ИП Плахин К.С., Филиал КГУП «Автомобильные дороги Забайкалья – Карымский ДЭУч» (исх № 413 от 28.04.2014г.). Остальные котельные были уведомлены устно (по телефону).

Организации, не представленные в схеме теплоснабжения на запрос администрации не ответили, и желания о размещении своих котельных в схеме теплоснабжения не выявили.

В таблице 1.1 представлены основные характеристики котельных Городского поселения «Карымское», а на рисунке 1.2 – доля общей установленной тепловой мощности котельных.

**Таблица 1.1 - Основные энергетические характеристики котельных**

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Температурный график, °С
ООО «Тепловик»			
Котельная №1	3,2	1,07	95/70
Котельная №4	8,8	3,89	95/70
Котельная № 6	1,5	0,64	95/70
Котельная №7	1,5	0,39	95/70
ООО «Коммунальник»			
Центральная	13,5	5,40	95/70
Баня	2	0,83	95/70
Котельная УП	1	0,14	95/70
Котельная №2	1,5	1,24	95/70
Котельная №3	2,99	0,66	95/70
Котельная №8	1	0,31	95/70
Котельная №9	1,083	0,34	95/70
ФГУ Комбинат «Байкал»			
Котельная	3	2,7	95/70
ИП Плахин К.В.			
Котельная	1	0,49	95/70

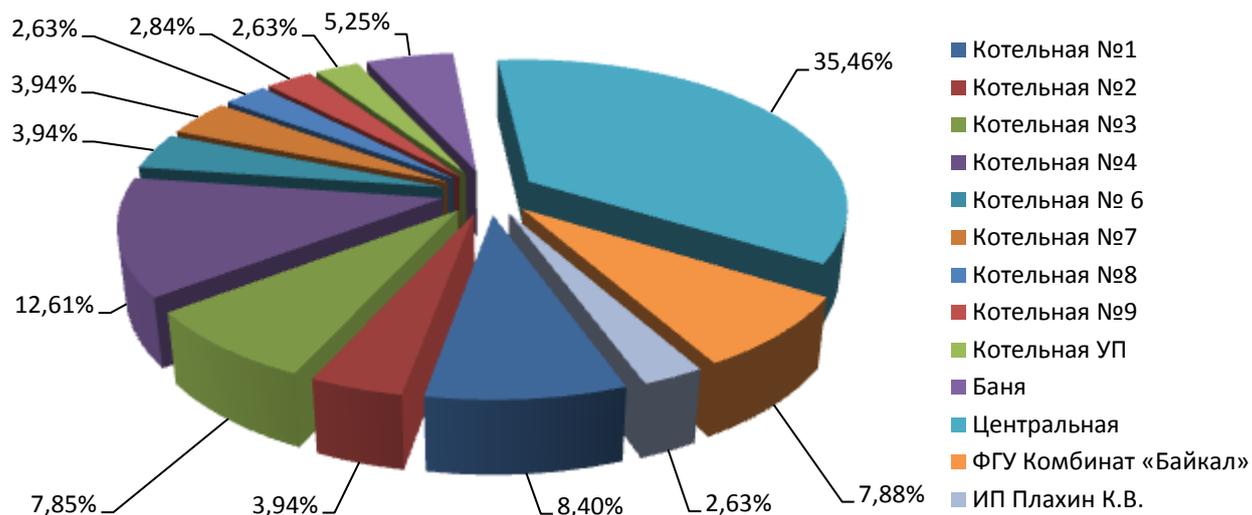


Рисунок 1.2. – Доля общей установленной тепловой мощности котельных

Общая установленная тепловая мощность источников, обеспечивающая балансы покрытия присоединенной тепловой нагрузки на конец 2013 года, составила 38,07 Гкал/ч.

Суммарная присоединенная тепловая нагрузка потребителей на 2013 год составила 18,11 Гкал/ч.

### 1.2.2. Состав и технические характеристики основного оборудования котельных (структура основного оборудования)

Основной парк котельного оборудования представлен водогрейными котлами различной мощности отечественных производителей: КЕ, КВ, КВм, Универсал-5. Основное оборудование источников тепловой энергии представлено в таблице 1.2.

Таблица 1.2- Основное оборудование источников тепловой энергии

Наименование котельной	Марка котлов	Количество котлов, шт.	Номинальная производительность котельной, МВт
<b>ООО «Коммунальник»</b>			
Центральная	КВм-2,5	4	13
	КЕ-6,5/14	1	
Баня	ТКВ-300 (пар)	1	~2
	Самодельный 0,75	1	
	КВр 0,8	2	
Котельная УП	Самодельный	1	~1
	КВр-0,63	1	
Котельная №2	КВр-1,5	2	2,58
Котельная №3	КВр-1,74	2	2,99
Котельная №8	самодельный	2	~1
Котельная №9	КВр-0,63	2	1,083
<b>ООО «Тепловик»</b>			
Котельная №1	КВ-Ц-2,0	1	3,1
	КВ-Ц-1,6-БМ	1	
Котельная №4	КЕ-4-14	1	11,6
	КВ-Ц 2,5	4	

Наименование котельной	Марка котлов	Количество котлов, шт.	Номинальная производительность котельной, МВт
Котельная № 6	КВр-0,63	1	1,34
	КВр-0,93	1	
Котельная №7	Универсал-5	1	0,2
<b>ФГУ Комбинат «Байкал»</b>			
Котельная	самодельный	2	~3
<b>ИП Плахин К.В.</b>			
Котельная	КВс-1,16	1	1,16
	Самоварный	1	неисправен

В качестве топлива используются бурые угли – Уртуйский и Харанорский.

Харанорский уголь – технологическая группа Б1 и Б2, средняя влажность угля 39-40%, зольность 18,5%, содержание серы 0,5%, низшая теплота сгорания 2866 ккал/кг.

Уртуйский уголь – технологическая группа 2Б, 3Б, средняя влажность угля 33%, зольность 14,5%, содержание серы 0,5%, низшая теплота сгорания 3500 ккал/кг.

## **Котельные ООО «Комунальник»:**

### **1.2.2.1. Котельная «ЦЕНТРАЛЬНАЯ»**

«Центральная» котельная обеспечивает тепловой энергией жилой фонд, объекты соцкультбыта, бюджетные, коммерческие организации центральной части города.

В настоящее время котельная оснащена пятью водогрейными котлами с механической подачей топлива и со слоевым сжиганием.

Установленная мощность котельной составляет 13 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов, тип топочного устройства сведены в таблицу 1.3.

**Таблица 1.3 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час	Топочное устройство
КЕ-6,5-14	декабрь 1990	1	1,4	4,4	
КВм-2,5	июнь 2012	2-5	0,6	2,15	ЗП-РПК

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей, а также использовать в качестве резервного источника для других районов города.

Котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С по закрытой схеме.

Протяженность водяных тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет около 1865 м.

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 5,397 Гкал/час.

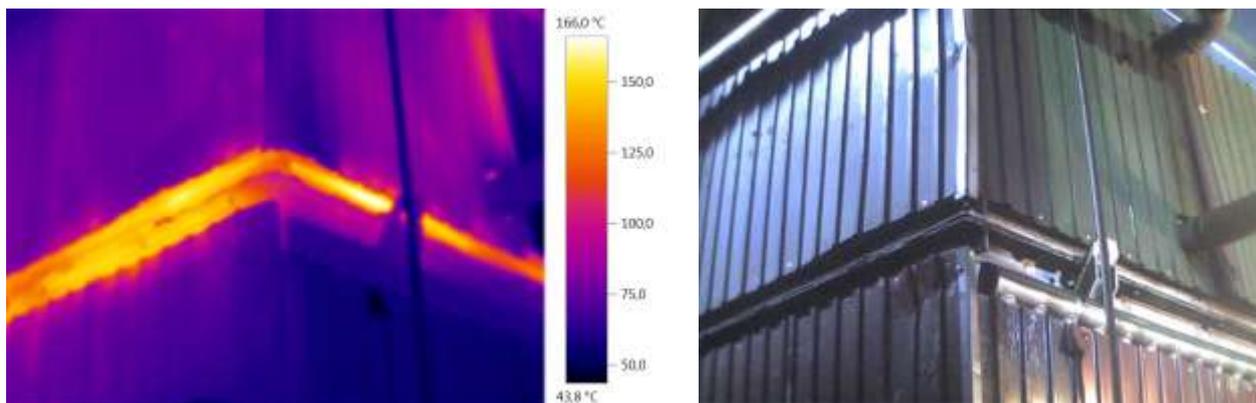
Нормативные потери в сетях в среднем за отопительный сезон составляют 910,64 Гкал.

Норма расхода условного топлива – 213,2 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2012 год составил 0,29015 т у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива 11383,4 тонн и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 19318,49 Гкал. Кроме того, низкий показатель фактического удельного расхода топлива установленных новых котлоагрегатов говорит о недополученной прибыли от реализации отпущенной тепловой энергии по нормативу. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии, возможно, будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки, оборудование котельной быстро изнашивается. Замена котлоагрегатов производится раз в 5-7 лет из-за прогорания трубок, вызванного высоким содержанием отложений.

В ходе проведения работы были сделаны тепловизионные снимки котлоагрегатов.



На снимке видно, что состояние обмуровки котла ст. №5 некачественное, температура поверхности превышает допустимое нормативное значение, вследствие чего происходят потери тепловой энергии.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.4, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.4 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	19692,053	19318,49
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	635,12024	622,49
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	910,64	910,64
Полезный отпуск	Гкал	18146,293	17785,36
Населению	Гкал	16851,32	16676,51
Бюджетным потребителям	Гкал	626,56	621,19
Прочим потребителям	Гкал	668,41	487,66
Расход топлива	н.т	8100,9	11383,40
Расход топлива	т у.т.	4342,08	5605,19
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	220,49922	290,14624

Из данной таблицы видно, что производство тепловой энергии зависит от погодных условий. Однако, из года в год явно растет норматив удельного расхода топлива на выработку и отпуск тепловой энергии. Этот рост обусловлен увеличивающимся износом вспомогательного оборудования и частичным выходом его из строя. Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

### 1.2.2.2. Котельная «Баня»

Котельная «Баня» обеспечивает тепловой энергией городскую баню, жилой фонд, пожарную часть и контору ВОХР.

В настоящее время котельная оснащена тремя водогрейными котлами с ручной подачей топлива и одним паровым котлом, который используется на время работы бани.

Установленная мощность котельной составляет ~2 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов, тип топочного устройства сведены в таблицу 1.5.

**Таблица 1.5 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час (кг/час)
ТКВ-300 (пар)		1	0,6	400
Самодельный 0,75		2	0,6	0,5
КВр 0,8	2012	3	0,6	0,68
КВр 0,8	2013	4	0,6	0,68

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C по открытой схеме, в виде пара с температурой до 150°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в однетрубном исчислении составляет около 929 м.

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 1,2 Гкал/час.

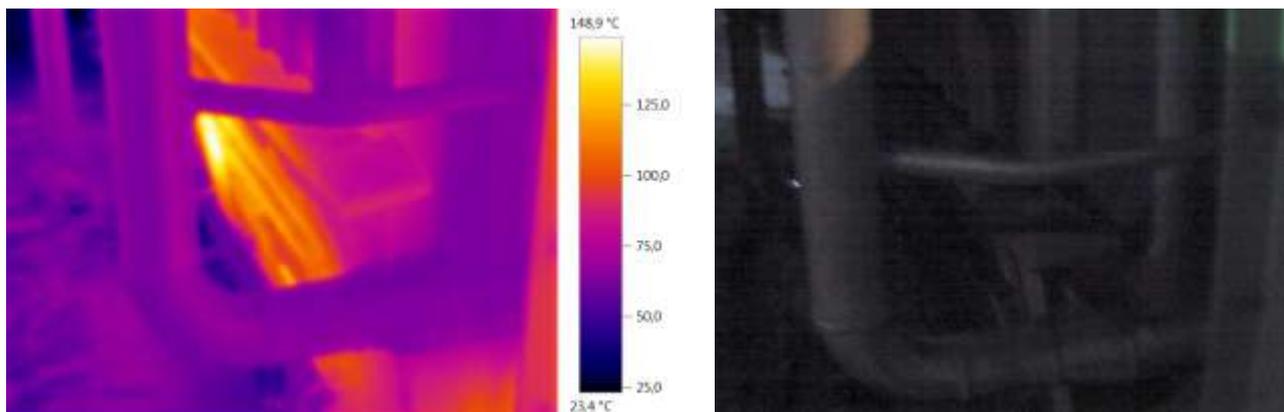
Нормативные потери в сетях в среднем за отопительный сезон составляют 378 Гкал.

Норма расхода условного топлива – 213,2 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2013 год составил 222 кг у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива – 1345 тонн – и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 2978,82 Гкал. Кроме того, низкий показатель фактического удельного расхода топлива при установленных новых котлоагрегатах говорит о недополучении прибыли от реализации отпущенной тепловой энергии по нормативу. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается. Замена котлоагрегатов или их полный капитальный ремонт производится раз в 5-7 лет из-за прогорания трубок, вызванного высоким содержанием отложений.

В ходе проведения работы были сделаны тепловизионные снимки котлоагрегатов.



На снимке видно, что температура поверхности котла ст.№4 превышает нормативное значение, вследствие чего происходят потери тепловой энергии.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.6, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.6 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	2978,815	2978,82
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	87,93708	87,94
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	378,39	378,39
Полезный отпуск	Гкал	2512,488	2512,49
Населению	Гкал	2165,83	2165,83
Бюджетным потребителям	Гкал	0	0,00
Прочим потребителям	Гкал	346,66	346,66
Расход топлива	н.т	1571,1	1345,00
Расход топлива	т у.т.	842,11	662,28
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	282,6995	222,3293

Из данной таблицы видно, что удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии не соответствует нормативному. Это объясняется отсутствием учёта выработки и отпуска тепловой энергии и, возможно, недоучётом поставки топлива в 2012 году. Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

### 1.2.2.3. Котельная №8

Котельная №8 введена в эксплуатацию в 1973 году.

В настоящее время котельная оснащена двумя самодельными котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~1,5 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.7.

**Таблица 1.7 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
Самодельный 0,75	-	1	0,6	0,75
Самодельный 0,75	-	2	0,6	0,75

В котельной установлено 2 насоса мощностью 11 кВт.

Температура подачи по установленным штатным приборам на момент сбора информации составляла 48 °С, обратки – 46,5 °С, давление подачи 3,8 кгс/см<sup>2</sup>.

Котельная №8 обеспечивает тепловой энергией школу №4 и детский сад «Ромашка».

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 0,308 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С.

Протяженность водяных тепловых сетей в однетрубном исчислении составляет около 200 м, объем сети 3,14 м<sup>3</sup>.

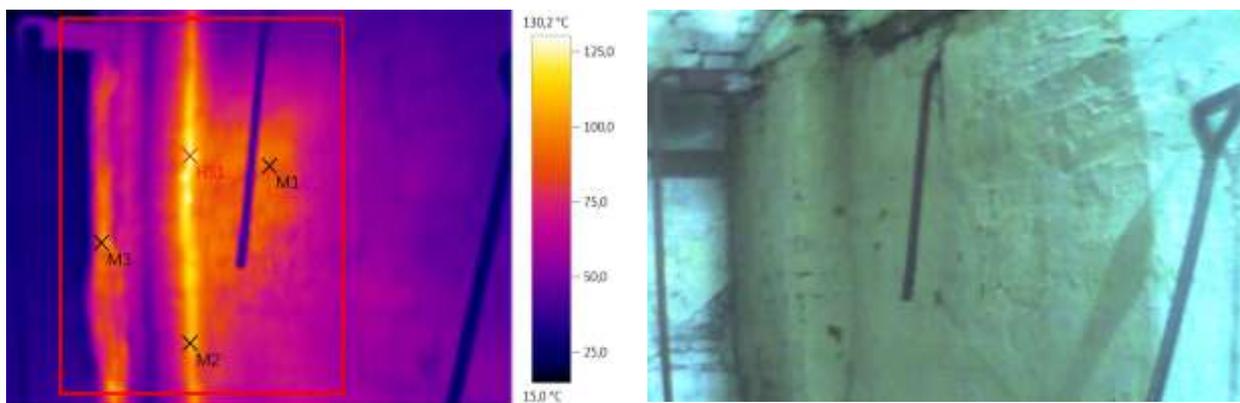
Нормативные потери в сетях в среднем за отопительный сезон составляют 86,82 Гкал.

Норма расхода условного топлива – 204,1 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2012 год составил 156,01 кг у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива – 332 тонны угля – и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 1047,85 Гкал. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается.

В ходе проведения работы были сделаны тепловизионные снимки котлоагрегатов.



На снимке представлен котлоагрегат ст.№1. Обмуровка котлоагрегата в некоторых местах нарушена, температура поверхности превышает допустимое нормативное значение, вследствие чего происходят потери тепловой энергии.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.8, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.8 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	1047,85	1047,85
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	32,50	32,50
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	86,82	86,82
Полезный отпуск	Гкал	928,53	928,53
Населению	Гкал	0,00	0,00
Бюджетным потребителям	Гкал	928,53	928,53
Прочим потребителям	Гкал	0,00	0,00
Расход топлива	н.т	463,20	332,00
Расход топлива	т у.т.	248,28	163,48
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	236,94	156,01

Из данной таблицы видно, что удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии не соответствует нормативному. Это объясняется отсутствием учёта выработки и отпуска тепловой энергии и, возможно, недоучётом поставки топлива в 2012 году. Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

#### 1.2.2.4. Котельная УП

В настоящее время котельная оснащена двумя котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~0,84 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.8.

**Таблица 1.8 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
Самодельный	-	1	0,6	0,3
КВР 0,63	-	2	0,6	0,5418

В котельной установлено 2 вентилятора поддува ВДН-4, 2 насоса К 80-50.

Котельная УП обеспечивает тепловой энергией население по ул. Почтовой и прочих потребителей.

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 0,148 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет около 375 м, объём сети 1,47 м<sup>3</sup>.

Расчётные нормативные потери в сетях, утверждённые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 119,95 Гкал.

Норма расхода условного топлива, утверждённая РСТ Забайкальского края, – 213,2 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2012 год составил 198,18 кг у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива – 229 тонны угля – и объёма тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 568,99 Гкал. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.9, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного

расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.9 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	568,99	568,99
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	15,18	15,18
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	119,95	119,95
Полезный отпуск	Гкал	433,85	433,85
Населению	Гкал	196,44	196,44
Бюджетным потребителям	Гкал	0	0,00
Прочим потребителям	Гкал	237,41	237,41
Расход топлива	н.т	272,4	229,00
Расход топлива	т у.т.	146,01	112,76
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	256,61	198,18

Из данной таблицы видно, что удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии не соответствует нормативному. В 2012 году он ниже нормативного, в 2011 намного превышает нормативный. Это объясняется отсутствием учёта выработки и отпуска тепловой энергии и, возможно, недоучётом поставки топлива в 2012 году. Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

#### **1.2.2.5. Котельная №9**

В настоящее время котельная оснащена двумя котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~1,0836 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.10.

**Таблица 1.10 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВр 0,63	2011	1	0,6	0,5418
КВр 0,63	2011	2	0,6	0,5418

В котельной установлено 2 насоса мощностью 11 кВт (К-90/30).

Давление подачи по установленным штатным приборам на момент сбора информации составляло 5,0 кгс/см<sup>2</sup>, давление обратки – 2,2 кгс/см<sup>2</sup>.

Для удаления уходящих газов установлена металлическая дымовая труба.

Котельная №9 обеспечивает тепловой энергией население по улицам Спортивная, Стадионная и Калинина, Административное здание и гараж ДОСААФ.

Присоединенная нагрузка потребителей составляет 0,341 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет около 540 м, объём сети 4,04 м<sup>3</sup>.

Нормативные потери в сетях в среднем за отопительный сезон составляют 197,41 Гкал.

Норма расхода условного топлива – 213,2 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2012 год составил 172,76 кг у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива – 446,7 тонны угля – и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 1273,2 Гкал. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.11, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.11 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	1273,15	1273,2
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	36,38	36,3778
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	197,41	197,41
Полезный отпуск	Гкал	1039,37	1039,37
Населению	Гкал	739,41	739,41
Бюджетным потребителям	Гкал	0,00	0
Прочим потребителям	Гкал	299,95	299,95
Расход топлива	н.т	585,80	446,7
Расход топлива	т у.т.	313,99	219,9551
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	246,6229	172,764

Из данной таблицы видно, что удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии не соответствует нормативному. Это объясняется отсутствием учёта выработки и отпуска тепловой энергии и, возможно, недоучётом поставки топлива в 2012 году. Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

#### **1.2.2.6. Котельная №2**

В настоящее время котельная оснащена двумя котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~2,58 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.11.

**Таблица 1.11 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВР 1,5 Б	2011	1	0,6	1,29
КВР 1,5 Б	2011	2	0,6	1,29

В котельной установлено 2 насоса К 80 мощностью 18,5 кВт, дымосос ДН-8.

Котельная №2 обеспечивает тепловой энергией население, бюджетные организации и прочих потребителей.

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 1,238 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С.

Протяженность водяных тепловых сетей в одноструйном исчислении составляет около 968 м, объём сети 23,755 м<sup>3</sup>.

Расчётные нормативные потери в сетях, утверждённые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 469,98 Гкал.

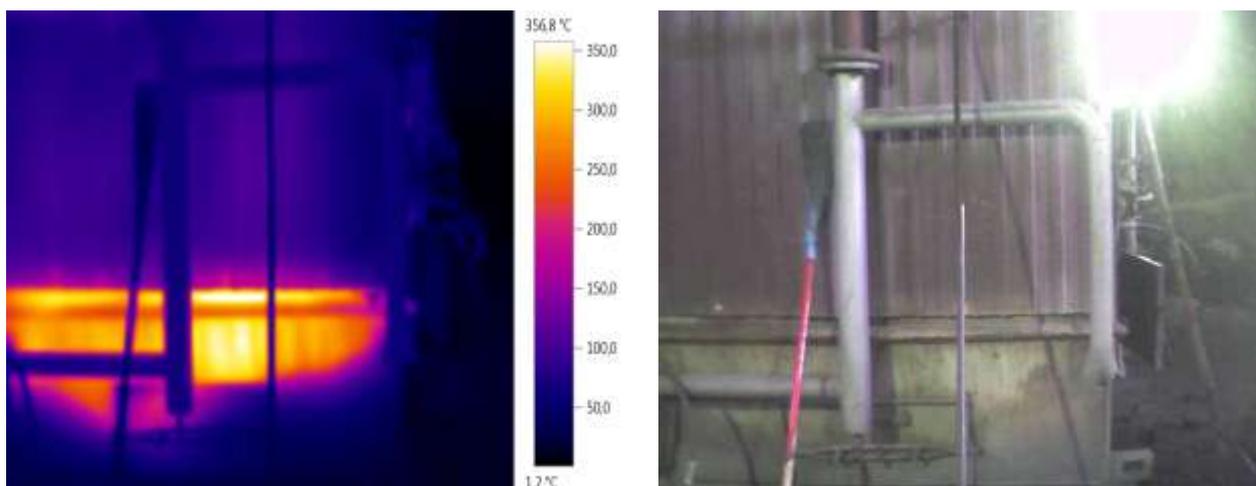
Норма расхода условного топлива, утверждённая РСТ Забайкальского края, – 204,1 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2012 год составил 197,7 кг у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива – 1741,2 тонны угля – и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 4335,97 Гкал. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование

котельной быстро изнашивается.

В ходе проведения работы были сделаны тепловизионные снимки котлоагрегатов.



На снимке видно, что состояние обмуровки котла неудовлетворительное, температура поверхности превышает допустимое нормативное значение, вследствие чего происходят потери тепловой энергии.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.12, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.12 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	4335,966	4335,97
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	130,7338	130,73
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	469,98	469,98
Полезный отпуск	Гкал	3735,252	3735,25
Населению	Гкал	911,33	911,33
Бюджетным потребителям	Гкал	2759,52	2759,52
Прочим потребителям	Гкал	64,41	64,41
Расход топлива	н.т	1907,1	1741,20
Расход топлива	т у.т.	1022,21	857,37
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	235,7504	197,7338

Из данной таблицы видно, что удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии не соответствует нормативному. В 2012 году он ниже нормативного, в 2011 намного превышает нормативный. Это объясняется отсутствием учёта выработки и отпуска тепловой энергии и, возможно, недоучётом поставки топлива в 2012 году.

Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

Ограждающие конструкции здания находятся в неудовлетворительном состоянии. В некоторых местах наблюдаются нарушение ограждающих конструкций и нарушение остекления.

### **1.2.2.7. Котельная №3**

В настоящее время котельная оснащена двумя котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~2,58 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.13.

**Таблица 1.13 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВР 1,74	2012	1	0,6	1,4964
КВР 1,74	2011	2	0,6	1,4964

В котельной установлены насосы К 200 и К 90 мощностью 22 кВт и 15 кВт соответственно, дымосос ДН-8.

Котельная №3 обеспечивает тепловой энергией население и прочих потребителей.

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 0,686 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в одноструйном исчислении составляет около 388 м, объём сети 2,902 м<sup>3</sup>.

Расчётные нормативные потери в сетях, утверждённые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 141,84 Гкал.

Норма расхода условного топлива для котельной №3, утверждённая РСТ Забайкальского края, – 204,1 кг у.т./Гкал.

Фактический удельный расход условного топлива за 2012 год составил 162,117 кг у.т./Гкал. Фактический удельный расход условного топлива высчитывается на основании фактически затраченного топлива – 765,00 тонн угля – и объема тепловой энергии, указанной в счетах на оплату с учетом сетевых потерь и собственных нужд котельной, т.е. 2323,54 Гкал. Реальную выработку и отпуск тепловой энергии возможно будет узнать только после установки приборов учета тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование

котельной быстро изнашивается.

Основные расчетные технико-экономические показатели работы котельной за 2011-2012 гг. представлены в таблице 1.14, в которой указаны показатели произведенной и отпущенной тепловой энергии (по выставленным абонентам счетам), фактическое потребление топлива (согласно выставленным счетам), расчётный норматив удельного расхода топлива, расход тепловой энергии на собственные нужды котельной.

**Таблица 1.14 - Динамика производства и отпуска тепловой энергии в 2011-2012 гг.**

Наименование показателя	Ед. изм.	2011	2012
Выработка тепловой энергии (по счетам)	Гкал	2323,545	2323,54
Расход тепла на собственные нужды (нормативные)	Гкал	73,77745	73,78
Получено со стороны	Гкал		
Потери в сети	Гкал	141,84	141,84
Полезный отпуск	Гкал	2107,927	2107,93
Населению	Гкал	2015,00	2015,00
Бюджетным потребителям	Гкал	0	0,00
Прочим потребителям	Гкал	92,93	92,93
Расход топлива	н.т	721,7	765,00
Расход топлива	т у.т.	386,83	376,69
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии	кг у.т./Гкал	166,4832	162,117

Из данной таблицы видно, что удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии не соответствует нормативному. В 2011 и 2012 году он ниже нормативного, что может говорить о недополучении прибыли от потребителей и, возможно, недоучётом поставки топлива. Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

Ограждающие конструкции здания находятся в неудовлетворительном состоянии. В некоторых местах наблюдаются нарушение ограждающих конструкций и некачественное остекление.

#### **Котельные ООО «Тепловик»:**

##### ***1.2.2.8. Котельная №1***

В настоящее время котельная оснащена тремя котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~4,92 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.15.

**Таблица 1.15 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВЦ 2,0	2013	1	0,59	1,72
КВ 1,6	2011	2	0,6	1,6
КВ 1,6	2011	3	0,6	1,6

В котельной установлены насосы К 100/30 и К 80/30 мощностью 18 кВт и 15 кВт соответственно, дымосос ДН-9.

Котельная №1 обеспечивает тепловой энергией население и бюджетных потребителей – школу №1, гараж школы и детский сад «Малыш».

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 1,074 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С.

Протяженность водяных тепловых сетей в однетрубном исчислении составляет около 840 м, объем сети 8,65 м<sup>3</sup>.

Расчетные нормативные потери в сетях, утверждённые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 331,07 Гкал.

Норма расхода условного топлива для котельной №1, принятая РСТ Забайкальского края, – 247,6 кг у.т./Гкал.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается.

Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

Ограждающие конструкции здания находятся в удовлетворительном состоянии. В котельной висят предупреждающие указатели, в наличии пожарный уголок.

#### **1.2.2.9. Котельная №6**

В настоящее время котельная оснащена двумя водогрейными котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~1,08 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.16.

**Таблица 1.16 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВР 0,63-95	2012	1	0,6	0,54
КВР 0,63-95	2012	2	0,6	0,54

В котельной установлено два насоса К 80/30 мощностью 15 кВт, что больше, чем необходимо для качественного теплоснабжения подключённых потребителей. При возможности рекомендуется перевести на насосы меньшей мощности.

Котельная №6 обеспечивает тепловой энергией население по ул. Погодаева и частного потребителя ООО «Александр».

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 0,639 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей. Котельная убыточная в связи с незагруженностью.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°С.

Протяженность водяных тепловых сетей в однострубно́м исчислении составляет около 170 м, объём сети 2,67 м<sup>3</sup>.

Расчётные нормативные потери в сетях, принятые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 73,8 Гкал.

Норма расхода условного топлива для котельной №6, принятая РСТ Забайкальского края, – 247,6 кг у.т./Гкал.

На котельной имеется свой водозабор. Скважина новая, установлена на 150 м выше. Качество воды данной скважины лучше по котельным г.п. Карымское. С данной скважины планируется обеспечивать водой весь микрорайон.

Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

Ограждающие конструкции здания котельной находятся в неудовлетворительном состоянии. Имеются щели в верхней части стен зданий котельной.

В котельной висят предупреждающие указатели, в наличии пожарный уголок.

#### **1.2.2.10. Котельная №7**

Котельная №7 оснащена двумя водогрейными котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~1,5 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.17.

**Таблица 1.17 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВТ-75 БМ	1	0,3	0,75
КВТ-75 БМ	2	0,3	0,75

В котельной установлено два насоса К 80/30 мощностью 11 кВт.

Тепловая энергия от котельной №7 поступает населению по ул. Рабочая д.45, частному потребителю - магазин «Флагман» и на собственное потребление ООО «Тепловик» по адресу ул. Заводская д.6.

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 0,386 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в однотрубном исчислении составляет около 692 м, объем сети 5,17 м<sup>3</sup>.

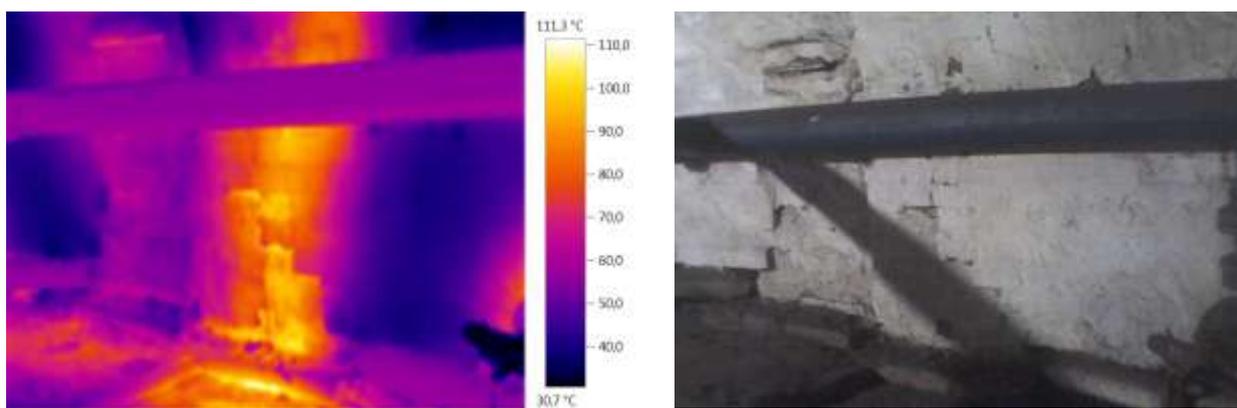
Расчётные нормативные потери в сетях, принятые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 252,97 Гкал.

Норма расхода условного топлива для котельной №7, принятая РСТ Забайкальского края, – 247,6 кг у.т./Гкал.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается. Котлам приходится проводить капитальный ремонт или менять на новые.

Достоверный, качественный анализ работы котельной возможно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

В ходе проведения работы были сделаны тепловизионные снимки котлоагрегатов.



На снимке видно, что состояние обмуровки задней стенки котла неудовлетворительное,

температура поверхности превышает допустимое нормативное значение, вследствие чего происходят потери тепловой энергии.

#### **1.2.2.11. Котельная №4**

В настоящее время котельная оснащена пятью водогрейными котлами с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~11,6 Гкал/час. Марки, характеристики, даты установки котлов сведены в таблицу 1.18.

**Таблица 1.18 - Характеристики котлоагрегатов**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВР 2,5	2013	1	2,5	2,2
КВР 2,5	2012	2	2,5	2,2
КВР 2,5	2012	3	2,5	2,2
КВР 2,5	2012	4	2,5	2,2
КЕ 4-14	-	5	1,3	2,8

Котельная №4 обеспечивает тепловой энергией население по ул. Ленинградская, Верхняя и ул. Пионерская, бюджетных потребителей (в том числе весь комплекс ЦРБ) и сторонних потребителей.

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 3,4468 Гкал/час, присоединенная нагрузка на ГВС 0,263 Гкал/час (или 1501,15 Гкал/год), присоединенная нагрузка на вентиляцию (хирургия, поликлиника) – 0,1549 Гкал/год.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в однотрубном исчислении составляет около 1557 м, объем сети 75,681 м<sup>3</sup>.

Расчетные нормативные потери в сетях, принятые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 844,03 Гкал.

Норма расхода условного топлива для котельной №6, принятая РСТ Забайкальского края, – 247,61 кг у.т./Гкал. Достоверный, качественный анализ работы котельной можно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается. Котлам приходится проводить капитальный ремонт или менять на новые.

### 1.2.2.12. Котельная ИП Плахин К.В.

В настоящее время котельная оснащена одним водогрейным котлом с ручной подачей топлива.

Установленная мощность котельной составляет ~1 Гкал/час. Марка, характеристика котла сведена в таблицу 1.19.

**Таблица 1.19 - Характеристика котла**

Марка	Год ввода в эксплуатацию	Станционный номер котла	Рабочее давление, МПа	Номинальная производительность, Гкал/час
КВс-1,16	2012	1	2,5	1
«Самоварный»	2000	2	2	Выведен из эксплуатации

Котельная обеспечивает тепловой энергией нужды «Хлебозавода» и население по ул. Набережная 4,6.

Присоединенная нагрузка потребителей на отопление составляет 0,49 Гкал/час.

Запас установленной мощности котельной позволяет присоединить к себе дополнительных потребителей, однако требуется замена старого «Самоварного» котла на новый для обеспечения резерва на случай аварийной ситуации с первым котлом.

От котельной отпускается тепловая энергия в виде горячей воды с температурным графиком 95-70°C.

Протяженность водяных тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет около 148 м.

Помесячная динамика отпуска тепловой энергии отсутствует.

По имеющимся Плановым показателям подлежащих раскрытию в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии выработка и отпуск составляет

- Объем вырабатываемой тепловой энергии – 1 462 Гкал;
- Отпуск тепловой энергии на технологические нужды производства – 958 Гкал;
- Объем тепловой энергии, отпускаемой сторонним потребителям – 504 Гкал
- Технологические потери тепловой энергии при передаче – 17 Гкал или 4,30 %.

Расчётные нормативные потери в сетях, принятые РСТ Забайкальского края, в среднем за отопительный сезон составляют 17 Гкал.

Норма расхода условного топлива для котельной, принятая РСТ Забайкальского края, – 277 кг у.т./Гкал. Достоверный, качественный анализ работы котельной можно провести только после установки приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии.

В связи с низким качеством воды и отсутствием химводоподготовки оборудование котельной быстро изнашивается. Котлы приходится заменять его новым, раньше нормативного срока эксплуатации.

### **1.1.1. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии**

В соответствии с Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок (ПТЭТЭ) для рассматриваемого энергетических объектов производится периодическая экспертиза промышленной безопасности опасного производственного объекта. Под экспертизу для котельных подпадают дымовые трубы.

На основании предоставленной информации следует вывод, что запреты на дальнейшую эксплуатацию источников тепловой энергии отсутствуют.

### **Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты"**

#### **1.2.1. Общие положения**

Транспорт тепла от источника осуществляется по магистральным и распределительным тепловым сетям. Схема теплоснабжения от котельных тупиковая. Регулирование отпуска тепловой энергии потребителям принято качественным способом по температуре наружного воздуха в соответствии с утвержденными температурными графиками для каждой котельной при расчетной температуре наружного воздуха -38 °С.

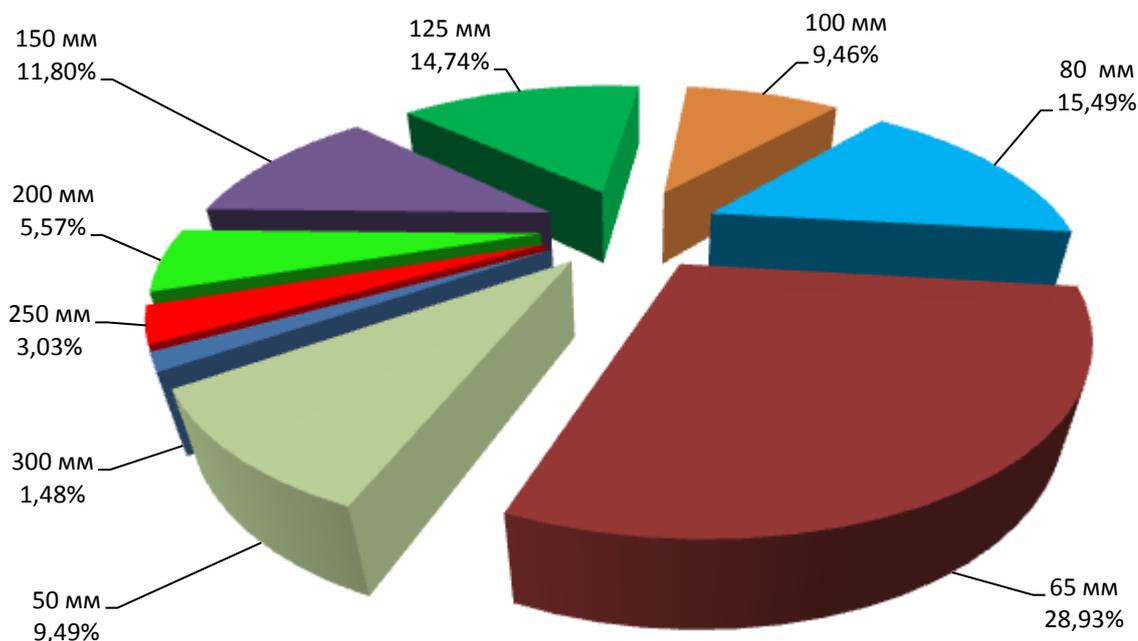
Время работы тепловой сети ограничено отопительным сезоном, в межотопительный сезон горячее водоснабжение отсутствует.

Общая протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении составляет 9,62 км.

Длины трубопроводов и температурные графики котельных представлены в таблице 1.20, а на рисунке 1.3 – деление тепловых сетей по диаметрам.

**Таблица 1.20 - Протяженность тепловых сетей от источников тепловой энергии**

Наименование котельной	Вид теплоносителя	Протяженность тепловых сетей в 2-х трубном исчислении, м	Температурный график, °С
ООО «Тепловик»			
Котельная №1	Вода	840	75/60
Котельная № 4	Вода	1557	95/70
Котельная № 6	Вода	170	95/70
Котельная №7	Вода	692	75/70
ООО «Коммунальник»			
Центральная	Вода	1806	95/70
Баня	Вода	925	75/60
Котельная УП	Вода	375	75/60
Котельная №2	Вода	968	75/60
Котельная №3	Вода	388	75/60
Котельная №8	Вода	200	75/60
Котельная №9	Вода	540	75/60
ФГУ Комбинат «Байкал»			
Котельная	Вода	1199	75/60
ИП Плахин К.В.			
Котельная	Вода	148	95/70



*Рисунок 1.3 – Доля тепловых сетей по условным диаметрам*

Прокладка всех тепловых сетей – двухтрубная с закрытым водоразбором, фактически имеется несанкционированный слив воды из радиаторов на нужды ГВС.

Тип присоединения потребителей к тепловым сетям – непосредственное, без смешения для систем без ГВС. В домах, где установлены ИТП, производится элеваторное смешение.

В связи с низким качеством воды и быстрым входом из строя оборудования ИТП температура на горячее водоснабжение регулируется в «ручном» режиме в рамках допуска требований СанПиН и СНиП.

Аварийность на сетях во время отопительного сезона со сверхнормативным отключением зданий практически отсутствует, малочисленные прорывы трубопроводов бывают только во время гидравлических испытаний системы и устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

Приборы коммерческого учёта тепловой энергии на котельных отсутствуют, у потребителей приборы учета имеются только в нескольких жилых зданиях, при этом некоторые работают в тестовом режиме. Учет тепловой энергии, отпущенной котельными в тепловые сети, определяется расчетным методом.

Бесхозяйные сети по данным администрации отсутствуют.

По имеющейся информации, наибольшая часть тепловых сетей проложена менее 5 лет назад (это свидетельствует о низкой степени износа – менее 20%), следовательно, в соответствии с пунктом 123 постановления Правительства Российской Федерации от 08.08.2012 №808, рассматриваемые теплопроводы относятся к категории надежных сетей.

Наибольшую долю переложенных сетей составляют распределительные сети. Внутриквартальные сети перекадываются чрезвычайно ограниченно. Перекадка теплосетей обусловлена, как правило, аварийными ситуациями на существующих сетях. После перекадки сетей наладка не производилась, в связи с этим приходится повышать параметры теплоносителя для обеспечения качественным теплоснабжением всех потребителей.

На территории городского поселения преимущественно используется подземный способ канальной прокладки теплосетей. Надземная прокладка имеет ограниченные объемы.

Изоляция тепловых сетей выполнена современной изоляцией из пенополиуретана (ППУ), старые участки теплоизолированы минеральными матами.

В качестве компенсирующих устройств на магистральных и распределительных тепловых сетях используются преимущественно «П»-образные компенсаторы и естественные повороты тепловых сетей.

Из анализа исходной информации следует, что рассматриваемые тепловые сети в целом находятся в хорошем состоянии.

Имеет место явное завышение диаметров трубопроводов, что в свою очередь создает дополнительные тепловые потери, а на некоторых участках потери равны потребляемой тепловой энергии потребителем.

### **1.2.2. Насосные станции**

На тепловых сетях отсутствуют повысительные насосные станции.

### **1.2.3. Характеристики тепловых камер, павильонов и арматуры**

Тепловые камеры на магистральных и внутриквартальных тепловых сетях выполнены в подземном исполнении и имеют следующие конструктивные особенности:

- основание тепловых камер – монолитное железобетонное;
- стены тепловых камер выполнены в железобетонном исполнении из блоков или кирпича; имеется небольшой процент тепловых камер с исполнением стен монолитным железобетоном;
- перекрытие тепловых камер выполнено из сборного железобетона.

В качестве секционирующей арматуры на магистральных тепловых сетях выступают стальные клиновые литые задвижки с выдвижным шпинделем.

### **1.2.4. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их особенностей**

Регулирование отпуска тепловой энергии осуществляется качественным способом, т.е. изменением температуры теплоносителя в подающем трубопроводе в зависимости от

температуры наружного воздуха. Фактические графики работы источников тепловой энергии 95/70 °С и 75/60 °С. Утвержденный график ООО «Тепловик» рассчитан на абсолютный минимум температуры -45°С с подачей теплоносителя температурой 80°С.

На территории города принята открытая система ГВС с непосредственным разбором теплоносителя из подающего трубопровода. Отпуск теплоносителя в сеть от котельной осуществляется в отопительный сезон.

Среднемесячные температуры наружного воздуха, в соответствии с которыми осуществляется регулирование отпуска тепловой энергии согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология», представлены в таблице 1.20.

**Таблица 1.21 - Среднемесячные температуры наружного воздуха**

Месяц	Среднемесячная температура наружного воздуха, °С
Январь	-22,1
Февраль	-19,5
Март	-10,2
Апрель	-0,4
Май	8
Июнь	14,4
Июль	16,9
Август	14,2
Сентябрь	7,1
Октябрь	-1,4
Ноябрь	-12,5
Декабрь	-19,9

Объем тепловой энергии, отпущенной потребителям, из года в год носит неравномерный характер. Это вызвано колебаниями температуры воздуха и продолжительностью отопительного периода, а также изменением подключенных тепловых нагрузок.

#### **1.2.5. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики**

Гидравлические режимы отпуска тепловой энергии от источников рассмотрены в разделе 1.6.3 части 6 главы 1.

На территории жилой застройки отсутствуют центральные и квартальные тепловые пункты, осуществляющие регулирование отпуска тепловой энергии группам потребителей. Необходимые параметры гидравлического режима тепловой сети обеспечиваются сетевыми насосами, установленными на источниках теплоснабжения.

Потребители подключены по непосредственным схемам с наличием/отсутствием водоразбора на нужды ГВС.

Типовые схемы подключения потребителей к системе централизованного теплоснабжения представлены на рисунках 1.4 – 1.6. Существенным недостатком таких схем является невозможность автоматического регулирования потребления тепловой энергии жилыми и административными зданиями. Однако главным преимуществом схемы является простота, т.е. схема не требует обязательного наличия такого дорогостоящего оборудования, как насосы, регулирующие клапаны и пр.

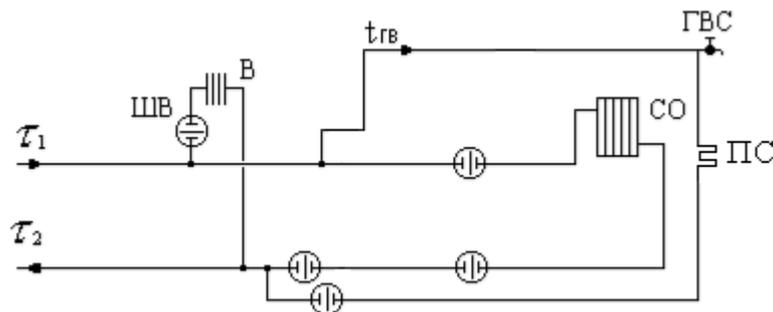


Рисунок 1.4 – Потребитель с открытым водоразбором на ГВС и непосредственным присоединением к системе отопления

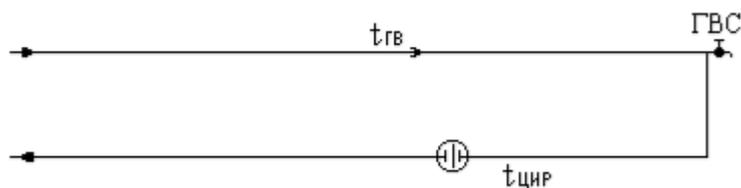


Рисунок 1.5 – Потребитель с открытым водоразбором и циркуляционной линией

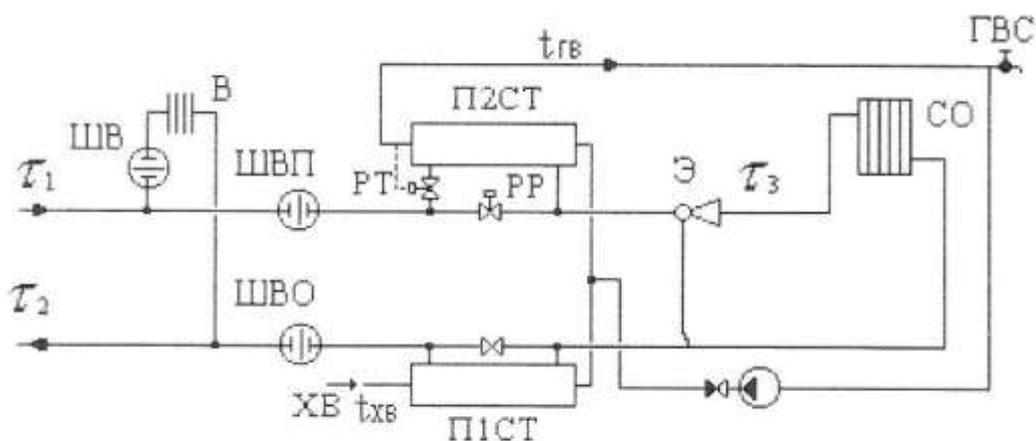


Рисунок 1.6 Местный тепловой пункт с двухступенчатым последовательным подключением подогревателей ГВС и элеваторным присоединением СО

### 1.2.6. Анализ нормативных и фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится согласно Приказу Минэнерго России № 325 от 30.12.2008 года «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя» (далее – Порядок).

В соответствии с требованиями Порядка для каждого отрезка трубопровода собиралась информация о наружном диаметре и длине трубопровода, виде прокладки и годе ввода трубопровода в эксплуатацию.

Расчет производится отдельно для подающего и обратного трубопроводов, проложенных подземным способом.

При большом количестве трубопроводов различных диаметров предварительно проводилась сортировка трубопроводов по диаметрам с суммированием длин трубопроводов одинаковых диаметров, и, в дальнейшем, расчёт выполнялся для суммарных длин трубопроводов каждого диаметра. При этом в соответствии с указаниями Порядка также отдельно учитывались трубопроводы, введённые в эксплуатацию до 1990 года, с 1991 по 1998 год, с 1999 по 2003 год и с 2004 года.

В результате была получена таблица, в которой трубопроводы рассортированы по диаметрам и по периодам ввода в эксплуатацию.

В этой таблице определялись также материальные характеристики, представляющие собой сумму произведений диаметра каждого отрезка трубопровода на его длину, и ёмкость тепловой сети.

Следующим шагом расчёта являлся сбор информации о длительности отопительных периодов и среднемесячных температурах наружного воздуха, температур в подающем и обратном трубопроводах и температуры подпиточной воды.

Последней информацией, необходимой для расчёта нормированных потерь в сетях теплоснабжения, являются нормы тепловых потерь изолированными трубопроводами при фиксированных разностях температур теплоносителя и окружающей среды, приведённые в приложениях к Порядку.

Расчет потерь через изоляцию проводился отдельно для каждого диаметра трубопроводов:

$$Q_n = L_n * \beta * q_n * n * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

где  $Q_n$  – потери тепла трубопроводами данного диаметра, Гкал;

$L_n$  – суммарная длина трубопроводов в двухтрубном исчислении, м;

Потери тепла с нормированной утечкой теплоносителя, составляющей согласно Порядку 0,25% емкости трубопроводов тепловой сети в час, определяются по формуле:

$$Q_{ут} = 0,0025 * V * \rho * c * (0,75 * t_{под} + 0,25 * t_{обр} - t_{п.в}) * n * 24 * 10^{-6}, \text{ Гкал}$$

где  $V$  – суммарный объем сети и систем теплоснабжения для данного периода, м<sup>3</sup>;

$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$  – плотность воды;

$c = 1 \text{ ккал/кг} \cdot ^\circ\text{C}$  – теплоемкость воды;

$t_{п.в}$  – температура подпитывающей воды,  $^\circ\text{C}$ .

Общие нормированные потери тепловой энергии в отопительный период определяются суммированием потерь, рассчитанных для всех диапазонов времени ввода трубопроводов в эксплуатацию, и потерь с утечкой.

Исходными данными для расчёта нормативов технологических потерь являются среднемесячные температуры наружного воздуха, теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, диаметры и длины всех трубопроводов, длительность отопительного периода.

Среднемесячные температуры наружного воздуха, теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах из СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» и температурного графика поставщика тепловой энергии.

Информация о каждом типе трубопровода сети теплоснабжения приведена в таблице 1.22. При расчёте нормированных потерь используется диаметр трубопровода, его длина, тип прокладки – канальная, теплоизоляция – ППУ, год прокладки после 2004 г.

**Таблица 1.22 - Информация о каждом трубопроводе сети теплоснабжения**

Диаметр трубопровода, мм	Центральная котельная	Котельная баня	Котельная ИП Плахин	Котельная УП	Котельная №8	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №9	Котельная Байкал	Котельная №4	Котельная №1	Котельная №6	Котельная №7	Всего
	Длина трубопроводов в двухтрубном исчислении, м													
300 мм										145				145
250 мм	54									242				296
200 мм	292									252				544
150 мм	742	230							100	81				1153
125 мм						968			255	217				1440
100 мм	269	165			200				120			170		924
80 мм	305	185	133						50		840			1513
65 мм		345	15				388	540	226	620			692	2826
50 мм	144			375					408					927
<b>Сумма:</b>	<b>1806</b>	<b>925</b>	<b>148</b>	<b>375</b>	<b>200</b>	<b>968</b>	<b>388</b>	<b>540</b>	<b>1159</b>	<b>1557</b>	<b>840</b>	<b>170</b>	<b>692</b>	<b>9768</b>

Всего протяженность водяной сети теплоснабжения составляет **9768** метров в двухтрубном исчислении.

Материальная характеристика сети теплоснабжения равна **1124 м<sup>2</sup>**, ёмкость равна **211,95 м<sup>3</sup>**.

В соответствии с данными утверждёнными в РСТ тепловые потери составляют 3824,12

### **1.2.7. Наличие коммерческих приборов учета тепловой энергии и теплоносителя, уровень автоматизации, защита от превышения давления**

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении, и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления Закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета используемых воды, природного газа, тепловой энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

В котельных коммерческие приборы учета отсутствуют, имеется несколько жилых зданий, использующих тепловые счетчики в тестовом режиме без передачи данных сетевой организации.

Современного оборудования автоматизации ни на котельных, ни в ИТП в настоящее время не установлено.

Защита тепловых сетей от превышения давления не предусмотрена.

### **1.2.8. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) восстановлений и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет**

Согласно данным об инцидентах на тепловых сетях за отопительный сезон 2009-2013 гг., документально зафиксированных аварий на трубопроводах не возникало, имелись инциденты, которые было устранены в кратчайшие сроки без отключения потребителей.

Потребители тепловой энергии по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, в отношении которых не допускается перерывов в подаче тепловой энергии и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями-ми;

- вторая категория – потребители, в отношении которых допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч;

- ✓ жилых и общественных зданий до 12 °С;

✓ промышленных зданий до 8 °С;

- третья категория – остальные потребители.

При аварийных ситуациях на источнике тепловой энергии или в тепловых сетях в течение всего ремонтно-восстановительного периода должны обеспечиваться (если иные режимы не предусмотрены договором теплоснабжения):

- подача тепловой энергии (теплоносителя) в полном объеме потребителям первой категории;
- подача тепловой энергии (теплоносителя) на отопление и вентиляцию жилищно-коммунальным и промышленным потребителям второй и третьей категорий в размерах, указанных в таблице 1.23;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный режим расхода пара и технологической горячей воды;
- согласованный сторонами договора теплоснабжения аварийный тепловой режим работы неотключаемых вентиляционных систем;
- среднесуточный расход теплоты за отопительный период на горячее водоснабжение (при невозможности его отключения).

**Таблица 1.23– Допустимое снижение подачи тепловой энергии**

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t °С (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92)				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Как отмечалось выше, аварийные ситуации, возникающие на тепловых сетях, устраняются в кратчайшие сроки. Ремонт системы теплоснабжения занимает, как правило, не более 36 ч.

### **1.2.9. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов**

ООО «Тепловик» и ООО «Коммунальщик» выполняет ряд процедур диагностики состояния тепловых сетей, планирования капитальных и текущих ремонтов. По результатам осмотра оборудования тепловой сети и самой трассы при обходах оценивают состояние оборудования, трубопроводов, строительно-изоляционных конструкций, интенсивность и опасность процесса наружной коррозии труб и намечают необходимые мероприятия по устранению выявленных дефектов или неполадок. Дефекты, которые не могут быть устранены без отключения теплопровода, но не представляющие непосредственной опасности для надежной эксплуатации, заносят в журнал ремонтов для

ликвидации в период ближайшего останова теплопровода или в период ремонта. Дефекты, которые могут вызвать аварию в сети, устраняют немедленно. Все виды работ осуществляются по Программе, утверждаемой главным инженером предприятия. **Методы технической диагностики, осуществляемые на сетях эксплуатационной ответственности ООО «Тепловик» и ООО «Коммунальщик»:**

**Опрессовка на прочность повышенным давлением (гидравлические испытания).**

Метод применяется и был разработан с целью выявления ослабленных мест трубопровода в ремонтный период и исключения появления повреждений в отопительный период. Он имел долгий период освоения и внедрения, но в настоящее время показывает низкую эффективность 20 – 40%. То есть только 20% повреждений выявляется в ремонтный период и 80% уходит на период отопления. Метод применяется в комплексе оперативной системы сбора и анализа данных о состоянии теплопроводов. Участки тепловых сетей, не прошедшие гидравлические испытания, подвергаются ремонту и устранению всех выявленных дефектов

**Ревизия запорной арматуры.**

Вся запорная арматура перед установкой и пуском в эксплуатацию проходит предварительную проверку, в ходе которой проверяется ее соответствие проекту, наличие паспорта изготовителя, сертификата соответствия, отсутствие таких дефектов, как трещины и раковины, свободный ход штока, комплектация и. т. д. В случае нарушений по одному из пунктов принимается решение о возврате. Перед монтажом запорная арматура должна пройти ревизию, которой предусматривается:

- разборка арматуры без демонтажа запорной и регулирующей части штока;
- очистка и смазка ходовой части;
- проверка уплотнительных поверхностей;
- обратная сборка с установкой прокладок, набивкой сальника и проверкой плавности хода штока;
- гидравлические испытания на плотность и прочность.

Кроме того, ревизии подвергается вся арматура, нормативный срок эксплуатации которой истек.

**В настоящее время теплосетевыми и теплоснабжающими организациями на территории России применяются более современные методы диагностики состояния тепловых сетей. Следует выделить перспективные методы технической диагностики, не нашедшие применения на Предприятии, которые в ближайшей перспективе могут использоваться в дополнение к существующим методам:**

### **Шурфовка трубопроводов тепловых сетей.**

Применяется для контроля состояния подземных теплопроводов, теплоизоляционных и строительных конструкций. Число ежегодно проводимых плановых шурфовок устанавливаются в зависимости от протяженности сети, типов прокладки и теплоизоляционных конструкций и количества коррозионных повреждений труб. На каждые 5 км трассы должно быть не менее одного шурфа. На новых участках сети шурфовки производят начиная с третьего года эксплуатации. Эксплуатирующая организация должна иметь специальную схему тепловой сети, на которой отмечают места и результаты шурфовок, места аварийных повреждений и затопления трассы, переложенные участки.

### **Метод акустической диагностики.**

Используются корреляторы усовершенствованной конструкции. Метод имеет перспективу как информационная составляющая в комплексе методов мониторинга состояния действующих теплопроводов, он хорошо вписывается в процесс эксплуатации и конструктивные особенности прокладок тепловых сетей.

### **Тепловая аэросъемка в ИК-диапазоне.**

Метод очень эффективен для планирования ремонтов и выявления участков с повышенными тепловыми потерями. Съемку необходимо проводить весной (март-апрель) и осенью (октябрь-ноябрь), когда система отопления работает, но снега на земле нет. Недостатком метода является высокая стоимость проведения обследования.

### **Метод акустической эмиссии.**

Метод, проверенный в мировой практике и позволяющий точно определять местоположение дефектов стального трубопровода, находящегося под изменяемым давлением, но по условиям применения на действующих теплосетях имеет ограниченную область использования.

### **Метод магнитной памяти металла.**

Метод хорош для выявления участков с повышенным напряжением металла при непосредственном контакте с трубопроводом ТС. Используется там, где можно прокатывать каретку по голому металлу трубы, этим обусловлена и ограниченность его применения.

### **Метод наземного тепловизионного обследования с помощью тепловизора.**

При доступной поверхности трассы, желательно с однородным покрытием, наличием точной исполнительной документации, с применением специального программного обеспечения, может очень хорошо показывать состояние обследуемого

участка. По вышеназванным условиям применение возможно только на 10% старых прокладок. В некоторых случаях метод эффективен для поиска утечек.

### Метод магнитной томографии металла теплопроводов с поверхности земли.

Метод имеет мало статистики и пока трудно сказать о его эффективности в условиях города.

Схема формирования плана проектирования переключений на основе данных мониторинга состояния прокладок теплосетей представлена на рисунке 1.7.

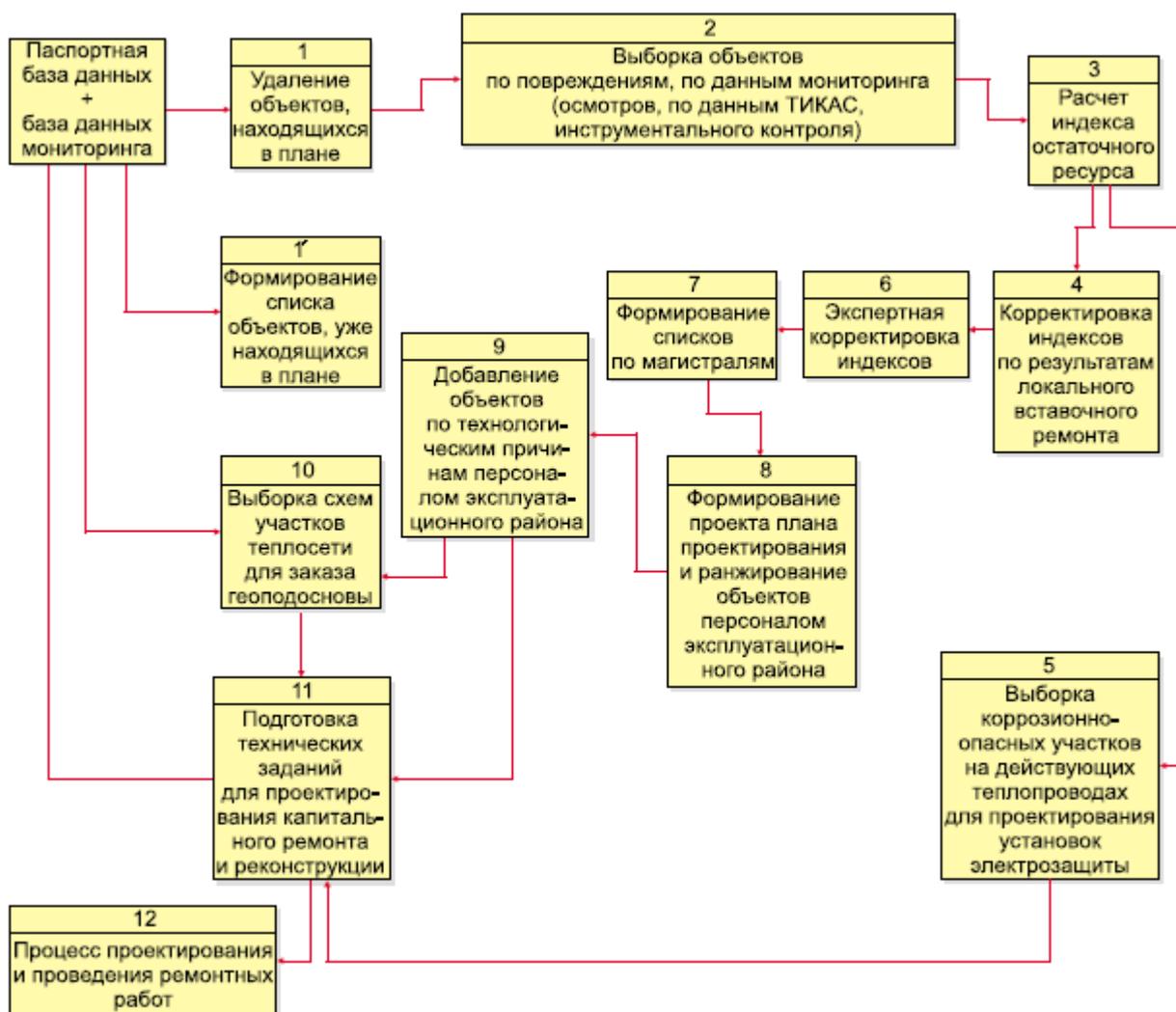


Рисунок 1.7 – Схема формирования плана проектирования и переключений

Общая протяженность тепловых сетей 9,62 км. Около 20% теплосетей имеют повышенную степень износа. Это означает, что для поддержания надежности теплоснабжения городского поселения и обеспечения безопасности необходимо в короткий летний (ремонтный) период найти самые опасные (ненадежные) места и локально заменить их новыми трубами. Помимо этого нужно проанализировать данные о состоянии наиболее протяженных теплопроводов и выбрать участки, в первую очередь

требующие реконструкции или капитального ремонта. Последнюю операцию необходимо произвести в течение одного месяца после завершения опрессовок.

#### **1.2.10. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей**

Согласно п.6.82 МДК 4-02.2001 «Типовая инструкция по технической эксплуатации тепловых сетей систем коммунального теплоснабжения»:

Тепловые сети, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться следующим испытаниям:

- гидравлическим испытаниям с целью проверки прочности и плотности трубопроводов, их элементов и арматуры; испытаниям на максимальную температуру теплоносителя (температурным испытаниям) для выявления дефектов трубопроводов и оборудования тепловой сети, контроля над их состоянием, проверки компенсирующей способности тепловой сети;
- испытаниям на тепловые потери для определения фактических тепловых потерь теплопроводами в зависимости от типа строительно-изоляционных конструкций, срока службы, состояния и условий эксплуатации;
- испытаниям на гидравлические потери для получения гидравлических характеристик трубопроводов;
- испытаниям на потенциалы блуждающих токов (электрическим измерениям для определения коррозионной агрессивности грунтов и опасного действия блуждающих токов на трубопроводы подземных тепловых сетей).

Все виды испытаний должны проводиться отдельно. Совмещение во времени двух видов испытаний не допускается.

На каждый вид испытаний должна быть составлена рабочая программа, которая утверждается главным инженером органа эксплуатации тепловых сетей (далее по тексту – ОЭТС).

При получении тепловой энергии от источника тепла, принадлежащего другой организации, рабочая программа согласовывается с главным инженером этой организации.

За два дня до начала испытаний утвержденная программа передается диспетчеру ОЭТС и руководителю источника тепла для подготовки оборудования и установления требуемого режима работы сети.

Рабочая программа испытания должна содержать следующие данные:

- задачи и основные положения методики проведения испытания;
- перечень подготовительных, организационных и технологических мероприятий;
- последовательность отдельных этапов и операций во время испытания;
- режимы работы оборудования источника тепла и тепловой сети (расход и параметры теплоносителя во время каждого этапа испытания);
- схемы работы насосно-подогревательной установки источника тепла при каждом режиме испытания;
- схемы включения и переключений в тепловой сети;
- сроки проведения каждого отдельного этапа или режима испытания;
- точки наблюдения, объект наблюдения, количество наблюдателей в каждой точке;
- оперативные средства связи и транспорта;
- меры по обеспечению техники безопасности во время испытания;
- список ответственных лиц за выполнение отдельных мероприятий.

Руководитель испытания перед началом испытания должен выполнить следующие действия:

- проверить выполнение всех подготовительных мероприятий;
- организовать проверку технического и метрологического состояния средств измерений согласно нормативно-технической документации;
- проверить отключение предусмотренных программой ответвлений и тепловых пунктов;
- провести инструктаж всех членов бригады и сменного персонала по их обязанностям во время каждого отдельного этапа испытания, а также мерам по обеспечению безопасности непосредственных участников испытания и окружающих лиц.

Гидравлическое испытание на прочность и плотность тепловых сетей, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено после капитального ремонта до начала отопительного периода. Испытание проводится по отдельным отходящим от источника тепла магистралям при отключенных водонагревательных установках источника тепла, отключенных системах теплоснабжения, при открытых воздушниках на тепловых пунктах потребителей. Магистрали испытываются целиком или по частям в зависимости от технической возможности обеспечения требуемых параметров, а также наличия оперативных средств связи между диспетчером ОЭТС, персоналом источника тепла и бригадой, проводящей испытание, численности персонала, обеспеченности транспортом.

Каждый участок тепловой сети должен быть испытан пробным давлением, минимальное значение которого должно составлять 1,25 рабочего давления. Значение давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с указанными правилами и с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем ОЭТС в допустимых пределах, указанных выше.

При гидравлическом испытании на прочность и плотность давление в самых высоких точках тепловой сети доводится до значения пробного давления за счет давления, развиваемого сетевым насосом источника тепла или специальным насосом из опрессовочного пункта.

При испытании участков тепловой сети, в которых по условиям профиля местности сетевые и стационарные опрессовочные насосы не могут создать давление, равное пробному, применяются передвижные насосные установки и гидравлические прессы.

Длительность испытаний пробным давлением устанавливается главным инженером ОЭТС, но должна быть не менее 10 мин с момента установления расхода подпиточной воды на расчетном уровне. Осмотр производится после снижения пробного давления до рабочего.

Тепловая сеть считается выдержавшей гидравлическое испытание на прочность и плотность, если при нахождении ее в течение 10 мин под заданным пробным давлением значение подпитки не превысило расчетного давления.

Температура воды в трубопроводах при испытаниях на прочность и плотность не должна превышать 40 °С.

Периодичность проведения испытания тепловой сети на максимальную температуру теплоносителя (далее - температурные испытания) определяется руководителем ОЭТС.

Температурным испытаниям должна подвергаться вся сеть от источника тепла до тепловых пунктов систем теплоснабжения.

Температурные испытания должны проводиться при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

За максимальную температуру следует принимать максимально достижимую температуру сетевой воды в соответствии с утвержденным температурным графиком регулирования отпуска тепла на источнике.

Температурные испытания тепловых сетей, находящихся в эксплуатации длительное время и имеющих ненадежные участки, должны проводиться после ремонта и предварительного испытания этих сетей на прочность и плотность, но не позднее чем за 3 недели до начала отопительного периода.

Температура воды в обратном трубопроводе при температурных испытаниях не должна превышать 90 °С. Попадание высокотемпературного теплоносителя в обратный трубопровод не допускается во избежание нарушения нормальной работы сетевых насосов и условий работы компенсирующих устройств.

Для снижения температуры воды, поступающей в обратный трубопровод, испытания проводятся с включенными системами отопления, присоединенными через смесительные устройства (элеваторы, смесительные насосы) и водоподогреватели, а также с включенными системами горячего водоснабжения, присоединенными по закрытой схеме и оборудованными автоматическими регуляторами температуры.

На время температурных испытаний от тепловой сети должны быть отключены:

- отопительные системы детских и лечебных учреждений;
- неавтоматизированные системы горячего водоснабжения, присоединенные по закрытой схеме;
- системы горячего водоснабжения, присоединенные по открытой схеме;
- отопительные системы с непосредственной схемой присоединения;
- калориферные установки.

Отключение тепловых пунктов и систем теплопотребления производится первыми со стороны тепловой сети задвижками, установленными на подающем и обратном трубопроводах тепловых пунктов, а в случае неплотности этих задвижек - задвижками в камерах на ответвлениях к тепловым пунктам. В местах, где задвижки не обеспечивают плотности отключения, необходимо устанавливать заглушки.

Испытания по определению тепловых потерь в тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по типу строительного-изоляционных конструкций, сроку службы и условиям эксплуатации, с целью разработки нормативных показателей и нормирования эксплуатационных тепловых потерь, а также оценки технического состояния тепловых сетей. График испытаний утверждается техническим руководителем ОЭТС.

Испытания по определению гидравлических потерь в водяных тепловых сетях должны проводиться один раз в пять лет на магистралях, характерных для данной тепловой сети по срокам и условиям эксплуатации, с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик для разработки гидравлических

режимов, а также оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов. График испытаний устанавливается техническим руководителем ОЭТС.

При проведении любых испытаний абоненты за три дня до начала испытаний должны быть предупреждены о времени проведения испытаний и сроке отключения систем теплоснабжения с указанием необходимых мер безопасности. Предупреждение вручается под расписку ответственному лицу потребителя.

### **Техническое обслуживание и ремонт**

ОЭТС должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей.

Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети.

Объем технического обслуживания и ремонта должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

При техническом обслуживании следует проводить операции контрольного характера (осмотр, надзор за соблюдением эксплуатационных инструкций, технические испытания и проверки технического состояния) и технологические операции восстановительного характера (регулирование и наладка, очистка, смазка, замена вышедших из строя деталей без значительной разборки, устранение различных мелких дефектов).

Основными видами ремонтов тепловых сетей являются капитальный и текущий ремонты.

При капитальном ремонте должны быть восстановлены исправность и полный или близкий к полному ресурс установок с заменой или восстановлением любых их частей, включая базовые.

При текущем ремонте должна быть восстановлена работоспособность установок, заменены и (или) восстановлены отдельные их части.

Система технического обслуживания и ремонта должна носить предупредительный характер.

При планировании технического обслуживания и ремонта должен быть проведен расчет трудоемкости ремонта, его продолжительности, потребности в персонале, а также материалах, комплектующих изделиях и запасных частях.

На все виды ремонтов необходимо составить годовые и месячные планы (графики). Годовые планы ремонтов утверждает главный инженер организации.

Планы ремонтов тепловых сетей организации должны быть увязаны с планом ремонта оборудования источников тепла.

В системе технического обслуживания и ремонта должны быть предусмотрены:

- подготовка технического обслуживания и ремонтов;
- вывод оборудования в ремонт;
- оценка технического состояния тепловых сетей и составление дефектных ведомостей;
- проведение технического обслуживания и ремонта;
- приемка оборудования из ремонта;
- контроль и отчетность о выполнении технического обслуживания и ремонта.

Организационная структура ремонтного производства, технология ремонтных работ, порядок подготовки и вывода в ремонт, а также приемки и оценки состояния отремонтированных тепловых сетей должны соответствовать НТД.

#### **1.2.11. Уровень автоматизации центральных тепловых пунктов, насосных станций**

В эксплуатационной ответственности ООО «Коммунальщик», ООО «Тепловик» ФГУ Комбинат «Байкал» и ИП Плахин К.В. отсутствуют центральные тепловые пункты и насосные станции, на которых возможно регулирование параметров передаваемой тепловой энергии. Регулирование параметров отпускаемой тепловой энергии от котельной осуществляется в ручном режиме.

#### **1.2.12. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии**

Для оценки тепловых потерь в тепловых сетях принимаем утверждённые нормативы тепловых потерь на 2014 год в целом по городскому поселению. Расчет изменения доли тепловых потерь к отпуску в тепловые сети за 3 года приведен в таблице 1.24.

**Таблица 1.24 – Доля тепловых потерь за 2009-2011 гг.**

Нормативные потери в тепловых сетях, Гкал	Отпуск тепловой энергии в сеть, Гкал		
	2009	2010	2012
3824	46 810	50266	50085
Доля потерь, %	8,13%	8,07%	7,60%

За 2011 год отсутствует информации у энергоснабжающих организаций о выработке и отпуске тепловой энергии.

В целом доля нормативных потерь при передаче тепловой энергии не изменяется и имеет высокий показатель, не соответствующий современным требованиям энергосбережения и повышения энергетической эффективности для данных тепловых сетей..

#### ***Часть 4. "Зоны действия источников тепловой энергии"***

На территории городского поселения действует 11 источников централизованного теплоснабжения и котельные Комбината «Байкал» и ИП Плахин К.В.

Источники тепловой энергии городского поселения – ведомственные, находятся в безвозмездном пользовании у ООО «Коммунальщик» и ООО «Тепловик», кроме того имеется котельные Комбината «Байкал» и ИП Плахин К.В. Эксплуатирующие организации осуществляют теплоснабжение собственных цехов и промышленных предприятий, а также теплоснабжение жилых и социальных потребителей городского поселения.

Процессы производства и передачи тепловой энергии от котельных описаны в части 2 главы 1. Описание процессов транспортировки тепловой энергии от котельных, транзитом через тепловые сети к жилым и социальным потребителям приведено в части 3 главы 1.

Границы зон действия котельных и индивидуальных источников тепловой энергии, представлены на рисунке 1.1 в части 1 главы 1.

## ***Часть 5. "Тепловые нагрузки потребителей, групп потребителей в зонах действия источников тепловой энергии"***

### **1.5.1. Потребление тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления при расчетных температурах наружного воздуха**

Потребление тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха «Тепловые нагрузки потребителей» представлены в **Приложении 1** «Схема теплоснабжения Городского поселения «Карымское» до 2029 года» обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения Городского поселения «Карымское» до 2029 г.

### **1.5.2. Описание случаев (условий) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии**

Теплоснабжение ряда потребителей частного сектора осуществляется от индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.

Степень обеспеченности теплоснабжением существующих потребителей на территории городского поселения рассмотрена в Главе 2.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов» перевод многоквартирных жилых домов на использование поквартирных источников не ожидается.

Имеются случаи применения централизованного поквартирного отопления на территории города в малоэтажной застройке для квартир ветеранов ВОВ.

В виду отсутствия приборов учета отпуска тепловой энергии с котельных и потребления зданиями, невозможно определить значения потребления тепловой энергии ни по одной зоне теплоснабжения. Все расчеты осуществляются в соответствии с методическими рекомендациями.

## **Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии"**

### **1.5.1. Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в сетях и присоединенной тепловой нагрузки**

Постановление Правительства РФ №154 от 22.02.2012 г., «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» вводит следующие понятия:

**Установленная мощность источника тепловой энергии** – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

**Располагаемая мощность источника тепловой энергии** – величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

**Мощность источника тепловой энергии нетто** – величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Перечисленные характеристики указаны в таблице 1.24.

**Таблица 1.25– Балансы тепловой мощности на источнике**

Наименование котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Мощность тепловой энергии нетто, Гкал/ч
ООО «Тепловик»			
Котельная №1	3,2	3,2	3,094
Котельная №4	11,6	8,8	8,51
Котельная № 6	1,5	1,5	1,451
Котельная №7	1,5	1,5	1,451
ООО «Коммунальник»			
Центральная	13,5	13,5	13,055
Баня	1,4	1,4	1,354
Котельная УП	1	1	0,967
Котельная №2	1,5	1,5	1,451
Котельная №3	2,99	2,99	2,888
Котельная №8	1	1	0,967
Котельная №9	1,083	1,083	1,047
ФГУ Комбинат «Байкал»			
Котельная	3	3	2,901
ИП Плахин К.В.			
Котельная	1	1	0,49

### 1.5.2. Резервы тепловой мощности «нетто»

В таблице 1.25 представлены сведения о резервах тепловой мощности «нетто» на источниках тепловой энергии.

**Таблица 1.26 - Балансы тепловой мощности на источниках тепловой энергии**

Наименование котельной	Установленная мощность «нетто», Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв (+)/ дефицит (-),	
			Гкал/ч	%
ООО «Тепловик»				
Котельная №1	3,2	1,07	2,13	66,4%
Котельная №4	8,8	3,89	4,91	55,80%
Котельная № 6	1,5	0,64	0,86	57,4%
Котельная №7	1,5	0,39	1,11	74,3%
ООО «Коммунальник»				
Центральная	13,5	5,40	8,10	60,0%
Баня	1,4	0,83	0,57	40,9%
Котельная УП	1	0,14	0,86	86,3%
Котельная №2	1,5	1,24	0,26	17,5%
Котельная №3	2,99	0,66	2,33	77,9%
Котельная №8	1	0,31	0,69	69,2%
Котельная №9	1,083	0,34	0,74	68,5%
ФГУ Комбинат «Байкал»				
Котельная	3	2,70	0,30	10,0%
ИП Плахин К.В.				
Котельная	1	0,49	0,51	51%

На основании представленной информации следует вывод о том, что существующие источники тепловой энергии имеют резервы тепловой мощности от 10 до 86%.

В перспективе возможно объединение потребителей нескольких источников к одному.

### 1.5.3. Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Ниже представлены пьезометрические графики для существующих систем теплоснабжения от котельных Городского поселения «Карымское». Пьезометрические графики построены на основании значений, полученных по результатам поверочного расчета существующих схем теплоснабжения, выполненных на электронной модели. Пьезометрические графики построены для наиболее протяженных участков теплотрасс.

Температурный график работы котельных для проведения гидравлического расчета принят 95 – 70 °С согласно распоряжению администрации городского поселения

«Карымское» № 165 от 24.10.2013г. об утверждении температурного графика работы котельных.

Для расчета гидравлического режима работы системы теплоснабжения коэффициенты эквивалентной шероховатости трубопроводов сетевой воды в системе теплоснабжения от котельных приняты равными:

- Подающий трубопровод  $Kэ=1,0$  мм,
- Обратный трубопровод  $Kэ=1,0$  мм.

Суммы коэффициентов местных сопротивлений приняты:

- Подающий трубопровод  $Z=2,0$  мм,
- Обратный трубопровод  $Z=2,0$  мм.

Расчетная температура наружного воздуха  $-280C$  (СНиП 23.01.99 «Строительная климатология»); среднегодовая температура наружного воздуха  $-1,90C$ ; расчетная температура холодной воды  $50C$ .

Нагрузки потребителей приняты по производственным программам на 2014 год, предоставленным ООО «Коммунальник» и ООО «Тепловик».

Гидравлический расчет производится при следующих давлениях в трубопроводах сетевой воды:

–Котельная «Центральная»: подающий трубопровод –  $6,1$  кгс/см<sup>2</sup>, обратный трубопровод –  $2,5$  кгс/см<sup>2</sup>;

–Котельная №1: подающий трубопровод –  $6,1$  кгс/см<sup>2</sup>, обратный трубопровод –  $2,8$  кгс/см<sup>2</sup>;

–Котельная №2: подающий трубопровод –  $6,8$  кгс/см<sup>2</sup>, обратный трубопровод –  $2,5$  кгс/см<sup>2</sup>;

–Котельная №4: подающий трубопровод –  $6,8$  кгс/см<sup>2</sup>, обратный трубопровод –  $2,5$  кгс/см<sup>2</sup>;

–Котельная «Баня»: подающий трубопровод –  $5,7$  кгс/см<sup>2</sup>, обратный трубопровод –  $2,5$  кгс/см<sup>2</sup>.

Расчет выполнен в программно-расчетном комплексе «ZuluThermo».

Результаты гидравлического расчета системы теплоснабжения котельной «Центральная» в виде пьезометрических графиков и схем при расчетных расходах сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах и расчетной температуре наружного воздуха представлены на рисунках (Рисунок 1.8, Рисунок 1.9, Рисунок 1.10, Рисунок 1.11, Рисунок 1.12, Рисунок 1.13, Рисунок 1.14, Рисунок 1.15, Рисунок 1.16, Рисунок 1.17, Рисунок 1.18, Рисунок 1.19).





Рисунок 1.9 - Профиль тепловой сети от котельной "Центральная" до ул. Лазо, 9

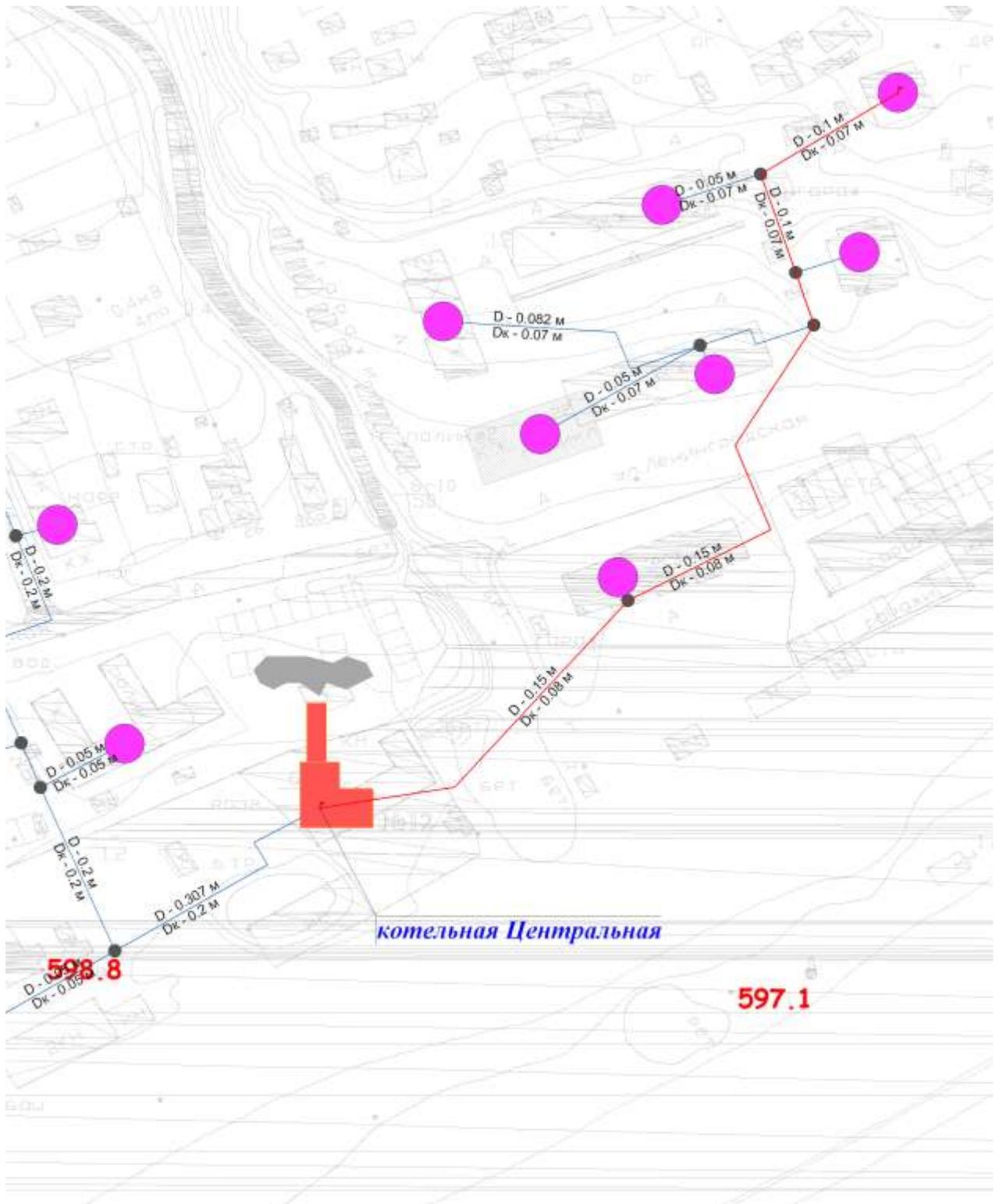


Рисунок 1.10 - Трасса от котельной "Центральная" до ул. Ленинградская, 14

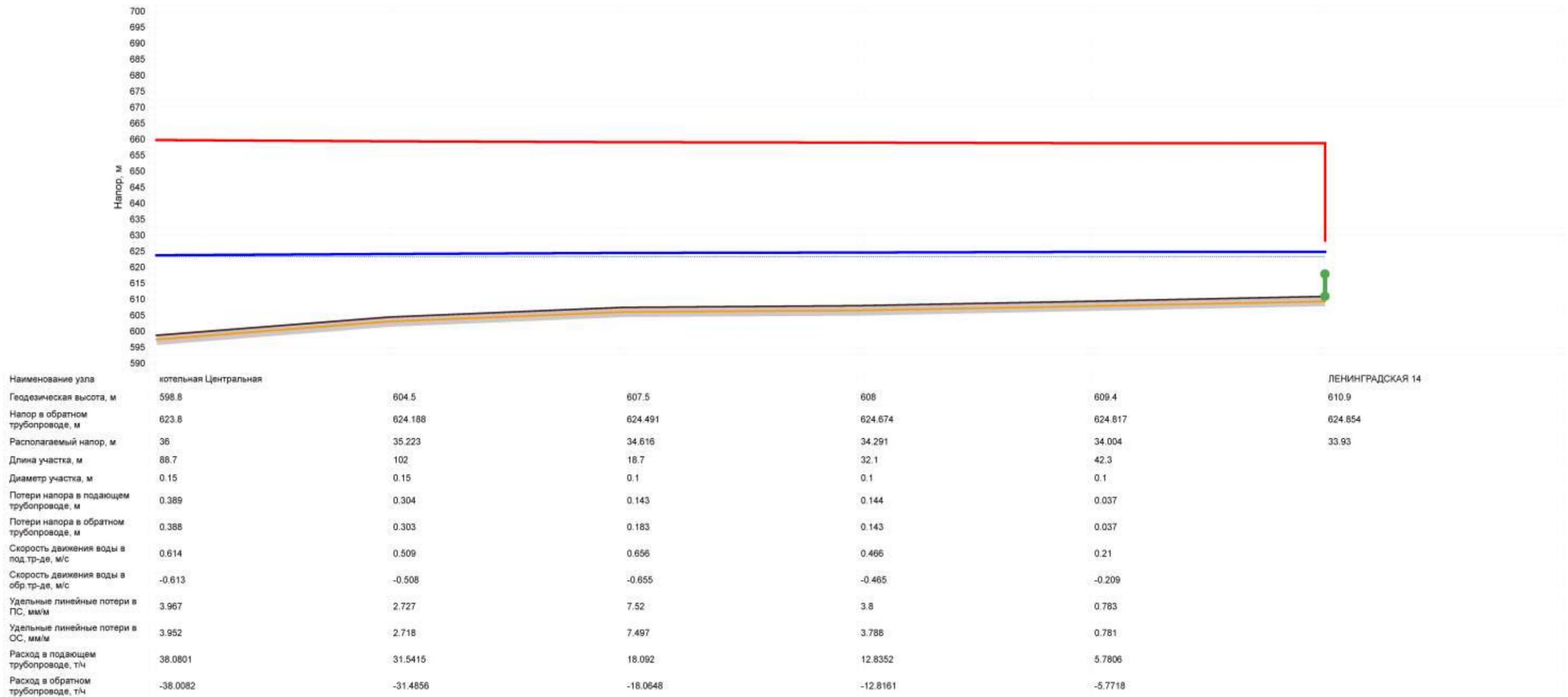


Рисунок 1.11 - Профиль тепловой сети от котельной "Центральная" до ул. Ленинградская, 14





Рисунок 1.13 - Профиль тепловой сети от котельной №1 до ул.Верхняя, 146



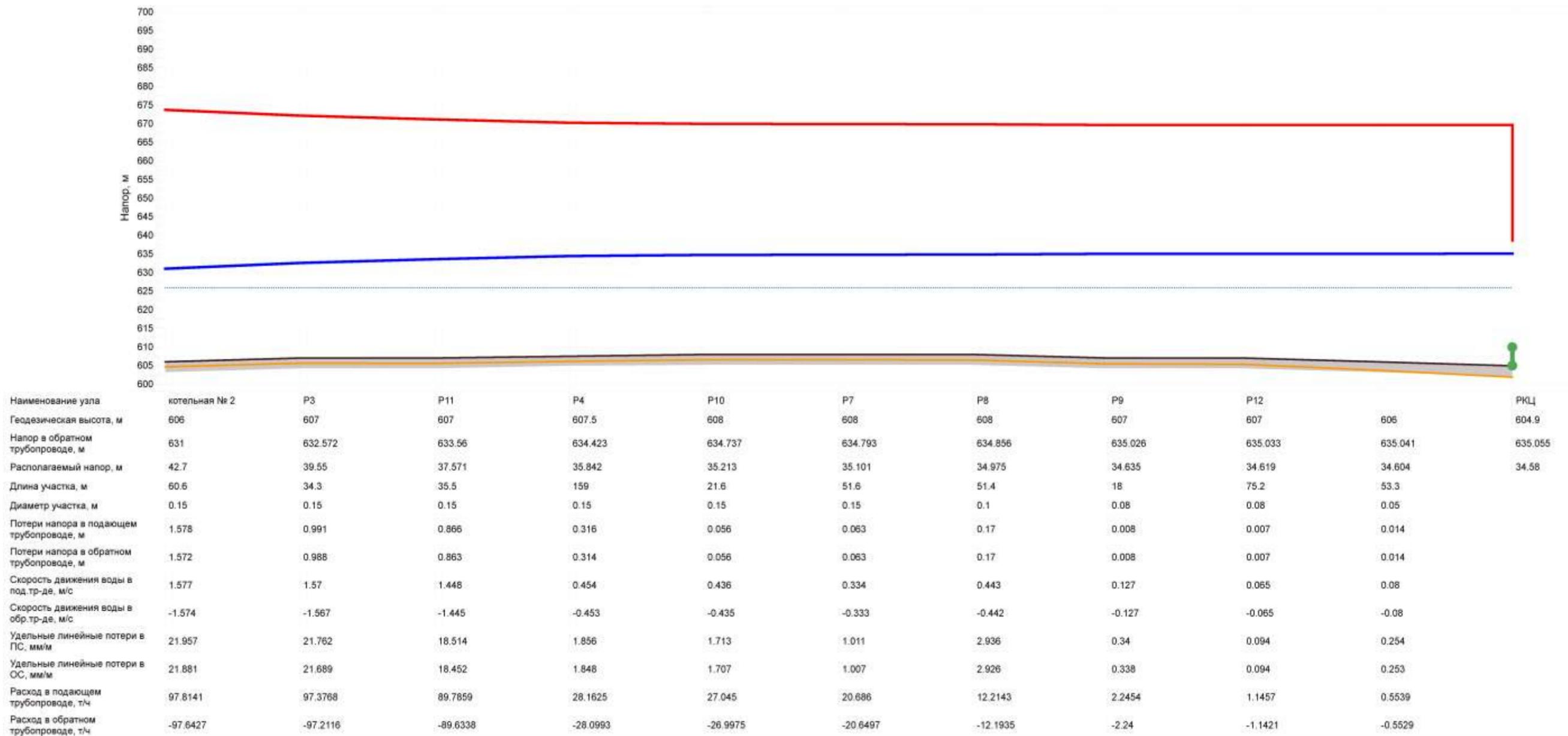


Рисунок 1.15 - Профиль от котельной №2 до РКЦ



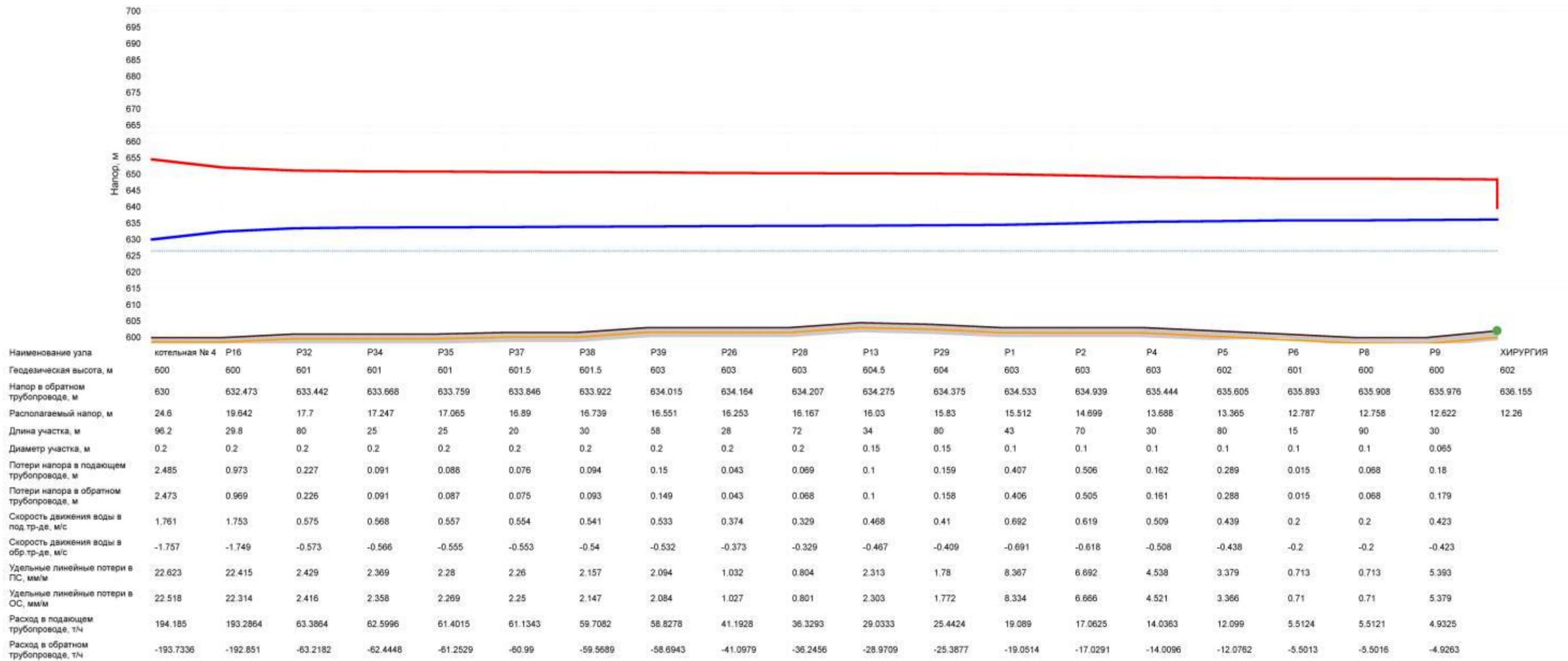


Рисунок 1.17- Профиль тепловой сети от котельной №4 до хирургии



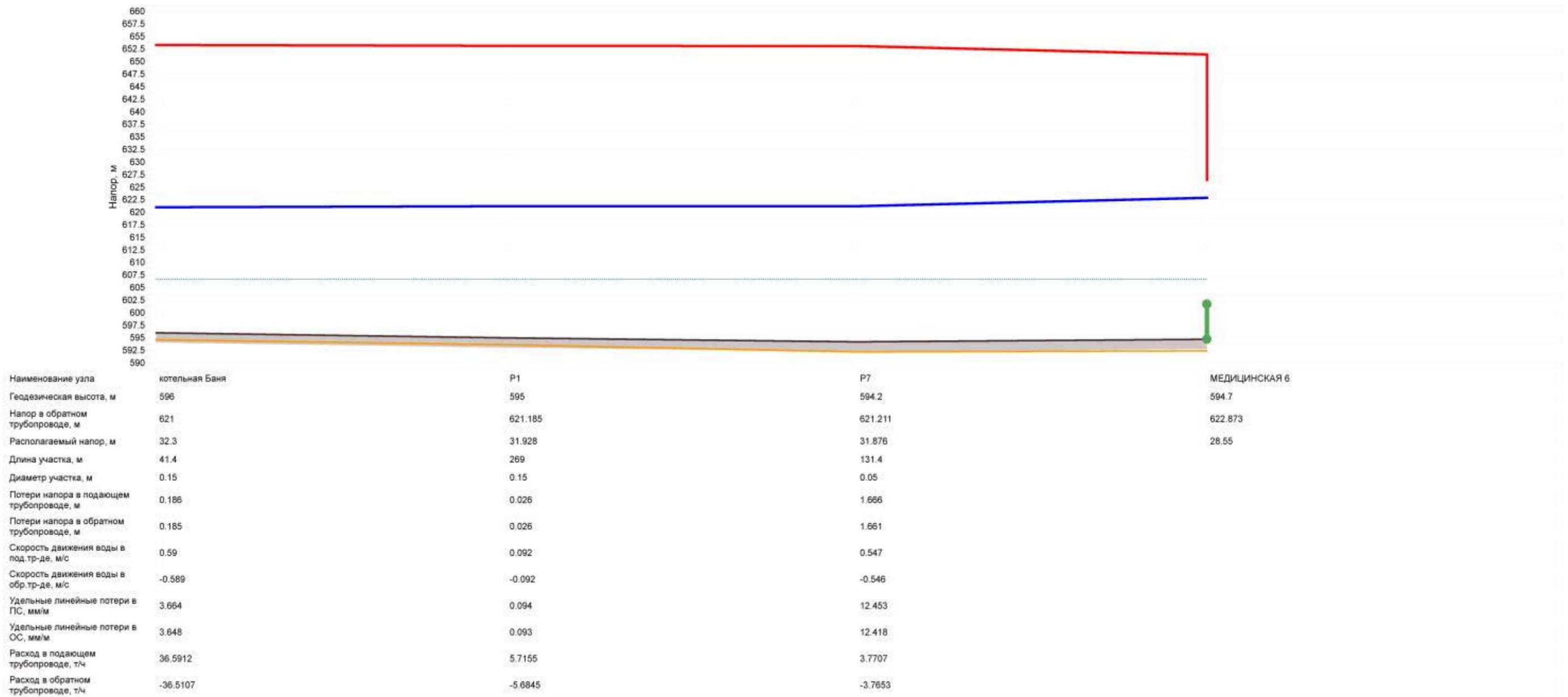


Рисунок 1.19 - Профиль тепловой сети от котельной "Баня" до ул. Медицинская, 6

Из анализа пьезометрических графиков следует вывод: существующие системы теплоснабжения способны обеспечивать потребителей тепловой энергией требуемого качества и в нужном количестве. Наличие резервов тепловой мощности на источниках в совокупности с комфортным гидравлическим режимом передачи тепловой энергии позволят в перспективе производить подключение некоторого числа потребителей к существующим системам теплоснабжения.

## ***Часть 7 "Балансы теплоносителя"***

В данном разделе рассматриваются балансы теплоносителя для существующих источников тепловой энергии.

Ввиду отсутствия приборов учета воды на котельных не представляется возможным произвести анализ потребления и расходования воды на нужды теплоснабжения поселения.

Отпуск тепловой энергии от котельных потребителям осуществляется теплофикационной водой.

Вода для производства тепловой энергии Городского поселения «Карымское» на котельные подаётся из скважин. Практически на каждой котельной свой водозабор. Наилучшее качество воды на новой скважине котельной №6. При проведении анализов воды было выявлено превышение допустимого нормативного значения железа в воде в 8 раз. Остальные показатели воды в норме. Однако именно большое содержание железа в воде пагубно влияет на состояние котельного оборудования. Котлоагрегаты приходится менять 1 раз в 4 года.

Очистка воды для котельных позволяет снизить уровень отложения солей и коррозии отдельных элементов всей системы. Если пустить работу системы на самотек, то, как показывает практика, теплообменники, котлоагрегаты, системы ГВС и отопления выходят из строя уже в гарантийный период эксплуатации (в этом случае замена производится за счет собственника) и ее дальнейший ремонт может стоить гораздо дороже, чем заблаговременное оборудование системы водоподготовки. В таком случае, потребуется полная замена оборудования, простой очисткой системы от накипи тут уже не обойтись.

Для качественного теплоснабжения потребителей и снижения затрат на ремонт и замену котельного оборудования рекомендуется установить систему химводоочистки на каждую котельную.

**Система очистки воды из скважин и колодцев (удаление сероводорода, железа, солей жесткости):**

Станция водоподготовки ([водоочистки](#)) предназначена для подготовки технической воды. Станция служит для очистки воды от железа, марганца, снижения мутности и цветности, удаления запаха, умягчения воды. Производительность станции водоподготовки: от 0,5 до 3,5 м<sup>3</sup>/ч.

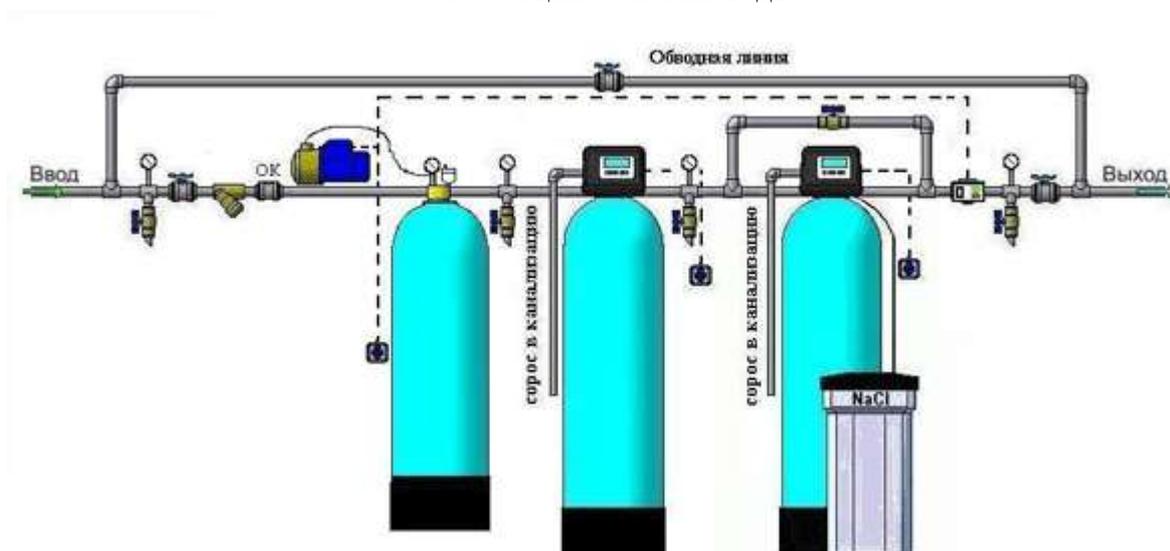
### Параметры качества исходной и очищенной воды:

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Параметры качества исходной воды, не более	Нормативы СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода", не более	Ожидаемые показатели качества очищенной воды, не более
1.	рН	ед.	7,0...8,0	6-9	7,0...7,5
2.	Жесткость	мг-экв/л	10,0	7	1,5...3,0
3.	Запах	балл	4/4	2/2	0/0
4.	Перманганатная окисляемость	мгО <sup>2</sup> /л	7	5	< 2
5.	Железо общее	мг/л	12	0,3	< 0,1
6.	Марганец	мг/л	0,5	0,1	< 0,1
7.	Мутность	мг/л	15	2,6	< 1,5

### Условия работы водоочистного оборудования:

- Давление воды поступающей в систему в интервале 2,5-6,0 бар;
- Максимальный расход воды, не менее требуемой подачи воды на ее обратную промывку;
- Температура: +2...+38°C.

### Состав станции очистки воды



№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во, шт.
1.	Фильтр механической очистки (грязевик, 1", 500 мкм)	1
2.	Аэрационная колонна (844, 1044, 1047, 1054, 1354, AP-2)	1
3.	Фильтр-обезжелезиватель (1035, 1044, 1054, 1252, 1354, 1465, 1665)	1
4.	Фильтр-умягчитель (817, 844, 1044, 1054, 1252, 1354, 1465)	1
5.	Комплект расходных материалов и реагентов	1

Определение производительности ХВО котельных и затрат на внедрение ХВО представлен в таблицах 1.27 и 1.28.

**Таблица 1.27 - Определение производительности ХВО и затрат на внедрение на котельных ООО «Тепловик»**

№ п/п	Наименование статьи затрат по воде	Ед. изм.	Котельная №1	Котельная №4	Котельная №6	Котельная №7
1	Объём воды в тепловых сетях и системах теплоснабжения	м <sup>3</sup>	27,34	130,3	14,25	11,81
2	Нормативный расход воды на подпитку системы	м <sup>3</sup>	390,41	1856,85	203,5	168,63
3	Промывка и заполнение тепловых сетей	м <sup>3</sup>	41,01	195,05	21,38	17,71
4	Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды	м <sup>3</sup>	161,84	161,84	140,42	129,71
5	Итого, количество воды, необходимое для выработки тепловой энергии	м <sup>3</sup>	620,6	2344,04	379,55	327,86
6	Объём воды в тепловых сетях	м <sup>3</sup> ×ч/Гкал	19,5	19,5	19,5	19,5
7	Максимальная присоединённая нагрузка на отопление	Гкал/час	1,074	3,4468	0,639	0,386
8	Нагрузка на ГВС	Гкал/час	0,007875	0,155367647	0	0
9	Расчётная производительность ХВО	м <sup>3</sup> /час	0,194662	1,24570618	0,09345375	0,0564525
10	Ориентировочная стоимость комплекта оборудования системы ХВО	тыс. руб.	86,04	99,12	86,04	86,04
	Затраты на транспортировку, обвязку, монтаж, ПНР, разработку и подготовку проектной документации (принимались равными 1,5 объёма затрат на оборудование)	тыс. руб.	129,06	148,68	129,06	129,06
	<b>Затраты на систему ХВО</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>215,1</b>	<b>247,8</b>	<b>215,1</b>	<b>215,1</b>

**Таблица 1.28 - Определение производительности ХВО и затрат на внедрение на котельных ООО «Комунальник»**

№ п/п	Наименование статьи затрат по воде	Ед. изм.	ЦК	Котельная Баня	Котельная УП	Котельная №8	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №9
1	Объём воды в тепловых сетях и системах теплопотребления	м <sup>3</sup>	150,86	30,096	4,14	9,153	48,209	15,865	10,691
2	Нормативный расход воды на подпитку системы	м <sup>3</sup>	2153,514	429,776	59,096	130,705	688,42	226,558	152,663
3	Промывка и заполнение тепловых сетей	м <sup>3</sup>	226,209	45,145	6,2	13,73	72,313	23,798	16,036
4	Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды	м <sup>3</sup>	238	151,13	129,71	129,7	161,84	161,84	42,84
5	<b>Итого, количество воды, необходимое для выработки тепловой энергии</b>	<b>м<sup>3</sup></b>	<b>2768,583</b>	<b>656,147</b>	<b>199,146</b>	<b>283,288</b>	<b>970,782</b>	<b>428,061</b>	<b>222,23</b>
6	Объём воды в тепловых сетях	м <sup>3</sup> ×ч/Гкал	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5
7	Максимальная присоединённая нагрузка на отопление	Гкал/час	4,89	0,827	0,148	0,308	1,238	0,686	0,341
8	Нагрузка на ГВС	Гкал/час	0,475	0	0	0	0	0	0
9	Расчётная производительность ХВО	м <sup>3</sup> /час	2,98	0,12	0,02	0,05	0,18	0,10	0,05
10	<b>Ориентировочная стоимость комплекта оборудования системы ХВО</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>141,6</b>	<b>86,04</b>	<b>86,04</b>	<b>86,04</b>	<b>86,04</b>	<b>86,04</b>	<b>86,04</b>
	<b>Затраты на транспортировку, обвязку, монтаж, ПНР, разработку и подготовку проектной документации (принимались равными 1,5 объёма затрат на оборудование)</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>212,4</b>	<b>129,06</b>	<b>129,06</b>	<b>129,06</b>	<b>129,06</b>	<b>129,06</b>	<b>129,06</b>
	<b>Затраты на систему ХВО</b>	<b>тыс. руб.</b>	<b>354</b>	<b>215,1</b>	<b>215,1</b>	<b>215,1</b>	<b>215,1</b>	<b>215,1</b>	<b>215,1</b>

## **Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"**

Основным топливом для котельных является каменный и бурый уголь, который поставляется до городского поселения железнодорожным транспортом и развозится по районным котельным автомобильным транспортом.

Резервное топливо для котельных отсутствует.

В целях централизации завоза было принято решение о переводе всех котельных на один вид угля, однако не учтены особенности оборудования, рассчитанные на тот или иной сорт угля и его месторождения, в результате чего возможно повышение его расхода, снижение производительности котлоагрегатов и выхода из строя котельного оборудования.

В таблице 1.29. и на рисунке 1.20 приведена статистика и динамика планового расхода топлива котельными.

**Таблица 1.29 – Расход топлива в 2010, 2011, 2012 и перспектива к 2019 году**

Котельная	Расход топлива (уголь), тонн			
	2009	2010	2012	2019
ООО «Тепловик»				
Котельная №1	681,63	1136	1171	3513
Котельная №4	2088,76	3481	4706	4706
Котельная № 6	406,36	677	750	750
Котельная №7	291,91	487	451	451
ООО «Коммунальник»				
Центральная	4098	6830	6791	6791
Баня	716	1194	1228	1473,6
Котельная УП	109	182	226	226
Котельная №2	0	1174	1631	1631
Котельная №3	109,57	723	818	818
Котельная №8	173	288	309	309
Котельная №9	0	306	496	496

По имеющимся Плановым показателям подлежащих раскрытию в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии для ИП Плахин К.В. расхода топлива составит 750 тонн.

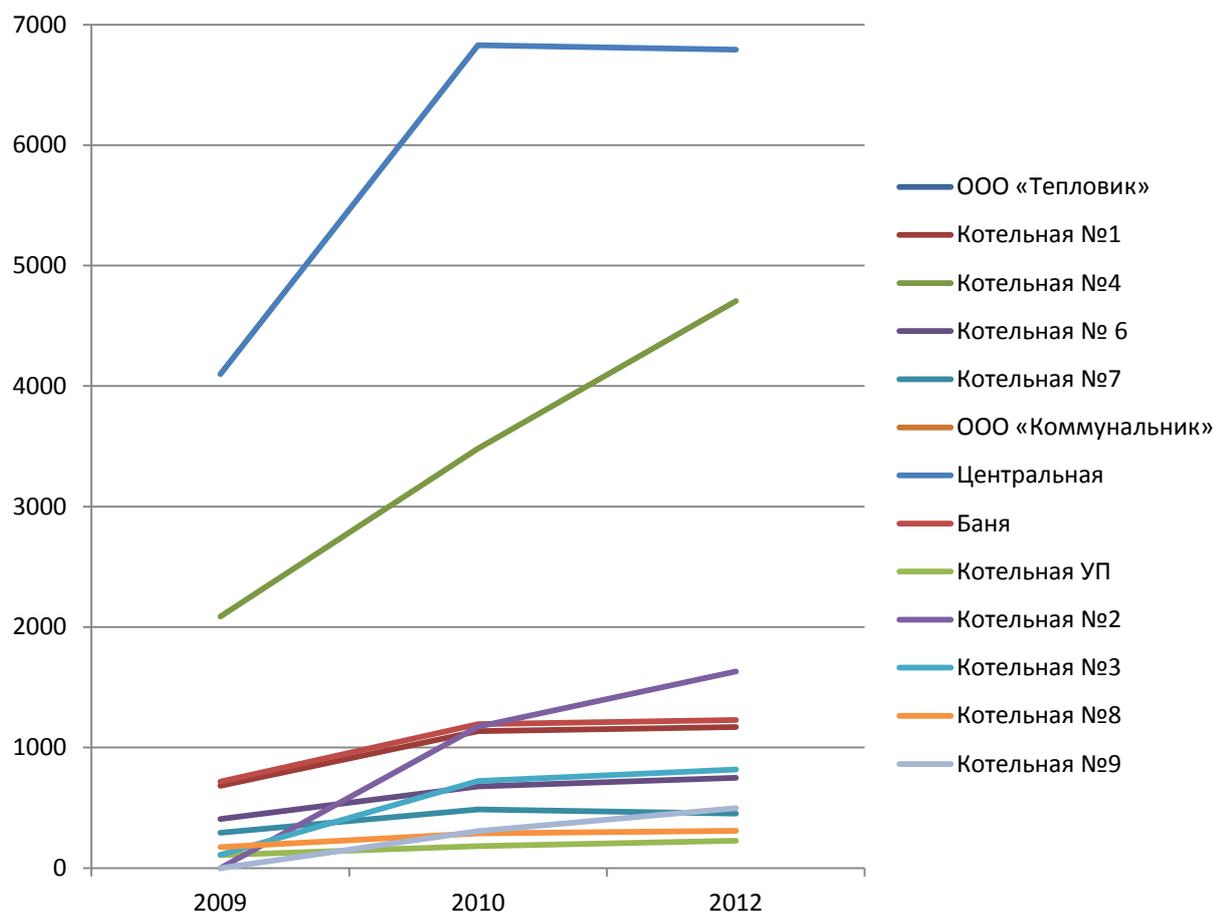


Рисунок 1.20 – Динамика расхода топлива котельными

Из рисунка видно, что в целом идет увеличение потребления топлива. Увеличение потребления топлива связано с подключением тепловой нагрузки новых потребителей, а также изменением климатических условий в отопительном сезоне.

В связи с тем, что до 2019 г. ожидается подключение перспективных потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения от котельной №1 следует ожидать также прирост потребления топлива на источнике тепловой энергии. Рассматриваемые потребители имеют подключенные нагрузки в 2 раза больше существующих, следовательно, в ближайшее перспективе следует ожидать прирост потребления топлива основным теплогенерирующим оборудованием котельной №1. Величина прироста потребления оценивается не около 200% от существующего потребления.

Кроме того ожидается прирост потребления тепловой энергии от котельной «Баня». В виду того, что новые потребители будут подключены после сноса старых зданий, то прирост потребления ожидается около 20%. В целом прирост составит не более 14%.

## ***Часть 9 "Надежность теплоснабжения"***

Оценка надежности работы систем теплоснабжения от котельных на территории Городского поселения «Карымское» представлена в главе 9.

## **Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"**

Сведения, подлежащие раскрытию результатов хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации РФ №1140 от 30.12.2009 г. «Об утверждении стандартов раскрытия информации организациями коммунального комплекса и субъектами естественных монополий, осуществляющих деятельность в сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии» приведены в таблицах 1.30-1.32 на основании тарифной заявки ООО «Коммунальщик» и ООО «Тепловик», ФГКУ Комбинат «Байкал»

**Таблица 1.30 – Результаты хозяйственной деятельности ООО «Коммунальщик»  
в 2011 – 2012 гг. и план на 2014 г.**

Показатель	Утверждено решением РСТ		По расчету предприятия на 2014г.
	на 2011г.	на 2012г.	
<i>Натуральные показатели, Гкал</i>			
Выработка тепловой энергии	31300,51	31300,51	31847
Расход тепла на собственные нужды котельной	980	980	999
Получено тепла со стороны	1770	1770	308,82
населению	1770	1770	308,82
отопление	1770	1770	308,82
Потери	2305	2305	2305
<i>Полезный отпуск по группам потребителей</i>			
населению	23848	23848	23013
на отопление	21039	21039	20380
на горячее водоснабжение	2808	2808	2634
бюджетным потребителям	4300	4300	4309
на отопление	4223	4223	4231
на горячее водоснабжение	77	77	79
прочим потребителям	1637	1637	1529
на отопление	1637	1637	1529
на горячее водоснабжение	0	0	0
<i>Полная себестоимость теплоснабжения, руб.</i>			
Прямые затраты, всего	41328683	48385696	52367600
вода на технологические цели	184438	198620	468483
энергия на технологические цели	6145990	7437226	9644764
топливо на технологические цели	14865421	17461858	20831126
материалы	406715	1344229	1384556
затраты на оплату труда	9140360	9752419	9872916
отчисления на социальные нужды	3126003	2945231	3179079
аренда муниципального имущества	180414	1481513	1375140
работы и услуги производственного характера	3061146	3621175	3321005
в т.ч. Транспортные услуги	3061146	3621175	3321005
из них доставка угля	567777	642201	1741398
вывоз шлака	325239	2243292	1579606

Показатель	Утверждено решением РСТ		По расчету предприятия на 2014г.
	на 2011г.	на 2012г.	
прочие транспортные услуги	2168129	307138	325259
охрана труда	292791	47614	51421
прочие расходы	233567		1000000
покупная теплоэнергия	3691838	3788673	913850
Цеховые расходы	3266855	3346618	3724104
Общехозяйственные расходы	3024748	3550702	4520468
Внеэксплуатационные расходы всего, в т.ч.	297349	340342	131081
расчет платы за выбросы, проведение анализов			
плата за предельно-допустимые выбросы	297349	340342	131081
<b>ИТОГО:</b>	<b>47917635</b>	<b>55049970</b>	<b>60743253</b>
Себестоимость, руб./Гкал	1586,77	1848,25	2105,37
Рентабельность, %	7,79%	0,00%	0,0%
Экономически обоснованный тариф, руб./Гкал	1710,3	1848,25	2105,37
Собственное производственное потребление, руб./Гкал	1586,77	1848,25	2105,37
Тариф для населения, руб./Гкал	1710,3	1806,93	2073,77
Размер платы для населения			
<b>отопление, руб./м<sup>2</sup></b>	48,4	51,14	58,69
<b>горячее водоснабжение, руб/чел. в месяц</b>	270,74	286,04	328,28
Рентабельность для бюджетных потребителей, %	25,54	8,98	5,0%
Тариф для бюджетных потребителей, руб./Гкал	1992	2014,19	2177,46
Рентабельность для прочих потребителей, %	25,54	8,98	5,0%
Тариф для прочих потребителей, руб./Гкал	1992	2014,19	2177,46
Выручка, всего, руб.	53291597	<b>55049970</b>	<b>58219394</b>
население	41671209	43090868	45506848
в т.ч. отопление			40480264
горячее водоснабжение			5026584
бюджетные потребители	8471784	8661608	9383165
прочие потребители	3148604	3927494	3329381
Среднеотпускной тариф, руб./Гкал		1848,25	
Средняя рентабельность, %			
Прибыль, руб.	5373962	0	-2523858

**Таблица 1.31– Результаты хозяйственной деятельности ООО «Тепловик» в 2011 – 2012 гг. и план на 2014 г.**

Показатель	Утверждено решением РСТ		По расчету предприятия на 2014г.
	на 2011г.	на 2012г.	
Полезный отпуск тепловой энергии, всего	18879	18545,95	18697,9
населению, всего	12758	11843	12214,3
а) отопление	11282	11083	11302,66
б) горячее водоснабжение	1476	760	911,64
прочим потребителям	5744	6152	6011,61
а) отопление	5718	6127	5580,06
б) ГВС	25	25	20,8
в) вентиляция			410,75

Показатель	Утверждено решением РСТ		По расчету предприятия на 2014г.
	на 2011г.	на 2012г.	
Всего отпущено тепловой энергии потребителям	18502	17995	18225,91
Прямые затраты, всего	21905992	28438231	27531173
топливо на технологические нужды	10938368	17676990	15877376
заработная плата	4075867	4015536	4406616
отчисления на социальные нужды	1093947	1212692	1330798
Электроэнергия на технологические нужды	3273893	2928249	3251755
Аренда ОС	94963		302013
Водоотведение			9827
Вспомогательные материалы		166151	563286
Работы и услуги производственного характера	1573039	1413200	1609038
в т.ч. услуги тех. ПД	374180		609589
доставка угля	171948		587765
погрузка-выгрузка шлака, подталкивание угля	1026911		411684
Охрана труда	135138	115387	120464
Прочие расходы (ремонт котельных)	183814		60000
Цеховые расходы	2166236	2964399	2030854
Внеэксплуатационные расходы (предельно-допустимые выбросы)	178272	300463	34541
Общехозяйственные расходы	1469623	3881746	4282246
ИТОГО полная себестоимость теплоснабжения:	25720122	35638794	33878814
Себестоимость, руб./Гкал	1362,34	1921,65	1811,9
Экономически обоснованный тариф с учетом рентабельности 8%, руб./Гкал	1471,33	2075,38	1956,85
Тариф для населения, руб./Гкал			
- отопление, руб./м <sup>2</sup> в месяц	48,4	51,14	55,38
- ГВС, руб./чел. в месяц	270,74	286,04	309,18
Прочие потребители	2092,27	2143,08	2264,88
Выручка, всего	50737408	34581774	37517127
- от населения	21819372	21398144	23901552
- от прочих потребителей	28918036	13183630	13615575

**Таблица 1.32– Результаты хозяйственной деятельности ФГУ Комбинат "Байкал" в 2011 – 2012 гг. и план на 2013 г.**

Показатель	Фактические данные (2011 год)	Утверждено решением РСТ (2012 год)	По расчету предприятия (2013 год)
<i>Натуральные показатели, Гкал</i>			
Выработка тепловой энергии	9 191,70	9 854,43	9 191,70
<i>Полезный отпуск по группам потребителей</i>			
в т.ч. на собственное производственное	6 945,00	7 794,01	6 945,00
населению	1 942,53	1 762,32	1 942,53
на отопление	1 942,53	1 762,32	1 942,53
бюджетным потребителям	267,96	259,40	267,96
в т.ч. отопление	267,96	259,40	267,96
прочим потребителям	36,21	38,70	36,21
в т.ч. отопление	36,21	38,70	36,21

Показатель	Фактические данные (2011 год)	Утверждено решением РСТ (2012 год)	По расчету предприятия (2013 год)
Полная себестоимость теплоснабжения, руб.			
Прямые затраты, всего	22 572 726	19 008 490	25 324 749
вода на технологические цели	31 111	13 146	31 111
тариф на воду (руб./м3)	12,39	12,89	
объем воды (м ) v	2511	1 020	
энергия на технологические цели по уровням напряжения	1 131 037	1 015 849	1 253 189
энергия СН 2 (1-20 кВ)	1 131 037	1 015 849	1 253 189
тариф на энергию (руб/кВт.ч)	3,81	3,81	
объем энергии (кВт. ч)	296 860	266 595	
топливо на технологические цели	16 560 917	15 981 968	18 853 760
мазут	16 560 917	15 981 968	18 853 760
Цена топлива (руб./т.), в том числе	13 172	12 674	
Объем топлива (т.)	1 257	1 261	
материалы	293 411	101 249	326 968
затраты на оплату труда	2 220 784	1 413 024	2 456 187
отчисления на социальные нужды	670 677	483 254	741 768
амортизация основных средств	1 661 766	0	1 661 766
охрана труда	3 024		
Плата за выбросы загрязняющих веществ	60 438	6 441	60 438
Итого	22 633 164	19 014 931	25 385 188
Производственная себестоимость, руб./Гкал	2 462,35	1 929,58	2 761,75
Прибыль, руб., всего		180 162,82	0,00
прибыль на прочие цели		180 163	0
Рентабельности %		0,95	0,00
Товарная продукция от производства, руб.	22 633 164	19 195 094	25 385 188
в т.ч. собственное производственное потребление, руб.	17 101 007	15 039 182	19 180 361
Экономически обоснованный тариф, руб./Гкал	2 462,35	1 947,86	2 761,75
Собственное производственное потребление, руб./Гкал	2 462,35	1 929,58	2 761,75
Тариф для населения, руб./Гкал	1 739,32	1 947,86	2 761,75
Рентабельность для бюджетных потребителей, %		15,00	5,25
Тариф для бюджетных потребителей, руб./Гкал	2 000,22	2 219,02	2 906,80
Рентабельность для прочих потребителей, %		15,00	5.25
Тариф для прочих потребителей, руб./Гкал	2 000,22	2 219,02	2 906,80
Товарная продукция от реализации потребителям, руб.	3 987 088	4 094 250	6 248 946
Население	3 378 681	3 432 761	5 364 784
в т.ч. отопление	3 378 681	3 432 761	5 364 784
Бюджетные потребители	535 979	575 614	778 906
Прочие потребители	72 428	85 876	105 255
Среднеотпускной тариф, руб./Гкал	1 774,64	1 987,09	2781,49

По имеющимся Плановым показателям подлежащих раскрытию в сфере теплоснабжения и сфере оказания услуг по передаче тепловой энергии для ИП Плахин К.В., показатели хозяйственной деятельности на 2014 год приведены в таблице 1.33.

**Таблица 1.33– Показатели хозяйственной деятельности на 2014 год ИП.Плахин К.В.**

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Значение
1	2	3	4
1	Вид регулируемой деятельности	х	производство (некомбинированная выработка)
2	Выручка от регулируемой деятельности	тыс.руб.	896,00
3	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе:	тыс.руб.	4 443,73
3.1	Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	тыс.руб.	0
3.2	Расходы на топливо	тыс.руб.	0,83
3.2.1	уголь бурый	тыс.руб.	624,50
	Стоимость	тыс.руб.	0,83
	Объем	тонны	750,0
	Стоимость 1й единицы объема с учетом доставки (транспортировки)	тыс.руб.	0,83
	Способ приобретения	х	прямые договора без торгов
3.3	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	тыс.руб.	433,60
3.3.1	Средневзвешенная стоимость 1 кВт*ч	руб.	3,88
3.3.2	Объем приобретенной электрической энергии	тыс. кВт*ч	111,7
3.4	Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00
3.5	Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	тыс.руб.	0,0
3.6	Расходы на оплату труда основного производственного персонала	тыс.руб.	1 932,0
3.7	Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	тыс.руб.	583,50
3.8	Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	тыс.руб.	3,10
3.9	Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	тыс.руб.	0,00
3.10	Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	тыс.руб.	109,50
3.10.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	84,00
3.10.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	25,50
3.11	Общехозяйственные (управленческие) расходы	тыс.руб.	1 381,20
3.11.1	Расходы на оплату труда	тыс.руб.	984,0
3.11.2	Отчисления на социальные нужды	тыс.руб.	297,20
4	Валовая прибыль от продажи товаров и услуг по регулируемому виду деятельности (теплоснабжение и передача тепловой энергии)	тыс.руб.	271,50
5	Чистая прибыль от регулируемого вида деятельности, в том числе:	тыс.руб.	62,0

Из таблиц видно, что наибольшая часть затрат приходится на покупку топлива и составляет от 35 до 60 % для угольных котельных и около 75% для мазутной (ФГУ Комбинат "Байкал"), расходы на оплату труда составили 13-18%%, на покупку электроэнергии – 9,1% и на капремонт – 8.4%.

## Часть 11 "Цены (тариф) в сфере теплоснабжения"

Котельные Городского поселения «Карымское» арендованы 2 энергоснабжающими организациями: ООО «Тепловик» и ООО «Коммунальник». Тарифы на теплоснабжение и ГВС утверждены приказами РСТ Забайкальского края и динамика их изменения за 2011–2013 годы приведены в таблицах 1.33 и 1.34.

Потребители тепловой энергии не оборудованы приборами учета и производят оплату, исходя из тарифа за единицу общей отапливаемой площади.

**Таблица 1.33 – Тарифы на теплоснабжение в 2011-2013 гг., руб./Гкал**

Период регулирования	ООО "Коммунальник"		ООО "Тепловик"	
	Население, руб./Гкал (с НДС)	Прочие, руб./Гкал (без НДС)	Население, руб./Гкал (с НДС)	Прочие, руб./Гкал (без НДС)
2011 год	1527,02	1992	1527,02	2092,27
01.01.2012.-31.07.2012.	1527,02	1992,00	1527,02	2092,27
31.07.2012.-01.09.2012.	1646,17	1992,00	1646,17	2092,27
01.09.2012.-31.12.2012.	1710,30	1992,00	1710,30	2092,27
01.01.2013.-31.06.2013.	1710,3	1992,00	1710,30	2092,27
01.07.2013.-31.12.2013.	1903,57	2043,93	1903,57	2211,16

**Таблица 1.34 – Тарифы на ГВС в 2011-2013 гг., руб./Гкал**

Период регулирования	ООО "Коммунальник"	ООО "Тепловик"
	руб./Гкал (с НДС)	
2011 год	109,55	106,19
2012 год	134,04	132,25
2012 год	132,26	130,63
01.01.2013.-31.06.2013.	123,93	120,56
01.07.2013.-31.12.2013.	138,02	133,92

Из анализа таблиц 1.32 и 1.33 следует, что тарифы на тепловую энергию неуклонно растут. Основной причиной увеличения тарифов на тепловую энергию, производимую котельными, является постоянное повышение цены на энергоносители, необходимые для производства тепловой энергии, постоянные вложения в ремонт оборудования. Основной причиной повышения тарифов на тепловую энергию ЭСО городского поселения «Карымское» является постоянные вложения в ремонт оборудования и его замену в связи с отсутствием химводоподготовки и, как следствие, постоянным выходом из строя котельного оборудования.

В последнее время рост тарифов на тепловую энергию ограничен и не может превышать 15% в год, в результате чего для теплогенерирующих и теплосетевых организаций на территории Российской Федерации намечается тенденция к становлению убыточными организациями.

Из таблиц видно, что произошёл резкий скачок тарифа на ГВС в 1.01.2012 г. на 22,3% и в 01.07.2013 на теплоснабжение – 11,3%, однако средний рост за 5 лет составляет 7,6%. Учитывая существующее положение по состоянию систем теплоснабжения и необходимых вложений в их реорганизацию, необходимо прорабатывать вопрос поиска инвесторов. Модернизация теплогенерирующего оборудования и внедрение химводоподготовки позволит достигнуть снижения себестоимости выработки и передачи тепловой энергии. Для возврата инвестиций в тарифе возможно включить инвестиционную составляющую, которая за 5-7 лет вернет инвестору вложения.

Статистика по тарифам для Комбината «Байкал» и ИП Плахин К.В за 2009 – 2013 гг. отсутствует

Утвержденные тариф для ИП Плахин К.В на 2014 год разделен на 2 полугодия:

- 01.01.2014 г.-31.06.2014 г. – 1626,17 руб./Гкал

- 01.07.2014 г. -31.12.2014 г. – 1809,77 руб./Гкал

Утвержденные тариф для Комбината «Байкал» на 2014 год разделен на 2 полугодия:

Для населения по ул. Читинская, 1-4, 7, 9, 10, 11:

- 01.01.2014 г.-31.06.2014 г. – 1710,3 руб./Гкал

- 01.07.2014 г. -31.12.2014 г. – 1903,57 руб./Гкал

Прочие потребители:

- 01.01.2014 г.-31.06.2014 г. – 2 219,02 руб./Гкал

- 01.07.2014 г. -31.12.2014 г. – 2 437,72 руб./Гкал.

## ***Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"***

### **1.11.1. Существующие проблемы организации качественного теплоснабжения**

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории Городского поселения «Карымское» можно выделить следующие составляющие:

- отсутствие квалифицированных кадров;
- низкая подключенная тепловая нагрузка к существующей мощности котельных – более 50 % резерва мощности;
- около 20% трубопроводов тепловых сетей выработали свой нормативный ресурс в 25 лет, что может вызвать аварийные ситуации, а также повышенные потери тепловой энергии;
- не проводятся периодические наладочные работы по тепловым сетям (разбалансировка тепловых сетей);
- неудовлетворительное состояние теплогенерирующих и теплопотребляющих установок из-за отсутствия химводоподготовки;
- отсутствие приборов учета у 99% потребителей.

**Низкая подключенная тепловая нагрузка** – создает большие затраты на эксплуатацию при нулевой прибыли от отпущенной тепловой энергии, необходимо по максимуму загрузить котельные или осуществить перераспределение тепловых нагрузок и объединение в один источник теплоснабжения.

**Износ сетей** – приводит как к снижению надежности, вызванному коррозией и усталостью металла, так и разрушению изоляции. Разрушение изоляции в свою очередь приводит к тепловым потерям и значительному снижению температуры теплоносителя на вводах потребителей. Отложения солей жесткости, образовавшиеся в тепловых сетях за время эксплуатации в результате коррозии, и прочих причин, снижают качество сетевой воды, что недопустимо в условиях открытой системы горячего водоснабжения.

Повышение качества теплоснабжения может быть достигнуто путем реконструкции тепловых сетей и организации закрытой схемы ГВС.

**Неудовлетворительное состояние теплогенерирующих установок.** Все источники тепловой энергии не имеют квалифицированного обслуживающего персонала, оборудование эксплуатируется с нарушением правил технической эксплуатации, вследствие чего сокращается срок работы оборудования в разы. Необходимо внедрять при капитальном ремонте котлов современные системы автоматизации, более эффективные

методы сжигания топлива; на малых котельных отказаться от ручного забрасывания топлива и установить современные котлы с автоматическим (механическим) забросом. Это позволит отказаться от постоянного присутствия персонала в котельных. Для обеспечения надежности и долговечности котельного оборудования создать закрытый котловой контур и организовать химводоподготовку котловой и сетевой воды.

**Неудовлетворительное состояние теплopotребляющих установок.** Управляющие организации, функционирующие на территории Городского поселения «Карымское», уделяют недостаточное внимание состоянию внутренних инженерных систем многоквартирных домов, существует множество фактов самовольной замены отопительных приборов и трубопроводов. Такие замены приводят к разбалансировке внутренних систем отопления дома и неравномерному температурному полю в зданиях. Для повышения качества теплоснабжения и поддержания комфортных условий микроклимата рекомендуется установить балансировочные клапаны на стояках в многоквартирных жилых домах. Ежегодно производить промывку систем отопления здания с применением химреагентов.

**Отсутствие приборов учета у 98% потребителей** не позволяет оценить фактическое потребление тепловой энергии каждым потребителем. Установка приборов учета позволит производить оплату за фактически потребленную тепловую энергию и правильно оценить тепловые характеристики ограждающих конструкций.

#### **1.11.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения**

Организация надежного и безопасного теплоснабжения Городского поселения «Карымское» – это комплекс организационно-технических мероприятий, из которых можно выделить следующие:

- оценка остаточного ресурса тепловых сетей;
- разработка плана реконструкции тепловых сетей на территории города;
- диспетчеризация работы тепловых сетей;
- разработка методов определения мест утечек.

**Остаточный ресурс тепловых сетей** – коэффициент, характеризующий реальную степень готовности системы и ее элементов к надежной работе в течение заданного временного периода.

Оценку остаточного ресурса обычно проводят с помощью инженерной диагностики - надежного, но трудоемкого и дорогостоящего метода обнаружения потенциальных мест отказов. В связи с этим для определения перечня участков тепловых сетей, которые в первую очередь нуждаются в комплексной диагностике, следует проводить расчет

надежности. Этот расчет должен базироваться на статистических данных об авариях, результатах осмотров и технической диагностики на рассматриваемых участках тепловых сетей за период не менее пяти лет.

**План перекладки тепловых сетей на территории города** – документ, содержащий график проведения ремонтно-восстановительных работ на тепловых сетях с указанием перечня участков тепловых сетей, подлежащих перекладке или ремонту.

**Диспетчеризация** - организация круглосуточного контроля состояния тепловых сетей и работы оборудования систем теплоснабжения. При разработке проектов перекладки тепловых сетей, рекомендуется применять трубопроводы с системой оперативного дистанционного контроля (ОДК).

**Разработка методов определения мест утечек** – методы, применяемые на предприятии и не нашедшие применения, описаны в п. 3.9 Части 3 Главы 1 обосновывающих материалов.

## Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"

### 2.1. Данные базового уровня потребления тепловой энергии на цели теплоснабжения

По данным Реестра жилищного фонда городского поселения «Карымское», в котором оказываются услуги ЖКУ, общая площадь жилого фонда Карымского городского поселения составляет – 120866,7 м<sup>2</sup>, средняя жилищная обеспеченность – 19,2 м<sup>2</sup> на жителя.

Структура существующего жилого фонда представлена в таблице 2.1.

**Таблица 2.1 - Структура существующего жилого фонда**

№ п/п	Наименование	Общая площадь на 2012 г.	
		м <sup>2</sup>	%
1	С централизованным отоплением, в т.ч.	100343,18	83,02
	с централизованным ГВС	42628,17	35,27
2	Без централизованного отопления и ГВС	20523,52	16,98
	<b>Итого</b>	<b>120866,7</b>	<b>100,00</b>

Особенностью городского поселения является неравномерное распределение капитальной многоэтажной (2-4 этажа) застройки и малоэтажных (1-2 этажа) индивидуальных жилых домов. Преобладает малоэтажная частная застройка. Материалом стен ~40 % жилого фонда являются деревянные конструкции с большим износом.

В таблице 2.2 представлена степень обеспеченности жилого фонда благоустройством.

**Таблица 2.2 - Характеристика жилого фонда по степени благоустройства**

Процент обеспечения благоустройством от общего числа фонда по типу жилья, %			
Водопровод	Канализация	Центральное отопление и горячее водоснабжение	Газ
81,41	73,82	35,27	0

Природный газ к г.п. Карымское не подведён.

Топливом для котельных служит уголь.

Многоквартирные малоэтажные дома без централизованного отопления отапливаются дровами.

Водоснабжение домов без централизованного холодного водоснабжения осуществляется от водоразборных колонок.

## **2.2. Прогнозы приростов площади строительных фондов по объектам территориального деления**

Прогнозы приростов площади строительных фондов Городского поселения «Карымское» в документах Карымского муниципального образования Карымский район не отражены.

Генеральный план является одним из документов территориального планирования Городского поселения «Карымское» Забайкальского края и основным документом планирования развития территории поселения, отражающий градостроительную стратегию и условия формирования среды жизнедеятельности.

Однако, Генплан был разработан и утверждён в 2010 году, многие планы по градостроительству были скорректированы.

Для наибольшей приближенности к существующему положению необходимо ориентироваться на более свежие данные о перспективной застройке на территории городского поселения. На этапе сбора исходных данных для разработки Схемы теплоснабжения Администрацией Городского поселения «Карымское» была предоставлена информация о планируемой застройке на 2013-2018 гг:

- застройка в районе ул. Медицинская – 4000 м<sup>2</sup>;
- застройка между котельными №1 и №2 – 18000 м<sup>2</sup>.

Прирост объемов подключенной тепловой нагрузки составит ~2,4 Гкал/час. Однако за счет ликвидации аварийных домов и перераспределения тепловых потоков прирост тепловой нагрузки будет ниже.

## **2.3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации**

Требования к энергетической эффективности жилых и общественных зданий приведены в ФЗ №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», ФЗ № 190 «О теплоснабжении».

В соответствии с указанными документами, проектируемые и реконструируемые жилые, общественные и промышленные здания, должны проектироваться согласно СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий».

Данные строительные нормы и правила устанавливают требования к тепловой защите зданий в целях экономии энергии при обеспечении санитарно-гигиенических и оптимальных параметров микроклимата помещений и долговечности ограждающих конструкций зданий и сооружений.

Требования к повышению тепловой защиты зданий и сооружений, основных потребителей энергии, являются важным объектом государственного регулирования в большинстве стран мира. Эти требования рассматриваются также с точки зрения охраны окружающей среды, рационального использования не возобновляемых природных ресурсов и уменьшения влияния "парникового" эффекта и сокращения выделений двуоксида углерода и других вредных веществ в атмосферу.

Данные нормы затрагивают часть общей задачи энергосбережения в зданиях. Одновременно с созданием эффективной тепловой защиты в соответствии с другими нормативными документами принимаются меры по повышению эффективности инженерного оборудования зданий, снижению потерь энергии при ее выработке и транспортировке, а также по сокращению расхода тепловой и электрической энергии путем автоматического управления и регулирования оборудования и инженерных систем в целом.

Нормы по тепловой защите зданий гармонизированы с аналогичными зарубежными нормами развитых стран. Эти нормы, как и нормы на инженерное оборудование, содержат минимальные требования, и строительство многих зданий может быть выполнено на экономической основе с существенно более высокими показателями тепловой защиты, предусмотренными классификацией зданий по энергетической эффективности.

Данные нормы и правила распространяются на тепловую защиту жилых, общественных, производственных, сельскохозяйственных и складских зданий и сооружений (далее - зданий), в которых необходимо поддерживать определенную температуру и влажность внутреннего воздуха.

Согласно СНиП 23-02-2003, энергетическую эффективность жилых и общественных зданий следует устанавливать в соответствии с классификацией по таблице 34.

Присвоение классов D, E на стадии проектирования не допускается.

Классы А, В устанавливаются для вновь возводимых и реконструируемых зданий на стадии разработки проекта и впоследствии их уточняют по результатам эксплуатации.

Для достижения классов А, В органам администраций субъектов Российской Федерации рекомендуется применять меры по экономическому стимулированию участников проектирования и строительства.

Класс С устанавливается при эксплуатации вновь возведенных и реконструированных зданий согласно разделу 11 СНиП 23-02-2003.

Классы D, E устанавливаются при эксплуатации возведенных до 2000 г. зданий с целью разработки органами администраций субъектов Российской Федерации очередности и мероприятий по реконструкции этих зданий. Классы для эксплуатируемых

зданий следует устанавливать по данным измерения энергопотребления за отопительный период согласно таблице 2.3.

**Таблица 2.3 - Классы энергетической эффективности зданий**

Обозначение класса	Наименование класса энергетической эффективности	Величина отклонения расчетного (фактического) значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания $q_h^{des}$ от нормативного, %	Рекомендуемые мероприятия органами администрации субъектов РФ
Для новых и реконструированных зданий			
A	Очень высокий	Менее минус 51	Экономическое стимулирование
B	Высокий	От минус 10 до минус 50	То же
C	Нормальный	От плюс 5 до минус 9	-
Для существующих зданий			
D	Низкий	От плюс 6 до плюс 75	Желательна реконструкция здания
E	Очень низкий	Более 76	Необходимо утепление здания в ближайшей перспективе

Нормами установлены три показателя тепловой защиты здания:

1) приведенное сопротивление теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций здания;

2) санитарно-гигиенический, включающий температурный перепад между температурами внутреннего воздуха и на поверхности ограждающих конструкций и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы;

3) удельный расход тепловой энергии на отопление здания, позволяющий варьировать величинами теплозащитных свойств различных видов ограждающих конструкций зданий с учетом объемно-планировочных решений здания и выбора систем поддержания микроклимата для достижения нормируемого значения этого показателя.

Требования тепловой защиты здания будут выполнены, если в жилых и общественных зданиях будут соблюдены требования показателей "а" и "б" либо "б" и "в". В зданиях производственного назначения необходимо соблюдать требования показателей "а" и "б".

#### **Сопротивление теплопередаче элементов ограждающих конструкций**

Приведенное сопротивление теплопередаче  $R_0$ ,  $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$ , ограждающих конструкций, а также окон и фонарей (с вертикальным остеклением или с углом наклона более  $45^\circ$ ) следует принимать не менее нормируемых значений  $R_{req}$ ,  $m^2 \cdot ^\circ C / Вт$ , определяемых по таблице 4 СНиП 23-02-2003, в зависимости от градусо-суток района строительства  $D_d$ ,  $^\circ C \cdot сут$ .

**Таблица 2.4 – Нормируемые значения сопротивления теплопередаче ограждающих конструкций**

Здания и помещения, коэффициенты а и б.	Градусо-сутки отопительного периода Dd, °С·сут	Нормируемые значения сопротивления теплопередаче Rreq, м <sup>2</sup> ·°С/Вт, ограждающих конструкций				
		Стен	Покрытий и перекрытий над проездами	Перекрытий чердачных, над неотапливаемыми подпольями и подвалами	Окон и балконных дверей, впринципе выражей	Фонарей с вертикальным остеклением
1 Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты, гостиницы и общежития	2000	2,1	3,2	2,8	0,3	0,3
	4000	2,8	4,2	3,7	0,45	0,35
	6000	3,5	5,2	4,6	0,6	0,4
	8000	4,2	6,2	5,5	0,7	0,45
	10000	4,9	7,2	6,4	0,75	0,5
	12000	5,6	8,2	7,3	0,8	0,55
a	-	0,00035	0,0005	0,00045	-	0,000025
b	-	1,4	2,2	1,9	-	0,25
2. Общественные, кроме указанных выше, административные и бытовые, производственные и другие здания и помещения с влажным или мокрым режимом	2000	1,8	2,4	2,0	0,3	0,3
	4000	2,4	3,2	2,7	0,4	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,5	0,4
	8000	3,6	4,8	4,1	0,6	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
a	-	0,0003	0,0004	0,00035	0,00005	0,000025
b	-	1,2	1,6	1,3	0,2	0,25
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	2000	1,8	2,4	2,0	0,3	0,3
	4000	2,4	3,2	2,7	0,4	0,35
	6000	3,0	4,0	3,4	0,5	0,4
	8000	3,6	4,8	4,1	0,6	0,45
	10000	4,2	5,6	4,8	0,7	0,5
	12000	4,8	6,4	5,5	0,8	0,55
a	-	0,0002	0,00025	0,0002	0,000025	0,000025
b	-	1,0	1,5	1,0	0,2	0,15

**Нормируемый температурный перепад между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции**

Расчетный температурный перепад  $\Delta t_0$ , °С, между температурой внутреннего воздуха и температурой внутренней поверхности ограждающей конструкции не должен превышать нормируемых величин  $\Delta t_{пн}$ , °С, установленных в таблице 2.5.

**Таблица 2.5 – Нормируемый температурный перепад между температурой**

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад $\Delta t_{пн}$ , °С, для			
	наружных стен	покрытий и чердачных перекрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями	зенитных фонарей
1. Жилые, лечебно-профилактические и детские учреждения, школы, интернаты	4,0	3,0	2,0	$t_{int}-t_d$
2. Общественные, кроме указанных в поз.1, административные и бытовые, за исключением помещений с влажным или мокрым режимом	4,5	4,0	2,5	$t_{int}-t_d$
3. Производственные с сухим и нормальным режимами	$t_{int}-t_d$ , но не более 7	0,8( $t_{int}-t_d$ ), но не более 6	2,5	$t_{int}-t_d$
4. Производственные и другие помещения с влажным или мокрым режимом	$t_{int}-t_d$	0,8( $t_{int}-t_d$ )	2,5	-

Здания и помещения	Нормируемый температурный перепад $\Delta t_{п}$ , °С, для			
	наружных стен	покрытий и чердачных покрытий	перекрытий над проездами, подвалами и подпольями	зенитных фонарей
5. Производственные здания со значительными избытками явной теплоты (более 23 Вт/м <sup>3</sup> ) и расчетной относительной влажностью внутреннего воздуха более 50%	12	12	2,5	$t_{int}-t_d$

#### Удельный расход тепловой энергии на отопление здания

Удельный (на 1 м<sup>2</sup> отапливаемой площади пола квартир или полезной площади помещений [или на 1 м<sup>3</sup> отапливаемого объема]) расход тепловой энергии на отопление здания  $q_{hdes}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)], определяемый по приложению Г, должен быть меньше или равен нормируемому значению  $q_{hreq}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или [кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)], и определяется путем выбора теплозащитных свойств ограждающих конструкций здания, объемно-планировочных решений, ориентации здания и типа, эффективности и метода регулирования используемой системы отопления. Значения удельного расхода тепловой энергии на отопление здания должно удовлетворять значениям, приведенным в таблицах 2.6, 2.7.

**Таблица 2.6 – Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление  $q_{hreq}$  жилых домов многоквартирных отдельно стоящих и блокированных, кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут)**

Отапливаемая площадь домов, м <sup>2</sup>	С числом этажей			
	1	2	3	4
60 и менее	140	-	-	-
100	125	135	-	-
150	110	120	130	-
250	100	105	110	115
400	-	90	95	100
600	-	80	85	90
1000 и более	-	70	75	80

Примечание - При промежуточных значениях отапливаемой площади дома в интервале 60-1000 м<sup>2</sup> значения  $q_{hreq}$  должны определяться по линейной интерполяции

**Таблица 2.7 – Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление зданий  $q_{hreq}$ , кДж/(м<sup>2</sup>·°С·сут) или кДж/(м<sup>3</sup>·°С·сут)**

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые, гостиницы, общежития	По таблице 8	85[31] для 4-этажных многоквартирных и блокированных домов - по таблице 8	80[29]	76[27,5]	72[26]	70[25]
2 Общественные, кроме перечисленных в поз.3, 4 и 5 таблицы	[42]; [38]; [36] соответственно нарастанию этажности	[32]	[31]	[29,5]	[28]	-
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	[34]; [33]; [32] соответственно нарастанию этажности	[31]	[30]	[29]	[28]	-

Типы зданий	Этажность зданий					
	1-3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
4 Дошкольные учреждения	[45]	-	-	-	-	-
5 Сервисного обслуживания	[23]; [22]; [21] соответственно нарастанию этажности	[20]	[20]	-	-	-
Примечание - Для регионов, имеющих значение $D_d=8000^{\circ}\text{C}\cdot\text{сут}$ и более, нормируемые $Q_{\text{нред}}$ следует снизить на 5%.						

#### 2.4. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

В результате сбора исходных данных, проектов строительства новых промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Согласно материалам Генерального плана обеспечение технологических процессов тепловой энергией в перспективе будет осуществляться от собственных источников теплоснабжения

#### 2.5. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зоне действия централизованного теплоснабжения

Перспективные нагрузки централизованного теплоснабжения на цели отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых потребителей рассчитаны в соответствии с Требованиями энергоэффективности зданий на основании площадей планируемой застройки, представленных в пункте 2 главы 2.

Ориентировочные приросты объема потребления тепловой энергии до 2019 г. для проектируемых зданий представлены в таблице 2.8.

Планируемые к строительству потребители находятся в зоне действия котельных «Рудо» и «Перевал». На котельных имеется резерв для подключения рассматриваемых потребителей тепловой энергии к существующей системе теплоснабжения.

**Таблица 2.8 – Приросты потребления тепловой энергии до 2019 г.**

№ п/п	Адрес	Кол-во зданий	Отапливаемая площадь, м <sup>2</sup>	Прирост потребления тепловой энергии, Гкал		Суммарный годовой прирост теплопотребления, Гкал
				на отопление	на ГВС	
1	Застройка в районе ул. Медицинская 4-6	2	6000	0,40	0,10	1100
2	Застройка между котельными №1 и №2	15	18000	1,30	0,60	8250
Всего		6	6272,0	1,70	0,70	<b>9350</b>

## **2.6. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя с разделением по видам потребления в расчетных элементах территориального деления в зонах действия индивидуальных источников теплоснабжения**

На момент подписания Муниципального контракта, согласно данным Администрации Городского поселения «Карымское» официально не планируется строительство и введение в эксплуатацию индивидуальных жилых домов и малоэтажной жилой застройки, теплоснабжение которых будет осуществляться от индивидуальных источников тепловой энергии.

## **2.7. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой мощности и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учетом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирование, и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами, с разделением по видам теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия источника теплоснабжения на каждом этапе**

Из анализа исходной информации, проектов строительства новых и/ или реконструкции существующих промышленных предприятий с использованием тепловой энергии в технологических процессах не выявлено. Согласно материалам Генерального плана обеспечение технологических процессов тепловой энергией в перспективе будет осуществляться по существующей схеме.

## **2.8. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель**

В ходе сбора и анализа исходной информации перспективных потребителей, которых следует отнести к категории социально значимых, не выявлено.

## **2.9. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения**

В соответствии с действующим законодательством деятельность по производству, передаче и распределению тепловой энергии регулируется государством, тарифы на тепловую энергию ежегодно устанавливаются тарифными комитетами (Службой по тарифам Иркутской области). Одновременно Федеральным законом от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» определено, что поставки тепловой энергии (мощности), теплоносителя объектами, введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г., могут осуществляться на основе долгосрочных договоров теплоснабжения (на срок более чем 1 год), заключенных между потребителями тепловой энергии и теплоснабжающей организацией по ценам, определенным соглашением сторон. У организаций коммунального комплекса (ОКК) в сфере теплоснабжения появляется возможность

осуществления производственной и инвестиционной деятельности в условиях нерегулируемого государством (свободного) ценообразования. При этом возможна реализация инвестиционных проектов по строительству объектов теплоснабжения, обоснование долгосрочной цены поставки теплоэнергии и включение в нее инвестиционной составляющей на цели возврата и обслуживания привлеченных инвестиций.

Основные параметры формирования долгосрочной цены:

- обеспечение экономической доступности услуг теплоснабжения потребителям;
- в необходимой валовой выручке (НВВ) для расчета цены поставки тепловой энергии включаются экономически обоснованные эксплуатационные издержки;
- в НВВ для расчета цены поставки тепловой энергии включается амортизация по объектам инвестирования и расходы на финансирование капитальных вложений (возврат инвестиций инвестору или финансирующей организации) из прибыли; суммарная инвестиционная составляющая в цене складывается из амортизационных отчислений и расходов на финансирование инвестиционной деятельности из прибыли с учетом возникающих налогов;
- необходимость выработки мер по сглаживанию ценовых последствий инвестирования (оптимальное «нагружение» цены инвестиционной составляющей);
- обеспечение компромисса интересов сторон (инвесторов, потребителей, эксплуатирующей организации) достигается разработкой долгосрочного ценового сценария, обеспечивающего приемлемую коммерческую эффективность инвестиционных проектов и посильные для потребителей расходы за услуги теплоснабжения.

Если перечисленные выше условия не будут выполнены, то достичь договоренности сторон по условиям и цене поставки тепловой энергии будет затруднительно.

В границах Городского поселения «Карымское» не предполагается строительство новых источников теплоснабжения. Свободные долгосрочные договоры могут заключаться в расчете на разработку и реализацию инвестиционной программы по реконструкции тепловых сетей.

#### **2.10. Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены договоры теплоснабжения по регулируемой цене**

В настоящее время данная модель применима только для теплосетевых организаций, поскольку Методические указания, утвержденные Приказом ФСТ от 01.09.2010 г. № 221-э/8 и утвержденные параметры RAB-регулирования действуют только для организаций,

оказывающих услуги по передаче тепловой энергии. Для перехода на этот метод регулирования тарифов необходимо согласование ФСТ России. Тарифы по методу доходности инвестированного капитала устанавливаются на долгосрочный период регулирования (долгосрочные тарифы): не менее 5 лет (при переходе на данный метод первый период долгосрочного регулирования не менее 3-х лет), отдельно на каждый финансовый год.

При установлении долгосрочных тарифов фиксируются две группы параметров:

- пересматриваемые ежегодно (объем оказываемых услуг, индексы роста цен, величина корректировки тарифной выручки в зависимости от факта выполнения инвестиционной программы (ИП));
- не пересматриваемые в течение периода регулирования (базовый уровень операционных расходов (ОРЕХ) и индекс их изменения, нормативная величина оборотного капитала, норма доходности инвестированного капитала, срок возврата инвестированного капитала, уровень надежности и качества услуг).

Определен порядок формирования НВВ организации, принимаемой к расчету при установлении тарифов, правила расчета нормы доходности инвестированного капитала, правила определения стоимости активов и размера инвестированного капитала, правила определения долгосрочных параметров регулирования с применением метода сравнения аналогов.

Основные параметры формирования долгосрочных тарифов методом RAB:

- тарифы устанавливаются на долгосрочный период регулирования, отдельно на каждый финансовый год; ежегодно тарифы, установленные на очередной финансовый год, корректируются; в тарифы включается инвестиционная составляющая, исходя из расходов на возврат первоначального и нового капитала при реализации ИП организации;
- для первого долгосрочного периода регулирования установлены ограничения по структуре активов: доля заемного капитала – 0.3, доля собственного капитала 0.7.
- срок возврата инвестированного капитала (20 лет); в НВВ для расчета тарифа не учитывается амортизация основных средств в соответствии с принятым организацией способом начисления амортизации, в тарифе учитывается амортизация капитала, рассчитанная из срока возврата капитала 20 лет;
- рыночная оценка первоначально инвестированного капитала и возврат первоначального и нового капитала при одновременном исключении амортизации из операционных расходов ведет к снижению инвестиционного ресурса, возникает противоречие с Положением по бухгалтерскому учету, при необходимости осуществления

значительных капитальных вложений, ведет к значительному увеличению расходов на финансирование ИП из прибыли и возникновению дополнительных налогов;

– устанавливается норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование (на каждый год первого долгосрочного периода регулирования, на последующие долгосрочные периоды норма доходности инвестированного капитала, созданного до и после перехода на RAB-регулирование, устанавливается одной ставкой);

– осуществляется перераспределение расчетных объемов НВВ периодов регулирования в целях сглаживания роста тарифов (не более 12% НВВ регулируемого периода).

Доступна данная финансовая модель для Предприятий, у которых есть достаточные «собственные средства» для реализации инвестиционных программ, возможность растягивать возврат инвестиций на 20 лет, возможность привлечь займы на условиях установленной доходности на инвестируемый капитал. Для большинства ОКК установленная параметрами RAB-регулирования норма доходности инвестированного капитала не позволяет привлечь займы на финансовых рынках в современных условиях, т.к. стоимость заемного капитала по условиям банков выше. Привлечение займов на срок 20 лет тоже проблематично и влечет за собой схемы неоднократного перекредитования, что значительно увеличивает расходы ОКК на обслуживание займов, финансовые потребности ИП (инвестиционных ресурсов), и риски при их реализации. Таким образом, для большинства ОКК применение RAB-регулирования не ведет к возникновению достаточных источников финансирования ИП, позволяющих осуществить реконструкцию и модернизацию теплосетевого комплекса при существующем уровне его износа.

В 2011 г. использование данного метода разрешено только для теплосетевых организаций из списка пилотных проектов, согласованного ФСТ России. В дальнейшем широкое распространение данного метода для теплосетевых и других теплоснабжающих организаций коммунального комплекса вызывает сомнение.

Перспективное потребление по долгосрочным договорам по регулируемой цене может составлять 5000 Гкал/год (не более 10% от планируемого прироста).

### Глава 3 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"

#### 3.1. Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей и располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии

Баланс тепловой мощности источников тепловой энергии, обеспечивающих теплоснабжение объектов жилищного и общественного сектора, и тепловой нагрузки Городского поселения «Карымское» в соответствии с данными представленными в таблице 6.2 части 6 главы 1 показал, что в целом по городскому поселению имеется резерв тепловой мощности источников тепловой энергии.

Перспективный баланс тепловой мощности на источниках тепловой энергии представлен в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 – Перспективный баланс тепловой мощности на источниках тепловой энергии**

Источник тепловой энергии	Тепловая мощность, Гкал/ ч			
	«нетто»	подключенная	резерв	перспективная
Котельная 1	3,2	1,07	2,13	2,87
Котельная «Баня»	1,40	0,83	0,57	1,23

По остальным источникам возможно только снижение подключенной тепловой нагрузки по мере отключения аварийного жилого фонда. Кроме того, возможно снижение установленной тепловой мощности котельных при их реконструкции.

#### 3.2. Гидравлический расчет передачи теплоносителя от каждого магистрального вывода с целью определения возможности обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого магистрального вывода

На основании информации о перспективных потребителях на территории Городского поселения «Карымское» был произведен гидравлический расчет существующей схемы теплоснабжения. По результатам поверочного расчета перспективной схемы теплоснабжения были построены пьезометрические графики для следующих характерных участков тепловой сети:

- котельная «Центральная» – потребитель на ул. Ленинградская, 46 (самый удаленный потребитель);
- котельная «Центральная» – тепловой ввод перспективного потребителя на ул. Почтовая, Ростелеком.
- котельная №1 – к потребителям ул. Читинская и перспективная застройка.

- котельная №2 – до ул. Погодаева, 45 и перспективная застройка.
- котельная №4 – до ул. Погодаева, 45.

### **3.3. Выводы о резервах существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей**

Из анализа балансов располагаемой мощности «нетто» на источниках и подключенной нагрузки на 2018 г. следует вывод о достаточности резерва тепловой мощности на источниках теплоснабжения (при условии завершения выполнения капитального ремонта котельной «Перевал»). Суммарная перспективная подключенная нагрузка после строительства и введения в эксплуатацию новых потребителей будет изменена на незначительную величину – около 2% для котельной «Перевал» и около 1% для котельной «Рудо». Следовательно, подключение перспективных потребителей к системе теплоснабжения от котельной целесообразно с точки зрения резервов мощностей на источнике.

На основании пьезометрических графиков, представленных в приложении 5, следует вывод о возможности подключения перспективных потребителей к существующей системе теплоснабжения от котельных. При введении в эксплуатацию перспективных потребителей гидравлический режим отпуска тепловой энергии от источника изменится незначительно. Кроме того, существующие тепловые сети имеют значительный резерв пропускной способности, что позволяет подключать перспективных потребителей к существующей схеме теплоснабжения без проведения переключений магистральных тепловых сетей с увеличением диаметра.

## **Глава 4 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"**

Как отмечалось выше, планируемые к строительству потребители до 2018 г. находятся в зоне действия котельных №1 и «Баня», следовательно, баланс системы водоподготовки остальных котельных не претерпит серьезных изменений и будет близок существующему балансу, т.к. система теплоснабжения закрытая.

В виду отсутствия ВПУ на водогрейных котельных, необходима проработка вопроса их внедрения, это позволит продлить срок службы оборудования и повысить надежность систем теплоснабжения.

Основной нагрузкой ВПУ по существующему состоянию является необходимость восполнения теплоносителя расходуемого на подпитку тепловой сети и на несанкционированный водоразбор. Максимальная производительность ВПУ 5,09 т/ч. Имеющийся резерв на ВПУ от установленной производительности, является достаточным условием для безаварийной и надежной работы системы теплоснабжения от котельных, при условии выполнения правил эксплуатации.

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

– с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;

– с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Внедрение ВПУ значительно повысит качество сетевой воды и снизятся затраты на преждевременные ремонты как котельного оборудования так и внутридомового.

**Таблица 4.1 – Существующий и перспективный балансы водоподготовительных установок (теплоноситель – горячая вода) на котельных ООО «Тепловик»**

№ п/п	Наименование статьи затрат по воде	Ед. изм.	Котельная №1	Котельная №4	Котельная №6	Котельная №7
1	Объём воды в тепловых сетях и системах теплоснабжения	м <sup>3</sup>	27,34	130,3	14,25	11,81
2	Нормативный расход воды на подпитку системы	м <sup>3</sup>	390,41	1856,85	203,5	168,63
3	Промывка и заполнение тепловых сетей	м <sup>3</sup>	41,01	195,05	21,38	17,71
4	Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды	м <sup>3</sup>	161,84	161,84	140,42	129,71
5	Итого, количество воды, необходимое для выработки тепловой энергии	м <sup>3</sup>	620,6	2344,04	379,55	327,86
6	Расчётная производительность ХВО	м <sup>3</sup> /час	0,19 5	1,24 7	0,09 3	0,05 6

**Таблица 4.2 – Существующий и перспективный балансы водоподготовительных установок (теплоноситель – горячая вода) на котельных ООО «Коммунальник»**

№ п/п	Наименование статьи затрат по воде	Ед. изм.	ЦК	Котельная Баня	Котельная УП	Котельная №8	Котельная №2	Котельная №3	Котельная №9
1	Объём воды в тепловых сетях и системах теплоснабжения	м <sup>3</sup>	150,86	30,10	4,14	9,15	48,21	15,87	10,69
2	Нормативный расход воды на подпитку системы	м <sup>3</sup>	2153,51	429,78	59,10	130,71	688,42	226,56	152,66
3	Промывка и заполнение тепловых сетей	м <sup>3</sup>	226,21	45,15	6,20	13,73	72,31	23,80	16,04
4	Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды	м <sup>3</sup>	238,00	151,13	129,71	129,70	161,84	161,84	42,84
5	Итого, количество воды, необходимое для выработки тепловой энергии	м <sup>3</sup>	2768,58	656,15	199,15	283,29	970,78	428,06	222,23
	Расчётная производительность ХВО	м <sup>3</sup> /час	98	0,11	0,02	0,05	0,18	0,10	0,05

## **Глава 5 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"**

### **5.1. Определение условий организации централизованного теплоснабжения**

Согласно статье 14, ФЗ №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей к потребителям тепловой энергии, в том числе застройщиков к системе теплоснабжения, осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Подключение к системе теплоснабжения осуществляется на основании договора, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и в заключении соответствующего договора, устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается. Нормативные сроки подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства устанавливаются правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения

устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае, если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в

инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации. Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

## **5.2. Определение условий организации индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления**

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч на Га);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с требованиями п. 15 статьи 14 ФЗ №190 «О теплоснабжении» «Запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии при наличии осуществлённого в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения

многоквартирных домов». Следовательно, использование индивидуальных поквартирных источников тепловой энергии не ожидается в ближайшей перспективе.

Планируемые к строительству жилые дома могут проектироваться с использованием поквартирного индивидуального отопления при условии получения технических условий от газоснабжающей организации.

### **5.3. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями**

Территория строительства малоэтажных и индивидуальных жилых домов, согласно Генеральному плану Городского поселения «Карымское», не входит в границы радиуса эффективного теплоснабжения.

Индивидуальное теплоснабжение малоэтажных и индивидуальных жилых домов может быть организовано в зонах с тепловой нагрузкой менее 0,01 Гкал/ч на гектар.

Подключение таких потребителей к централизованному теплоснабжению неоправданно в виду значительных капитальных затрат на строительство тепловых сетей.

Плотность индивидуальной и малоэтажной застройки мала, что приводит к необходимости строительства тепловых сетей малых диаметров, но большой протяженности.

В настоящее время на рынке представлено значительное количество источников индивидуального теплоснабжения, работающих на различных видах топлива.

Настоящим проектом перевод существующих или оснащение перспективных потребителей индивидуальными источниками тепловой энергии не предусматривается.

### **5.4. Предложения по строительству и реконструкции источников**

Подходы к разработке стратегии количественного развития генерирующих мощностей изначально сформированы, исходя из данных проекта Генерального плана Городского поселения «Карымское», с учетом интенсивности строительства нового жилищного фонда, развития социальной инфраструктуры, конкретной ситуации, сложившейся в городском поселении с источниками теплоснабжения. При этом учитывались выявленные дефициты тепловой мощности.

#### **5.4.1. Предложения по строительству новых источников тепловой энергии**

Производственная мощность котлов котельной обеспечивает расчетное потребление тепловой энергии на отопление и ГВС потребителей городского поселения с открытой системой теплоснабжения.

В дальнейшем необходимо провести модернизацию котельных с установкой современного энергоэффективного теплосилового оборудования с заменой котлов.

Распределение резерва тепловой мощности котельными приведено в таблице 5.1.

**Таблица 5.1 - Резерв мощности котельных**

Наименование котельной	Установленная мощность «нетто», Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/ч	Резерв (+)/ дефицит (-),	
			Гкал/ч	%
ООО «Тепловик»				
Котельная №1	3,2	1,07	2,13	66,4%
Котельная №4	4,8	3,89	0,91	19,0%
Котельная №6	1,5	0,64	0,86	57,4%
Котельная №7	1,5	0,39	1,11	74,3%
ООО «Коммунальник»				
Центральная	13,5	5,40	8,10	60,0%
Баня	1,4	0,83	0,57	40,9%
Котельная УП	1	0,14	0,86	86,3%
Котельная №2	1,5	1,24	0,26	17,5%
Котельная №3	2,99	0,66	2,33	77,9%
Котельная №8	1	0,31	0,69	69,2%
Котельная №9	1,083	0,34	0,74	68,5%
ФГУ Комбинат «Байкал»				
Котельная	3	2,70	0,30	10,0%
ИП Плахин К.В				
Котельная	1,0	0,49	0,51	51%

Резерв тепловой мощности на Центральной котельной составляет 60,0 %, что позволяет использовать её как единый источник для Центрального микрорайона и перекрывать тепловые нагрузки других котельных.

Суммарный резерв тепловой мощности по существующим теплоисточникам – 18,88 Гкал/ч или 51,8 %.

Прогнозируемый прирост тепловой мощности до 2029 года по г.п. Карымское составляет 2,4 Гкал/ч, кроме того, возможно перераспределение тепловых потоков в связи со сносом аварийного жилья и строительством нового.

Таким образом, принимая во внимание вышеизложенную информацию, можно сделать заключение, что строительство новых источников теплоснабжения в г.п. Карымское не требуется.

#### **5.4.2. Предложения по реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии**

При разработке Схемы был проведен анализ на эффективность источников теплоснабжения. Ниже представлены основные требования Федеральных законов, Постановлений Правительства и иных нормативных правовых актов по модернизации котельных:

- Определение радиуса эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии.

- Закрытие неэффективных котельных с передачей тепловой нагрузки на современные модульные котельные или подсоединение к централизованному теплоснабжению от ТЭЦ.

- Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения. Для чего:

А) Для отдельно стоящих котельных тепловой мощностью 3 МВт и выше при соответствующем технико-экономическом обосновании применять газопоршневые когенерационные установки для одновременной выработки тепловой (в объеме полного покрытия нагрузки ГВС) и электрической энергии. Остальная тепловая нагрузка покрывается дополнительными котлами.

Б) При модернизации котельных свыше 10 МВт рассматривать целесообразность надстройки котельных с превращением их в мини-ТЭЦ для покрытия собственных нужд и возможностью параллельной работы с сетью. В существующих котельных целесообразно проработать вопрос внедрения паротурбинных приводов для насосного оборудования.

- При значениях теплоплотности 0,13 МВт/га и выше (этажности 3 и выше) применять реконструированные системы централизованного теплоснабжения, которые по экономическим характеристикам выигрывают у систем индивидуального теплоснабжения при любых ценах на природный газ (при увеличении цены на газ эффективность СЦТ растет).

- При вводе в эксплуатацию вновь построенной модульной котельной взамен существующей на «старые» тепловые сети и внутридомовые системы – применять преимущественно двухконтурную схему отопления и ГВС. В качестве теплообменного оборудования в автономных котельных применять пластинчатые теплообменники. В автономных котельных должны применяться автоматизированные блочные станции водоподготовки

Согласно имеющейся информации, котлы, установленные в котельных, имеют срок эксплуатации до 5 лет. КПД котлов, в соответствии с утвержденными нормативами, колеблется от 60 до 70%, однако КПД некоторых котельных ниже 50%. При этом у современных угольных котельных при квалифицированной эксплуатации КПД достигает 84%. Таким образом, на ряде котельных существует необходимость во внедрении более технологичного оборудования и обучения обслуживающего персонала, что позволит довести средний КПД котельных до 80%.

Количество котлов, устанавливаемых в котельных, и их производительность определяются на основании технико-экономических расчетов. В котельных должна предусматриваться

установка, состоящая из двух и более котлов, за исключением производственных котельных второй категории, в которых допускается установка одного котла.

Для снижения эксплуатационных затрат необходимо внедрять котлы с автоматическим забросом угля без постоянного присутствия персонала на котельной. Кроме того, котлы с автоматическим забросом угля имеют высокую экологичность, которая обеспечивается максимально полным сжиганием угля за счет рациональной подачи воздуха, а также за счет дожигателя пыли и газов.

Необходимо провести модернизацию котельных с установкой современного энергоэффективного теплосилового оборудования и заменой котлов.

Для всех котельных необходимо внедрение системы химводоподготовки сетевой воды, а котлы перевести на закрытый контур, что позволит продлить их срок службы более чем в 2 раза.

Комплектация всех котельных должна включать в себя:

- не менее двух котлов равной мощности для обеспечения технического резерва. При установке более двух котлов рекомендуется установка одного котла, у которого загрузка при минимальных режимах работы котельной будет не менее 60%;

- насосное оборудование с обеспечением технического резерва;
- водоподготовительную установку;
- современную систему очистки дымовых газов;
- узлы учета холодной воды, электроэнергии, отпущенной тепловой энергии.

В котельной ИП Плахин К.В. необходима замена «Самоварного» неработающего котла на новый котел, который произведен в заводских условиях. Комплектация нового котла должна состоять из дутьевого вентилятора, золоуловителя, дымососа, а также для увеличения сроков службы котлов и систем отопления зданий и сооружений необходимо внедрение установки химводоподготовки. По предварительной оценке стоимость оборудования котлоагрегатов и монтажные работы составляют:

- Котел – 340 тыс.руб.;
- Дутьевой вентилятор – 15 тыс.руб.;
- Золоуловитель – 30 тыс.руб.;
- Дымосос – 65 тыс.руб.;
- Сетевые насосы – 15 тыс.руб.;
- Демонтаж старого котлоагрегата – 15 тыс.руб.;
- Транспортировка оборудования 70 тыс.руб.;
- Монтаж нового оборудования – 100 тыс.руб.

**Всего – 650 тыс.руб.**

### 5.5. Радиус эффективного теплоснабжения

Радиус эффективного теплоснабжения – это максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет определить условия, при которых подключение новых или увеличивающих тепловую нагрузку теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе на единицу тепловой мощности, определяемой для зоны действия каждого источника тепловой энергии.

В соответствии с Генеральным планом Городского поселения «Карымское» предусмотрено увеличение радиусов действия существующих источников теплоснабжения, предполагается присоединение котельных №2 и №6 к котельной №4. Присоединение жилых домов подключенных к котельной ФГУ Комбинат «Байкал» к котельной №1. Однако если котельную №6» возможно присоединить к мощностям котельной №4 из-за небольшой удаленности отапливаемого микрорайона, то присоединение к котельной №1 жилых домов подключенных к котельной ФГУ Комбинат «Байкал» целесообразно только при условии прокладки тепловой сети под железнодорожными путями. А также присоединение потребителей котельной УП к «Центральной» котельной.

В настоящее время Федеральный закон № 190 «О теплоснабжении» ввёл понятие «радиус эффективного теплоснабжения» без конкретной методики его расчёта.

Для выполнения расчёта воспользуемся статьёй Ю.В. Кожарина и Д.А. Волкова «К вопросу определения эффективного радиуса теплоснабжения», опубликованной в журнале «Новости теплоснабжения», №8, 2012 г.

По изложенной в статье методике для определения максимального радиуса подключения новых потребителей к существующей тепловой сети вначале для подключаемой нагрузки при задаваемой величине удельного падения давления  $5 \text{ кгс}/(\text{м}^2 \cdot \text{м})$  определяется необходимый диаметр трубопровода. Далее для этого трубопровода определяются годовые тепловые потери. Принимается, что эффективность теплопровода с точки зрения тепловых потерь, равна величине 5% от годового отпуска тепла к подключаемому потребителю. Выполняется расчёт нормативных тепловых потерь трубопровода длиной 100м. По формуле (1) определяется радиус теплоснабжения.

$$L = 100 \times Q_{nom} / Q_{100}$$

где:  $Q_{пот}$  - тепловые потери подключаемого трубопровода (5% от годового отпуска тепла), Гкал/год;

$Q_{100}$  - нормативные тепловые потери трубопровода, длиной 100 м.

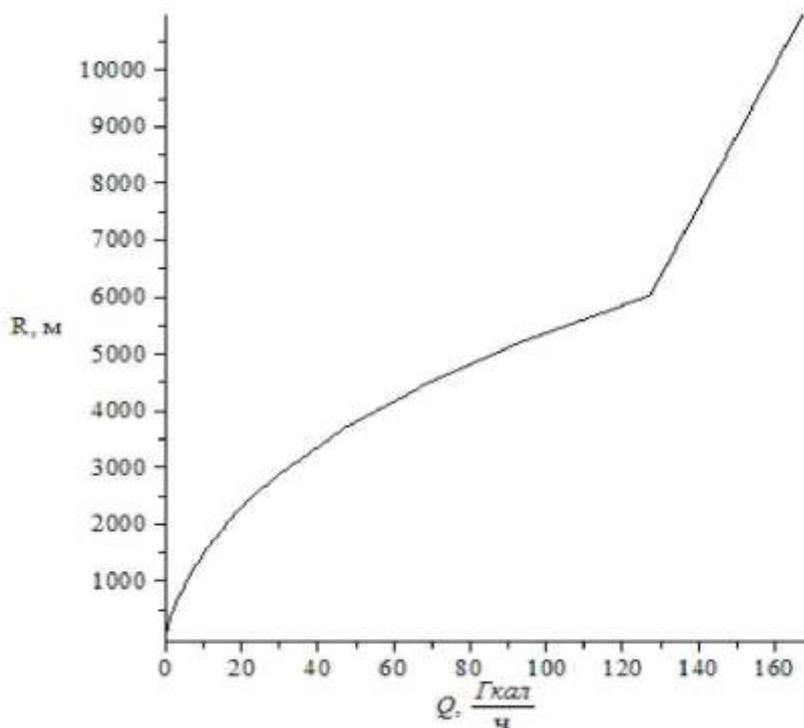
В таблице 5.2 приведены расчеты по определению эффективного радиуса теплоснабжения для вновь присоединяемых потребителей.

**Таблица 5.2 - Определение эффективного радиуса теплоснабжения**

D, мм	G, т/ч	$Q^{Di}$ , Гкал/час	$Q^{Di}$ V год; Гкал/год	$Q^{Di}$ пот Гкал/год	Допустимая длина		
					Канальная прокладка	Бесканальная прокладка	Надземная прокладка
57x3,0	2,642	0,066	196,83	9,841	33,86	26,17	21,57
76x3,0	6,142	0,154	457,58	22,879	66,47	49,55	42,10
89x4,0	9,052	0,226	674,46	33,723	92,77	68,46	58,90
108x4,0	15,835	0,396	1179,81	58,990	149,61	108,56	95,45
133x4,0	28,596	0,715	2130,61	106,53	226,47	169,53	150,74
159x4,5	46,312	1,158	3450,58	172,53	349,89	242,66	227,46
219x6,0	108,36	2,709	8073,87	403,69	634,54	442,36	429,92
273x7,0	195,56	4,889	14570,36	728,52	942,33	662,29	651,04
325x8,0	311,13	7,778	23181,27	1159,06	1285,56	897,66	843,69

По данным таблицы 5.2 построены графики радиуса теплоснабжения для канальной, бесканальной и надземной прокладок на температурный график 95/70°C, позволяющие определить максимальное расстояние до вновь подключаемого абонента.

Результаты расчетов радиусов эффективного теплоснабжения основных теплогенерирующих источников Городского поселения «Карымское» представлены в рисунках 5.1-5.4 и таблице 5.3.



**Рисунок 5.1 - График радиуса теплоснабжения для канальной прокладки**

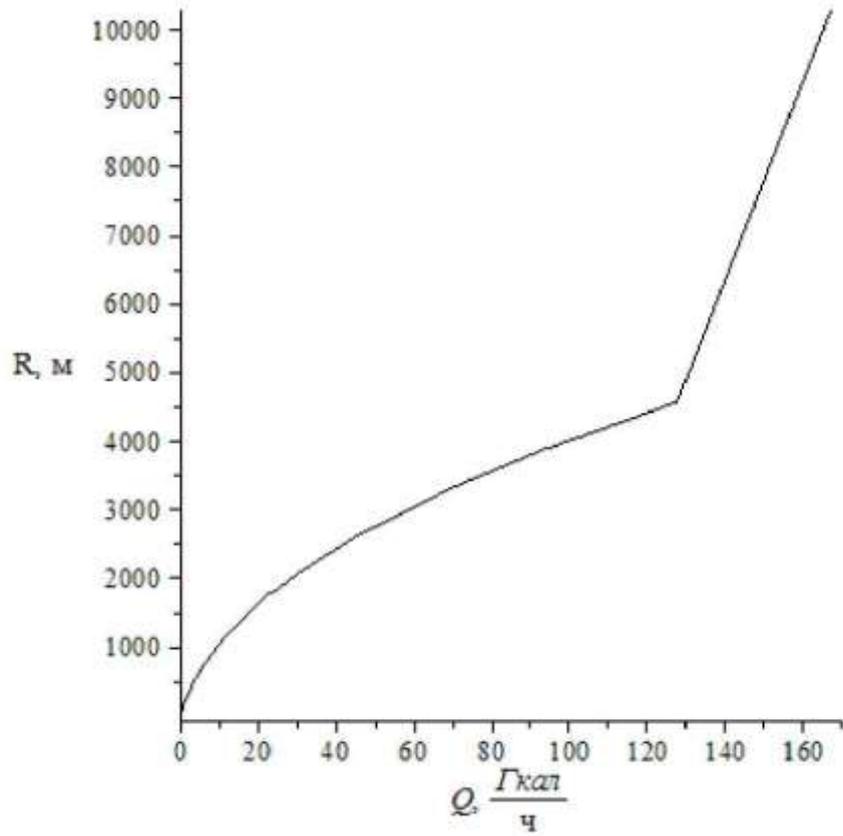


Рисунок 5.2 - График радиуса теплоснабжения для бесканальной прокладки

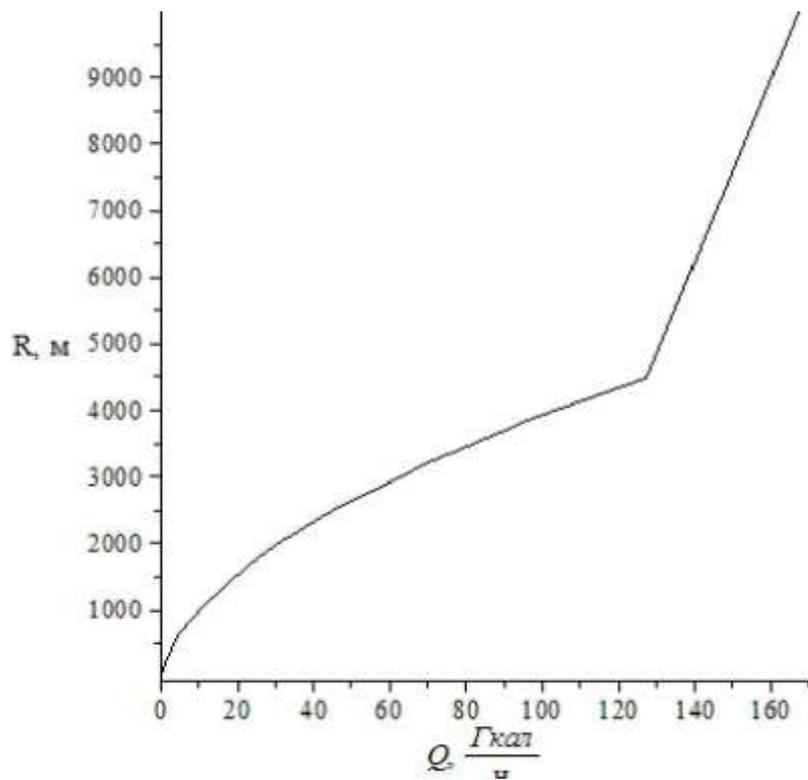


Рисунок 5.3 График радиуса теплоснабжения для надземной прокладки

**Таблица 5.3 - Радиус эффективного теплоснабжения**

Источник тепловой энергии	Расстояние от источника до наиболее отдаленного потребителя, м	Эффективный радиус теплоснабжения, м
<i>ООО "Тепловик"</i>		
Котельная №1	350	363
Котельная №4	800	937
Котельная № 6	205	167
Котельная №7	150	192
<i>ООО «Коммунальник»</i>		
Центральная	1100	453
Баня	275	442
Котельная УП	75	238
Котельная №2	390	561
Котельная №3	210	211
Котельная №8	115	140
Котельная №9	140	274
<i>ФГУ Комбинат «Байкал»</i>		
Котельная	650	300
<i>ИП Плахин К.В.</i>		
Котельная	80	150

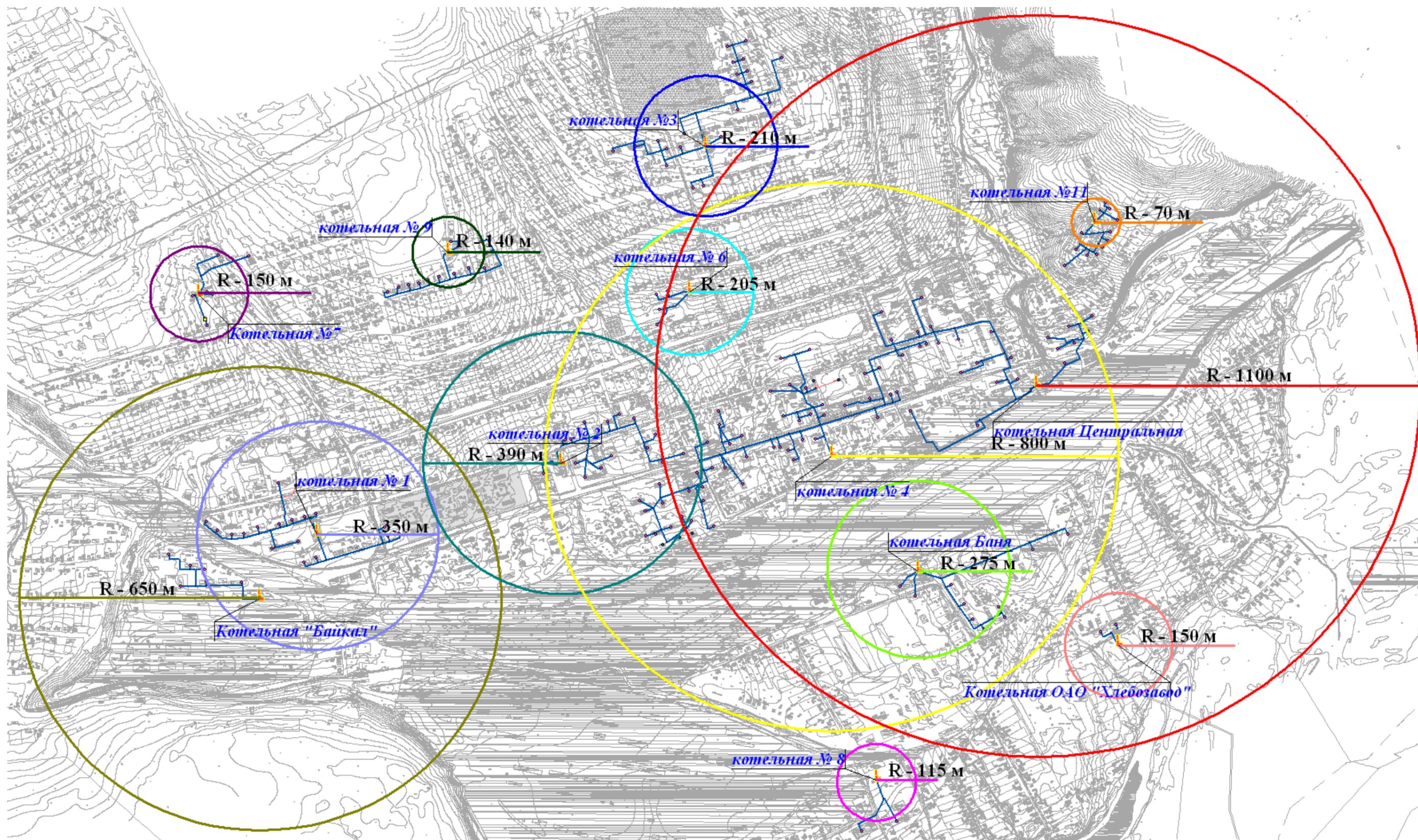


Рисунок 5.4 Радиус эффективного теплоснабжения котельных в г. Карымское

Существующая жилая и социально-административная застройка, подключенная к котельным, находится в пределах радиуса эффективного теплоснабжения, за исключением котельных №№3, 9, 8, «Баня», УП в связи с тем, что котельные имеют малую подключенную тепловую нагрузку.

В радиус эффективного теплоснабжения котельной №4 попадают котельные №№2 и 6.

В радиус эффективного теплоснабжения котельной №4 также попадают потребители Центральной котельной, в связи с этим целесообразно организовать переемычку для объединения тепловых сетей на случай аварийных ситуаций на котельных, однако котельная №4 сможет поддерживать пониженные параметр из-за нехватки мощности.

## **Глава 6 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них"**

### **6.1. Общие положения**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них разрабатываются в соответствии с пунктом 4, 11 и 43 Требований к схемам теплоснабжения.

В результате разработки в соответствии с пунктом 10 Требований к схеме теплоснабжения должны быть решены следующие задачи:

- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки во вновь осваиваемых районах поселения под жилищную, комплексную или производственную застройку;
- обоснование предложений по новому строительству или реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим или ликвидации котельных;
- обоснование предложений по новому строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки;
- обоснование предложений по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса;
- обоснование предложений по новому строительству и реконструкции насосных станций.

Варианты развития системы теплоснабжения городского поселения подразумевают под собой следующие направления:

- проведение режимно-наладочных работ на тепловых сетях всех источников тепловой энергии с целью оптимизации гидравлического режима работы тепловых сетей;
- строительство и реконструкция тепловых сетей и сооружений на них в соответствии с вариантами, рассмотренными в пункте 6.5 главы 6 обосновывающих материалов к Схеме теплоснабжения;
- частичная перекладка трубопроводов тепловых сетей;
- реконструкция существующих тепловых пунктов с заменой кожухотрубных теплообменных аппаратов на разборные пластинчатые и установкой частотного регулирования на сетевые насосы открытых систем теплоснабжения.

**6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)**

В настоящее время зоны с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии отсутствуют.

В настоящее время прорабатывается вопрос присоединения потребителей тепловой энергии котельной №6 к котельным №2 или №4, с переводом этой котельной в резерв. Также прорабатывается вопрос подключения потребителей от котельной ФГУ Комбинат «Байкал» к котельной №1 или строительство новой котельной.

**6.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, городского округа под жилищную, комплексную или производственную застройку**

Для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки Городского поселения «Карымское» рекомендуется выполнить прокладку новых тепловых сетей от существующих магистральных трубопроводов.

При новом строительстве теплопроводов рекомендуется применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции.

Величину диаметра трубопровода, способ прокладки и т.д. необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому факту предполагаемого подключения.

Величину диаметра трубопровода, точку подключения строящихся объектов необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому случаю предполагаемого подключения исходя из информации о подключаемой нагрузке и месте расположения объектов строительства.

В п.2.2 главы 2 указаны объекты, строительство и подключение к тепловым сетям которых планируется в ближайшей перспективе.

**В районе ул. Медицинская** планируется жилая застройка площадью около 6000 м<sup>2</sup> с подключением системы теплоснабжения зданий к тепловой сети от котельной «Баня».

Расчетная тепловая нагрузка подключаемых объектов 0,5 Гкал/час (рассчитана по укрупненным показателям), температурный график 95/70 °С, необходимый диаметр тепловой сети – Ду=80 мм. Подключение данных потребителей целесообразно от старого участка тепловой сети, от которого были запитаны снесённые дома №4, 6 по ул. Медицинская.

В микрорайоне между котельными №1 и №2 между улиц Верхняя и Ленинградская планируется жилая застройка площадью 18000 м<sup>2</sup>. Температурный график для системы теплоснабжения предполагается 95/70 °С. Нагрузка вновь строящихся объектов по укрупненным показателям составит 1,9 Гкал/час. В качестве источника теплоснабжения предполагается использовать котельную №1 или №2.

Точка подключения – существующая тепловая камера у домов по ул. Ленинградская, 88, 86. Диаметр перспективной тепловой сети к объекту – Ду 150 мм.

**6.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.**

На территории Городского поселения «Карымское» условия подключения, при которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения, возможны от «Центральной» котельной к котельной №4, от котельной №2 к котельной №1.

Целесообразно от котельной №4 подключить потребителей котельной №6. Котельную №4 предлагается законсервировать и использовать как резервный источник.

**6.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения.**

На территории Городского поселения «Карымское» есть необходимость в строительстве новой тепловой сети к новым жилым домам между котельными №1 и №2, а также соединительных участков для объединения тепловых сетей разных котельных для повышения надежности систем теплоснабжения городского поселения.

Имеется около 10% участков со сверхнормативными тепловыми потерями, которые планируется заменить в ближайшие 3-5 лет. Для их реконструкции потребуется более 5 млн. рублей.

Во исполнение Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности" обеспечение надежности теплоснабжения и сокращение потерь тепловой энергии при транспортировке предусматривается за счет применения предварительно изолированных в заводских условиях труб с пенополиуретановой (ППУ) или пенополимерминеральной (ППМ) тепловой изоляцией. Для сокращения времени устранения аварий на тепловых сетях и снижения выбросов теплоносителя в атмосферу и др. последствий, неразрывно связанных с авариями на теплопроводах, рекомендуется внедрять систему оперативно-диспетчерского контроля (ОДК).

### ***Реконструкция тепловой сети от котельной ИП Плахин К.В.***

В связи с большим сроком эксплуатации тепловой сети (износом трубопроводом и теплогидроизоляционных материалов) требуется капитальный ремонт участка тепловой сети от котельной ИП Плахин К.В. длиной 15 м в двухтрубном исчислении. Ориентировочная стоимость работ составляет 90 тыс.руб.

### ***Закрытие котельной №6***

От котельной №6 отапливаются 2 многоквартирных и 2 частных жилых дома. В целях снижения эксплуатационных затрат на содержание котельной целесообразно потребителей данной котельной подключить к другому источнику тепловой энергии. Рассмотрим 3 варианта развития схемы теплоснабжения потребителей тепловой энергии от котельной №6.

#### **Вариант 1**

*Присоединение потребителей тепловой энергии от котельной №6 к котельной №2.*

Проанализировав существующую схему тепловых сетей, были выбраны самые ближние точки, между которыми возможно проложить участок теплосети, объединяющий системы. Такой участок может быть проложен от тепловой камеры по ул. Верхняя между домами №№ 68-70 ,по ул. Советская до ул. Лазо, далее – по ул. Лазо до проулка и по нему к жилым домам по ул. Погодаева №№45, 43. Протяжённость теплотрассы составит около 490 м диаметром Ду=100 мм. А в случае организации горячего водоснабжения в многоквартирных домах через ИТП потребуются прокладка трубопровода диаметром Ду=125 мм.

Кроме того, потребуется установка в котельной дополнительного сетевого насоса.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит около 6 млн. руб.

Экономический эффект может быть достигнут за счет сокращения расходов на оплату труда кочегаров, которая составляет около 600 тыс. руб. в год, сократятся затраты на содержание котельной. Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.1.



## **Вариант 2**

*Присоединение потребителей тепловой энергии от котельной №6 к котельной №4.*

Проанализировав существующую схему тепловых сетей, были выбраны самые ближние точки, между которыми возможно проложить участок теплосети, объединяющий системы. Такой участок может быть проложен от новой тепловой камеры по ул. Верхняя с врезкой на участке пред школой и интернатом, далее – по ул. Братьев Васильевых до ул. Лазо, далее – по ул. Лазо до проулка и по нему к жилым домам по ул. Погодаева №№45, 43. Протяжённость теплотрассы составит около 590 м, диаметром  $Dy=100$  мм. А в случае организации горячего водоснабжения в многоквартирных домах через ИТП потребуется прокладка трубопровода диаметром  $Dy=125$  мм.

Кроме того, потребуется перекладка тепловой сети на участке от ул. Ленинградская до ул. Верхняя.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит около 7 млн. руб.

Экономический эффект может быть достигнут за счет сокращения расходов на оплату труда кочегаров, которая составляет около 600 тыс. руб. в год, сократятся затраты на содержание котельной. Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.2. Данный проект целесообразно реализовывать только при необходимости капитального ремонта тепловой сети на участке от ул. Ленинградская до ул. Верхняя.

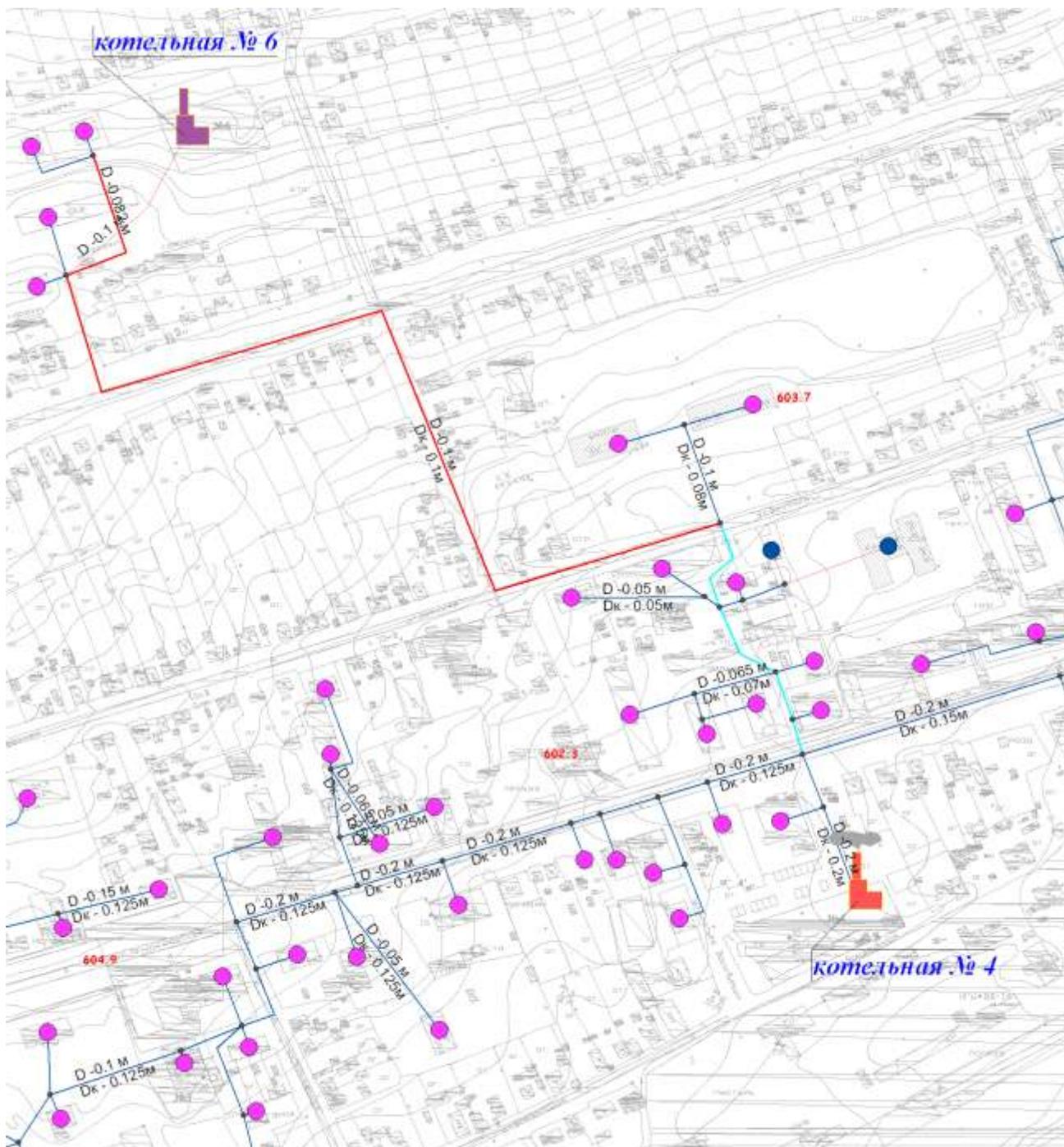


Рисунок 6.2 Трассировки тепловой сети котельной №4 к котельной №6

### Вариант 3

*Присоединение потребителей тепловой энергии к котельной №4 от котельной №6 и от котельной №2.*

Данное мероприятие позволит сократить эксплуатационные затраты на 2 источника тепловой энергии и обеспечить централизацию теплоснабжения. Учитывая, что возрастет протяженность тепловых сетей и увеличатся тепловые потери, сократятся тепловые потери на собственные нужды котельных, которые в несколько раз больше, чем те, которые возникнут от новых участков тепловых сетей.

Проанализировав существующую схему тепловых сетей, были выбраны оптимальные точки, между которыми возможно проложить участок теплосети, объединяющий системы. Для присоединения котельной №6 принимается точка присоединения по варианту 2. Для присоединения котельной №2 предлагается в тепловой камере в районе пересечения ул. Ленинградской и ул. Пионерской далее необходима прокладка участка новой тепловой сети около 70 м и перекладка участка тепловой сети от РКЦ до тепловой камеры на ул. Верхняя в районе дома №35 и №68 длиной 200 м.. Требуемый диаметр тепловой сети  $D_u=125$  мм.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит около 11 млн. руб.

Экономический эффект может быть достигнут за счет сокращения расходов на оплату труда кочегаров, которая составляет около 1200 тыс. руб. в год, сократятся затраты на содержание котельных.

Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.3.



Рисунок 6.3 Трассировки тепловой сети котельной №4 к котельным №2 и №6

### ***Предложение***

При выборе из трех вариантов целесообразно использовать котельную №4 в качестве основного источника, а котельные №2 и №6 перевести в резерв. Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития предлагается последовательность выполнения работ:

1. Перекладка тепловой сети от ТК по ул. Ленинградская, д. 50 до ул. Верхняя в сторону Школы, диаметром тепловой сети  $Dy=125$  мм.
2. Строительство тепловой сети от новой тепловой камеры по ул. Верхняя с врезкой на участке перед школой, далее по ул. Братьев Васильевых до ул. Лазо, далее по ул. Лазо до проулка к жилым домам по ул. Погодаева №№45, 43. Протяженность теплотрассы составит около 590 м, диаметром  $Dy=100$  мм.
3. Строительство тепловой сети от тепловой камеры в районе пересечения ул. Ленинградской и ул. Пионерской, далее необходима прокладка участка новой тепловой сети около 70 м и перекладка участка тепловой сети от РКЦ до тепловой камеры на ул. Верхняя в районе дома №35 и №68 длиной 200 м.. Требуемый диаметр тепловой сети  $Dy=125$  мм.

### ***Подключение нового жилого квартала***

К 2016 году в микрорайоне между котельными №1 и №2 между улиц Верхняя и Ленинградская планируется введение в эксплуатацию новой жилой застройки площадью 18000 м<sup>2</sup>. Источниками тепловой энергии для отопления и ГВС домов могут быть как котельная №2 так и котельная №1, однако для подключения к котельной №2 потребуется увеличение мощности самой котельной.

#### **Вариант 1**

*Присоединение потребителей новой жилой застройки к котельной №2.*

Присоединение данных потребителей будет осуществлено от распределительной гребенки в котельной №2. Протяженность новой ветки тепловой сети составит 1100 м с начальным диаметром 150 мм. Для обеспечения требуемых параметров отпуска тепловой энергии потребуется установка в котельной дополнительных котлов и сетевых насосов. В случае принятия этого источника теплоснабжения для новой жилой застройки, целесообразно к этому источнику присоединять жилые дома по ул. Погодаева №№45, 43, отапливаемые от котельной №6. Присоединение этих домов описано ранее.

Стоимость затрат на присоединение потребителей новой жилой застройки рассчитывается из того, что тепловые сети должен соорудить застройщик, а теплоснабжающая организация – обеспечить необходимую мощность на источнике. В соответствии с этим, кап. вложения сложатся из затрат на приобретение, монтаж котлового

оборудования, дополнительных сетевых насосов и станции химводоподготовки и наладку тепловой сети.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит 2,5 млн. руб и около 6 млн. руб. на присоединение жилых домов по ул. Погодаева №№45-43.

Экономический эффект может быть достигнут за счет сокращения расходов на оплату труда кочегаров котельной №6, которая составляет около 600 тыс. руб. в год, сократятся затраты на содержание котельной. Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.4.

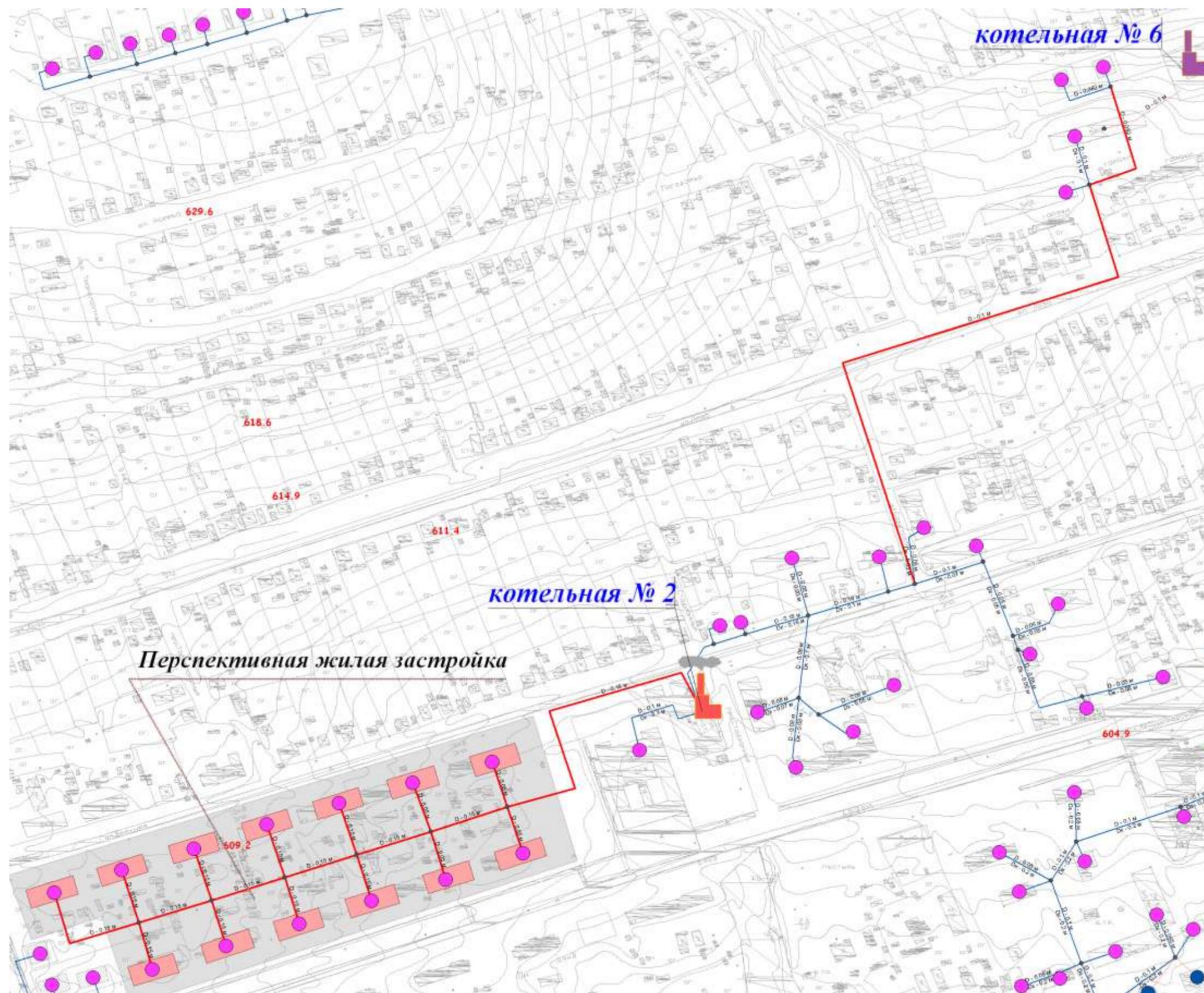


Рисунок 6.4 Трассировки тепловой сети котельной №2 к новой жилой застройке

## **Вариант 2**

### *Присоединение потребителей новой жилой застройки к котельной №1.*

Присоединение данных потребителей будет осуществлено от распределительной гребенки в котельной №1 с выходом на ул. Верхняя, далее – вдоль стадиона до новой жилой застройки. Протяженность новой ветки тепловой сети составит 1100 м с начальным диаметром 150 мм. Для обеспечения требуемых параметров отпуска тепловой энергии потребуются установка в котельной дополнительных сетевых насосов. При установке станции химводоподготовки необходимо предусмотреть дополнительное увеличение мощности.

Стоимость затрат на присоединение потребителей новой жилой застройки рассчитывается из того, что тепловые сети должен соорудить застройщик, а теплоснабжающая организация – обеспечить необходимую мощность на источнике. В соответствии с этим, затраты сложатся из приобретения, монтажа дополнительных сетевых насосов и станции химводоподготовки и наладки тепловой сети.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит 1,5 млн. руб.

Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.5.

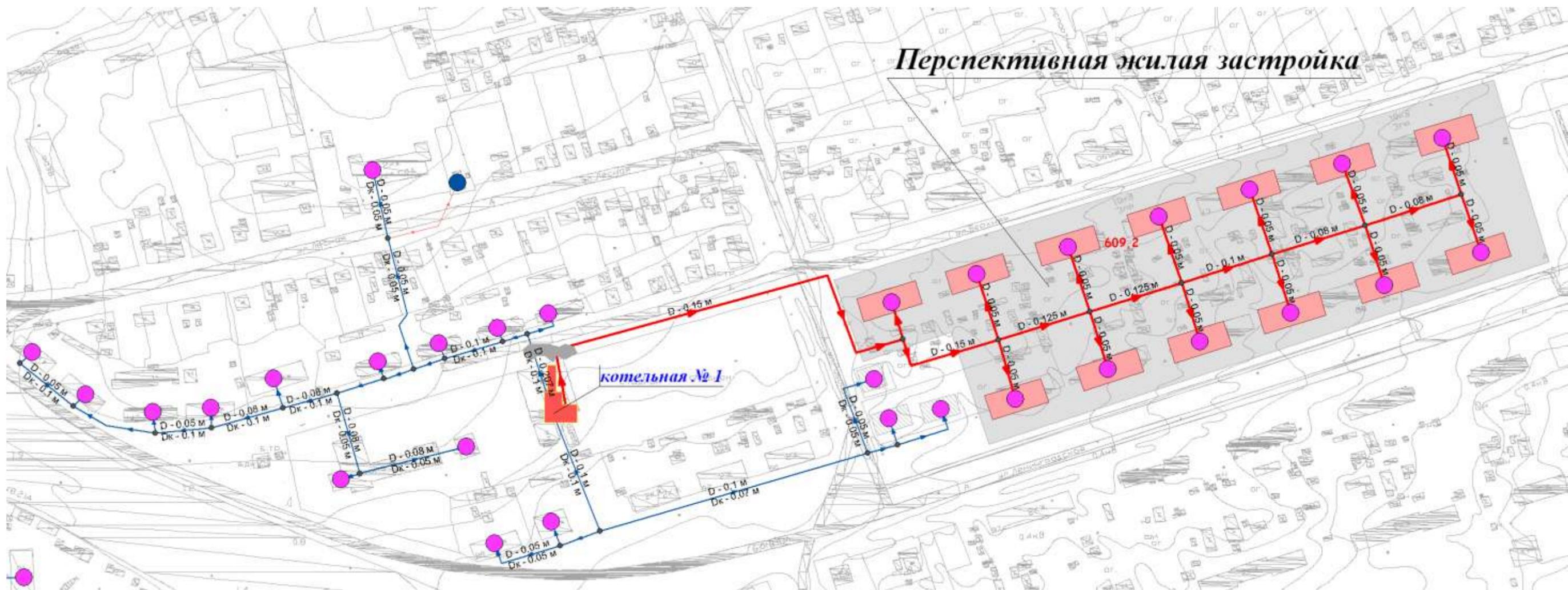


Рисунок 6.5 Трассировки тепловой сети котельной №1 к новой жилой застройке

### ***Предложение***

При выборе из двух вариантов целесообразно использовать котельную №1 в качестве основного источника, а котельную №2 (№4) подключить как резервный источник теплоснабжения. Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития предлагается последовательность выполнения работ:

Присоединение данных потребителей будет осуществлено от распределительной гребенки в котельной №1. Протяженность новой ветки тепловой сети составит 1100 м с начальным диаметром 150 мм.

### ***Подключение потребителей ранее присоединённых котельной «Байкал»***

Сложилось положение, что котельная ФГУ Комбинат «Байкал» нестабильно обеспечивает тепловой энергией жилой фонд и социальные объекты города. Для обеспечения их стабильного теплоснабжения предлагаются альтернативные варианты теплоснабжения – это строительство тепловой сети от котельной №1 под железной дорогой, строительство тепловой сети от котельной №1 в обход железной дороги под мостом. Строительство новой котельной не представляется возможным из-за плотной застройки, однако стоимость необходимой блок-модульной котельной не более 2,5 млн.рублей. Котельная № 1 имеет более 60% резерва тепловой мощности.

### **Вариант 1**

Для стабильного теплоснабжения жилой фонд и социальные объектов по ул. Читинская предлагается строительство тепловой сети от котельной №1 под железной дорогой. Данный вариант является наиболее оптимальным по затратам и в дальнейшем при эксплуатации. Однако, имеется проблема по разрешению руководством РЖД на осуществление прокола около 70 м под железнодорожными путями для прокладки тепловой сети.

Протяженность тепловой сети от котельной до первого колодца в районе ул. Читинская д.1 составит около 400 м диаметром  $D_y=100$  мм.

Данный вариант прокладки хорош тем, что не требуется наладка внутриквартальной сети, т.к. изменится только источник тепловой энергии.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит около 4,5 млн. руб. из которых 500 тыс. руб. – это затраты на прокол под железной дорогой.

Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.6.



## **Вариант 2**

Для стабильного теплоснабжения жилой фонд и социальные объекты по ул. Читинская предлагается строительство тепловой сети от котельной №1 под железнодорожным мостом. Данный вариант является наиболее простым в области согласования прокладки тепловой сети, но потребуются наладка и, в дальнейшем при ремонтах, перерасчет диаметров трубопроводов для обеспечения оптимальных гидравлических режимов.

Протяженность тепловой сети от котельной до первого колодца в районе ул. Читинская д.7 составит около 800 м диаметром  $Dy=100$  мм. Целесообразно тепловую сеть вдоль железной дороги и под мостом выполнить в наружном исполнении, что значительно сократит затраты на прокладку.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит около 6,5 млн. руб.

Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.7.

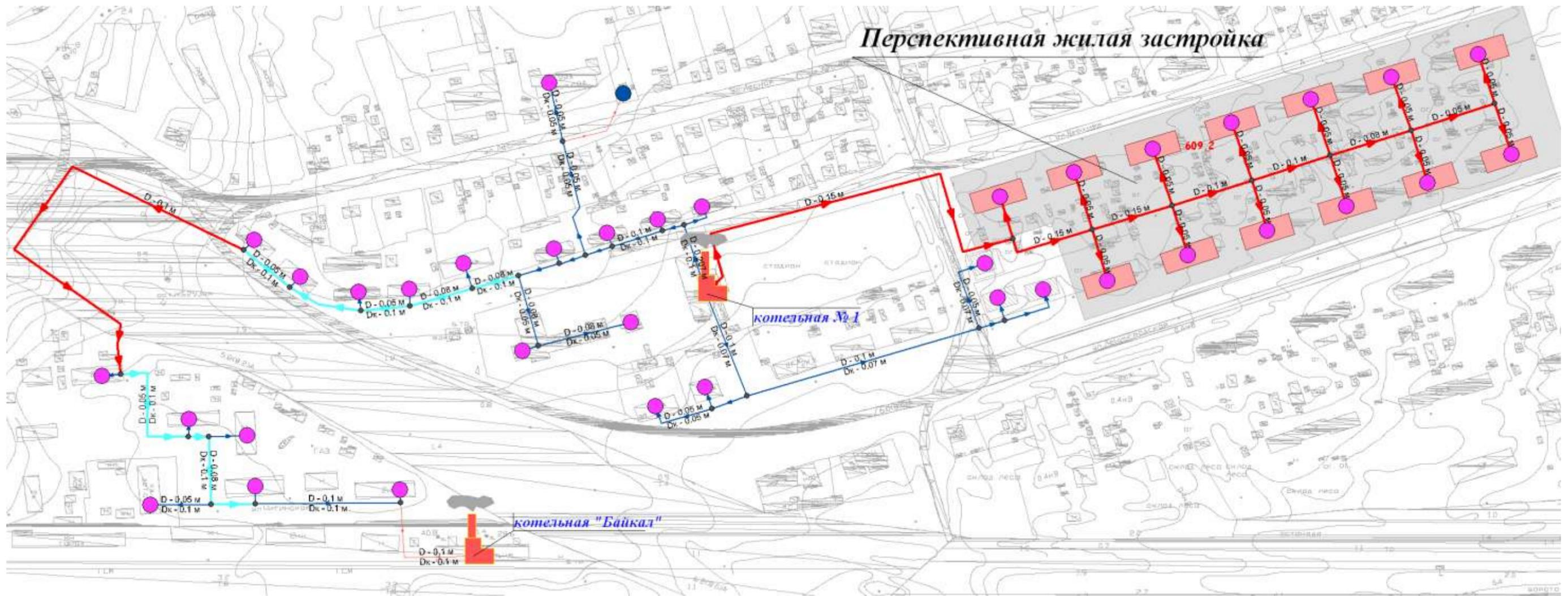


Рисунок 6.7 Трассировки тепловой сети от котельной №1 к домам по ул. Читинская

### ***Предложение***

При выборе из двух вариантов оптимально строительство тепловой сети от котельной №1 под железнодорожным мостом, однако это более затратное мероприятие, но проще при эксплуатации, т.к. в случае протечки под ЖД полотном придётся вытаскивать весь трубопровод. Для поэтапного осуществления предложенных вариантов развития предлагается последовательность выполнения работ:

1. Строительство тепловой сети 800 м диаметром  $Dy=100$  мм, из которых 350 м воздушной прокладкой.
2. Реконструкция квартальных сетей с изменением в первую очередь диаметров головных участков трубопроводов.

### ***Присоединение котельной УП (11) к «Центральной» котельной***

От котельной УП отапливается несколько многоквартирных и частных жилых домов, а также прочие потребители. В целях снижения эксплуатационных затрат на содержание котельной целесообразно потребителей данной котельной подключить к другому источнику тепловой энергии. Наиболее близким из существующих источников является «Центральная» котельная. Объекты, отапливаемые котельной УП, попадают в радиус эффективного теплоснабжения «Центральной» котельной, что делает их подключение оправданным. Предварительная схема тепловой сети представлена на рисунке 6.8.

По предварительной оценке стоимость реализации проекта составит около 3 млн. руб.

Экономический эффект может быть достигнут за счет сокращения расходов на оплату труда кочегаров, которая составляет около 600 тыс. руб. в год, также сократятся затраты на содержание котельной.



Рисунок 6.8 Трассировки тепловой сети от котельной УП к «Центральной» котельной

## **Глава 7 "Перспективные топливные балансы"**

В связи с тем, что до 2018 г. ожидается подключение перспективных потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения от котельной №1, следует ожидать также прироста потребления топлива на источнике тепловой энергии. Рассматриваемые потребители имеют подключенные нагрузки в 2 раза больше существующих, следовательно, в ближайшей перспективе следует ожидать прирост потребления топлива основным теплогенерирующим оборудованием котельной №1. Величина прироста потребления оценивается около 200% от существующего потребления.

Кроме того ожидается прирост потребления тепловой энергии от котельной «Баня». В виду того, что новые потребители будут подключены после сноса старых, то прирост потребления ожидается около 20%.

## Глава 8 "Оценка надежности теплоснабжения"

Расчет показателей надежности системы теплоснабжения Городского поселения «Карымское» основывается на Методических указаниях по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения.

Настоящие Методические указания по анализу показателей, используемых для оценки надежности систем теплоснабжения, разработаны в соответствии с пунктом 2 постановления Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2012, № 34, ст. 4734).

Методические указания содержат методики расчета показателей надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов, в документе приведены практические рекомендации по классификации систем теплоснабжения поселений, городских округов по условиям обеспечения надежности на:

- высоконадежные;
- надежные;
- малонадежные;
- ненадежные.

Методические указания предназначены для использования инженерно-техническими работниками теплоэнергетических предприятий, персоналом органов государственного энергетического надзора и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации при проведении оценки надежности систем теплоснабжения поселений, городских округов.

Надежность системы теплоснабжения должна обеспечивать бесперебойное снабжение потребителей тепловой энергией в течение заданного периода, недопущение опасных для людей и окружающей среды ситуаций.

Показатели надежности системы теплоснабжения подразделяются на:

- показатели, характеризующие надежность электроснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность водоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие надежность топливоснабжения источников тепловой энергии;
- показатели, характеризующие соответствие тепловой мощности источников тепловой энергии и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей;

- показатели, характеризующие уровень резервирования источников тепловой энергии и элементов тепловой сети;
- показатели, характеризующие уровень технического состояния тепловых сетей;
- показатели, характеризующие интенсивность отказов тепловых сетей;
- показатели, характеризующие аварийный недоотпуск тепловой энергии потребителям;
- показатели, характеризующие количество жалоб потребителей тепловой энергии на нарушение качества теплоснабжения.

Надежность теплоснабжения обеспечивается надежной работой всех элементов системы теплоснабжения, а также внешних, по отношению к системе теплоснабжения, систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Интегральными показателями оценки надежности теплоснабжения в целом являются такие эмпирические показатели как интенсивность отказов  $n_{от}$  – 1/год и относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии  $Q_{ав}/Q_{расч.}$ , где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепловой энергии за год Гкал,  $Q_{расч}$  – расчетный отпуск тепловой энергии системой теплоснабжения за год Гкал. Динамика изменения данных показателей указывает на прогресс или деградацию надежности каждой конкретной системы теплоснабжения. Однако они не могут быть применены в качестве универсальных системных показателей, поскольку не содержат элементов сопоставимости систем теплоснабжения.

Для оценки надежности систем теплоснабжения необходимо использовать показатели надежности структурных элементов системы теплоснабжения и внешних систем электро-, водо-, топливоснабжения источников тепловой энергии.

Ниже приведена оценка показателей надежности для двух систем теплоснабжения Городского поселения «Карымское»

**Показатель надежности электроснабжения источников тепла ( $K_э$ )** характеризуется наличием или отсутствием резервного электропитания:

- при наличии резервного электроснабжения  $K_э = 1,0$ ;
- при отсутствии резервного электроснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 -  $K_э = 0,8$ ;

5,0 – 20 -  $K_э = 0,7$ ;

свыше 20 -  $K_э = 0,6$ .

**Показатель надежности водоснабжения источников тепла ( $K_в$ )** характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

- при наличии резервного водоснабжения  $K_в = 1,0$ ;

• при отсутствии резервного водоснабжения при мощности источника тепловой энергии (Гкал/ч):

до 5,0 -  $K_B = 0,8$ ;

5,0 – 20 -  $K_B = 0,7$ ;

свыше 20 -  $K_B = 0,6$ .

**Показатель надежности топливоснабжения источников тепла ( $K_T$ )** характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

• при наличии резервного топлива  $K_T = 1,0$ ;

• при отсутствии резервного топлива при мощности источника тепловой энергии, Гкал/ч:

до 5,0 -  $K_T = 1,0$ ;

5,0 – 20 -  $K_T = 0,7$ ;

свыше 20 -  $K_T = 0,5$ .

**Показатель соответствия тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей фактическим тепловым нагрузкам потребителей ( $K_G$ )**.

Величина этого показателя определяется размером дефицита (%):

до 10 -  $K_G = 1,0$ ;

10 – 20 -  $K_G = 0,8$ ;

20 – 30 -  $K_G = 0,6$ ;

свыше 30 -  $K_G = 0,3$ .

**Показатель уровня резервирования ( $K_P$ )** источников тепла и элементов тепловой сети, характеризуемый отношением резервируемой фактической тепловой нагрузки к фактической тепловой нагрузке (%) системы теплоснабжения, подлежащей резервированию:

90 – 100 -  $K_P = 1,0$ ;

70 – 90 -  $K_P = 0,7$ ;

50 – 70 -  $K_P = 0,5$ ;

30 – 50 -  $K_P = 0,3$ ;

менее 30 -  $K_P = 0,2$ .

**Показатель технического состояния тепловых сетей ( $K_C$ )**, характеризуемый долей ветхих, подлежащих замене (%) трубопроводов:

до 10 -  $K_C = 1,0$ ;

10 – 20 -  $K_C = 0,8$ ;

20 – 30 -  $K_C = 0,6$ ;

свыше 30 -  $K_C = 0,5$ .

**Показатель интенсивности отказов тепловых сетей ( $K_{отк}$ )**, характеризуемый количеством вынужденных отключений участков тепловой сети с ограничением отпуска тепловой энергии потребителям, вызванным отказом и его устранением за последние три года

$$I_{отк} = n_{отк} / (3 * S) [1 / (\text{км} * \text{год})],$$

где  $n_{отк}$  - количество отказов за последние три года;

S- протяженность тепловой сети данной системы теплоснабжения [км].

В зависимости от интенсивности отказов ( $I_{отк}$ ) определяется показатель надежности ( $K_{отк}$ )

до 0,5 -  $K_{отк} = 1,0$ ;

0,5 - 0,8 -  $K_{отк} = 0,8$ ;

0,8 - 1,2 -  $K_{отк} = 0,6$ ;

свыше 1,2 -  $K_{отк} = 0,5$ ;

**Показатель относительного недоотпуска тепла ( $K_{нед}$ )** в результате аварий и инцидентов определяется по формуле:

$$Q_{нед} = Q_{ав} / Q_{факт} * 100 [\%]$$

где  $Q_{ав}$  – аварийный недоотпуск тепла за последние 3 года;

$Q_{факт}$  – фактический отпуск тепла системой теплоснабжения за последние три года.

В зависимости от величины недоотпуска тепла ( $Q_{нед}$ ) определяется показатель надежности ( $K_{нед}$ )

до 0,1 -  $K_{нед} = 1,0$ ;

0,1 - 0,3 -  $K_{нед} = 0,8$ ;

0,3 - 0,5 -  $K_{нед} = 0,6$ ;

свыше 0,5 -  $K_{нед} = 0,5$ .

**Показатель качества теплоснабжения ( $K_{ж}$ )**, характеризуемый количеством жалоб потребителей тепла на нарушение качества теплоснабжения.

$$Ж = D_{жал} / D_{сумм} * 100 [\%]$$

где  $D_{сумм}$  - количество зданий, снабжающихся теплом от системы теплоснабжения;

$D_{жал}$  - количество зданий, по которым поступили жалобы на работу системы теплоснабжения.

В зависимости от рассчитанного коэффициента (Ж) определяется показатель надежности ( $K_{ж}$ )

до 0,2 -  $K_{ж} = 1,0$ ;

0,2 – 0,5 -  $K_{ж} = 0,8$ ;

0,5 – 0,8 -  $K_{ж} = 0,6$ ;

свыше 0,8 -  $K_{ж} = 0,4$ .

**Показатель надежности конкретной системы теплоснабжения ( $K_{над}$ )** определяется как средний по частным показателям  $K_э$ ,  $K_в$ ,  $K_т$ ,  $K_б$ ,  $K_р$  и  $K_с$ :

$$K_{над} = (K_э + K_в + K_т + K_б + K_р + K_с + K_{отк} + K_{над} + K_{ж}) / n,$$

где  $n$  - число показателей, учтенных в числителе.

**Общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения** (при наличии нескольких систем теплоснабжения) определяется:

$$K_{над}^{сист} = (K_{над}^{сист1} + \dots + K_{над}^{систn}) / (Q_1 + \dots + Q_n)$$

где:  $K_{над}^{сист1}$ ,  $K_{над}^{систn}$  – значения показателей надежности отдельных систем теплоснабжения;

$Q_1$ ,  $Q_n$  – расчетные тепловые нагрузки потребителей отдельных систем теплоснабжения.

**Оценка надежности систем теплоснабжения** сведена в таблицу 8.1, в которой показаны каждые показатели и общий показатель надежности систем теплоснабжения городского поселения.

**Таблица 8.1 - Оценка надежности систем теплоснабжения**

Параметр	Центральная	Баня	УП	№ 8	№ 2	№ 3	№ 9	№ 1	№ 4	№ 6	№ 7
$Q_n$	5,40	1,20	0,14	0,40	0,35	0,66	0,34	1,39	3,89	0,64	0,39
$K_э$	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8
$K_в$	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$K_т$	0,7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_б$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_р$	1	0,5	1	1	0,2	1	1	1	1	1	1
$K_с$	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	0,8	0,8
$K_{отк}$	0,6	0,8	1	0,6	0,6	0,6	0,6	0,8	1	0,6	0,6
$K_{нед}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$K_{ж}$	0,8	0,8	1,0	0,8	0,8	0,8	1	0,6	1	0,8	0,8
$K_{над}$	0,88	0,83	0,93	0,87	0,78	0,87	0,89	0,87	0,87	0,87	0,87
$K_{над}^{сист}$	0,65										

В зависимости от полученных показателей надежности системы теплоснабжения с точки зрения надежности могут быть оценены как:

- высоконадежные - более 0,9;
- надежные - 0,75 - 0,89;
- малонадежные - 0,5 - 0,74;
- ненадежные - менее 0,5.

Системы теплоснабжения Городского поселения «Карымское» в целом относятся к категории малонадежных. Системы теплоснабжения от маломощных котельных оцениваются как надежные в виду малой протяженности тепловых сетей и небольшого количества подключенных потребителей.

Для более точного определения и дальнейшего поддержания показателей надежности в пределах допустимого рекомендуется:

- 1) Правильное и своевременное заполнение журналов, предписанных ПТЭ, а именно:
  - а) оперативного журнала;
  - б) журнала обходов тепловых сетей;
  - в) журнала учета работ по нарядам и распоряжениям;
  - г) заявок потребителей.
- 2) Своевременное проведение ремонтов (плановых, по заявкам и пр.) основного и вспомогательного оборудования, а так же тепловых сетей и оборудования на тепловых сетях.
- 3) Своевременная замена изношенных участков тепловых сетей и оборудования.

## Глава 9 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"

В Главе 5 показано, что строительство новых источников теплоснабжения на территории городского поселения является нерациональным. В Главе 6 описаны основные предложения по строительству новых и замене существующих трубопроводов тепловых сетей. Также показана необходимость проведения замены значительного количества трубопроводов и представлены варианты организации закрытой схемы ГВС. Проведение вышеописанных мероприятий требует значительных капитальных вложений.

### Прокладка тепловых сетей для обеспечения тепловой энергией перспективных потребителей

В главе 6 представлена предполагаемая трассировка тепловых сетей к перспективным потребителям. Суммарные затраты оценены на основании конструкторского расчета перспективной схемы теплоснабжения. По результатам расчетов объем инвестиций для прокладки тепловой сети к перспективным потребителям должен составить около **4,5 млн. руб.** Дальнейшее уточнение финансовых потребностей на реализацию мероприятия определяется при проектных расчетах.

### Реконструкция тепловых сетей

Удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей в среднем по России для различных диаметров приведены в таблице 9.1 и на рисунке 9.1.

**Таблица 9.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей**

Условный диаметр, D <sub>y</sub>	Стоимость перекладки тепловых сетей, тыс. руб./п.м. (с учетом НДС)	
	Надземная	Канальная без замены лотков
350	25	42
300	20	37,3
250	15	35,5
200	12	27,2
150	10	25,5
100	8	19,4
80	6	18,4
70	5	17
50 и менее	4	15

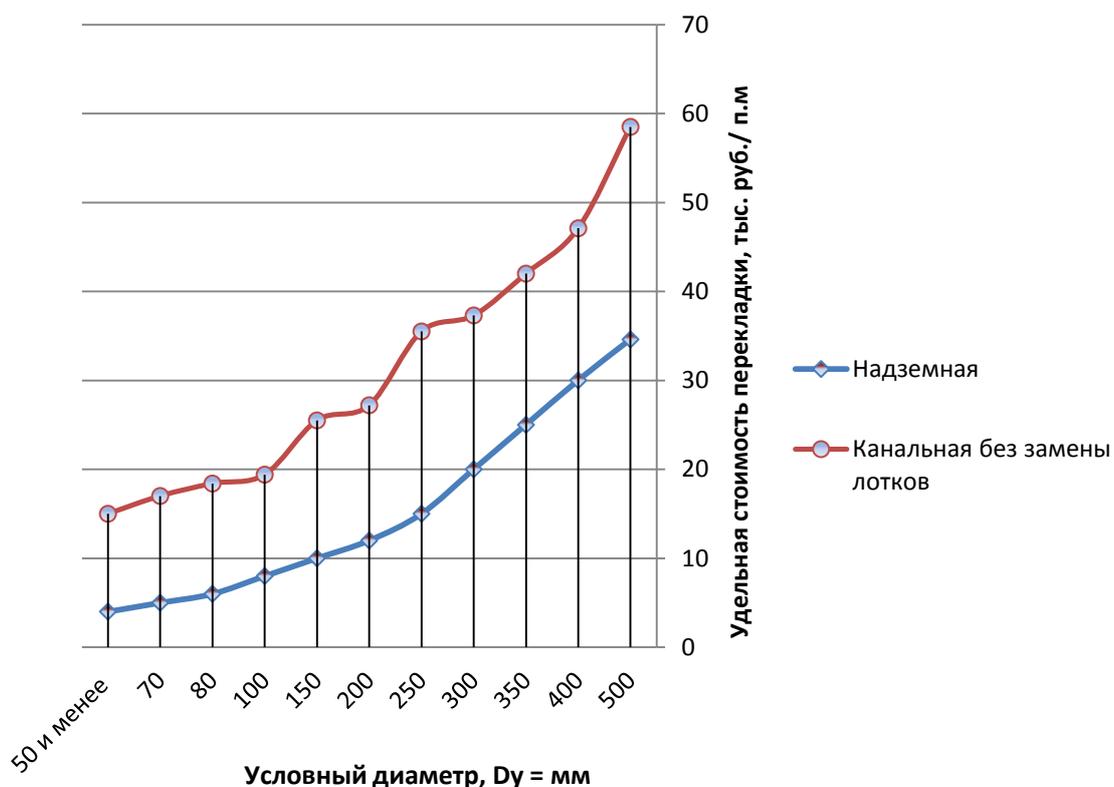


Рисунок 9.1 - Средние удельные затраты на реконструкцию тепловых сетей

Результаты расчета суммарной протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке в связи с превышением нормативного срока эксплуатации трубопроводов, приведены в таблице 9.2. Требуемые затраты на реконструкцию тепловых сетей принимаем по стоимости надземной прокладки в соответствии с имеющимися данными о стоимости работ проведенных в Городском поселении «Карымское».

Таблица 9.2 – Требуемые затраты на реконструкцию тепловых сетей

Условный диаметр, D <sub>н</sub>	Протяженность сети, м	Стоимость перекладки, тыс. руб.
250	296	4440
200	544	6528
150	1153	11530
125	1440	12960
100	924	7392
80	1380	8280
70	2811	14055
50	927	3708
<b>Всего:</b>	<b>9620</b>	<b>68893</b>

В связи с низкой степенью износа тепловых сетей в настоящее время требуется замена не более 20% трубопроводов. Принимая во внимание протяженность тепловых сетей, низкое качество сетевой воды, срок эксплуатации значительно сокращается. Соответственно

следующий срок замены наступит до 2029 года. Активные работы по плановой замене необходимо будет начать с 2019 года.

Таким образом, суммарная стоимость реконструкции тепловых сетей на территории Городского поселения «Карымское» составит **68,98 млн. руб.**, при этом средние ежегодные капитальные вложения на замену тепловых сетей, начиная с 2019 года, должны составлять **по 6,9 млн. руб.**

С целью снижения затрат на реконструкцию тепловых сетей необходимо внедрение химводоподготовки котельных.

Затраты на реконструкцию котельных составляют **51,06 млн. руб.**

Суммарные затраты на реконструкцию систем теплоснабжения (котельные и тепловые сети) требуется более **124,45 млн. руб.**

**Графики финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей.**

Графики финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей представлены в таблице 9.3.

**Таблица 9.3 – График финансирования проектов по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии и тепловых сетей (с НДС и в ценах соответствующих лет, млн. руб.)**

Мероприятие реконструкция	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Тепловая сеть от магистрального трубопровода котельной №1 до жилых домов по ул. Читинская Ду=100 мм длиной 700 п.м	6,5														
Реконструкция квартальных сетей для жилых домов по ул. Читинская	1,5														
Присоединение котельной №6 к №4.Перекладка тепловой сети от ТК по ул. Ленинградская, д. 50 до ул. Верхняя в сторону Школы, диаметр тепловой сети Ду=125 мм ,длина 200 м		1,6													
Строительство тепловой сети от новой тепловой камеры по ул.Верхняя к жилым домам по ул.Погодаева №№45, 43. длина 590 м, диаметр Ду=100 мм		5,9													
Присоединение котельной №2 к №4. Прокладка тепловой сети ул. Ленинградской и ул. Пионерской к РКЦ ,длиной 70 м, диаметром Ду=150 мм			3,5												
Присоединение котельной УП (11) к «Центральной» котельной , длиной 400 м, диаметром Ду=150				3											
Установка дополнительного котла в котельной №1 для обеспечения требуемой тепловой мощности					1,5										
Установка систем химводоподготовки	0,3	0,3	0,5	0,5	1,4										
Плановый капремонт котлов (замена)			3,5	4	4,5							3,5	4	4,5	4
Плановый капитальный ремонт тепловых сетей						6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Капитальный ремонт котлоагрегата в котельной ИП Плахин К.В.	0,35	0,6													
Капитальный ремонт тепловой сети котельной ИП Плахин К.В.	0,09														
<b>Всего</b>	<b>8,74</b>	<b>8,4</b>	<b>7,5</b>	<b>7,5</b>	<b>7,4</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>6,9</b>	<b>10,4</b>	<b>10,9</b>	<b>11,4</b>	<b>10,9</b>

## **Глава 10 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации"**

### **10.1. Общие положения в вопросе выбора Единой теплоснабжающей организации**

Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации (Гл.1, Ст. 2 ФЗ № 190 «О теплоснабжении» от 27.07.2012 г.).

Согласно пункту 4 постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» в схеме теплоснабжения должен быть разработан раздел, содержащий обоснование соответствия организации, предлагаемой в качестве единой теплоснабжающей организации, критериям определения ее, установленным Правительством Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 7 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 г. № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

размер собственного капитала;

способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Согласно пункту 2 постановления Правительства РФ № 808 от 08.08.2012 г.:

рабочая мощность источника тепловой энергии – средняя приведенная часовая мощность источника тепловой энергии, определяемая по фактическому полезному отпуску источника тепловой энергии за последние 3 года работы;

емкость тепловых сетей – произведение протяженности всех тепловых сетей, принадлежащих организации на праве собственности или ином законном основании, на средневзвешенную площадь поперечного сечения данных тепловых сетей;

зона деятельности единой теплоснабжающей организации – одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии.

### 10.2. Характеристика теплоснабжающих организаций Городского поселения «Карымское»

На территории Городского поселения «Карымское» существует две основные организации, которые занимаются централизованным теплоснабжением. Все котельные организаций, а также магистральные и распределительные тепловые сети арендованы у Администрации Городского поселения «Карымское».

В таблице 11.1 приведена более подробная информация о теплоснабжающих организациях Городского поселения Карымское.

**Таблица 11.1 - Информация о теплоснабжающих организациях Городского поселения «Карымское»**

№ п/п	Наименование организации	Реквизиты организации	Характеристика теплоисточника (котельной)			
			Название котельной	Установленная мощность, Гкал/ч	Подключенная нагрузка, Гкал/ч	Право собственности
1	ООО "Коммунальник"	ИНН 7508005964 КПП 750801001	Центральная	13,5	5,4	аренда
			Баня	2	0,83	аренда
			Котельная УП	1	0,14	аренда
			Котельная №2	1,5	1,24	аренда
			Котельная №3	2,99	0,66	аренда
			Котельная №8	1	0,31	аренда
2	ООО "Тепловик"	ИНН 7508005996 КПП 750800000	Котельная №1	3,2	1,07	аренда
			Котельная №4	8,8	3,89	аренда
			Котельная № 6	1,5	0,64	аренда
			Котельная №7	1,5	0,39	аренда
3	ИП Плахин К.В.	ИНН 7508002865 КПП 750801001	Котельная	1	0,49	Собственность
4	ФГКУ Комбинат «Байкал»	ИНН 7508002850 КПП 750801001	Котельная	3,0	2,7	Собственность

Таким образом, в настоящий момент времени суммарная установленная тепловая мощность ООО «Коммунальник» составляет 23,073 Гкал/час, суммарная установленная мощность ООО «Тепловик» составляет 15,0 Гкал/час. Суммарная подключенная тепловая нагрузка ООО «Коммунальник» составляет 8,92 Гкал/час, суммарная подключенная нагрузка ООО «Тепловик» составляет 5,99 Гкал/час.

Все котельные арендованы у администрации городского поселения «Карымское».

### **10.3. Предложения по основанию ЕТО**

После внесения проекта схемы теплоснабжения на рассмотрение теплоснабжающие организации должны обратиться с заявкой на признание в качестве ЕТО в одной или нескольких из определенных зон деятельности.

Решение об установлении организации в качестве ЕТО в той или иной зоне деятельности принимает, в соответствии с ч.6 ст.6 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» орган местного самоуправления городского округа.

Определение статуса ЕТО для проектируемых зон действия планируемых к строительству источников тепловой энергии, должно быть выполнено в ходе актуализации схемы теплоснабжения, после определения источников инвестиций.

Обязанности ЕТО установлены постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Правительства Российской Федерации» (п. 12 правил организации теплоснабжения в Российской Федерации, утвержденных указанным постановлением). В соответствии с приведенным документом ЕТО обязана:

заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Границы зоны деятельности ЕТО в соответствии с п.19 Правил организации теплоснабжения могут быть изменены в следующих случаях:

подключения к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

Сведения об изменении границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации, а также сведения о присвоении другой организации статуса единой

теплоснабжающей организации подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

В соответствии с критериями выбора Единой теплоснабжающей организации при существующих условиях в качестве ЕТО рекомендуется выбрать ООО «Коммунальник». Однако, вследствие того, что перспективное развитие города подразумевает строительство новых объектов в зоне действия существующих источников тепловой энергии, а также существуют варианты объединения котельных, может произойти перераспределение тепловой энергии между источниками тепловой энергии, то в таком случае в качестве ЕТО может быть выбрана ООО «Тепловик».

## **Глава 11 «Решения по бесхозным тепловым сетям»**

Согласно статье 15, пункта 6. Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ:

«В случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети и определить организацию, которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования».

Принятие на учет ЕТО бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) осуществляется на основании постановления Правительства РФ от 17.09.2003г. №580.

Бесхозные тепловые сети по предоставленной информации в Карымском городском поселении отсутствуют.

### *Список используемой литературы*

1. Федеральный Закон №190 «О теплоснабжении» от 27.07.2010 г.;
2. Постановление Правительства РФ № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» от 22.02.2012 г.;
3. Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения МДК 4-05.2004;
4. Инструкция по организации в Минэнерго России работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, утвержденной приказом Минэнерго России 30.12.2008 г. № 235;
5. Нормы проектирования тепловой изоляции для трубопроводов и оборудования электростанций и тепловых сетей. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1959;
6. СНиП 2.04.14-88. Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1989;
7. СНиП 2.04.14-88\* Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов/Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1998;
8. СНиП 23.02.2003 Тепловая защита зданий;
9. СНиП 41.02.2003 Тепловые сети;
10. СНиП 23.01.99 Строительная климатология;
11. СНиП 41.01.2003 Отопление, вентиляция, кондиционирование.