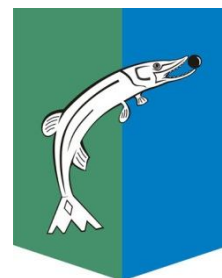




**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР
«КОМПЛЕКСНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ»
г. Москва**

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ
НИЖЕСОРТЫМСКИЙ
СУРГУТСКОГО РАЙОНА
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА - ЮГРЫ**



Схема_ТС_ОМ.14.2.1

КНИГА 2. ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

РАЗРАБОТАНО
Генеральный директор
ООО ИТЦ «КЭР»



М.И. Березник

МОСКВА
2014

СОДЕРЖАНИЕ

Глава 1 "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения".....	18
Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения".....	18
а) Зоны действия производственных котельных.....	18
б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	18
Часть 2 "Источники тепловой энергии".....	21
а) Структура основного оборудования.....	21
б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	21
в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности ...	21
г) Объём потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто.....	22
д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	22
е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	23
ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	23
з) Среднегодовая загрузка оборудования.....	26
и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети.....	26
к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	26
л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	27
Часть 3 "Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты".....	27
а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.....	27
б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	27
в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки.....	27

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях	28
д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов	29
е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности	29
ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утверждённым графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети	29
з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	29
и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет	30
к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет	30
л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов	30
м) 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	30
н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	30
о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии	31
п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения	31
р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям	31
с) Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	32
т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи ...	32
у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций	32
ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	33

х) Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию	33
Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"	33
Часть 5 "Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии"	35
а) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха	35
б) Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии	35
в) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом	35
г) Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии	36
д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	36
Часть 6 "Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников тепловой энергии"	36
а) Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов	36
б) Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии	37
в) Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю	37
г) Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения	37
Часть 7 "Балансы теплоносителя"	38
а) Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть	38

б) Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	39
Часть 8 "Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом"	39
а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии	39
б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	39
в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки.....	39
г) Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха.....	39
Часть 9 "Надёжность теплоснабжения"	40
а) описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии	40
б) анализ аварийных отключений потребителей	40
в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	40
г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения).....	40
Часть 10 "Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций"	40
Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"	41
а) Динамика утверждённых тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет.....	41
б) Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	41
в) Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	41
г) Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей.....	42
Часть 12 "Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа"	43

а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей).....	43
б) Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)	43
в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения.....	43
г) Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	43
д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения	43
Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"	44
а) Базовые тепловые нагрузки с.п. Нижнесортымский.....	44
б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчётным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий	44
в) 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... ..	49
г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов.....	53
д) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчётном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе	52
е) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчётных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе.....	62
ж) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности)	

производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	64
з) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей, в том числе социально значимых, для которых устанавливаются льготные тарифы на тепловую энергию (мощность), теплоноситель.....	64
и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения	64
к) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене	64
Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"	67
а) Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов	67
б) Паспортизация объектов системы теплоснабжения.....	67
в) Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.....	68
г) Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть.....	69
д) Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии	70
е) Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку.....	70
ж) Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя	70
з) Расчет показателей надежности теплоснабжения	71
и) Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения	71
к) Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей	71
Глава 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"	72
а) Балансы тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в каждой из выделенных зон действия источников тепловой энергии с определением	

<i>резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии.....</i>	<i>72</i>
б) Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединённой тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии	75
в) Гидравлический расчёт передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединённых к тепловой сети от каждого магистрального вывода.....	75
г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	75
Глава 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"	76
Глава 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"	85
а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....	85
б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	85
в) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок.....	87
г) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....	87
д) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии	87
е) Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	90
ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии	90

з) Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии	90
и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями	90
к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа	91
л) Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии	91
м) Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе	96
Глава 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них"	100
а) Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)	100
б) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения	102
в) Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения	106
г) Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	107
д) Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения	107
е) Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	107
ж) Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	108
з) Строительство и реконструкция насосных станций	108

Глава 8 "Перспективные топливные балансы"	109
а) <i>Расчёты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа.....</i>	<i>109</i>
б) <i>Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива</i>	<i>109</i>
Глава 9 "Оценка надёжности теплоснабжения"	112
а) <i>Перспективные показатели надёжности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии</i>	<i>112</i>
б) <i>Перспективные показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии.....</i>	<i>113</i>
в) <i>Перспективные показатели, определяемые приведенным объёмом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.....</i>	<i>114</i>
Глава 10 "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"	116
а) <i>Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей.....</i>	<i>116</i>
б) <i>Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности.....</i>	<i>123</i>
в) <i>Расчёты эффективности инвестиций</i>	<i>123</i>
г) <i>Расчёты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.....</i>	<i>130</i>
Глава 11 "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации (организаций)"	134
Заключение	137
Литература.....	139
Термины и сокращения.....	140

Таблицы

Таблица 1.1 – Характеристика зон централизованного и децентрализованного теплоснабжения	19
Таблица 1.2- Установленное котельное оборудование	21
Таблица 1.3- Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности.	21

Таблица 1.4- Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто	22
Таблица 1.5 - Основное оборудование и его техническое состояние	23
Таблица 1.6 - Утвержденный температурный график отпуска тепла от котельной до ЦТП в с.п. Нижнесортымский	24
Таблица 1.7 - Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой загрузки оборудования и фактической приведенной максимально-часовой тепловой нагрузки	26
Таблица 1.8 – Характеристика тепловых сетей зоны действия котельной №1 в однострубно́м исчислении.....	27
Таблица 1.9 - Сводные параметры тепловых сетей котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» и зоны теплоснабжения котельных НГДУ «Нижнесортымскнефть»...	28
Таблица 1.10 – Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра (СНиП 41-02-2003 таблица 2).	30
Таблица 1.11- Потери тепловой энергии в сетях котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» с.п. Нижнесортымский.....	31
Таблица 1.12 - Перечень и характеристика сетевых насосов, установленных на котельной и ЦТП.....	33
Таблица 1.13- Договорная и фактическая, приведенная к расчетным условиям, тепловая нагрузка по элементам территориального деления.....	35
Таблица 1.14 – Теплопотребление в с.п. Нижнесортымский по элементам территориального деления.....	35
Таблица 1.15- Фактический и договорной максимально-часовой отпуск тепловой энергии от котельной	36
Таблица 1.16 – Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение	36
Таблица 1.17- Баланс тепловой мощности котельными с.п. Нижнесортымский.....	36
Таблица 1.18 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной №1	38
Таблица 1.19 – Описание видов и количества топлива	39
Таблица 1.20 – Техничко-экономические показатели работы котельной с.п. Нижнесортымский в 2012 году	40
Таблица 1.21– Сведения по тарифам на тепловую энергию за последние три года	41
Таблица 1.22 – Структура тарифов	41
Таблица 2.1 – Базовые тепловые нагрузки с.п. Нижнесортымский	44

Таблица 2.2 - Структура существующего жилого фонда на 01.01.2013 г.	45
Таблица 2.3 - Размещение перспективного жилого фонда по кварталам с.п. Нижнесортымский	46
Таблица 2.4 – Сводные данные по изменению численности населения, объемам ...	48
Таблица 2.5 – Перечень запланированных к строительству общественных объектов.....	48
Таблица 2.6 - Удельный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов	49
Таблица 2.7 - Удельный расход тепловой энергии на отопление общественных зданий, ккал/(ч·м ³)	50
Таблица 2.8 – Норма расхода горячей воды на одного человека в жилых и общественных зданиях и удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение	50
Таблица 2.9 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными домами и индивидуальными жилыми домами с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода	53
Таблица 2.10 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми общественными и производственными зданиями с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода.....	55
Таблица 2.11 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными, жилыми домами, общественными и производственными зданиями с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода.....	57
Таблица 2.12 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплоснабжения в зоне действия существующего теплоисточника с нарастающим итогом.....	58
Таблица 2.13 - Прогноз объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде в зоне существующей котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	61
Таблица 2.14 – Прогнозы приростов тепловых нагрузок в сетевой воде, обеспечиваемых в перспективе от ИТГ, по планировочным районам и этапам расчетного периода.....	63
Таблица 4.1- Существующие и перспективные тепловые нагрузки с.п. Нижнесортымский в сетевой воде по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии.....	73
Таблица 4.2 - Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне действия котельной № 1 с определением резервов (дефицитов) тепловой мощности.....	74

Таблица 5.1 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной № 1 по варианту 1	77
Таблица 5.2 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной № 2 по варианту 1	79
Таблица 6.1 – Зона теплоснабжения новой отопительной котельной по Варианту 1	86
Таблица 6.2 – Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования централизованных теплоисточников по рассматриваемым вариантам, а также требуемые капиталовложения в их реализацию.....	89
Таблица 6.4 - Тепловая нагрузка в сетевой воде и паре в производственной зоне на 2012 г. и на перспективу.....	91
Таблица 6.5 - Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 и новой котельной №2 по варианту 1.....	92
Таблица 6.6 – Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения	96
Таблица 6.7 – Результаты расчета зоны эффективного теплоснабжения.....	97
Таблица 7.1- Размещение перспективных потребителей и узлы их подключения к существующим и планируемыми магистральным тепловым сетям.....	102
Таблица 7.2- Характеристика новых и реконструируемых участков тепловых сетей, требуемых для подключения новых потребителей, обеспечения надежности и мероприятия по повышению эффективности функционирования системы теплоснабжения МУП «УТВиВ «Сибиряк»	105
Таблица 7.3 - Характеристика новых участков тепловых сетей, требуемых для повышения надежности и обеспечении возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии МУП «УТВиВ «Сибиряк»	107
Таблица 7.4 - Характеристика тепловых сетей, требующих увеличения диаметра для подключения новых потребителей	108
Таблица 8.1 – Перспективные топливные балансы по Варианту 1 котельных МУП «УТВиВ «Сибиряк».....	110
Таблица 9.1 - Количество повреждений тепловых сетей, времени восстановления и реконструкции.....	112
Таблица 9.5 – Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя	115
Таблица 10.1 – Объемы инвестиций в техническое перевооружение и строительство источников тепла по Варианту 1	117

Таблица 10.4- Исходные данные для финансового анализа	129
Таблица 10.5 – Результаты финансового анализа	129
Таблица 10.6–Ценовые последствия для потребителей при реализации рекомендуемого варианта развития системы теплоснабжения с.п. Нижнесортымский	131
Таблица 11.1 – Установленная и располагаемая тепловая мощность котельных с.п. Нижнесортымский, а также материальные характеристики тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций	135

Рисунки

Рисунок 1.1 – Схема с.п. Нижнесортымский с указанием места размещения теплоисточников.....	20
Рисунок 1.2 – Температурный график работы ЦТП 1-6.....	24
Рисунок 1.3 – Зоны теплоснабжения с.п. Нижнесортымский.....	34
Рисунок 2.1 - Картограмма прогноза изменения тепловых нагрузок по микрорайонам.....	60
Рисунок 6.1 - Схема размещения существующей котельной №1 и новой отопительной котельной №2 в с.п. Нижнесортымский.....	88
Рисунок 6.2 – Схема зоны эффективного теплоснабжения теплоисточников по вариантам на перспективу.....	99
Рисунок 7.1 – Схема новых и реконструируемых теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.....	104
Рисунок 10.1 – Годовые индексы роста потребительских цен.....	126
Рисунок 10.2 – Индекс текущих цен на природный газ.....	126
Рисунок 10.3 - Индекс текущих цен на новую электрическую мощность.....	127
Рисунок 10.4 – Индекс текущих цен на электроэнергию для потребителей.....	127
Рисунок 10.5 – Индекс текущих цен на тепловую энергию.....	128
Рисунок 9.6 –Изменение чистого дисконтированного дохода по варианту 2 по сравнению с вариантом 1.....	130

Приложения

Приложение А	Схема тепловых сетей с.п. Нижнесортымский	141
Приложение Б	Гидравлические расчеты тепловых сетей	143
Приложение В	Расчет надежности	164

Введение

Настоящая работа выполнена по договору № 62П от 25.10.2013 г. между Автономная некоммерческая организация «Центр энергосбережения Югры» Общество с ограниченной ответственностью Инженерно-технический центр «Комплексные энергетические решения» и на основании технического задания, являющегося неотъемлемой частью договора

Проектирование систем теплоснабжения населенных пунктов представляет собой комплексную задачу, от правильного решения которой во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития населенного пункта, в первую очередь его градостроительной деятельности, определенной генеральным планом.

Схема теплоснабжения является основным предпроектным документом по развитию теплового хозяйства населенного пункта. Она разрабатывается на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учетом перспективного развития на 15 лет, структуры топливного баланса региона, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надежности, экономичности.

Обоснование решений при разработке схемы теплоснабжения осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов развития системы теплоснабжения в целом и ее отдельных частей.

При выполнении настоящей работы использованы следующие материалы:

- Генеральный план, совмещенный с проектом детальной планировки с.п. Нижнесортымский Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа, разработанный ОАО «Омскгражданпроект» в 2002 году;
- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, насосным станция, тепловым пунктам;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- материалы проведения периодических испытаний тепловых сетей;
- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя, электроэнергии, измерений по приборам контроля режимов отпуска тепла, топлива;
- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормы и нормативы, тарифы и их составляющие, лимиты потребления, договоры на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР)) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, потери);

- статистическая отчетность о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

В качестве расчетного года Схемы в соответствии с заданием принят 2028 г., отчетного года - 2012 г. с выделением первого пятилетнего периода и 2023 г.

Схема теплоснабжения разработана в соответствии с:

- Федеральным законом Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»;

- Постановлением Правительства Российской Федерации № 154 от 22.02.2012 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

- «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012.

Нижнесортымский — посёлок в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа-Югра Тюменской области. Он образует одноимённое сельское поселение. Поселок расположен в 190 км от районного центра г. Сургута, в междуречье рек Пим и Ехмынгьявин недалеко от их слияния. Река Пим в районе размещения поселка не судоходна.

Рельеф территории спокойный с общим уклоном к р. Ехмынгьявин, абсолютные отметки колеблются в пределах 75-83 м надо уровнем моря.

Развитие поселения ограничивается водоохранными зонами рек, с юга – ее ограничивает промзона. Единственное направление развития – север.

Грунт – верхнечетвертичные аллювиальные отложения надпойменной части и пойменные террасы песками и линзами суглинков, глин и супесей.

Площадь сельского поселения 1548,93 га, постоянное население 11125 человек (2012 г.), из них 188 — представители коренных малочисленных народов Севера. Центр сельского поселения — поселок Нижнесортымский. Других постоянных населенных пунктов нет.

Нижнесортымский — это перспективная территория с развивающейся нефтедобычей и быстро растущей инфраструктурой.

Основой экономического благополучия поселения является топливно-энергетический комплекс, который включает в себя подразделение ОАО «Сургутнефтегаз» - нефтегазодобывающее управление «Нижнесортымскнефть», занимающее лидирующую позицию среди других НГДУ в системе ОАО «Сургутнефтегаз».

На территории промзоны поселка расположен ряд промышленных предприятий: Нижнесортымское управление технологического транспорта, Нижнесортымское ДРСУ треста «Сургутнефтедорстройремонт», СМУ-10 Сургутского строительного-монтажного треста № 1, СМУ-1 Сургутского строительного-монтажного треста № 2, управление геофизических работ треста «Сургутнефтегеофизика» и др.

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

Часть 1 "Функциональная структура теплоснабжения"

Климат с.п. Нижнесортымский характеризуется суровой продолжительной зимой с сильными ветрами, метелями, устойчивым снежным покровом и довольно теплым, но коротким летом. Преобладающее направление ветра в холодный (декабрь-февраль) период юго-западное, а в теплый (июнь-август) – северное.

В соответствии со СНиП 23-01-99* «Строительная климатология» климатические параметры с.п. Нижнесортымский (ближайший город по СНиП Сургут) следующие:

- температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (расчетная для проектирования отопления) – (-43 °С);
- абсолютная минимальная температура воздуха –(-55 °С);
- средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (январь) –(-22 °С);
- средняя температура воздуха периода со среднесуточной температурой воздуха меньшей или равной 8 °С (средняя за отопительный период) – (- 9,9 °С);
- средняя годовая температура наружного воздуха – (- 3,4 °С);
- продолжительность периода со среднесуточной температурой воздуха меньшей или равной +8°С (продолжительность отопительного периода) – 257 суток (6168 часов).

Система теплоснабжения в с.п. Нижнесортымский полностью централизованная.

В с.п. Нижнесортымский действует две теплоснабжающие организации:

- Муниципальное унитарное предприятие «Управление теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения «Сибиряк» муниципального образования сельское поселение Нижнесортымский (далее – МУП «УТВиВ «Сибиряк»);
- ОАО «Сургутнефтегаз» в лице Нефтегазодобывающего управления «Нижнесортымскнефть» (далее - НГДУ «Нижнесортымскнефть»).

а) Зоны действия производственных котельных

МУП «УТВиВ «Сибиряк» обслуживает одну котельную ДЕ-25-14 №1 и шесть ЦТП.

Теплоснабжение предприятий промзоны осуществляется котельными ДЕ-16/14, ДЕ-4/14 и ДЕВ- 25, находящимися в ведении ОАО «Сургутнефтегаз».

б) Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Поквартирного и индивидуального отопления в поселке не применяется, отпуск тепла всем потребителям осуществляется от централизованной муниципальной котельной.

Сводная информация по системе теплоснабжения с.п. Нижнесортымский приведена в таблице 1.1, схема размещения с.п. Нижнесортымский с указанием места нахождения котельных – на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика зон централизованного и децентрализованного теплоснабжения

Наименование района	Количество котельных, шт.	Годовые показатели		Фактическая тепловая нагрузка внешних потребителей, Гкал/час
		фактический расход топлива, тыс. т у. т	фактическая годовая выработка тепла, тыс. Гкал/год	
Жилой район				
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	1	16,399	93,137(расчетная)	30,95
Промзона				
Котельные НГДУ «Нижнесортимск-нефть»	3	19,116	118,763	28,9
Сумма		35,515	211,900	59,85

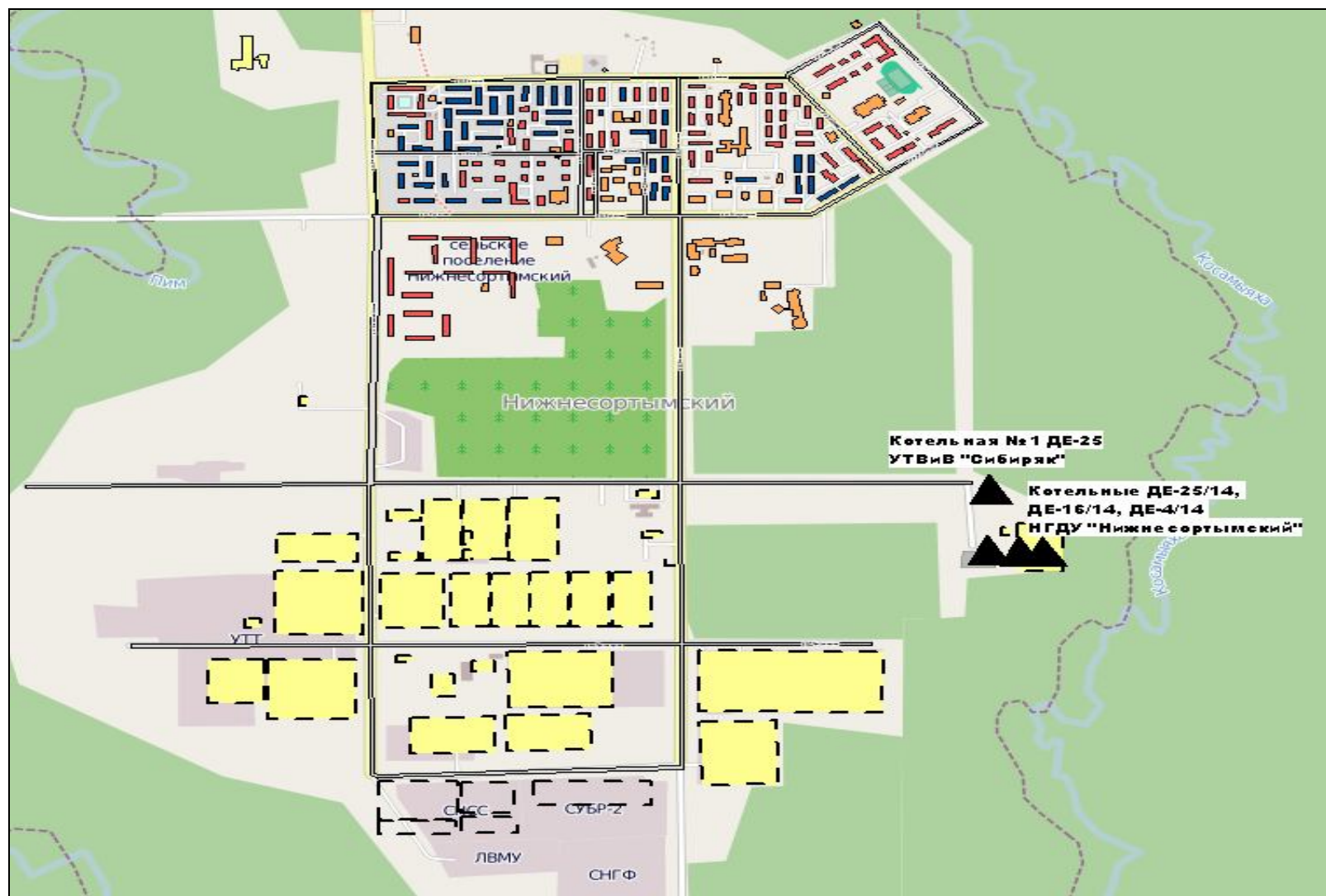


Рисунок 1.1– Схема с.п. Нижнесортымский с указанием места размещения теплоисточников

Часть 2 "Источники тепловой энергии"

а) Структура основного оборудования

В с.п. Нижнесортымский действует одна отопительная котельная №1 МУП «УТВиВ Сибиряк» Нижнесортымский и три котельные ДЕ-25, ДЕ-16 и ДЕ-4 НГДУ «Нижнесортымскнефть».

Установленное на них котельное оборудование приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2- Установленное котельное оборудование

Наименование котла	Тип
Котельная МУП «УТВиВ «Сибиряк»	
ДЕВ 25-14 ГМ	Водогрейный
ДЕВ 25-14 ГМ	Водогрейный
ДЕВ 25-14 ГМ	Водогрейный
ДЕВ 25-14 ГМ	Водогрейный
Котельные НГДУ «Нижнесортымскнефть»	
ДЕ-16/14ГМ	Паровой
ДЕ-16/14ГМ	Паровой
ДЕ-25/14ГМ	Паровой
ДЕ-25/14ГМ	Паровой
ДЕ-25/14ГМ	Паровой
ДЕ-4/14ГМ	Паровой

б) Параметры установленной тепловой мощности теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Теплофикационное оборудование на котельных не установлено.

в) Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности котельных приведено в таблице 1.3.

Таблица 1.3- Сопоставление установленной и располагаемой тепловой мощности

Наименование котлоагрегата	Тепловая мощность, Гкал/ч		
	установленная	располагаемая	отклонение
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»			
ДЕВ-25/14 №1	13,9	11,8	-2,1
ДЕВ-25/14 №2	13,9	11,8	-2,1
ДЕВ-25/14 №3	13,9	11,8	-2,1
ДЕВ-25/14 №4(в резерве)	13,9	0,00	-13,9
Итого по котельной МУП «УТВиВ «Сибиряк»	55,6	35,4	-20,2

Наименование котлоагрегата	Тепловая мощность, Гкал/ч		
	установленная	располагаемая	отклонение
Котельные ДЕ-25/14, ДЕ-16/14, ДЕ-4/14 НГДУ «Нижнесортнымскнефть»			
ДЕ-16/14ГМ	9	9	0
ДЕ-16/14ГМ	9	9	0
ДЕ-25/14ГМ	14,2	14,2	0
ДЕ-25/14ГМ	14,2	14,2	0
ДЕ-25/14ГМ	14,2	14,2	0
ДЕ-4/14ГМ	2,3	2,3	0
Итого по котельным НГДУ «Нижнесортнымскнефть»	62,9	62,9	0
Всего по с.п. Нижнесортнымский	118,5	98,3	-20,2

Из-за износа оборудования и вывода в резерв котла ст. №4 ограничение тепловой мощности котельной МУП «УТВиВ «Сибиряк» составляет 20,2 Гкал/ч, по котельным НГДУ «Нижнесортнымскнефть» ограничения по располагаемой мощности отсутствуют.

г) Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто приведены в таблице 1.4.

Таблица 1.4- Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды и параметры тепловой мощности нетто

наименование котельной	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
		Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч	
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	35,4	0,4	10,35	0,0	0,0	35,0
Котельные НГДУ «Нижнесортнымскнефть»	62,9	1,0	40,0	0,0	0,0	61,9
Сумма	98,3	1,4	50,35	0	0	96,9

д) Срок ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса

Теплофикационное оборудование на котельных не установлено.

В таблице 1.5 приведено основное оборудование котельных и его техническое состояние.

Таблица 1.5 - Основное оборудование и его техническое состояние

Сведения по котлоагрегатам			
марка котлов	Год ввода в эксплуатацию	Средний КПД котла, %	Год продления ресурса
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»			
ДЕВ-25/14 №1	1990	92,47	ресурс выработан
ДЕВ-25/14 №2	1990	92,50	ресурс выработан
ДЕВ-25/14 №3	1991	92,84	ресурс выработан
ДЕВ-25/14 №4	1991	89,47	ресурс выработан
Котельные НГДУ «Нижнесортымскнефть»			
ДЕ-16/14ГМ	1989	87,0	-
ДЕ-16/14ГМ	1989	87,0	-
ДЕ-25/14ГМ	2001	92,0	-
ДЕ-25/14ГМ	2001	92,0	-
ДЕ-25/14ГМ	2001	92,0	-
ДЕ-4/14ГМ	2007	91,6	-

Средний КПД котлов МУП «УТВиВ «Сибиряк» определен согласно режимной карты (по среднегодовой нагрузке котла).

е) Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии)

Теплофикационное оборудование на котельных не установлено.

Подогретая в котлах вода используется для обеспечения собственных, хозяйственных нужд, отпуска тепла внешним потребителям.

ж) Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя

Отпуск тепла от котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» в сеть теплоснабжения осуществляется по совместной нагрузке отопления и горячего водоснабжения качественно-количественным способом по температурному графику (технологический график) 95/70 °С. На ЦТП №1-6 осуществляется подогрев воды на нужды горячего водоснабжения и корректировка сетевой воды для нужд отопления в зависимости от температуры наружного воздуха по утвержденному температурному графику 95/70 °С. Утвержденный температурный график приведен на рисунке 1.2, технологический – в таблице 1.6.

Нагреваемая холодная вода подается с ВОС-3200 на ЦТП, где насосами давлением 3,5-4,0 кгс/см² подается на теплообменник, нагревается до температуры 60-65°С и циркуляционными насосами и через внутриквартальные сети подается потребителю.

СОГЛАСОВАНО:
Администрация
с.п. Нижнесортымский
2013г.



УТВЕРЖДАЮ:
Главный энергетик
МУП «УТВиВ «Сибиряк»
МО с.п. Нижнесортымский
А.И. Джаббаров
2013

Температурный график работы ЦТП №1-6
МУП «УТВиВ «Сибиряк» на отопительный период 2013-2014гг.

Температура наружного воздуха, °С	ЦТП температурный график 95-70 °С	
	Температура воды в прямом трубопроводе, °С	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
10	35	30
9	36	31
8	38	32
7	39	33
6	40	33
5	41	34
4	42	35
3	44	36
2	45	37
1	46	38
0	47	38
-1	48	39
-2	49	39
-3	50	40
-4	51	41
-5	53	41
-6	54	42
-7	55	43
-8	55	43
-9	57	44
-10	58	45
-11	59	46
-12	60	46
-13	61	47
-14	62	47
-15	63	49
-16	64	50
-17	66	50
-18	67	51
-19	68	52
-20	69	52
-21	70	53
-22	71	54
-23	72	55
-24	73	56
-25	74	56
-26	76	57
-27	77	57
-28	78	58
-29	79	59
-30	80	60
-31	81	61
-32	82	62
-33	84	62
-34	85	63
-35	86	64
-36	87	65
-37	88	65
-38	89	66
-39	90	67
-40	91	68
-41	92	68
-42	94	69
-43	95	70

График разработан на основании:

1. «СНиП 23-01-99*, Строительная климатология»
2. «СНиП 41-02-2003. Тепловые сети»
3. Аксенов М.А. «Тепловые сети» М., изд. «Энергия», 1965г.

Разработал: начальник участка №1

Handwritten signature

М.В. Головина

Рисунок 1.2 – Температурный график работы ЦТП 1-6.

Таблица 1.6 - Утвержденный температурный график отпуска тепла от котельной до ЦТП в с.п. Нижнесортымский

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
+ 8	78	60
+ 6	78	60
+ 4	78	60
+ 2	80	61
0	80	61
- 1	81	61

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
- 2	81	62
- 3	81	62
- 4	82	62
- 5	82	62
- 6	82	62
- 7	83	63
- 8	83	63
- 9	83	63
- 10	84	63
- 11	84	63
- 12	84	64
- 13	85	64
- 14	85	64
- 15	85	64
- 16	86	64
- 17	86	65
- 18	86	65
- 19	87	65
- 20	87	65
- 21	87	65
- 22	88	66
- 23	88	66
- 24	88	66
- 25	89	66
- 26	89	66
- 27	89	67
- 28	90	67
- 29	90	67
- 30	90	67
- 31	91	67
- 32	91	68
- 33	91	68
- 34	92	68
- 35	92	68
- 36	92	68
- 37	93	69
- 38	93	69
- 39	93	69
- 40	94	69
- 41	94	69

Температура наружного воздуха, °С	Температура в подающем трубопроводе, °С	Температура в обратном трубопроводе, °С
- 42	94	70
- 43	95	70

Отпуск тепла от отопительной котельной ДЕ-25/14 НГДУ «Нижнесортимскнефть» осуществляется по температурному графику 95/70 °С. От котельных ДЕ-16/14 и ДЕ-4/14 отпускается только пар на технологию (давлением до 14 ата).

з) Среднегодовая загрузка оборудования

Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой загрузки оборудования и фактической максимально-часовой тепловой нагрузки со среднечасовым ГВС приведено в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Сопоставление располагаемой тепловой мощности, среднегодовой загрузки оборудования и фактической приведенной максимально-часовой тепловой нагрузки

Котельная	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Среднегодовая загрузка оборудования, Гкал/ч	Фактическая максимально-часовое потребление со среднечасовым ГВС и тепловыми потерями, Гкал/ч	Коэффициент использования располагаемой мощности при фактическом теплоснабжении
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	35,4	15,3	38,65	В связи с ограничением располагаемой тепловой мощности максимально-возможный отпуск тепла от котельной составляет 35,4 Гкал/ч
Котельные НГДУ «Нижнесортимскнефть»	62,9	16,0	37,25	67%
Сумма	98,3	31,3	75,9	-

Как видно из таблицы, фактическое теплоснабжение МУП «УТВиВ «Сибиряк» составляет 100% от располагаемой тепловой мощности котельной (с нормативными потерями 5% от полезного отпуска), теплоисточников промзоны НГДУ «Нижнесортимскнефть» - 67%.

и) Способы учёта тепла, отпущенного в тепловые сети

На котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» ведется приборный учет потребляемого топлива (газа), электроэнергии и воды, используемой для подпитки котлов и тепловой сети. Коммерческие счетчики тепла на котельной не установлены. Имеются счетчики тепла на котлоагрегатах №1-4 для технологического контроля.

На котельных НГДУ «Нижнесортимскнефть» установлены счетчики тепловой энергии типа ИМ-2300, Метран-332, по топливу (газ) Метран-331.

к) Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

Отказов оборудования в 2007÷2012 гг., приводящих к нарушению отпуска тепла в тепловые сети, не зарегистрировано.

л) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

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

а) Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Существующие тепловые сети от котельной №1, преимущественно, двухтрубные, при наличии ГВС от ЦТП четырехтрубные.

Передача тепловой энергии для нужд отопления и ГВС от котельной №1 к потребителям осуществляется по системе существующих магистральных и распределительных тепловых сетей суммарной протяженностью 67,878 км в однострубно-м исчислении из них:

- сети теплоснабжения – 45,075 км;
- сети ГВС – 22,802 км.

От котельной НГДУ «Нижнесортымскнефть» тепловые сети проложены двухтрубные только на отопление.

Срок службы тепловых сетей зоны действия котельной колеблется в достаточно широком диапазоне (от 22 лет до 1 года).

В таблице 1.8 представлена характеристика тепловых сетей котельной.

Таблица 1.8 – Характеристика тепловых сетей зоны действия котельной №1 в однострубно-м исчислении

Показатель	Магистральные теплосети	Внутриквартальные		сумма
		сети отопления	сети ГВС	
Протяженность, м	17349	27726	22802	67878

б) Электронные и (или) бумажные карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схема тепловых сетей с.п. Нижнесортымский приведена в приложении А.

в) Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наиболее надёжных участков, определением их материальной характеристики и подключённой тепловой нагрузки

Основная часть грунтов в зоне теплоснабжения котельной представлена песками, супесями, суглинками и глинами, которые легко подвержены размыву и переносу или транзиту в паводковый период на нижележащие участки реки.

Компенсация температурных деформаций трубопроводов тепловой сети осуществляется за счет П-образных компенсаторов и углов поворота теплотрасс.

Тепловая изоляция существующих трубопроводов тепловой сети выполнена в основном минераловатными плитами, стеклотканью, частично в ППУ изоляции.

Сводные параметры тепловых сетей котельных приведены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 - Сводные параметры тепловых сетей котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» и зоны теплоснабжения котельных НГДУ «Нижнесортнымскнефть»

Вид прокладки тепловой сети	Внутренний диаметр, мм	Протяженность в 2-х трубном исчислении, м
Тепловые сети на балансе МУП «УТВиВ «Сибиряк»		
Сети отопления		
Надземная	300	3185,6
	400	1769,82
	500	249,63
Подземная	50	3103,1
	70	1293,8
	80	1648,04
	100	2158,4
	150	3198,59
	200	2470,6
	250	2774,5
	300	664,1
	500	21,5
Всего сетей отопления		22537,7
Сети горячего водоснабжения		
Подземная бесканальная	50	3745,4
	70	1283,6
	80	1630,6
	100	3033,5
	150	1707,9
Всего сети горячего водоснабжения		11401,0
Всего по МУП «УТВиВ «Сибиряк»		33938,7
Тепловые сети на балансе НГДУ «Нижнесортнымскнефть»		
Сети отопления		
Надземная	< 50	110
	50	155
	80	575
	100	1055
	150	2415
	200	4438
	250	250
	300	4000
	400	3650
	500	200
Всего по НГДУ «Нижнесортнымскнефть»		16848,7

г) Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

В магистральных ТК установлены шаровые краны NAVAL на Ду 500 мм, 400 мм и 300 мм. В остальных местах установлены стальные задвижки исполнения УХЛ. Регулирующей арматуры на сетях не стоит. Шайбы на вводах абонентов не установлены.

д) Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов

В системе теплоснабжения применяются два типа тепловых камер:

- монолитные (устанавливались плавающие опалубки, армированные каркасы и производилась заливка бетоном);
- из блоков ФБС.

е) Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности

Центральное регулирование отпуска тепла на котельной №1 осуществляется по температурному графику качественно-количественного регулирования, на котельной НГДУ «Нижнесортимскнефть» - качественного регулирования 95/70 °С.

В соответствии с ПТЭ ЭТЭ РФ, пункт 6.2.59, отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками котельной, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- температура воды, поступающей в тепловую сеть - ± 3 %;
- по давлению в подающих трубопроводах - ± 5 %;
- по давлению в обратных трубопроводах - $\pm 0,2$ кгс/см²;
- среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 5 %.

Температура теплоносителя задается постоянно по температурному графику в зависимости от температуры наружного воздуха

Отпуск тепла на нужды горячего водоснабжения с параметрами 65-50 °С от котельной №1 осуществляется с параметрами по температурному графику 95-70 °С со срезкой на 75 °С по Т1.

ж) Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети

Фактические режимы отпуска тепла не предоставлены в связи с тем, что в настоящее время котельная №1 не оборудована приборами учета. По данным предприятия, фактическая температура отпуска тепла в тепловые сети соответствует утвержденному температурному графику 95/70 °С.

По данным НГДУ «Нижнесортимскнефть» режим отпуска тепла на нужды отопления так же соответствует утвержденному температурному графику 95/70 °С.

з) Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

С использованием электронной модели схемы теплоснабжения с.п. Нижнесортимский выполнены гидравлические расчеты тепловых сетей, приведенные в приложении Б.

Гидравлические расчеты тепловых сетей котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» приведены в приложении Б.1.

При существующих теплогидравлических режимах давление в прямом трубопроводе составляет 5÷5,5 ата, в обратном – 2,5÷3,0 ата.

и) Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за последние 5 лет

Информация по отказам в тепловых сетях указана в разделе 9.

к) Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Статистические данные по времени восстановлению указаны в разделе 9.

Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра приведено в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра (СНиП 41-02-2003 таблица 2).

Диаметр трубопровода	Время восстановления, ч
до 300 мм	15
400 мм	18
500 мм	22

л) Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов

После окончания отопительного сезона и после окончания летних ремонтов проводятся гидравлические испытания тепловых сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры. Установлены следующие параметры испытаний: давление – 1,0 МПа до ЦТП, 0,6 МПа – после ЦТП. Продолжительностью испытаний – 15 минут.

Одни раз в пять лет (последний раз в 2013 году) проводятся испытания на расчетную температуру 95 °С и на гидравлические потери.

м) 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

В соответствии с действующими техническими и нормативными документами планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных на гидравлическую плотность, раз в пять лет на расчетную температуру и гидравлические потери, количество повреждений трубопроводов в период эксплуатации, срок эксплуатации.

н) Описание нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчёт отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

В нормативы при транспортировке тепловой энергии входят - потери теплоносителя с утечкой, нормативные значения годовых тепловых потерь с утечкой теплоносителя, затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей

пред пуском после плановых ремонтов, нормативные технологические затраты на заполнение, годовые тепловые потери через теплоизоляционные конструкции трубопроводов отопления и горячего водоснабжения.

о) Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учёта тепловой энергии

Потери тепловой энергии в тепловых сетях в зоне действия котельной №1 складываются из потерь через изоляцию и с утечками теплоносителя.

В таблице 1.11 представлены потери тепловой энергии в сетях котельной №1.

Таблица 1.11- Потери тепловой энергии в сетях котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» с.п. Нижнесортымский

Показатели затрат		Наименование тепловых сетей				Всего
		Сети отопления от котельной до ЦТП	Сети отопления от котельной до потребителя	Сети отопления от ЦТП до потребителя	Сети ГВС	
Материальная характеристика. м ³	заполнение	1693,0	468,2	568,8	229,5	2959,5
	промывка	0	0,0	0	0,0	0,0
	утечки	23701,86	6554,73	7963,88	3213,21	41433,7
	Сумма	25394,9	7022,9	8532,7	3442,7	44393,2
Тепловые потери с утечками, Гкал	заполнение	64,2	17,8	21,6	8,7	112,3
	промывка	0	0,0	0	0,0	0,0
	утечки	1627,9	335,6	285,2	175,8	2424,5
	сумма	1692,1	353,4	306,8	184,5	2536,8
Тепловые потери через изоляцию, Гкал	надземная прокладка	3512,3	1627,7	0	0,0	5140,0
	бесканальная прокладка	3798,8	163,4	5260,18	5759,08	14981,5
	сумма	7311,1	1791,1	5260,2	5759,1	20121,5
Суммарные тепловые потери, Гкал		9003,3	2144,5	5567,0	5943,6	22658,29

Общие нормативные потери тепловой энергии при ее транспортировке и распределении составляют 24% от общего отпуска тепла.

Тепловые потери в теплосетях котельных НГДУ «Нижнесортымский» составляют около 5% от общего отпуска тепла.

п) Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения

В настоящее время по данным теплоснабжающих организаций предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации тепловых сетей отсутствуют.

р) Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям

Отпуск тепла на нужды отопления осуществляется от котельных качественным способом по температурному графику 95/70°C. Потребительские системы отопления подключены по безэлеваторной схеме.

В зоне теплоснабжения котельной №1 работают 6 ЦТП, на которых осуществляется подготовка горячей воды по двухступенчатой схеме с параметрами теплоносителя 65/50 °С.

с) Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя

Приборы учета на ЦТП не установлены. В настоящее время общедомовые узлы учета ХВС, ГВС и теплоэнергии установлены в 25-ти многоквартирных жилых домах, что составляет 26% от общей численности домов. Индивидуальными приборами учета оснащены:

- ХВС – 2412 (93% квартир);
- ГВС – 2412 (93% квартир);
- теплоэнергии – 1814 (70% квартир);
- электроэнергии – 2594 (100% квартир).

В период 2014-2015 гг. администрацией будут приниматься меры к тому, чтобы все собственники установили общедомовые приборы учета тепла.

т) Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи

Сбор информации и оперативное управление работой котельной и тепловых сетей осуществляется производственно-диспетчерской службой. На предприятиях организована круглосуточная диспетчерская служба, которая координирует работу котельной и тепловых сетей. Средства телемеханики на предприятии не установлены.

Диспетчерская служба и система автоматики отпуска тепла справляются с поставленными задачами.

Для улучшения организации эксплуатации, повышения оперативности обслуживания центральных тепловых пунктов, сокращения их периодических выездов, а также для создания предпосылок к переходу на современную автоматизированную систему управления и учета, необходимо вести работы по внедрению системы телемеханики.

у) Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

Перечень и характеристика сетевых насосов, установленных на котельной, приведен в таблице 1.12.

Таблица 1.12 -Перечень и характеристика сетевых насосов, установленных на котельной и ЦТП

Название теплоисточника, насосной	Тип установленных регуляторов и их количество	Сетевые насосы		
		Производительность, т/ч	Количество	Наличие регуляторов частоты насосов
Котельная ДЕ-25 №1МУП «УТВиВ «Сибиряк»	1Д-630- 90	630	2	нет
	Grundfos 1022/90	1022	1	нет
ЦТП №1	IL 150/300-30/4	360	2	нет
ЦТП №2	IL 200/320-45/4	590	2	нет
ЦТП №3	IL 100/150-15/2	270	2	нет
ЦТП №4	IL 200/310-37/4	600	2	нет
ЦТП №5	IL 100/150-15/2	265	2	нет
ЦТП №6	IL 100/165-22/2	260	3	нет
Котельная ДЕ-25 промзоны с.п. Нижнесортымский	Д-630/90	630	3	нет
Котельная ДЕ-16	Д-630/90	630	2	нет

В зоне теплоснабжения котельной №1 насосные подстанции расположены в ЦТП 1-6 на подающем трубопроводе.

В зоне теплоснабжения котельных насосные подстанции отсутствуют.

ф) Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

На котельных и ЦТП установлены предохранительные клапана. Гидрозатворы на котельных не предусмотрены.

х) Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию

Бесхозяйные сети в с.п. Нижнесортымский отсутствуют.

Часть 4 "Зоны действия источников тепловой энергии"

Зона действия котельных с.п. Нижнесортымский представлена на рисунке 1.3.

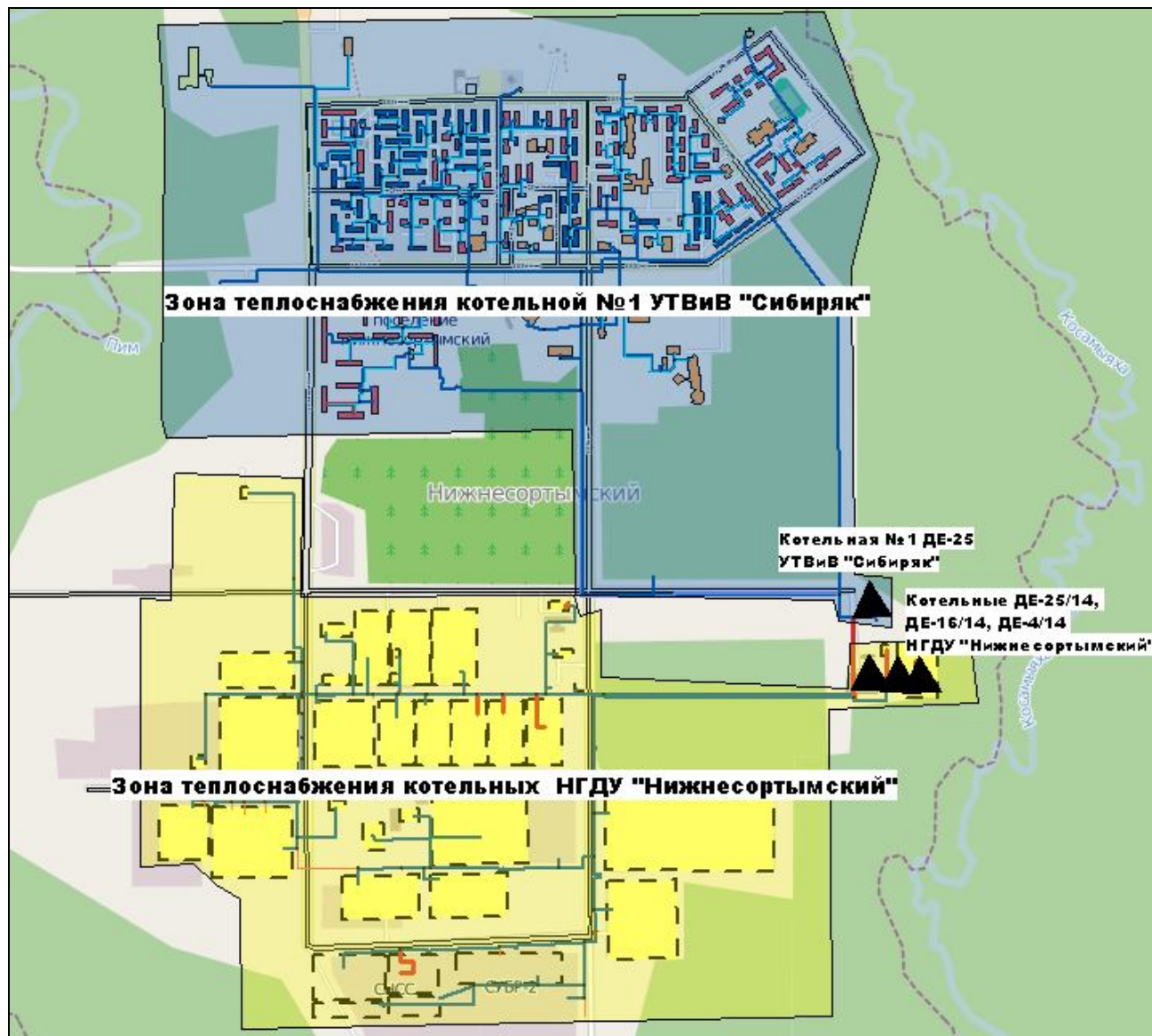


Рисунок 1.3 – Зоны теплоснабжения с.п. Нижнесортнымский

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

а) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления при расчётных температурах наружного воздуха

Основными потребителями тепловой энергии являются население (жилищный фонд), объекты производственного и социально-культурного назначения.

На основе данных, предоставленных МУП «УТВиВ «Сибиряк» и НГДУ «Нижнесортимскнефть» за 2012 год, были определены фактические и договорные тепловые нагрузки в с.п. Нижнесортимский.

Распределение договорных и фактических тепловых нагрузок 2012 года по видам теплопотребления в с.п. Нижнесортимский представлено в таблице 1.13.

Таблица 1.13- Договорная и фактическая, приведенная к расчетным условиям, тепловая нагрузка по элементам территориального деления

Наименование территориальной единицы	Договорная тепловая нагрузка без тепловых потерь, Гкал/ч			Фактическое теплопотребление, приведенное к расчетным условиям без тепловых потерь, Гкал/ч		
	Отопление и вентиляция	Средне-часовая ГВС	Сумма	Отопление и вентиляция	Средне-часовая ГВС	Сумма
с.п. Нижнесортимский	25,48	5,53	31,01	26,95	4,0	30,95
промзона	28,9	-	28,9	28,9	-	28,9
Сумма	54,38	5,53	59,91	55,85	4	59,85

б) Случаи (условия) применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии

Поквартирное отопление в с.п. Нижнесортимский не применяется.

в) Значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом

В таблице 1.14 представлены значения потребления тепловой энергии в расчётных элементах территориального за отопительный период и за год в целом.

Таблица 1.14 – Теплопотребление в с.п. Нижнесортимский по элементам территориального деления

Наименование (номер) микрорайона (поселка)	Потребление тепловой энергии, Гкал	
	Годовое	в т.ч. отопительный период
с.п. Нижнесортимский	91 680	82 512
промзона	118 763	108 000
Сумма	211 900	190 512

г) Значения потребления тепловой энергии при расчётных температурах наружного воздуха в зонах действия источника тепловой энергии

Фактический и договорной максимально-часовой отпуск тепловой энергии от котельной приведен в таблице 1.15.

Таблица 1.15- Фактический и договорной максимально-часовой отпуск тепловой энергии от котельной

теплоисточник	Тепловая нагрузка, Гкал/ч		Отклонение фактического отпуска тепла от договорных нагрузок, %
	договорная с тепловыми потерями	фактическая, приведенная к расчетным условиям, с учетом тепловых потерь	
МУП «УТВиВ «Сибиряк»	38,71	38,65	0,15
НГДУ «Нижнесортимск-нефть»	37,5	37,25	0,6
Сумма	76,21	75,9	0,4

Как видно, фактическая нагрузка в жилом районе с.п. Нижнесортимский практически соответствует договорной величине.

д) Существующие нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение представлены в таблице 1.16.

Таблица 1.16 – Нормативы потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение

Тип постройки	Существующие нормативы, Гкал/ч			
	Отопление		вентиляция	горячее водоснабжение
	Жилфонд квартирного типа	Общежития		
Капитальное здание	0,022	0,022	-	0,228
Деревянное здание	0,038	0,052	-	0,228

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

а) Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерь тепловой мощности в тепловых сетях и присоединенной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в случае нескольких выводов тепловой мощности от одного источника тепловой энергии - по каждому из выводов

Баланс тепловой мощности котельной с.п. Нижнесортимский приведен в таблице 1.17.

Таблица 1.17- Баланс тепловой мощности котельными с.п. Нижнесортимский

теплоисточник	Тепловая мощность, Гкал/ч		Расход тепла на собственные нужды		Расход тепла на хозяйственные нужды		Тепловая мощность котельной нетто, Гкал/ч	Фактическое теплопотребление с тепловыми потерями, Гкал/ч	Резерв (дефицит) тепловой мощности, Гкал/ч
	установленная	располагаемая	Гкал/ч	т/ч	Гкал/ч	т/ч			
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	55,6	35,4	0,4	10,35	0	0	35,0	38,65	-3,65
Котельные НГДУ «Нижнесортыск-нефть»	62,9	62,9	1	40,0	0	0	61,9	37,25	25,65
Сумма	118,5	98,3	1,4	50,35	0	0	96,9	75,90	22,00

б) Резервы и дефициты тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии и выводам тепловой мощности от источников тепловой энергии

Приведены в таблице 1.17.

в) Гидравлические режимы, обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующие существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника к потребителю

Гидравлический расчет тепловых сетей котельной №1 (приложение Б.1) показал, что при существующих теплогидравлических режимах располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения их качественного теплоснабжения.

г) Причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствия влияния дефицитов на качество теплоснабжения

Дефицит тепловой мощности в зоне действия котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» возник, в первую очередь, из-за значительного износа основного оборудования, а также за счет стремительного роста жилого фонда на территории сельского поселения.

д) Резервы тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможности расширения технологических зон действия источников с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности

В жилом районе с.п. Нижнесортымский дефицит тепловой мощности при учете фактического теплопотребления составляет 3,65 Гкал/ч.

В промзоне НГДУ «Нижнесортымскнефть» существует резерв тепловой мощности в размере 19,1 Гкал/ч.

Часть 7 "Балансы теплоносителя"

а) Утверждённые балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть

Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» оснащена системой водоподготовки «Комплексон-7-20», с помощью которой в подпиточную воду водогрейных котлов и закрытой тепловой сети в соответствии с разработанной технологической документацией вводится ингибитор накипеобразования и коррозии для предотвращения процессов накипеобразования и коррозии теплотехнического оборудования и трубопроводов.

Кроме этого на котельной для паровых котлов применяется двухступенчатое Na-катионирование. На первую ступень установлено три фильтра, на вторую – два.

Баланс производительности водоподготовительных установок теплоносителя, установленных на котельной №1, и максимально-часовой подпитки ее тепловых сетей приведен в таблице 1.18.

Таблица 1.18 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной №1

Зона действия источника тепловой энергии	Размерность	2012г	2013г
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	15,37	19,42
нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	7,13	7,13
сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	8,24	12,29
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	нет	
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	-	28,21
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	-	-
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /год	135007	170150
нормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	57962,8	57963
сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /год	77044,2	112187
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	тыс.т/год	нет	

Вышеприведенные данные показали наличие сверхнормативной подпитки тепловых сетей, что объясняется наличием ненадежных участков и узлов, а также несанкционированным отбором потребителями воды из системы отопления.

На перспективу Схемой предусматривается снижение утечек до нормативной величины следующим образом:

- заменой ненадежных участков и узлов тепловых сетей;
- проведением мероприятий по предотвращению слива сетевой воды потребителями.

б) Утвержденные балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (п.6.17) в системах теплоснабжения аварийная подпитка в количестве 2 % от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой и не влияет на производительность ВПУ.

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

а) Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии

Основным видом топлива для котельных является сухой отбензиненный компримированный газ (попутный)

Описание вида и количества используемого на котельных топлива приведено в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Описание видов и количества топлива

Наименование теплоисточника	Вид топлива			Количество использованного топлива за 2012 год, т у.т.		
	основное	резервное	аварийное	основное	резервное	аварийное
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	Попутный газ	-	-	16 399	-	-
Котельные НГДУ «Нижнесортнымск-нефть»	Попутный газ	-	-	19 116	-	-
Сумма	-	-	-	35 515	-	-

б) Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями

Резервное и аварийное топливо отсутствует.

в) Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Газоснабжение котельных осуществляет ОАО «Сургутнефтегаз».

Характеристика природного газа: низшая теплота сгорания – 8919 ккал/м³.

г) Анализ поставки топлива в периоды расчётных температур наружного воздуха

Сложности с обеспечением теплоисточника топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха в поселении отсутствуют.

Часть 9 "Надёжность теплоснабжения"

а) описание показателей, определяемых в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии

Надежность работы действующих теплосетей для каждой зоны определяется в соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» по двум нормируемым критериям:

- вероятность безотказной работы (Р) - способность системы не допускать отказов, приводящих к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданиях ниже +12°C, в промышленных зданиях ниже 8 °С, более числа раз, установленных нормативами. Нормативная величина для тепловых сетей 0,9;

- коэффициент готовности (качества) системы (Кг) – вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

б) анализ аварийных отключений потребителей

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

в) анализ времени восстановления теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения, не превысило 36 часов.

г) графический материал (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)

Подробный расчет надежности системы теплоснабжения сельского поселения приведен в приложении В.

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

Технико-экономические показатели работы котельной приведены в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Технико-экономические показатели работы котельной с.п. Нижнесортымский в 2012 году

организация	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/год	Отпуск тепловой энергии с учетом тепловых потерь в сетях, Гкал/год	в том числе потери тепла, Гкал/ч	Годовой расход топлива, т у.т.	Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг у.т./ Гкал
2012г.						
Котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»	93137,39	2553,99	91680	22658 (4365,75 расчетные потери)	16399,589	178,88

организация	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	Расход тепловой энергии на собственные нужды, Гкал/год	Отпуск тепловой энергии с учетом тепловых потерь в сетях, Гкал/год	в том числе потери тепла, Гкал/ч	Годовой расход топлива, т у.т.	Удельный расход топлива на отпуск тепла, кг у.т./ Гкал
Котельные НГДУ «Нижнесортымскнефть»	121522	2759	118763	5715	19116	161,0
Сумма	214659,4	5312,99	210443	28373	35515,59	169,0
2013г.						
Котельная №1 МУП "УТВиВ "Сибиряк"	108621,96	2223,05	106398,9	18426,11	16872,810	158,58

Часть 11 "Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения"

а) Динамика утвержденных тарифов, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учётом последних 3 лет

В период 2009-2013 г.г. по предприятию установлен одноставочный тариф на тепловую энергию для потребителей.

Динамика изменения тарифов на тепловую энергию за последние три года приведена в таблицах 1.21.

Таблица 1.21– Сведения по тарифам на тепловую энергию за последние три года

Утвержденный тариф, устанавливаемых органами исполнительной власти, руб/Гкал., без учета н.д.с.				
2010	2011	2012		
861,00	1292,00	01.01.2012г - 30.06.2012г	01.07.2012г. - 31.08.2012 г.	01.09.2012 г. - 31.12.2012 г.
		1292,00	1369,52	1446,21

б) Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Таблица 1.22 – Структура тарифов

топливо	транспортные расходы	электроэнергия	вода	вспомогательные материалы	оплата труда и отчисления от ФОТ	амортизация,	прочие
25,52%	3,01%	6,83%	1,2%	2,4%	14,94%	10,75%	35,35%

в) Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

Плата с потребителей тепловой энергии за подключение к системе теплоснабжения не взимается.

г) Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности с потребителей тепловой энергии не взимается.

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

а) Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

В системе теплоснабжения с.п. Нижнесортымский имеются следующие проблемы:

- оборудование котельной № 1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» морально и физически изношено, работает с превышением своего нормативного срока. Требуется его замена на оборудование нового поколения высокой энергоэффективности, а также автоматизация технологического процесса выработки тепловой энергии;

- отсутствие приборного учета тепла у всех потребителей не позволяет составить достоверный энергетический баланс предприятия;

- дефицит тепловой мощности на котельной № 1.

б) Описание существующих проблем организации надёжного и безопасного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надёжного теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Все котельное оборудование и большая часть тепловых сетей выработали свой ресурс, что приводит к низкой экономичности выработки теплоэнергии и большим потерям через изоляцию и с утечкой теплоносителя.

в) Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Не выявлены.

г) Описание существующих проблем надёжного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения

На котельной отсутствует резервное топливо.

д) Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надёжность системы теплоснабжения

Предписания надзорных органов не выдавались.

Глава 2 "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"

а) Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

Расчет тепловых нагрузок с.п. Нижнесортымский выполнен в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения», утвержденными приказом Минэнерго России и Минрегиона России № 565/667 от 29.12.2012, и регламентирующими, что в качестве базового уровня теплоснабжения на цели теплоснабжения должны быть приняты нагрузки, определенные на стадии существующего положения;

- СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» актуализированная редакция, СП 124.13330.2012, регламентирующим, что расчет оборудования и диаметров тепловых сетей осуществляется с учетом среднечасовой нагрузки горячего водоснабжения.

В соответствии с п. 92 «Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения» предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах рекомендуется разрабатывать в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы. Так как котельные НГДУ «Нижнесортымскнефть» осуществляют теплоснабжение только промзоны и не участвуют в обеспечении теплом жилого фонда, то из дальнейшего рассмотрения данные котельные исключаются.

С учетом вышесказанного, в качестве базового уровня теплоснабжения приняты фактические, приведенные к расчетным условиям для систем отопления (минус 43 °С), тепловые нагрузки системы централизованного теплоснабжения со среднечасовой нагрузкой горячего водоснабжения, приведенные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Базовые тепловые нагрузки с.п. Нижнесортымский

теплоисточник	Фактическое теплоснабжение, приведенное к расчетным условиям без тепловых потерь, Гкал/ч		
	отопление и вентиляция	среднечасовая ГВС	суммарная нагрузка
Котельная №1	26,95	4,0	30,95

б) Прогнозы приростов на каждом этапе площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий

Структура существующего жилого фонда на 01.01.2013 г. представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Структура существующего жилого фонда на 01.01.2013 г.

Параметр	Площадь жилого фонда, м ²
Жилищный жилой фонд, в том числе	236 998
ведомственный	45 594
муниципальный	191 404

Генеральным планом с.п. Нижнесортымский, разработанным в 2002 году, определены перспективы развития сельского поселения путем значительного прироста жилой застройки и общественных зданий, а также развитие индивидуального жилищного строительства.

Исходный год проектирования – 2002 год, I-я очередь строительства – 2010 год, расчетный срок – 2020 год.

Показатели генплана на 2020 год составили:

- численность населения 19980 человек;
- суммарный прирост жилого фонда 307800 м² с увеличением общей площади жилого фонда до 399864 м².

В генплане по типу застройки новый жилищный фонд запланирован в следующем соотношении:

- индивидуальная застройка - 6,4% (19800 м²);
- 1-2 этажная застройка блокированного типа - 5,9 % (18200 м²);
- многоэтажная застройка (4 и выше этажей) - 87,7 % (269800 м²).

Однако за период 2002-2012 гг. за счет строительства новых жилых домов общая жилая площадь с.п. Нижнесортымский уже увеличилась с 92 тыс. м² до 237 тыс. м².

С учетом вышесказанного для разработки «Схемы теплоснабжения...» приняты следующие исходные данные:

- прирост новой жилой площади до 2020 года определен как разница между перспективной жилой площадью по генплану и существующей жилой площадью:

$399\ 864 - 236\ 998 = 162\ 866$ м², из них индивидуальный жилой фонд 19 800 м², жилые здания блокированного типа 18 200 м², многоэтажная застройка 125 616 м².

- вся застройка поселения осуществляется до 2020 года;
- численность населения на 2020 год соответствует данным генплана;
- снос ветхих зданий не предусмотрен.

Распределение существующего жилого фонда, а также приросты жилого фонда по этапам Схемы, принятые для ее разработки, согласованные Администрацией с.п. Нижнесортымский Сургутского района письмом №313 от 25.02.2014 г., представлено в таблице 2.3. Сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного строительства и сносу жилья по этапам Схемы представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.3 - Размещение перспективного жилого фонда по кварталам с.п. Нижнесортымский

Наименование расчетно-планировочных образований / Тип жилой застройки м ²	Всего за период 2013-2028 гг.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.г.	2024-2028 г.г.
Микрорайон 4, всего в т.ч.	27600	-	-	-	9000	9000	-	9600	-
Индивидуальные жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Многоквартирные	блокированные 2-этаж	-	-	-	-	-	-	-	-
	4 эт. и выше	-	-	-	9000	9000	-	9600	-
Микрорайон 5, всего в т.ч.	6616	-	-	-	-	-	-	6616	-
Индивидуальные жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Многоквартирные	блокированные 2-этаж	-	-	-	-	-	-	-	-
	4 эт. и выше	-	-	-	-	-	-	6616	-
Микрорайон 7, всего в т.ч.	45000	18000	18000	9000	-	-	-	-	-
Индивидуальные жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Многоквартирные	блокированные 2-этаж	-	-	-	-	-	-	-	-
	4 эт. и выше	45000	18000	18000	9000	-	-	-	-
Микрорайон 9, всего в т.ч.	46400	-	-	9000	9000	9000	19400	-	-
Индивидуальные жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Многоквартирные	блокированные 2-этаж	-	-	-	-	-	-	-	-
	4 эт. и выше	46400	-	-	9000	9000	9000	19400	-
Микрорайон 10, всего в т.ч.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Индивидуальные жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Многоквартирные	блокированные 2-этаж	-	-	-	-	-	-	-	-
	4 эт. и выше	0	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 11, всего в т.ч.	2650	-	-	-	1500	1150	-	-	-
Индивидуальные жилые дома	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Многоквартирные	блокированные 2-этаж	2650	-	-	-	1500	1150	-	-
	4 эт. и выше	-	-	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 2.3.

Наименование расчетно-планировочных образований / Тип жилой застройки м ²		Всего за период 2013-2028 гг.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.г.	2024-2028 г.г.
Микрорайон 12, всего в т.ч.		7000	-	2300	2300	2400	-	-	-	-
Индивидуальные жилые дома		4200	-	1300	1300	1600	-	-	-	-
Многokвартирные	блокированные 2-этаж	2800	-	1000	1000	800	-	-	-	-
	4 эт. и выше	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 13, всего в т.ч.		9450	-	-	-	2300	2300	4850	-	-
Индивидуальные жилые дома		5500	-	-	-	1300	1300	2900	-	-
Многokвартирные	блокированные 2-этаж	3950	-	-	-	1000	1000	1950	-	-
	4 эт. и выше	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 14, всего в т.ч.		9300	-	-	-	-	-	-	8550	-
Индивидуальные жилые дома		5300	-	-	-	-	-	-	4550	-
Многokвартирные	блокированные 2-этаж	4000	-	-	-	-	-	-	4000	-
	4 эт. и выше	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 15, всего в т.ч.		9600	-	-	-	-	-	-	9600	-
Индивидуальные жилые дома		4800	-	-	-	-	-	-	4800	-
Многokвартирные	блокированные 2-этаж	4800	-	-	-	-	-	-	4800	-
	4 эт. и выше	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего		162866	18000	20300	20300	24200	21450	24250	34366	-
Индивидуальные жилые дома		19800	0	1300	1300	2900	1300	2900	9350	-
Многokвартирные	блокированные 2-этаж	18200	0	1000	1000	3300	2150	1950	8800	-
	4 эт. и выше	125616	18000	18000	18000	18000	18000	19400	16216	-

Таблица 2.4 – Сводные данные по изменению численности населения, объемам нового жилищного строительства и сносу жилья по этапам Схемы

Наименование показателей	Периоды	
	Существующее состояние на 1.01.2013 г.	2013-2020 гг.
Численность населения к концу периода, тыс. чел.	11,9	20
Жилой фонд, тыс.м ² общей площади	237	400
Обеспеченность жилым фондом к концу периода, м ² /чел.	20	20
Объем нового жилищного строительства, тыс. м ² , всего,	-	162,9
в том числе:	-	-
- многоквартирные дома	-	143,1
- индивидуальные жилые дома	-	19,8
Среднегодовой объем жилищного строительства, тыс. м ² /год	-	20,3
Снос жилья всего, тыс. м ²	-	-

Также на территории с.п. Нижнесортимский «Проектом планировки территории» предусмотрено строительства ряда общественных объектов. Эти данные были скорректированы с учетом уже построенных объектов и приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Перечень запланированных к строительству общественных объектов

Микро-район	№ по п/п	Наименование общественного учреждения	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная нагрузка, Гкал/ч	
				Отопление и вентиляция	гвс
6	69	Детский сад-ясли	2013	0,119	0,099
	72	Магазин промышленных и продуктовых товаров	2014	0,068	0,032
	67	Общеобразовательная школа	2014	0,354	0,055
	95	Бассейн школьный	2014	0,329	0,024
3	84	Гараж-стоянка	2020	2,771	0,087
	84	Гараж-стоянка	2020	2,771	0,087
	72	Магазин непродовольственных товаров	2020	0,028	0,007
	76	Прачечная	2020	0,127	0,357
	77	Химчистка	2020	0,27	0,055
	78	Комбинат спецуслуг	2020	0,163	0,009
4	68	Детские ясли-сад	2020	0,194	0,172
	67	Общеобразовательная школа	2020	0,633	0,059
	95	Бассейн	2020	0,48	0,029
5	69	Детские ясли-сад	2020	0,191	0,099
	9	Кинотеатр	2020	0,296	0,018
7	72	Магазин	2015	0,065	0,05
	61	Центр спортивный с универсальным игровым залом и плавательным бассейном	2013	1,016	0,063
		Ледовый дворец (вторая очередь спортивного центра)	2015	1,774	0,07

Микро-район	№ по п/п	Наименование общественного учреждения	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная нагрузка, Гкал/ч	
				Отопление и вентиляция	гвс
	73	Гостиница	2015	0,92	0,22
	54	Здание администрации поселка	2015	0,065	0,012
8	74	Дом бытовых услуг	2016	0,154	0,008
	55	Дом финансовых учреждений	2016	0,06	0,013
	70	АБК-3 с архивом НГДУ «Нижне-сортвмскнефть»	2016	1,114	0,07
	71	Торговый центр	2016	0,171	0,02
9	75	Банно-оздоровительный комплекс (3 моечных отделения)	2017	0,048	0,328
	85	Музыкальная школа	2017	0,297	0,021
	60	Школа искусств	2017	0,346	0,021
	97	Крытый плавательный бассейн	2017	0,453	0,017
	72	Магазин (павильон)	2017	0,071	0,053
	71	Торговый центр	2018	0,396	0,15
	67	Общеобразовательная школа	2018	0,58	0,05
	59	Дом детско-юношеского творчества	2018	0,19	0,021
	72	Магазин	2018	0,028	0,022
10	98	Детский сад	2019	0,36	0,11
12	99	Детские ясли-сад	2015	0,14	0,126
15	69	Детские ясли-сад	2019	0,125	0,099
16	84	Гараж-стоянка	2019	2,771	0,087
*	63	Крытая хоккейная коробка	2020	1,04	0,157
	65	Детская спортивная школа	2020	0,83	0,07

* В границах улиц Автомобилистов-Хусаинова-Северная и р.Пим

в) 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

Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение по расчетным этапам Схемы выполнен с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для расчета перспективных тепловых нагрузок жилищно-коммунального сектора в соответствии со СНиП 41-02-2003 Тепловые сети, актуализированная редакция (СП 124.13330.2012) приняты следующие удельные расходы тепловой энергии:

1) нормативный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов при расчетной температуре наружного воздуха -43°C для с.п. Нижнесортвмский в соответствии с приложением В СНиП 41-02-2003 (СП 124.13330.2012), представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Удельный расход тепловой энергии на отопление многоквартирных и индивидуальных жилых домов

Этажность жилых зданий	Удельные показатели максимальной тепловой нагрузки, ккал/(ч·м ²) для зданий строительством	
	после 2010 г.	после 2015 г.
1-3-этажные многоквартирные отдельностоящие	76,9	71,2
2-3-этажные многоквартирные блокированные	64,8	59,7
4-6-этажные	56,6	53,3
7-10-этажные	50,6	46,8
11-14-этажные	47,1	43,7
Более 15 этажей	44,5	42,0

Нормируемая удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию общественных зданий определена в соответствии с таблицей 14 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий» для условий с.п. Нижнесортымский и представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Удельный расход тепловой энергии на отопление общественных зданий, ккал/(ч·м³)

Типы зданий	Этажность							
	1	2	3	4,5	6,7	8,9	10, 11	12 и выше
1 Общественные, кроме перечисленных в поз. 2,3 и 4	26,39	23,84	22,59	20,10	19,45	18,53	17,55	16,85
2 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	21,35	20,70	20,10	19,45	18,85	18,20	17,55	16,85
3 Дошкольные учреждения	28,23	28,23	28,23	-	-	-	-	-
4 Сервисного обслуживания	14,41	13,82	13,17	12,57	12,57	-	-	-
5 Административного назначения (офисы)	-	-	-	-	-	-	-	-
	22,59	21,35	20,70	16,96	15,06	13,82	12,57	12,57

2) норма расхода горячей воды на одного человека в жилых и общественных зданиях принята по приложению Г СНиП 41-02-2003 (СП 124.13330.2012) и представлена в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Норма расхода горячей воды на одного человека в жилых и общественных зданиях и удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение

Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды а, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, S _в , м ² /чел	Удельная величина тепловой энергии, q _{hw} Вт/м ²	Удельный расход тепловой энергии на 1 человека, ккал/(ч·чел)
1 Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2	254
То же, с заселенностью 20 м ² /чел	1 житель	105	20	15,3	-
2 То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8	33,4
3 Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных камерах	1 проживающий	70	12	17,0	41,2

Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды а, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, S _в , м ² /чел	Удельная величина тепловой энергии, q _{hw} Вт/м ²	Удельный расход тепловой энергии на 1 человека, ккал/(ч·чел)
4 Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5	42,4
5 Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5	3,6
6 Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1	7,5
7 Административные здания	1 работающий	5	10	1,3	3,2
8 Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8	1,9
9 Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5	42,4
10 Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2	7,8
11 Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1	2,7
12 Магазины промтоварные	То же	8	30	0,7	1,7

Удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение на одного человека в жилых зданиях без учета общественных зданий в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 23 мая 2006 г. N 306 "Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг" (с изменениями от 6 мая 2011 г., 28 марта 2012 г.) по формуле

$$q_{гвс} = N_{гвс}/24 \times \rho_0 \times C \times (t_h - t_c) \times (1 + K_{тп}) / 10^{-3}, \text{ ккал}/(\text{ч}\cdot\text{чел}) \quad (2.1)$$

где N_{гвс} - суточный расход воды на нужды горячего водоснабжения, 105 л/(сут·чел.);

ρ_0 - объемный вес воды, кг/м³, равный 983,2 кг/м³ при температуре t_h = 60 °С;

C - теплоемкость воды, ккал/(кг·°С), равная 1 ккал/(кг·°С);

t_h - температура горячей воды в местах водоразбора в соответствии с СП 30.13330.2012 «Внутренний водопровод и канализация», °С (60 °С);

t_c - средняя температура холодной воды в сети водопровода в отопительный период, °С (2 °С);

K_{тп} - коэффициент, учитывающий тепловые потери трубопроводами систем горячего водоснабжения и затраты тепловой энергии на отопление ванных комнат (для изолированных трубопроводов – 0,02).

В результате удельный расход тепловой энергии на нужды горячего водоснабжения на одного человека в жилых зданиях составит 254 ккал/(ч·чел.).

Аналогично был рассчитан удельный расход тепловой энергии на горячее водоснабжение на одного человека в общественных зданиях, представленный в таблице 2.8.

г) Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии для обеспечения технологических процессов

Увеличение расхода тепла на технологические нужды в с.п. Нижнесортымский в перспективе не прогнозируется.

д) Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными домами и индивидуальными жилыми домами с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода представлены в таблице 2.9, общественными и производственными зданиями – в таблице 2.10, а сводные данные – в таблице 2.11.

В таблице 2.5. представлены прогнозы приростов потребления тепловой энергии каждым общественным зданием с разделением по видам теплоснабжения и элементам территориального деления.

Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплоснабжения в зоне действия существующей котельной с нарастающим итогом представлены в таблице 2.12.

Прогноз объема перспективного потребления тепловой энергии в сетевой воде на существующей котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.9 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными домами и индивидуальными жилыми домами с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода

Наименование планировочных районов		2013 г.			Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода, Гкал/ч								
					2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		Отопление	гвс	Всего	Отопление	гвс	Всего	Отопление	гвс	Всего	Отопление	гвс	Всего
Микрорайон 4	4 эт. и выше	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62
Микрорайон 5	4 эт. и выше	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Микрорайон 7	4 эт. и выше	1,02	0,29	1,31	2,04	0,57	2,61	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23
Микрорайон 9	4 эт. и выше	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62	0,96	0,28	1,24
Микрорайон 11	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,02	0,11
Микрорайон 12	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,06	0,02	0,08	0,12	0,04	0,16	0,17	0,05	0,22
	Инд. жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,10	0,02	0,12	0,19	0,04	0,23	0,30	0,06	0,36
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,31	0,08	0,39	0,47	0,11	0,58
Микрорайон 13	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,02	0,08
	Инд. жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,02	0,11
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,04	0,19
Микрорайон 14	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Инд. жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Микрорайон 15	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Инд. жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего		1,02	0,29	1,31	2,20	0,61	2,81	3,31	0,93	4,24	4,67	1,30	5,97

Окончание таблицы 2.9

Наименование планировочных районов		Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода, Гкал/ч											
		2017 г.			2018 г.			2019-2023 г.г.			2024-2028г.г.		
		Отопление	гвс	Всего	Отопление	гвс	Всего	Отопление	гвс	Всего	Отопление	гвс	Всего
Микрорайон 4	4 эт. и выше	0,96	0,28	1,24	0,96	0,28	1,24	1,47	0,43	1,90	1,47	0,43	1,90
Микрорайон 5	4 эт. и выше	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,10	0,45	0,35	0,10	0,45
Микрорайон 7	4 эт. и выше	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23
Микрорайон 9	4 эт. и выше	1,44	0,42	1,86	2,47	0,72	3,19	2,47	0,72	3,19	2,47	0,72	3,19
Микрорайон 11	Блокир 2-этаж	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20
Микрорайон 12	Блокир 2-этаж	0,17	0,05	0,22	0,17	0,05	0,22	0,17	0,05	0,22	0,17	0,05	0,22
	Инд. жилые дома	0,30	0,06	0,36	0,30	0,06	0,36	0,30	0,06	0,36	0,30	0,06	0,36
	Всего	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58
Микрорайон 13	Блокир 2-этаж	0,12	0,04	0,16	0,24	0,07	0,31	0,24	0,07	0,31	0,24	0,07	0,31
	Инд. жилые дома	0,18	0,04	0,22	0,39	0,09	0,48	0,39	0,09	0,48	0,39	0,09	0,48
	Всего	0,30	0,08	0,38	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79
Микрорайон 14	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,06	0,30	0,24	0,06	0,30
	Инд. жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,07	0,39	0,32	0,07	0,39
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,13	0,69	0,56	0,13	0,69
Микрорайон 15	Блокир 2-этаж	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,07	0,36	0,29	0,07	0,36
	Инд. жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,07	0,41	0,34	0,07	0,41
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	0,14	0,77	0,63	0,14	0,77
Всего		5,85	1,64	7,49	7,21	2,02	9,23	9,26	2,54	11,80	9,26	2,54	11,80

Таблица 2.10 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми общественными и производственными зданиями с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода

Наименование планировочных районов	Всего за 2013-2028 гг., в том числе по годам			2013 г.			Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч					
							2014 г.			2015 г.		
	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО
Микрорайон 9	2,41	0,68	3,09	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 8	1,50	0,11	1,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 7	3,84	0,42	4,26	1,02	0,06	1,08	-	-	-	2,82	0,35	3,18
Микрорайон 6	0,87	0,21	1,08	0,12	0,10	0,22	0,75	0,11	0,86	-	-	-
Микрорайон 5	0,49	0,12	0,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 4	1,31	0,26	1,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 3	6,13	0,60	6,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 16	2,77	0,09	2,86	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 15	0,13	0,10	0,22	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 12	0,14	0,13	0,27	-	-	-	-	-	-	0,14	0,13	0,27
Микрорайон 10	0,36	0,11	0,47	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Автомобилистов-Хусаинова-Северная и р.Пим	1,87	0,23	2,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего	21,81	3,05	24,85	1,14	0,16	1,30	0,75	0,11	0,86	2,96	0,48	3,44

Окончание таблицы 2.10

Наименование планировочных районов	Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч											
	2016 г.			2017 г.			2018 г.г.			2019-2023 г.г. и 2024-2028 г.г.		
	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО	отопление и вентиляция	ГВС	ВСЕГО
Микрорайон 9	-	-	-	1,21	0,44	1,65	1,17	0,22	1,39	0,03	0,02	0,05
Микрорайон 8	1,50	0,11	1,61	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Микрорайон 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,49	0,12	0,60
Микрорайон 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,31	0,26	1,57
Микрорайон 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,13	0,60	6,73
Микрорайон 16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,77	0,09	2,86
Микрорайон 15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,13	0,10	0,22
Микрорайон 12	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Микрорайон 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,36	0,11	0,47
Автомобилистов- Хусаинова- Северная и р.Пим	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,87	0,23	2,10
Всего	1,50	0,11	1,61	1,21	0,44	1,65	1,17	0,22	1,39	13,08	1,52	14,60

Таблица 2.11 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде новыми многоквартирными, жилыми домами, общественными и производственными зданиями с разделением по видам теплоснабжения и по микрорайонам по этапам расчетного периода

Наименование планировочных районов		Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде по расчетным этапам, Гкал/ч																				
		2013г.			2014г.			2015 г.			2016 г.			2017г.			2018 г.			2019-2023 г.г. / 2024-2028 г.г.		
		отопление и вентиляция	гвс	Всего	отопление и вентиляция	гвс	Всего	отопление и вентиляция	гвс	Всего	отопление и вентиляция	гвс	Всего	отопление и вентиляция	гвс	Всего	отопление и вентиляция	гвс	Всего	отопление и вентиляция	гвс	Всего
Микрорайон 9	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62	0,96	0,28	1,24	1,44	0,42	1,86	2,47	0,72	3,19	2,47	0,72	3,19
	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,21	0,44	1,65	2,38	0,66	3,04	2,41	0,68	3,09
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62	0,96	0,28	1,24	2,65	0,86	3,52	4,85	1,38	6,23	4,88	1,40	6,28
Микрорайон 8	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	0,11	1,61	1,50	0,11	1,61	1,50	0,11	1,61	1,50	0,11	1,61
Микрорайон 7	многоквартирные дома	1,02	0,29	1,31	2,04	0,57	2,61	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23	2,52	0,71	3,23
	общественные здания	1,02	0,06	1,08	1,02	0,06	1,08	3,84	0,42	4,26	3,84	0,42	4,26	3,84	0,42	4,26	3,84	0,42	4,26	3,84	0,42	4,26
	Всего	2,04	0,35	2,39	3,06	0,63	3,69	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48
Микрорайон 6	общественные здания	0,12	0,10	0,22	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08
Микрорайон 5	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,10	0,45
	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,49	0,12	0,60
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,22	1,05
Микрорайон 4	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62	0,96	0,28	1,24	0,96	0,28	1,24	1,47	0,43	1,90
	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,31	0,26	1,57
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62	0,96	0,28	1,24	0,96	0,28	1,24	2,78	0,69	3,47
Микрорайон 3	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,13	0,60	6,73
Микрорайон 16	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,77	0,09	2,86
Микрорайон 15	жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,07	0,41
	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,29	0,07	0,36
	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,10	0,22
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,75	0,24	0,99
Микрорайон 14	жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,07	0,39
	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,24	0,06	0,30
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,13	0,69
Микрорайон 13	жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,02	0,11	0,18	0,04	0,22	0,39	0,09	0,48	0,39	0,09	0,48
	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06	0,02	0,08	0,12	0,04	0,16	0,24	0,07	0,31	0,24	0,07	0,31
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,04	0,19	0,30	0,08	0,38	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79
Микрорайон 12	жилые дома	0,00	0,00	0,00	0,10	0,02	0,12	0,19	0,04	0,23	0,30	0,06	0,36	0,30	0,06	0,36	0,30	0,06	0,36	0,30	0,06	0,36
	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,06	0,02	0,08	0,12	0,04	0,16	0,17	0,05	0,22	0,17	0,05	0,22	0,17	0,05	0,22	0,17	0,05	0,22
	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,45	0,21	0,66	0,61	0,24	0,85	0,61	0,24	0,85	0,61	0,24	0,85	0,61	0,24	0,85
Микрорайон 11	многоквартирные дома	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,02	0,11	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20
Микрорайон 10	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,11	0,47
Автомобилистов-Хусаинова-Северная и р.Пим	общественные здания	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87	0,23	2,10
Всего		2,16	0,45	2,61	4,09	0,88	4,97	8,16	1,68	9,84	11,02	2,16	13,18	13,41	2,94	16,36	15,94	3,54	19,48	31,07	5,59	36,65
жилые дома		0,00	0,00	0,00	0,10	0,02	0,12	0,19	0,04	0,23	0,39	0,08	0,47	0,48	0,10	0,58	0,69	0,15	0,84	1,35	0,29	1,64
многоквартирные дома		1,02	0,29	1,31	2,10	0,59	2,69	3,12	0,89	4,01	4,28	1,22	5,50	5,37	1,54	6,91	6,52	1,87	8,39	7,91	2,25	10,16
общественные здания		1,14	0,16	1,30	1,89	0,27	2,16	4,85	0,75	5,60	6,35	0,86	7,21	7,56	1,30	8,87	8,73	1,52	10,25	21,81	3,05	24,85

Таблица 2.12 – Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде с разделением по потребителям и видам теплоснабжения в зоне действия существующего теплоисточника с нарастающим итогом

Наименование теплоисточника		2013 г.			Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
					2014 г.			2015 г.			2016 г.		
		отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
Котельная 1	Микрорайон 9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62	0,96	0,28	1,24
	Микрорайон 8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,50	0,11	1,61
	Микрорайон 7	2,04	0,35	2,39	3,06	0,63	3,69	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48
	Микрорайон 6	0,12	0,10	0,22	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08
	Микрорайон 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,48	0,14	0,62
	Микрорайон 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27
	Микрорайон 11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,02	0,11
	Микрорайон 10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Автомобилистов-Хусаинова-Северная и р.Пим	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего	2,16	0,45	2,61	3,93	0,84	4,77	7,85	1,60	9,45	10,40	2,01	12,41	
ИТГ	Микрорайон 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,04	0,19
	Микрорайон 12	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,31	0,08	0,39	0,47	0,11	0,58
Всего	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,31	0,08	0,39	0,62	0,15	0,77	
Всего по поселению		2,16	0,45	2,61	4,09	0,88	4,97	8,16	1,68	9,84	11,02	2,16	13,18

Окончание таблицы 2.12

Наименование теплоисточника		Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
		2017 г.г.			2018 г.г.			2019 г - 2023 г.			2024 г. – 2028 г.		
		отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
Котельная 1	Микрорайон 9	2,65	0,86	3,52	4,85	1,38	6,23	4,88	1,40	6,28	4,88	1,40	6,28
	Микрорайон 8	1,50	0,11	1,61	1,50	0,11	1,61	1,50	0,11	1,61	1,50	0,11	1,61
	Микрорайон 7	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48	6,36	1,12	7,48
	Микрорайон 6	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08	0,87	0,21	1,08
	Микрорайон 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,84	0,22	1,05	0,84	0,22	1,05
	Микрорайон 4	0,96	0,28	1,24	0,96	0,28	1,24	2,78	0,69	3,47	2,78	0,69	3,47
	Микрорайон 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,13	0,60	6,73	6,13	0,60	6,73
	Микрорайон 16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,77	0,09	2,86	2,77	0,09	2,86
	Микрорайон 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,10	0,22	0,13	0,10	0,22
	Микрорайон 12	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27	0,14	0,13	0,27
	Микрорайон 11	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20	0,16	0,04	0,20
	Микрорайон 10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	0,11	0,47	0,36	0,11	0,47
	Автомобилистов-Хусаинова-Северная и р.Пим	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87	0,23	2,10	1,87	0,23	2,10
Всего	12,64	2,75	15,40	14,84	3,27	18,11	28,78	5,05	33,82	28,78	5,05	33,82	
ИТГ	Микрорайон 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	0,14	0,77	0,63	0,14	0,77
	Микрорайон 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,13	0,69	0,56	0,13	0,69
	Микрорайон 13	0,30	0,08	0,38	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79
	Микрорайон 12	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58
	Всего	0,77	0,19	0,96	1,10	0,27	1,37	2,29	0,54	2,83	2,29	0,54	2,83
Всего по поселению		13,41	2,94	16,36	15,94	3,54	19,48	31,07	5,59	36,65	31,07	5,59	36,65

Картограмма прогноза изменения тепловых нагрузок по микрорайонам представлена на рисунке 2.1.

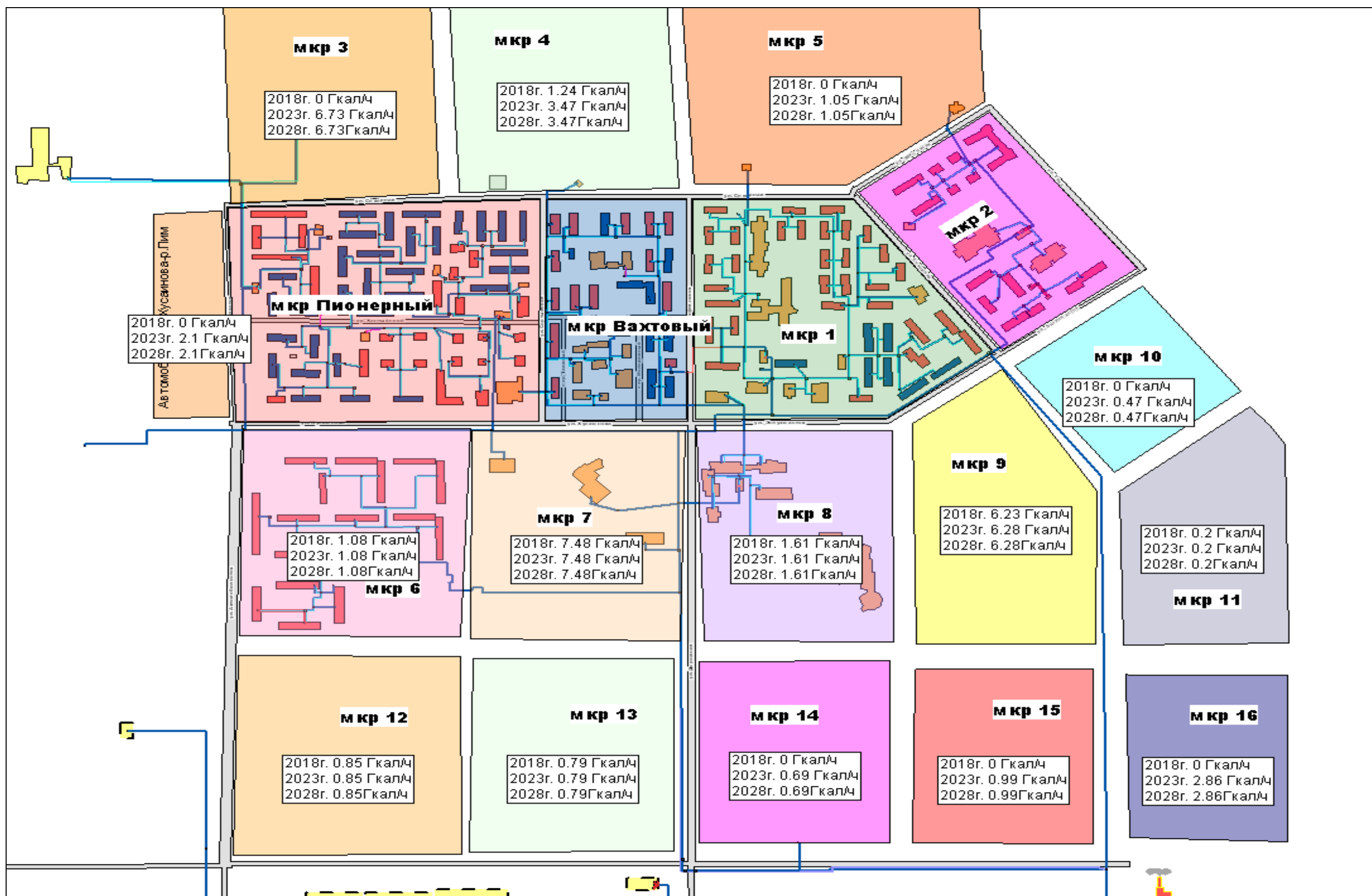


Рисунок 2.1 - Картограмма прогноза изменения тепловых нагрузок по микрорайонам

Таблица 2.13 - Прогноз объемов потребления тепловой энергии в сетевой воде в зоне существующей котельной №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк»

Наименование теплоисточника	2012 г. (базовая)			2013 г.			Тепловая нагрузка в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
							2014 г.			2015 г.			2016 г.		
	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
Котельная №1	26,95	4	30,95	29,11	4,45	33,56	30,88	4,84	35,72	34,80	5,60	40,40	37,35	6,01	43,36

Окончание таблицы 2.13

Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
	2017 г.			2018 г.			2019-2023 г.г.			2024-2028 г.г.		
	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
Котельная №1	39,59	6,75	46,35	41,79	7,27	49,06	55,73	9,05	64,77	55,73	9,05	64,77

Снижение тепловой нагрузки жилищно-коммунального сектора в сетевой воде за счет сноса жилого фонда в с.п. Нижнесортымский не планируется. Все объекты, намечаемые генпланом к сносу, уже были ликвидированы к 2012 г.

е) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчётных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Индивидуальные жилые дома намечаются к строительству в четырех микрорайонах № 12, 13, 14, 15 (подробно размещение новых жилых домов по этапам расчетного периода представлено в таблице 2.3).

Новые индивидуальные жилые дома планируется обеспечивать теплом от индивидуальных теплогенераторов (ИТГ). В качестве основного топлива предусматривается газ, аварийного – твердое топливо.

Распределение приростов тепловых нагрузок в сетевой воде, обеспечиваемых в перспективе от ИТГ, по планировочным районам и этапам расчетного периода представлено в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Прогнозы приростов тепловых нагрузок в сетевой воде, обеспечиваемых в перспективе от ИТГ, по планировочным районам и этапам расчетного периода

Наименование теплоисточника		Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
		2013г.			2014г.			2015г.			2016г.		
		отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
ИТГ	Микрорайон 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Микрорайон 13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,04	0,19
	Микрорайон 12	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,31	0,08	0,39	0,47	0,11	0,58
	Всего	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,31	0,08	0,39	0,62	0,15	0,77

Окончание таблицы 2.14

Наименование теплоисточника		Прирост тепловой нагрузки в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
		2017г.			2018г.			2019-2023г.			2024-2028г.		
		отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
ИТГ	Микрорайон 15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,63	0,14	0,77	0,63	0,14	0,77
	Микрорайон 14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,13	0,69	0,56	0,13	0,69
	Микрорайон 13	0,30	0,08	0,38	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79	0,63	0,16	0,79
	Микрорайон 12	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58	0,47	0,11	0,58
	Всего	0,77	0,19	0,96	1,10	0,27	1,37	2,29	0,54	2,83	2,29	0,54	2,83

ж) Прогнозы приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, с учётом возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объёмов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе

Промышленные объекты с.п. Нижнесортымский расположены в промышленной зоне. По предоставленным исходным данным количественного развития существующих промышленных предприятий в промышленных районах в рассматриваемой перспективе не планируется. Их потребление тепловой энергии сохраняется на существующем уровне.

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

Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей приведен в таблице 2.15.

На момент разработки Схемы в с.п. Нижнесортымский льготные тарифы на тепловую энергию не устанавливались.

и) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены в перспективе свободные долгосрочные договоры теплоснабжения

На момент разработки Схемы в с.п. Нижнесортымский свободные долгосрочные договоры теплоснабжения не заключены и к заключению не планируются.

к) Прогноз перспективного потребления тепловой энергии потребителями, с которыми заключены или могут быть заключены долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене

На момент разработки Схемы в с.п. Нижнесортымский свободные долгосрочные договоры теплоснабжения по регулируемой цене не заключены и к заключению не планируются.

Таблица 2.15 - Прогноз перспективного потребления тепловой энергии отдельными категориями потребителей

№ п/п	Наименование показателя	Годы реализации															
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	Годовая выработка тепла, тыс. Гкал	106,20	109,63	120,49	126,11	165,97	180,8	235,78	235,78	235,78	235,78	235,78	235,78	235,78	235,78	235,78	235,78
2	Годовой расход тепла на собственные нужды, тыс. Гкал	2,3	2,4	2,7	2,9	2,9	2,9	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60	3,60
2.1	в % к выработке тепловой энергии	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
3	Отпуск тепловой энергии, поставляемой с коллекторов источников тепловой энергии, тыс. Гкал	103,90	107,23	117,79	123,21	163,07	177,90	232,18	232,18	232,18	232,18	232,18	232,18	232,18	232,18	232,18	232,18
4	Покупная тепловая энергия, тыс. Гкал	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Расход энергии на хозяйственные нужды, тыс. Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	0,90	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
6	Полезный отпуск тепловой энергии	103,90	107,23	117,79	123,21	162,17	177,00	230,38	230,38	230,38	230,38	230,38	230,38	230,38	230,38	230,38	230,38
7	Потери тепловой энергии в тепловых сетях, в том числе	19,80	20,93	23,56	24,64	29,19	31,86	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56	34,56

№ п/п	Наименование показателя	Годы реализации															
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
7.1	Через изоляцию	17,0	18,0	20,3	21,2	25,1	27,4	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7	29,7
7.2	С потерями теплоносителя	2,8	2,9	3,3	3,4	4,1	4,5	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
7.3	- в % к отпуску тепловой энергии	20%	20%	20%	20%	18%	18%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%	15%
8	Отпуск тепловой энергии из тепловой сети, в т.ч.	84,10	85,3	94,23	98,57	132,98	145,14	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82
8.1	- собственное потребление	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8.2	- иные потребители, в том числе	84,1	85,3	94,23	98,57	132,98	145,14	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82	195,82
8.2.1	- бюджетные потребители	7,23	7,42	8,10	8,48	11,44	12,48	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84	16,84
8.2.2	- население	65,60	65,37	70,44	68,07	89,61	95,56	127,01	99,09	99,09	99,09	99,09	99,09	99,09	99,09	99,09	99,09
8.2.3	- прочие	11,3	12,5	15,7	22,0	31,9	37,1	52,0	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9

Глава 3 "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"

а) Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе поселения, городского округа и с полным топологическим описанием связности объектов

Электронная модель схемы теплоснабжения с.п.Нижнесортымский разработана с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «Zulu-thermo вер. 7.0» (далее ПРК ««Zulu-thermo вер. 7.0»). Разработчиком данного комплекса является ООО «Политерм» г. Санкт-Петербург, сайт разработчика <http://politerm.com.ru/>. Модель выполнена с учетом привязки к геологической основе и схемы расположения инженерных коммуникаций, согласно предоставленных данных МУП «УТВИВ «Сибиряк».

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

б) Паспортизация объектов системы теплоснабжения

Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

Паспортизация необходима для диспетчеризации объектов теплоснабжения и ее структурирования в общей цепочке, а именно:

1. Для источников тепловой энергии:
 - номер источника;
 - геодезическая отметка, м;
 - расчетная температура в подающем трубопроводе, °С;
 - расчетная температура холодной воды, °С;
 - расчетная температура наружного воздуха, °С;
 - расчетный располагаемый напор на выходе из источника, м;

- расчетный напор в обратном трубопроводе на источнике, м;
 - режим работы источника;
 - максимальный расход на подпитку, т/ч.
2. Для участков тепловой сети:
- внутренний диаметр подающего и обратного трубопроводов, м;
 - шероховатость подающего и обратного трубопроводов, мм;
 - коэффициент местного сопротивления подающего и обратного трубопроводов.
3. Для потребителей тепловой энергии:
- высота здания потребителя, м;
 - номер схемы подключения потребителя;
 - расчетная температура сетевой воды на входе к потребителю, °С.

Данные по системе отопления потребителей, а именно: расчетная нагрузка на отопление, коэффициент изменения нагрузки отопления, расчетная температура воды на входе в СО, расчетная температура воды на выходе из СО, расчетная температура внутреннего воздуха для СО, наличие регулятора на отопление, расчетный располагаемый напор в СО, количество секций ТО на СО (для независимых схем подключения), потери напора в 1-й секции ТО на СО (для независимых схем подключения), количество параллельных групп ТО на СО, расчетная температура сетевой воды на выходе из ТО, расчетная температура сетевой воды на выходе от потребителя, коэффициент пропускной способности регулятора СО; номер установленного элеватора, диаметр установленного сопла элеватора, диаметр установленной шайбы на подающем трубопроводе перед СО, количество установленных шайб на подающем трубопроводе перед СО, диаметр установленной шайбы на обратном трубопроводе после СО, количество установленных шайб на обратном трубопроводе после СО.

Данные по системе горячего водоснабжения потребителей (расчетная нагрузка на горячее водоснабжение, коэффициент изменения нагрузки горячего водоснабжения, расчетная температура холодной воды, температура воды на ГВС, доля циркуляции от расхода на ГВС, потери напора на ГВС, температура воды в циркуляционном контуре, количество параллельных секций ТО I ступени, количество параллельных секций ТО II ступени, расчетная нагрузка первой ступени, расчетная нагрузка второй ступени.

в) Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

Разбивка объектов по территориальному делению в ГИС «Zulu» происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования.

По данным генплана в качестве единицы территориального деления были приняты микрорайоны и кварталы.

В электронной модели выполнена следующая паспортизация единиц территориального деления:

- Улица
- Номер дома
- Корпус
- Принадлежность
- Количество этажей
- Год постройки
- Наименование потребителя

2) Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

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

Целью расчета является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы, а также прогнозировать изменение температуры внутреннего воздуха у потребителей. Расчеты проводились при различных исходных данных, в том числе аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления.

д) Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплоснабжения. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет

При анализе переключений определяется, какие объекты попадают под отключения, и включает в себя:

- Вывод информации по отключенным объектам;
- расчет объемов внутренних систем теплоснабжения и нагрузок на системы теплоснабжения при данных изменениях в сети;
- отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски;
- вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

е) Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью расчета балансов тепловой энергии является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии, получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе при аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Расчет тепловых сетей можно проводить с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплоснабжения;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

ж) Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Целью расчета является определение фактических тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Определение нормируемых эксплуатационных часовых тепловых потерь производится на основании данных о конструктивных характеристиках всех участков тепловой сети (типе прокладки, виде тепловой изоляции, диаметре и длине трубопроводов и т.п.) при среднегодовых условиях работы тепловой сети, исходя из норм тепловых потерь. Подробная методика расчета тепловых потерь через изоляцию и с учетом утечек теплоносителя описана в руководстве к ПРК «Zulu-Thermo 7.0».

з) Расчет показателей надежности теплоснабжения

Расчет показателей надежности выполнен с использованием соответствующего программного модуля ПРК «Zulu-Thermo 7.0» в соответствии с «Методикой и алгоритмом расчета надежности тепловых сетей при разработке схем теплоснабжения городов», разработанной ОАО «Газпром Промгаз» в 2013 г.

и) Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения

Разработанная электронная модель на базе ПРК «Zulu-Thermo 7.0» позволяет осуществлять групповые изменения характеристик различных теплосетевых объектов:

- для потребителей - изменять для группы потребителей расчетные температуры прямой и обратной сетевой воды, схемы их подключения, ограничения тепловых нагрузок, наладочные характеристики, количество теплообменников и т.д.

- для тепловых сетей - изменять тип и год прокладки, вид тепловой изоляции, коэффициент местных потерь и шероховатость и т.д.

к) Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей

Гидравлические расчеты тепловых сетей базового периода и на прогнозируемый период 2014-2028 годов представлено в приложениях Б1-Б3.

Глава 4 "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"

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

Как было указано в главе 2, отопительная котельная ДЕ-25/14 НГДУ «Нижнесортнымскнефть» осуществляет теплоснабжение только промзоны поселения и не участвует в обеспечении теплом жилого фонда. В связи с этим предложения по организации теплоснабжения в ее зоне действия в Схеме не разрабатываются.

Существующие и перспективные тепловые нагрузки с.п. Нижнесортнымский в сетевой воде, распределенные по зонам теплоснабжения существующих теплоисточников, представлены в таблице 4.1.

Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне действия существующего теплоисточника с определением резервов (дефицитов) представлены в таблице 4.2.

Как видно из таблицы 4.2, в поселении на перспективу дефицит тепловой мощности составит 43,42 Гкал/ч.

Таблица 3.1- Существующие и перспективные тепловые нагрузки с.п. Нижнесортимский в сетевой воде по зонам теплоснабжения источников тепловой энергии

Наименование теплоисточника	2012г. (базовая)			2013 г.			Тепловая нагрузка в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч								
							2014 г.			2015 г.			2016 г.		
	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
Котельная №1	26,95	4	30,95	29,11	4,45	33,56	30,88	4,84	35,72	34,80	5,60	40,40	37,35	6,01	43,36
ИТГ	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,16	0,04	0,20	0,31	0,08	0,39	0,62	0,15	0,77
Всего	26,95	4,00	30,95	29,11	4,45	33,56	31,04	4,88	35,92	35,11	5,68	40,79	37,97	6,16	44,13

Окончание таблицы 4.1

Наименование теплоисточника	Тепловая нагрузка в сетевой воде на конец расчетного периода (без учета тепловых потерь), Гкал/ч											
	2017 г.			2018 г.			2019-2023 г.г.			2024-2028 г.г.		
	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего	отопление	гвс	Всего
Котельная №1	39,59	6,75	46,35	41,79	7,27	49,06	55,73	9,05	64,77	55,73	9,05	64,77
ИТГ	0,77	0,19	0,96	1,10	0,27	1,37	2,29	0,54	2,83	2,29	0,54	2,83
Всего	40,36	6,94	47,31	42,89	7,54	50,43	58,02	9,59	67,60	58,02	9,59	67,60

Таблица 3.2 - Баланс тепловой энергии (мощности) и перспективной тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне действия котельной № 1 с определением резервов (дефицитов) тепловой мощности

Зона действия котельной № 1	2012г. базовый	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.г.	2024-2028 г.г.
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40
Потери тепловой мощности, %	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Собственные нужды, Гкал/ч	0,40	0,43	0,46	0,52	0,56	0,60	0,63	0,84	0,84
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	34,75	34,72	34,69	34,63	34,59	34,55	34,52	34,31	34,31
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	7,70	8,05	8,22	8,97	8,67	9,27	9,81	12,95	12,95
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	30,95	33,56	35,72	40,40	43,36	46,35	49,06	64,77	64,77
- отопление и вентиляция	26,95	29,11	30,88	34,80	37,35	40,40	41,79	55,73	55,73
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	4,00	4,45	4,84	5,60	6,01	5,94	7,27	9,05	9,05
из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- жилые здания	24,14	25,42	26,70	27,90	29,22	30,51	31,82	32,78	32,78
- общественные здания	6,50	7,80	8,66	12,10	13,71	15,37	16,75	31,35	31,35
- промышленность	0,31	0,34	0,36	0,40	0,43	0,46	0,49	0,65	0,65
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-3,90	-6,89	-9,25	-14,74	-17,44	-21,06	-24,36	-43,42	-43,42
Доля резерва, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

б) Балансы тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединённой тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии

Тепловая энергия от котельной отпускается по одному магистральному выводу, баланс по которому приведен в таблице 4.2.

в) Гидравлический расчёт передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединённых к тепловой сети от каждого магистрального вывода

Проведенные расчеты гидравлических режимов в зоне теплоснабжения котельной №1 при подключении новых потребителей к ближайшим тепловым камерам показали, что при существующем температурном графике отпуска тепла обеспечить теплоснабжение перспективных потребителей невозможно без практически полной реконструкции всех тепловых сетей.

г) Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей

Результаты расчетов показали, что в настоящее время в зоне теплоснабжения котельной №1 уже существует дефицит тепловой мощности 3,9 Гкал/ч, который к расчетному сроку увеличивается до 43,3 Гкал/ч.

Также выявлен дефицит по пропускной способности существующих тепловых сетей.

Проведенный анализ показывает, что, так как из-за стесненности площадки котельной №1 ее расширение невозможно, для дальнейшего развития системы теплоснабжения жилого района с.п. Нижнесортымский требуется строительство нового источника централизованного теплоснабжения.

Глава 5 "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"

На основании информации о перспективной застройке с. п. Нижнесортымский, в Схеме определены объемы перспективного потребления тепловой энергии и балансы тепла на теплоисточниках. В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (актуализированная редакция, СП 124.13330.2012) рассчитана величина перспективной подпитки тепловых сетей в номинальном и аварийном режимах на теплоисточниках, а также требуемая производительность ВПУ.

В настоящее время котельная №1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» оснащена системой водоподготовки «Комплексон-7-20».

Также МУП «УТВиВ «Сибиряк» в 2014 г. планируется установка на котельной №1 системы ХВО «Кавитон» с фильтрами и дегазаторами производительностью 25 м³/ч, что позволит повысить качество сетей воды.

На новой котельной №2 проектом предусматривается ВПУ с фильтрами, дегазаторами, вакуумным деаэратором типа «Авакс» производительностью 50 м³/ч. Кроме того предусматриваются 2 бака по 700м³.

Дополнительно Схемой предусматривается постепенное до 2023 года снижение фактических утечек до нормативной величины следующим образом:

- замена ненадежных участков и узлов тепловых сетей;
- проведение мероприятий по предотвращению слива сетевой воды потребителями.

В таблица 5.1-5.4 приведены балансы теплоносителя по двум вариантам развития поселения. Подробнее о вариантах развития приведено в разделе 6.

Результаты расчетов перспективных балансов производительности и расхода теплоносителя для подпитки теплосетей котельной №1, котельной №2 в номинальном и аварийном режимах по этапам расчетного периода приведены в таблицах 5.1-5.2 для варианта 1, в 5.3-5.4 для варианта 2 соответственно.

Как видно из таблиц 5.1- 5.4., производительности ВПУ для зон котельных №1, №2 обоих вариантах достаточно для обеспечения требуемой величины подпитки тепловой сети на рассматриваемую перспективу.

Таблица 4.1 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной № 1 по варианту 1

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 1)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Производительность ВПУ	т/ч	20	20,0	25	25	25	0	0	25	25
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	-	-	25	25	25	0	0	25	25
Потери располагаемой производительности	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Количество баков запаса теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	0	0	2	2
Емкость баков запаса	м ³	1400	1400	1400	1400	1400	0	0	1400	1400
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	16	19,4	19,0	18,9	18,5	0	0	7,9	5,9
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	7,13	7,6	8,0	8,9	9,5	0	0	5,9	5,9
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	8,87	11,8	11	10	9	0	0	2	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем	т/ч	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 1) теплоснабжения)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	28,2	10,1	10,8	12,2	13,1	0	0	7,3	7,3
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	45,0	50,7	54,0	61,1	65,5	0	0	36,7	36,7
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	0,0	0,0	14,2	12,8	11,9	0	0	17,7	17,7
Доля резерва	%	0%	0%	57%	51%	48%	0	0	71%	71%
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	Тыс. м ³ /год	135,0	170,2	159,9	158,9	155,2	0,0	0,0	66,1	49,3
- нормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	58,0	58,0	67,5	74,9	79,6	0,0	0,0	49,3	49,3
- сверхнормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	77,0	112,2	92,4	84,0	75,6	0,0	0,0	16,8	0,0
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Тыс.т/год	Закрытая система теплоснабжения								

Таблица 4.2 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной № 2 по варианту 1

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 2)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	50,0	50,0	50,0	50,0
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	50,0	50,0	50,0	50,0
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков запаса теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	2,0
Емкость баков запаса	м ³	-	-	-	-	-	1 400,0	1 400,0	1 400,0	1400,0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	-	-	-	-	-	16,8	16,3	9,6	7,6
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	-	-	-	-	-	8,8	9,3	7,6	7,6
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	-	-	-	-	-	8,0	7,0	2,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 2)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	-	-	-	-	-	14,0	14,8	12,2	12,2
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	-	-	-	-	-	70,1	74,2	61,1	61,1
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	-	-	-	-	-	36,0	35,2	37,8	37,8
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	70	70,7	80	80
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	140,8	136,7	81,0	64,2
- нормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	73,6	77,9	64,2	64,2
- сверхнормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	67,2	58,8	16,8	0,0
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 4.3 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной № 1 по варианту 2

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 1)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017-2028 г.
Производительность ВПУ	т/ч	20	20,0	25	25	25	Закрытие котельной
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	-	-	25	25	25	0
Потери располагаемой производительности	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Собственные нужды	т/ч	0	0	0	0	0	0
Количество баков запаса теплоносителя	ед.	2	2	2	2	2	0
Емкость баков запаса	м ³	1400	1400	1400	1400	1400	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	16	19,4	19,0	18,9	18,5	0
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	7,13	7,6	8,0	8,9	9,5	0
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	8,87	11,8	11	10	9	0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем	т/ч	0	0	0	0	0	0

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 1) теплоснабжения)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017-2028 г.
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	28,2	10,1	10,8	12,2	13,1	0
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	45,0	50,7	54,0	61,1	65,5	0
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	0,0	0,0	14,2	12,8	11,9	0
Доля резерва	%	0%	0%	57%	51%	48%	0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	Тыс. м ³ /год	135,0	170,2	159,9	158,9	155,2	0,0
- нормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	58,0	58,0	67,5	74,9	79,6	0,0
- сверхнормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	77,0	112,2	92,4	84,0	75,6	0,0
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Тыс.т/год	Закрытая система теплоснабжения					

Таблица 4.4 - Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально-часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей котельной № 2 по варианту 2

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 2)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	50,0	50,0	50,0	50,0
Средневзвешенный срок службы	лет	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Располагаемая производительность ВПУ	т/ч	-	-	-	-	-	50,0	50,0	50,0	50,0
Потери располагаемой производительности	%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Собственные нужды	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Количество баков запаса теплоносителя	ед.	-	-	-	-	-	2,0	2,0	2,0	2,0
Емкость баков запаса	м ³	-	-	-	-	-	1 400,0	1 400,0	1 400,0	1 400,0
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	м ³ /ч	-	-	-	-	-	16,8	16,3	17,5	13,5
- нормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	-	-	-	-	-	8,8	9,3	13,5	13,5
- сверхнормативные утечки теплоносителя	м ³ /ч	-	-	-	-	-	8,0	7,0	4,0	0,0
Отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	т/ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Зона действия источника тепловой энергии (котельная № 2)	Размерность	2012г.	2013г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024-2028 гг.
Максимум подпитки тепловой сети в эксплуатационном режиме	м ³ /ч	-	-	-	-	-	14,0	14,8	19,5	19,5
Максимальная подпитка тепловой сети в период повреждения участка	м ³ /ч	-	-	-	-	-	70,1	74,2	97,8	97,8
Резерв (+) / дефицит (-) ВПУ	м ³ /ч	-	-	-	-	-	36,0	35,2	30,5	30,5
Доля резерва	%	-	-	-	-	-	70	70	39	39
Всего подпитка тепловой сети, в т.ч.:	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	140,8	136,7	147,1	113,5
- нормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	73,6	77,9	113,5	113,5
- сверхнормативные утечки теплоносителя	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	67,2	58,8	33,6	0,0
- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на цели горячего водоснабжения (для открытых систем теплоснабжения)	Тыс. м ³ /год	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Глава 6 "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"

а) Определение условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления

Главным условием при организации централизованного теплоснабжения является расположение источника теплоснабжения в центре тепловых нагрузок с оптимальным радиусом передачи тепла, наличие на источнике современного основного оборудования, а также тепловых сетей от него.

Новые жилые и общественные объекты строятся в пределах радиуса существующего теплоснабжения котельной №1. При этом зона ее теплоснабжения расширяется в сторону перспективных микрорайонов №3-5, строительство которых запланировано на новых территориях.

Учитывая малую плотность и величину тепловой нагрузки, Схемой предусматривается обеспечение тепловой энергией перспективной индивидуальной малоэтажной застройки в микрорайонах №№ 12, 13, 14, 15 от ИТГ.

Поквартирное теплоснабжение новых многоквартирных домов Схемой не предусматривается.

б) Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок

Учитывая то, что Сургутский район является избыточным по электрической энергии, строительство новых источников тепловой энергии с электрогенерирующим оборудованием Схемой не предусматривается.

Новые жилые и общественные объекты строятся в пределах радиуса существующего теплоснабжения котельной №1, оборудование на которой морально и физически устарело.

Кроме того, из таблицы 4.2 видно, что уже в настоящее время в зоне теплоснабжения котельной №1 имеется дефицит тепловой мощности, который в дальнейшем существенно возрастает. Проведенные расчеты показали, что для подключения новых потребителей и ликвидации существующего дефицита тепловой мощности требуется расширение котельной, что невозможно по условиям генплана, а также реконструкция практически всех ее тепловых сетей.

С учетом вышесказанного, Схемой подтверждается принятое в сельском поселении решение о необходимости строительства второго источника централизованного теплоснабжения в с.п. Нижнесортымский, проект которого уже разрабатывается ООО ПСК «Инжпроект»

Учитывая существующий дефицит тепловой мощности в зоне теплоснабжения УТВиВ «Сибиряк», который может быть ликвидирован только после ввода в эксплуатацию нового теплоисточника.

Схемой рекомендуется теплоснабжение новых потребителей, подключаемых в период строительства теплоисточника (котельной № 2), предусматривать от автономных котельных.

Для повышения эффективности и надежности теплоснабжения потребителей, а также ликвидации дефицита тепловой мощности в сельском поселении Схемой рассмотрены два варианта развития его системы теплоснабжения:

Вариант 1 – строительство новой отопительной котельной №2 с передачей на нее части тепловой нагрузки котельной №1 с полной реконструкцией котельной №1.

Вариант 2 – строительство новой отопительной котельной №2 с выводом из эксплуатации и демонтажом котельной №1.

Вариант 1

Вариант 1 предусматривает:

- строительство новой отопительной котельной №2 тепловой мощностью 60 Гкал/ч;

- реконструкция существующей котельной №1 с заменой всего основного оборудования на новые водогрейные котлы тепловой мощностью 40 Гкал/ч.

На новую котельную планируется переключение части тепловой нагрузки котельной №1 в размере 40,45 Гкал/ч.

Зона теплоснабжения новой отопительной котельной №2 и ее установленная мощность представлена в таблице 6.1.

Таблица 5.1 – Зона теплоснабжения новой отопительной котельной по Варианту 1

Наименование котельной	Потребители	Тепловая нагрузка на 2028 г. (без учета тепловых потерь), Гкал/ч	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Котельная №2	Мкр «Пионерный»	40,45	60,0	2017
	Мкр «Вахтовый»			
	Мкр №8			
	Мкр №6			
	Мкр №7			
	Спортцентр по ул. Автомобилистов			

На котельной №2 предусматривается установка четырех котлоагрегатов ДЕВ-25-14 ГМ производительностью по 15 Гкал/ч. Суммарная установленная тепловая мощность котельной составит 60 Гкал/ч. Температурный график отпуска тепла от котельной - 110/70 °С.

На котельной №1 предусматривается демонтаж всего основного оборудования с установкой двух водогрейных котлов ДЕВ-25-14ГМ-О и одного ДЕВ-16/14.

Суммарная установленная тепловая мощность котельной составит 40 Гкал/ч. Температурный график отпуска тепла от котельной - 110/70 °С.

Вариант 2

Вариант 2 предусматривает:

- строительство котельной №2 в две очереди: первая очередь предполагает установку водогрейных котлов номинальной мощностью 60 Гкал/ч, вторая очередь - 30 Гкал/ч.

- вывод из эксплуатации демонтаж котельной №1.

На котельную №2 переключается вся зона теплоснабжения котельной №1. Температурный график отпуска тепла 110/70 °С.

Схема размещения новой котельной №2 по обоим вариантам приведена на рисунке 6.1.

в) Обоснование предлагаемых для реконструкции действующих источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок

В настоящее время в с.п. Нижнесортымский источники тепловой энергии с комбинированным производством тепловой и электрической энергии отсутствуют.

г) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных для выработки электроэнергии в комбинированном цикле на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Так как Сургутский район является избыточным по электрической энергии, реконструкция котельных с установкой на них электрогенерирующего оборудования не предусматривается.

д) Обоснование предлагаемых для реконструкции котельных с увеличением зоны их действия путём включения в неё зон действия существующих источников тепловой энергии

В с.п. Нижнесортымский сложилась система централизованного теплоснабжения на базе одной водогрейной котельной №1, оборудование которой выработало свой нормативный ресурс.

В настоящее время начато проектирование новой отопительной котельной №2 суммарной тепловой мощностью 60 Гкал/ч. Однако установленной тепловой мощности новой котельной не достаточно для обеспечения перспективной тепловой нагрузки во всем сельском поселении, которая на расчетный год составит с учетом тепловых потерь составит 75 Гкал/ч.

По варианту 1 Схемой предусматривается сохранение в работе котельной №1 после проведения на ней реконструкции с заменой существующего котельного оборудования на новое энергоэффективное.

Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования централизованных теплоисточников с.п. Нижнесортымский на рассматриваемую перспективу по вариантам, а также требуемые капиталовложения, приведены в таблице 6.2.

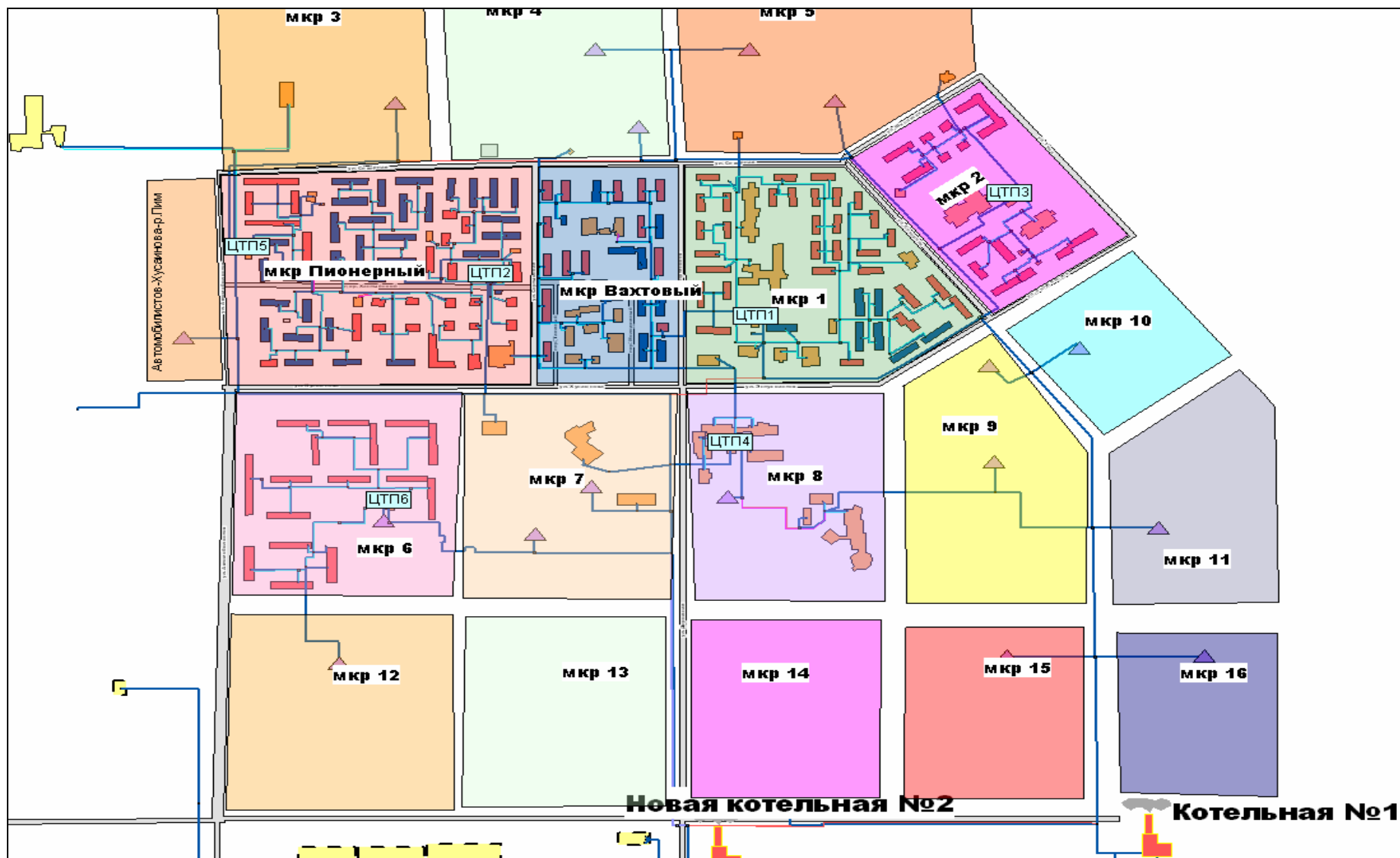


Рисунок 6.1 - Схема размещения существующей котельной №1 и новой отопительной котельной №2 в с.п. Нижнесортымский

Таблица 5.2 – Сводные данные по предлагаемому составу основного оборудования централизованных теплоисточников по рассматриваемым вариантам, а также требуемые капиталовложения в их реализацию

Наименование котельной	Котельное и электрогенерирующее оборудование, шт. x тип							Установленная			Топливо		Год ввода оборудования в эксплуатацию	Капиталовложения, млн. руб.
								мощность на рассматриваемую перспективу						
	Демонтируемое		сохраняемое в работе			устанавливаемое		электрическая, МВт	тепловая, Гкал/ч		основное	резервное		
паровые котлы	водогрейные котлы	электрогенерирующее	паровые котлы	водогрейные котлы	паровые котлы	водогрейные котлы	всего		в аварийном режиме					
Однозначно по всем вариантам														
Котельная №2	-	-	-	-	-	-	4хДЕВ-25-14	-	60	45	Попутный газ	Попутный газ	2017	660.0
Дополнительно по варианту 1														
Котельная № 1	-	4хДЕВ-25-14 (после 2018)	-	-	-	-	2хДЕВ-25-14ГМ-О 1хДЕВ-16/14	-	40	25	Попутный газ	Попутный газ	2017-2019	374.5
Дополнительно по варианту 2														
Котельная № 1	-	4хДЕВ-25-14 (после 2018)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2018	57.0
Котельная №2	-	-	-	-	-	-	3хДЕВ-16/14	-	30	30	Попутный газ	Попутный газ	2017-2019	330,0
Всего по варианту 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1034.5
Всего по варианту 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1047,0

Капиталовложения в строительство и реконструкцию теплоисточников определены укрупненно на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» на теплоисточниках аварийный резерв тепловой мощности должен составлять 89,6 % тепловой нагрузки потребителей при выходе из работы котла с наибольшей тепловой мощностью.

Также для повышения эффективности и надежности работы системы теплоснабжения предлагается:

- установка на котельных приборов учета тепловой энергии;
- отпуск тепловой энергии от теплоисточников по всем вариантам 110/70 °С;
- выполнение автоматизации тепловых пунктов потребителей с установкой и счетчиков коммерческого учета.

е) Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Перевод котельных в пиковый режим работы не предусматривается.

ж) Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, в том числе с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

Подключения существующих и перспективных потребителей, а также формирование оптимальных зон теплоснабжения теплоисточников с учетом надежности рассмотрены в главе 7.

з) Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии

Избыточная тепловая мощность на теплоисточниках отсутствует.

и) Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями

Новые индивидуальные жилые дома в соответствии с информацией о перспективной застройке будут размещаться в микрорайонах 12, 13, 14, 15. Учитывая низкую плотность и величину их тепловой нагрузки, а также возможность газификации данных планировочных зон, Схемой предлагается использовать для их теплоснабжения индивидуальные теплогенераторы, работающие на газообразном топливе.

Тепловая нагрузка в сетевой воде потребителей в районах застройки малоэтажными жилыми домами, обеспечиваемая от ИТГ, по этапам Схемы и по районам была представлена в таблице 2.14.

к) Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения, городского округа

Производственная территория представлена промзоной НГДУ «Нижнесортымскнефть».

Теплоисточники, находящиеся в производственной зоне, не участвуют в теплоснабжении жилищной сферы, а обеспечивают теплом только производственные здания, расположенные в этой зоне.

Распределение тепловой нагрузки в сетевой воде и паре в производственной зоне на 2012 год приведено в таблице 6.4.

Таблица 5.3 - Тепловая нагрузка в сетевой воде и паре в производственной зоне на 2012 г. и на перспективу

Наименование котельной	Тепловая нагрузка, Гкал/ч							
	в сетевой воде				в паре			
	отопление + вентиляция	ГВС	потери	всего	технология	ГВС	потери	всего
Котельная ДЕВ 25/14	28,0	-	8,25	36,25	-	-	-	-
Котельная ДЕ16/14, ДЕ 4/14	-	-	-	-	0,87	-	0,13	1

По предоставленным ОАО «Сургутнефтегаз» сведениям количественного развития промышленных предприятий в промзоне не планируется, поэтому тепловая нагрузка теплоисточников на перспективу сохраняется на существующем уровне.

л) Обоснование перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединённой тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения, городского округа и ежегодное распределение объёмов тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии

Подробные балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в сетевой воде в зоне действия существующего и перспективного источников тепловой энергии с ежегодным распределением тепловой нагрузки по рассмотренным вариантам представлены в таблице 6.5-6.6.

Таблица 5.4 - Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 и новой котельной №2 по варианту 1

Наименование показателей	Годы реализации								
	2012г. Базовый	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.	2024-2028 г.
Котельная №1									
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60	0,00	0,00	40,00	40,00
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	0,00	0,00	40,00	40,00
Потери тепловой мощности, %	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды, Гкал/ч	0,40	0,43	0,46	0,52	0,56	0,00	0,00	0,56	0,56
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,00	0,00	0,25	0,25
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	34,75	34,72	34,69	34,63	34,59	0,00	0,00	39,19	39,19
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	7,70	8,05	8,22	8,97	8,67	0,00	0,00	3,65	3,65
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	30,95	33,56	35,72	40,40	43,36	0,00	0,00	24,30	24,30
- отопление и вентиляция	26,95	29,11	30,88	34,80	37,35	0,00	0,00	20,50	20,50
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	4,00	4,45	4,84	5,60	6,01	0,00	0,00	3,80	3,80
из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- жилые здания	24,14	25,42	26,70	27,90	29,22	0	0	12,40	12,40
- общественные здания	6,50	7,80	8,66	12,10	13,71	0	0	11,75	11,75
- промышленность	0,31	0,34	0,36	0,40	0,43	0	0	0,15	0,15
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-3,90	-6,89	-9,25	-14,74	-17,44	0,00	0,00	11,25	11,25
Доля резерва, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	28,7%	28,7%
Новая котельная №2									
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	-	-	-	-	-	60,0	60,0	60,0	60,0

Наименование показателей	Годы реализации								
	2012г. Базо- вый	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 г.	2024- 2028 г.
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	-	-	-	-	-	60,0	60,0	60,0	60,0
Потери тепловой мощности, %	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды, Гкал/ч	-	-	-	-	-	1,60	1,69	1,40	1,40
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	-	-	-	0,25	0,25	0,25	0,25
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	-	-	-	-	-	58,2	58,1	58,4	58,4
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	-	-	-	-	-	6,95	7,36	6,07	6,07
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	-	-	-	-	-	46,35	49,06	40,45	40,45
- отопление и вентиляция	-	-	-	-	-	40,4	41,8	35,2	35,2
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-	5,9	7,3	5,25	5,25
из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- жилые здания	-	-	-	-	-	30,51	31,82	20,35	20,35
- общественные здания	-	-	-	-	-	15,37	16,75	19,60	19,60
- промышленность	-	-	-	-	-	0,46	0,49	0,5	0,5
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-	-	-	-	-	4,85	1,63	11,84	11,84
Доля резерва, %	-	-	-	-	-	8,3%	2,8%	20,3%	20,3%

Таблица 5.6 - Балансы тепловой мощности и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия котельной №1 и новой котельной №2 по варианту 2

Наименование показателей	Годы реализации								
	2012г. Базовый	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.	2024-2028 г.
Котельная №1									
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	55,60	55,60	55,60	55,60	55,60	0,00	0,00	0,00	0,00
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери тепловой мощности, %	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36	0,00	0,00	0,00	0,00
Собственные нужды, Гкал/ч	0,40	0,43	0,46	0,52	0,56	0,00	0,00	0,00	0,00
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	34,75	34,72	34,69	34,63	34,59	0,00	0,00	0,00	0,00
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	7,70	8,05	8,22	8,97	8,67	0,00	0,00	0,00	0,00
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	30,95	33,56	35,72	40,40	43,36	0,00	0,00	0,00	0,00
- отопление и вентиляция	26,95	29,11	30,88	34,80	37,35	0,00	0,00	0,00	0,00
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	4,00	4,45	4,84	5,60	6,01	0,00	0,00	0,00	0,00
из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- жилые здания	24,14	25,42	26,70	27,90	29,22	0	0	0	0
- общественные здания	6,50	7,80	8,66	12,10	13,71	0	0	0	0
- промышленность	0,31	0,34	0,36	0,40	0,43	0	0	0	0
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-3,90	-6,89	-9,25	-14,74	-17,44	0,00	0,00	0,00	0,00
Доля резерва, %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Новая котельная №2									

Наименование показателей	Годы реализации								
	2012г. Базо- вый	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019- 2023 г.	2024- 2028 г.
Установленная мощность оборудования, Гкал/ч	-	-	-	-	-	60,0	60,0	90,0	90,0
Располагаемая мощность оборудования, Гкал/ч	-	-	-	-	-	60,0	60,0	90,0	90,0
Потери тепловой мощности, %	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
Собственные нужды, Гкал/ч	-	-	-	-	-	1,60	1,69	2,0	2,0
Хозяйственные нужды, Гкал/ч	-	-	-	-	-	0,25	0,25	0,45	0,45
Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	-	-	-	-	-	58,2	58,1	87,55	87,55
Потери мощности в тепловой сети, Гкал/ч	-	-	-	-	-	6,95	7,36	9,72	9,72
Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч, в т.ч.	-	-	-	-	-	46,35	49,06	64,75	64,75
- отопление и вентиляция	-	-	-	-	-	40,4	41,8	55,7	55,7
- горячее водоснабжение (средняя за сутки)	-	-	-	-	-	5,9	7,3	9,05	9,05
из них:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- жилые здания	-	-	-	-	-	30,51	31,82	32,75	32,75
- общественные здания	-	-	-	-	-	15,37	16,75	31,35	31,35
- промышленность	-	-	-	-	-	0,46	0,49	0,65	0,65
Резерв (+) / дефицит (-) тепловой мощности, Гкал/ч	-	-	-	-	-	4,85	1,63	13,75	13,75
Доля резерва, %	-	-	-	-	-	8,3%	2,8%	15,7%	15,7%

По варианту 1 (таблица 6.5), в настоящее время дефицит тепловой мощности на котельной № 1 составляет 3,9 Гкал/ч, к 2016 году при выполнении планов по новому строительству он увеличится до 17,4 Гкал/ч.

В 2017 году после ввода в эксплуатацию котельной №2 на нее переключается вся тепловая нагрузка котельной №1, в то время как котельная №1 выводится на реконструкцию.

После установки на котельной №2 всего предлагаемого оборудования, вся тепловая нагрузка жилого района с.п. Нижнесортымский в период реконструкции котельной №1 (2017-2018 гг.) может быть обеспечена от нового теплоисточника. Однако резерва тепловой мощности на нем будет не достаточно для прохождения аварийных режимов.

На 2028 г. после строительства и реконструкции всех теплоисточников, резерв тепловой мощности на каждой котельной составит свыше 11 Гкал/ч, что достаточно для прохождения аварийного режима.

По варианту 2 (таблица 6.6), загрузка котельных №1 и №2 аналогичны варианту 1 до ввода в эксплуатации первой очереди котельной №2. После ввода в эксплуатацию первой очереди котельной №2 котельная №1 выводится из работы.

На 2028 г. после ввода в эксплуатацию второй очереди котельной №2, резерв тепловой мощности на ней составит 13,75 Гкал/ч, что достаточно для прохождения аварийного режима.

м) Расчёт радиусов эффективного теплоснабжения (зоны действия источников тепловой энергии) в каждой из систем теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно вследствие увеличения совокупных расходов в указанной системе

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения по каждой системе теплоснабжения поселения выполнен в соответствии с имеющимися рекомендациями специалистов, приведенными в изданиях по данной тематике и в книге Соколова Е.Я. «Теплофикация и тепловые сети» с использованием электронной модели Схемы теплоснабжения, выполненной в рамках настоящей работы.

Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения по системе теплоснабжения поселения приведены в таблице 6.6, результаты расчета для построения зоны эффективного теплоснабжения в таблице 6.7.

Таблица 5.5 – Исходные данные для расчета радиуса эффективного теплоснабжения

Параметр	Ед. изм.	Котельная № 1	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 2
			2028г.		Котельная № 2
			Вариант 1		Вариант 2
Период разработки Схемы	-	2012г.	2028г.		
Площадь зоны действия источника	км ²	1,5	1,5	2	3,5
Количество абонентов в зоне действия источника	-	150	100	150	250

Параметр	Ед. изм.	Котельная № 1	Котельная № 1	Котельная № 2	Котельная № 2
			Вариант 1		Вариант 2
Период разработки Схемы	-	2012г.	2028г.		
Суммарная присоединенная нагрузка всех потребителей	Гкал/ч	30,95	24,3	40,45	64,75
Путь от источника тепла до наиболее удаленного потребителя вдоль главной магистрали	км	3,4	2,4	2,6	2,6
Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя	км	2,3	1,8	1,9	1,9
Коэффициент эффективности прокладки	-	1,5	1,3	1,4	1,4
Расчетная температура в подающем трубопроводе	°С	95	110	110	110
Расчетная температура в обратном трубопроводе	°С	70	70	70	70
Потери давления в тепловой сети	м вод. ст.	30	30	30	30
Среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника	1/км ²	100	67	75	72
Теплоплотность района	Гкал/ч·км ²	20,6	16,2	20,2	18,5
Удельная стоимость материальной характеристики тепловых сетей	тыс.руб./м ²	115	115	115	115
Поправочный коэффициент		1	1	1	1
Эффективный радиус теплоснабжения	км	3,8	4,4	4,2	4,4
Расстояние до наиболее удаленного потребителя в зоне действия эффективного радиуса	км	2,6	3,0	2,8	2,9

Таблица 5.6 – Результаты расчета зоны эффективного теплоснабжения

Теплоисточник	Расстояние от источника тепла до наиболее удаленного потребителя, км		Расстояние до наиболее удаленного потребителя в зоне действия эффективного радиуса, км	
	2012г.	2028г.	2012г.	2028г.
Котельная № 1	2,3	2,6	1,8	3,0
Новая котельная № 2 Вариант 1	-	1,9	-	2,8
Новая котельная № 2 Вариант 2	-	1,9	-	2,9

Результаты расчетов показали, что во всех рассматриваемых вариантах зоны теплоснабжения котельной №1 и новой котельной №2 по размеру меньше территории, определяемой их радиусом эффективного теплоснабжения.

Следовательно, в обоих вариантах возможно расширение их зоны теплоснабжения за счет подключения новых потребителей.

Схема зоны эффективного теплоснабжения теплоисточников поселения приведена на рисунке 6.2.

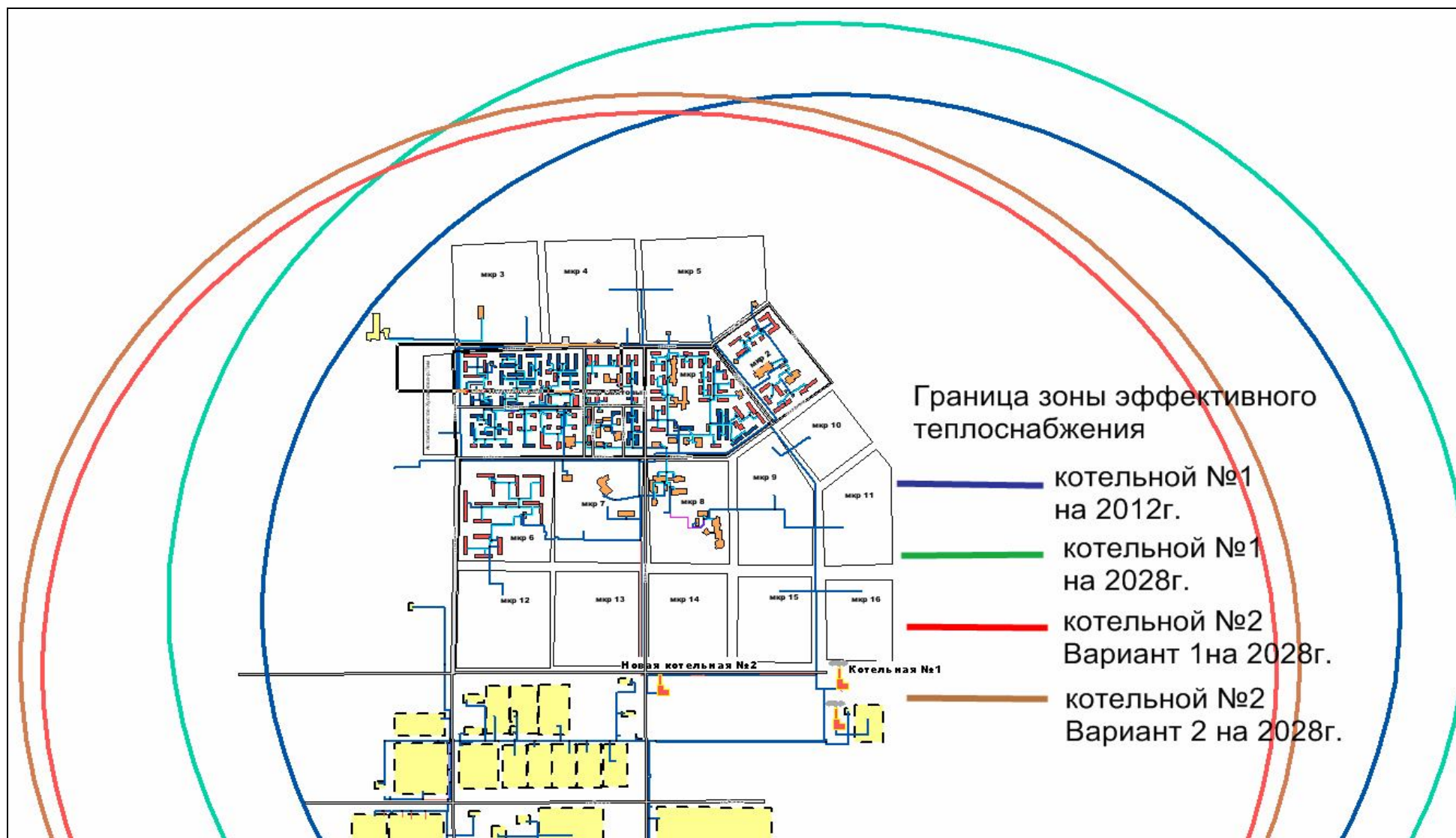


Рисунок 6.2 – Схема зоны эффективного теплоснабжения теплоисточников по вариантам на перспективу

Глава 7 "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них"

Гидравлические расчеты тепловых сетей выполнены с помощью инструментальных средств ГИС "Zulu" и программного модуля "Zulu-Thermo".

Удельные расходы воды для проведения гидравлических расчетов определены по формуле

$$q_{уд} = 1000 / (t_{гр} - t_{об}), \text{ м}^3/\text{Гкал}$$

- при температурном графике 110/70 °С - 25,0 м³/Гкал;

- при температурном графике 95/70 °С - 40,0 м³/Гкал;

Удельные расходы воды на горячее водоснабжение приняты:

- для параллельной схемы - 25 м³/Гкал;

- для смешанной схемы - 20 м³/Гкал.

При выборе диаметра труб принимались следующие ограничения:

1) Удельные линейные потери напора:

- для магистральных трубопроводов 5 мм/м;

- для квартальных трубопроводов 8÷10 мм/м.

2) Максимальное давления в обратных трубопроводах не выше 0,6 МПа, исходя из условия эксплуатации чугунных отопительных приборов.

При расчетах учитывается, что в зонах теплоснабжения теплоисточников выполнена наладка систем отопления, произведена установка регуляторов горячего водоснабжения и корректирующих насосов.

Строительство новых и реконструкция существующих подземных тепловых сетей должно осуществляться с использованием стальных труб в изоляции ППУ ТГИ, ППМИ и других современных технологий согласно технических условий на применяемые материалы и арматуру, согласованных с теплоснабжающей организацией в соответствии с действующими НТД до начала проектирования тепловых сетей.

а) Реконструкция и строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

Схемой рассмотрены два варианта ликвидации дефицита тепловой мощности в с.п. Нижнесортымский:

Вариант 1 – строительство новой отопительной котельной №2 с передачей на нее части тепловой нагрузки котельной №1 с полной реконструкцией котельной №1.

Вариант 2 – строительство новой отопительной котельной №2 с выводом из эксплуатации и демонтажом котельной №1.

Вариант 1 предусматривает:

- строительство новой отопительной котельной №2 тепловой мощностью 60 Гкал/ч;

- реконструкция существующей котельной №1 с заменой всего основного оборудования на новые водогрейные котлы тепловой мощностью 40 Гкал/ч.

На новую котельную планируется переключение части тепловой нагрузки котельной №1 в размере 40,45 Гкал/ч.

В настоящее время отпуск теплоты от котельной № 1 осуществляется по утвержденному температурному графику 95/70 °С.

Отпуск тепловой энергии от новой котельной №2 проектом предусмотрен по температурному графику 110/70 °С.

Схемой предлагается после реконструкции котельной №1 отпуск тепла от нее также осуществлять по температурному графику 110/70 °С.

Применение повышенного температурного графика отпуска тепла позволит снизить тепловые потери через изоляцию и с утечками, а также материальную характеристику трубопроводов котельной №2.

Кроме того, отпуск тепловой энергии от двух теплоисточников по одинаковому температурному графику повышает управляемость и надежность всей системы теплоснабжения.

Гидравлические расчеты работы тепломагистралей по варианту 1 приведены на рисунках Б.2.5 – Б.2.9 приложения Б.2.

Проведенные гидравлические расчеты показали, что для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей зоны теплоснабжения котельной №2 возможно использовать существующую теплотрассу до МТК-4 диаметром прямой магистрали 1Ду 500 мм, обратной - 2Ду 400 мм без увеличения диаметра.

Для подключения котельной №2 к этой магистрали по **варианту 1** требуется строительство магистрального вывода 2 Ду 600 мм протяженностью 150 м.

Диаметр трубопровода 2 Ду 600 мм обосновывается тем, что в период реконструкции котельной №1, когда вся ее зона теплоснабжения будет переключена на новую котельную №2, и расход сетевой воды по новому магистральному выводу составит 1300÷1400 м³/ч.

Вариант 2 предусматривает:

-строительство котельной №2 в две очереди: первая очередь предполагает установку водогрейных котлов номинальной мощностью 60 Гкал/ч, вторая очередь - 30 Гкал/ч.

-вывод из эксплуатации и демонтаж котельной №1.

На котельную №2 переключается вся зона теплоснабжения котельной №1. Температурный график отпуска тепла 110/70 °С.

Так как существующая тепловая сеть проектировалась на температурный график 95/70 °С и компенсирующая способность ее трубопроводов рассчитывалась на расчетную температуру не выше 100 °С, расчетный график отпуска тепловой энергии в системе теплоснабжения на период до полной замены всех существующих трубопроводов по обоим вариантам принимается 110/70 °С со срезкой на 100 °С по верхней границе и 75 °С – по нижней для обеспечения ГВС.

В проекте строительства котельной №2 ее подключение к существующим магистральным трубопроводам осуществляется за счет строительства от нее до МТК-4 тепломагистрали 2Ду 700 мм.

Гидравлические расчеты работы тепломагистралей по варианту 2 приведены на рисунках Б.3.1-Б.3.6 приложения Б.3.

Проведенные гидравлические расчеты показали, что для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей зоны теплоснабжения котельной №2 возможно использовать существующую теплотрассу до МТК-4 диаметром прямой магистрали 1Ду 500 мм, обратной - 2Ду 400 мм без увеличения диаметра.

На первом этапе для подключения котельной №2 к этой магистрали по **варианту 2** также требуется строительство магистрального вывода №1 диаметром 2 Ду 500 мм протяженностью 150 м.

Для обеспечения надежности и бесперебойности теплоснабжения потребителей первой категории («больничные комплексы») на втором этапе требуется строительство второго вывода из котельной магистраль №2 диаметром 2Ду 500 мм протяженностью 150м.

Магистраль №1 будет транспортировать теплоноситель от котельной №2 до МТК-10 –МТК-4 в размере около 1000÷1100 т/ч на расчетный период.

Магистраль №2 будет транспортировать теплоноситель от котельной №2 до МТК-1 –МТК-2 в размере около 600 т/ч на расчетный срок.

Схема тепловых сетей по вариантам приведена на рисунке 7.1.

Все остальные мероприятия по развитию тепловых сетей одинаковы по обоим вариантам.

б) Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения

Вся перспективная жилая и общественная застройка предусматривается, главным образом, на территориях, не обеспеченных инженерной инфраструктурой и подключается к ближайшим тепловым камерам.

Размещение перспективных потребителей и узлы их подключения к тепловым сетям, с привязкой к перспективной схеме тепловых сетей представлено в таблице 7.1.

Таблица 6.1- Размещение перспективных потребителей и узлы их подключения к существующим и планируемыми магистральным тепловым сетям

№	Наименование перспективных потребителей	Магистральная камера	Примечание	Схема подключения потребителей (позиция на рис. 7.1)
1	Общественные здания мкр №6	МТК-10	К квартальным сетям ЦТП-6	2
2	Общественные здания мкр №12	МТК-10	К квартальным сетям ЦТП-6	2
3	Жилые здания мкр №7	МТК-10	По прямым врезкам	5
4	Общественные здания мкр №7	ТК11	По прямой врезке от ТК-11а	3
5	Общественные здания мкр №8	МТК-5	К квартальным сетям ЦТП-4	-
6	Жилые здания мкр №9	Проектируемая УТ2	К квартальным сетям проектируемого ЦТП-9	4
7	Общественные здания мкр №9	Проектируемая УТ3	По прямой врезке от УТ3	20

№	Наименование перспективных потребителей	Магистральная камера	Примечание	Схема подключения потребителей (позиция на рис. 7.1)
8	Общественные здания мкр №10	Проектируемая УТ3	По прямой врезке от УТ3	20
9	Жилые здания мкр №11	Проектируемая УТ2	По прямой врезке от УТ2	10
10	Общественные здания мкр №15	Проектируемая УТ1	По прямой врезке от УТ2	21
11	Общественные здания мкр №16	Проектируемая УТ1	По прямой врезке от УТ1	21
12	Спортивный центр по ул. Автомобилистов	Проектируемая УТ4	По прямой врезке от УТ4	14
13	Общественные здания мкр №3	Проектируемая УТ6	По прямой врезке от УТ6	15
14	Общественные здания мкр №4	Проектируемая УТ7	По прямой врезке от УТ7	18
15	Жилые здания мкр №4	Проектируемая УТ9	К квартальным сетям проектируемого ЦТП- мкр №4	6
16	Жилые здания мкр №5	Проектируемая УТ9	К квартальным сетям проектируемого ЦТП- мкр №4	13
17	Общественные здания мкр №5	Проектируемая УТ12	По прямой врезке от УТ12	17

Схемой предусматривается строительство магистральных тепловых сетей для подключения новых жилых и общественных объектов, а также строительство новых и реконструкция существующих участков тепловых сетей с целью повышения показателей надежности потребителей и пропускной способности тепловой сети.

Для снижения температурного графика со 110/70 °С до 95/70 °С в новых районах предусмотрено строительство 2 новых ЦТП (в мкр. №№ 7, 9, 4). У потребителей, подключаемых непосредственно к магистральным трубопроводам, снижение температурного графика осуществляется в ИТП.

На рисунке 7.1 представлена схема новых и реконструируемых теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, а в таблице 7.2 приведена их характеристика и ориентировочные капиталовложения в них.

Капиталовложения в тепловые сети определены по укрупненным показателям и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

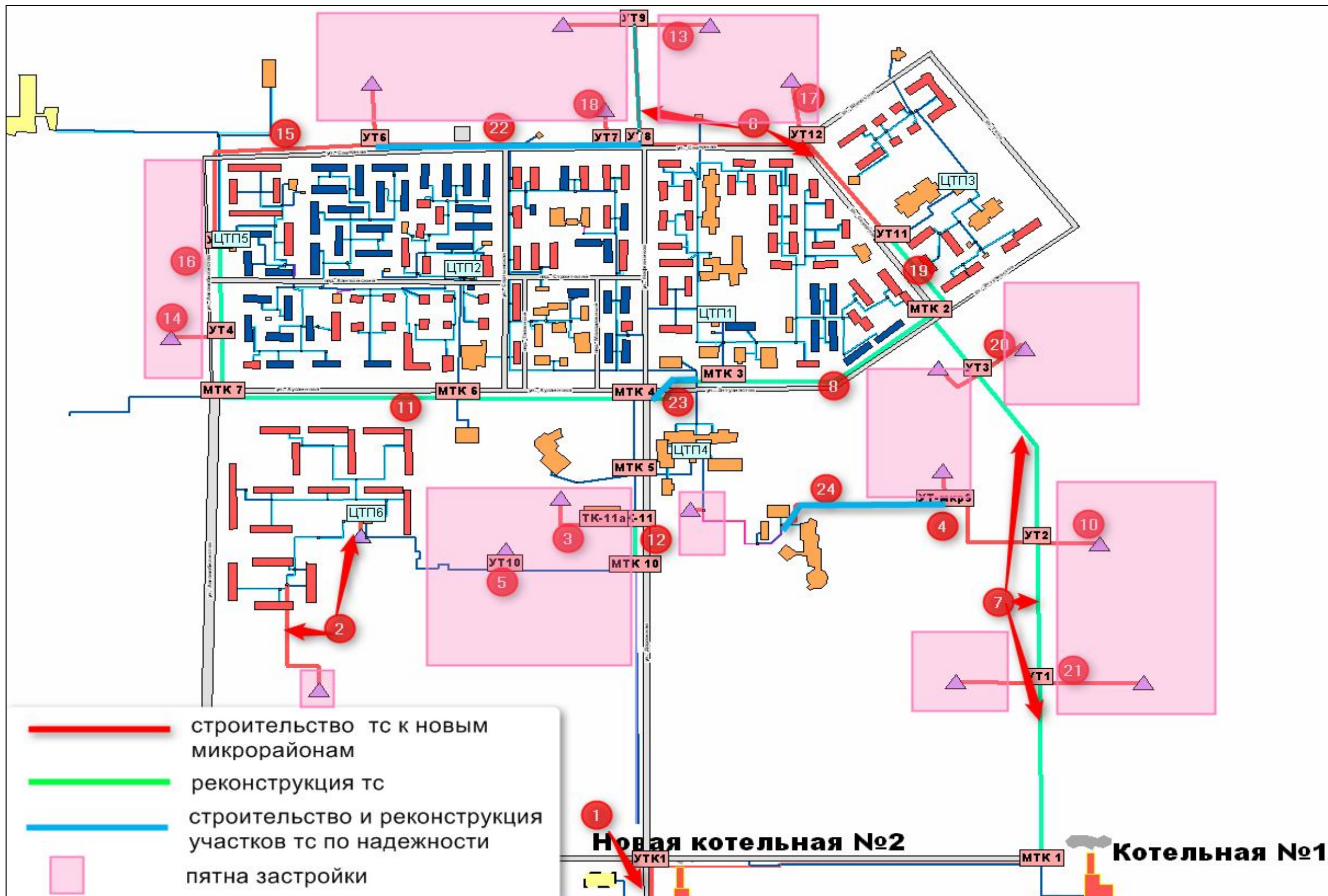


Рисунок 6.1 – Схема новых и реконструируемых теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Таблица 6.2- Характеристика новых и реконструируемых участков тепловых сетей, требуемых для подключения новых потребителей, обеспечения надежности и мероприятия по повышению эффективности функционирования системы теплоснабжения МУП «УТВиВ «Сибиряк»

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
Однозначно по всем вариантам						
2015г.						
Строительство тс от ТК11а до общественных зданий мкр.№7	Подземная ППУ	2Ду 100÷200	0,3	30÷41,0	10,0	3
Строительство тс мкр. №6 до общественных зданий мкр.№12, №6	Подземная ППУ	2Ду150	0,3	36,7	11,0	2
Строительство тс от проектируемой УТ10 до жилых домов мкр №7	Подземная ППУ	2Ду70÷150	0,4	28÷41,0	13,1	5
Всего:					34,1	
2016г.						
Реконструкция тс от МТК1-МТК2	Подземная ППУ	2Ду400	1,1	80,0	88	7
2017г.						
Строительство тс от УТ2 до нового ЦТП мкр №9	Подземная ППУ	2Ду250	0,3	48,0	14,4	4
Строительство тс от УТ11 - до нового ЦТП мкр №5: - УТ11-УТ8 - УТ8-УТ9 - УТ9- ЦТП мкр №5	Подземная ППУ	2Ду250	0,5	48,0	24	6
		2Ду200	0,25	41,0	10,2	6
		2Ду150	0,12	36,7	4,4	6
Строительство тс от УТ2 до мкр №11	Подземная ППУ	2Ду70	0,15	28,0	4,2	10
Строительство ЦТП мкр № 9					15	6
Всего:					72,2	
2018г.						
Реконструкция тс от МТК2-МТК3	Подземная ППУ	2Ду300	0,4	77,5	31,0	8
Реконструкция тс от МТК4-УТ4	Подземная ППУ	2ДУ400	0,84	80,0	67,2	11
Реконструкция тс от МТК10-ТК11	Подземная ППУ	2ДУ500	0,09	82	7,4	12
Всего:					105,6	
2019г.						
Строительство тс от УТ4 до нового спортцентра по ул. Автомобилистов	Подземная ППУ	2Ду150	0,1	36,7	3,7	14
Строительство тс от УТ5 до общественных зданий мкр №3	Подземная ППУ	2Ду 300	0,6	59	35,4	15
Реконструкция участка от УТ4 до УТ5	Подземная ППУ	2Ду 300	0,15	76	11,4	16
Строительство тс от УТ12 до общественных зданий мкр №5	Подземная ППУ	2Ду100	0,15	32	4,8	17
Всего:					55,3	
2020г.						

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
Однозначно по всем вариантам						
Строительство тс от УТ8 до общественных зданий мкр №4	Подземная ППУ	2Ду250	0,13	48	6,2	18
Реконструкция участка от МТК 2 до УТ11	Подземная ППУ	2Ду300	0,2	77,5	15,5	19
Строительство тс от УТ3 до общественных зданий мкр №9,10	Подземная ППУ	2Ду200	0,3	41,0	12,3	20
Строительство тс от УТ3 до общественных зданий мкр №15,16	Подземная ППУ	2Ду200	0,35	41	14,3	21
Всего:					48,3	
2021г.						
Строительство тс от УТ6 до УТ7	Подземная ППУ	2Ду250	0,4	48	19,2	22
Реконструкция участка от МТК3 до МТК4	Подземная ППУ	2Ду300	0,2	77	15,4	23
Строительство тс от УТмкр№9 до больницы	Подземная ППУ	2Ду150	0,3	36,7	11,0	24
Наладка абонентских узлов					5	
Всего:					50,6	
Всего инвестиций в тепловые сети однозначно по всем вариантам					454,1	
Дополнительно по Варианту1						
2016г.						
Строительство вывода с котельной №2 до проектируемой УТК1	Надземная	2Ду600	0,15	74,0	11,1	1
Всего инвестиций в тепловые сети по Варианту 1					465,2	
Дополнительно по Варианту2						
Строительство двух выводов с котельной №2 до проектируемой УТК1	Надземная	4Ду500	2×0,15	64,0	19,2	1
Всего инвестиций в тепловые сети по Варианту 2					473,3	

Гидравлические расчеты тепловых сетей по варианту 1 от котельной №1 и новой котельной №2 до существующих и перспективных потребителей после выполнения мероприятий, предложенных в таблице 7.2, представлены на пьезометрических графиках Б.2.1-Б.2.4 и Б.2.5-Б.2.9 (приложение Б.2) соответственно.

Гидравлические расчеты тепловых сетей по варианту 2 от новой котельной №2 до существующих и перспективных потребителей после выполнения мероприятий, предложенных в таблице 7.2, представлены на пьезометрических графиках Б.3.1-Б.3.6 (приложение Б.3) соответственно.

Как видно из представленных расчетов, предложенные в таблице 7.2 мероприятия позволяют обеспечить качественное теплоснабжение как существующих, так и новых потребителей тепловой энергии по обоим рассматриваемым вариантам развития системы теплоснабжения.

в) Строительство тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии

потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надёжности теплоснабжения

В обоих вариантах Схемой предусматривается строительство переемычек между зонами теплоснабжения котельной №1 и новой котельной №2 (таблица 7.3).

Таблица 6.3 - Характеристика новых участков тепловых сетей, требуемых для повышения надежности и обеспечения возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии МУП «УТВиВ «Сибиряк»

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
2021г.						
Строительство тс от УТ6 до УТ7	Подземная ППУ	2Ду250	0,4	48	19,2	22
Реконструкция участка от МТК3 до МТК4	Подземная ППУ	2Ду300	0,2	77	15,4	23
Строительство тс от УТ мкр №9 до больницы	Подземная ППУ	2Ду150	0,3	36,7	11,0	24
Всего:					45,6	

г) Строительство или реконструкция тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных

В варианте 2 Схемой предусматривается ликвидация существующей котельной №1 после ввода первой очереди строительства котельной №2.

д) Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения

Проведенные расчеты перспективной надежности системы теплоснабжения (приложение В) выявили необходимость замены ненадежных участков тепловых сетей и строительство новых резервирующих переемычек. Данные участки соответствуют позициям (11, 22-24) на рисунке 7.1.

Кроме того, для потребителя первой категории («Больница») рекомендуется строительство резервного ввода (поз.№24 на рисунке 7.1).

Характеристика участков и капиталовложения в их реконструкцию приведены в таблице 7.2.

е) Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Характеристика тепловых сетей, требующих увеличения диаметра для подключения новых потребителей, приведена в таблице 7.4.

Таблица 6.4 - Характеристика тепловых сетей, требующих увеличения диаметра для подключения новых потребителей

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
2016г.						
Реконструкция тс от МТК1-МТК2	Подземная ППУ	2Ду400	1,1	80,0	88	7
2018г.						
Реконструкция тс от МТК2-МТК3	Подземная ППУ	2Ду300	0,4	77,5	31,0	8
Реконструкция тс от МТК4-УТ4	Подземная ППУ	2ДУ400	0,84	80,0	67,2	11
Реконструкция тс от МТК10-ТК11	Подземная ППУ	2ДУ500	0,09	82	7,4	12
Всего:					105,6	
2019г.						
Реконструкция участка от УТ4 до УТ5	Подземная ППУ	2Ду 300	0,15	76	11,4	16
2021г.						
Реконструкция участка от МТК3 до МТК4	Подземная ППУ	2Ду300	0,2	77	15,4	23
Всего инвестиций в тепловые сети					220,4	

ж) Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Замену участков, в связи с исчерпанием ресурса необходимо производить после проведения испытаний на гидравлическую плотность.

з) Строительство и реконструкция насосных станций

Строительство насосных станций схемой не предусматривается.

Глава 8 "Перспективные топливные балансы"

а) Расчёты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего, летнего и переходного периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории поселения, городского округа

Перспективные топливные балансы по варианту 1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» представлены в таблице 8.1.

Перспективные топливные балансы по варианту 2 МУП «УТВиВ «Сибиряк» представлены в таблице 8.2.

Для котельных МУП «УТВиВ «Сибиряк» основным и резервным топливом является попутный газ, подаваемый по отдельным газопроводам.

Для новых индивидуальных отопительных котельных основным топливом является попутный газ, резервное топливо не предусматривается.

б) Расчёты по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов аварийных видов топлива

Для источников тепловой энергии МУП «УТВиВ «Сибиряк» аварийное топливо не предусматривается.

Таблица 7.1– Перспективные топливные балансы по Варианту 1 котельных МУП «УТВиВ «Сибиряк»

Период эксплуатации	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.г.	2024-2028 г.г.
котельная №1									
Годовое тепло, тыс. Гкал/год в т.ч.	93,13	101,29	107,06	120,49	126,11	0,00	0,00	90,48	90,48
- отопительный	82,08	87,92	92,56	103,79	108,22	0,00	0,00	79,01	79,01
- межотопительный	11,05	13,36	14,50	16,70	17,89	0,00	0,00	11,47	11,47
Вид основного топлива	попутный газ								
Вид резервного топлива	попутный газ								
Годовой расход топлива, тыс. т у.т.	16,4	17,46	18,45	20,77	21,73	0,00	0,00	14,03	14,03
- отопительный	14,36	15,15	15,95	17,89	18,65	0,00	0,00	12,25	12,25
- межотопительный	2,04	2,30	2,50	2,88	3,08	0,00	0,00	1,78	1,78
Максимально -часовой расход топлива, т у. т./ч	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	0,00	0,00	4,46	4,46
новая котельная №2									
Годовое тепло, тыс. Гкал/год в т.ч.	-	-	-	-	-	165,97	180,80	145,30	145,30
- отопительный	-	-	-	-	-	148,27	159,25	129,62	129,62
- межотопительный	-	-	-	-	-	17,70	21,55	15,68	15,68
Вид основного топлива	попутный газ								
Вид резервного топлива	попутный газ								
Годовой расход топлива, тыс. т у.т.	-	-	-	-	-	25,72	28,02	22,52	22,52
- отопительный	-	-	-	-	-	22,98	24,68	20,09	20,09
- межотопительный	-	-	-	-	-	2,74	3,34	2,43	2,43
Максимально -часовой расход топлива, т у. т./ч	-	-	-	-	-	8,55	9,05	7,47	7,47
Всего годовой расход топлива по МУП «УТВиВ «Сибиряк», тыс. т у.т. в т.ч.:	16,24	17,46	18,45	20,77	21,73	25,72	28,02	36,55	36,55
- отопительный	14,16	15,15	15,95	17,89	18,65	22,98	24,68	32,34	32,34
- межотопительный	2,08	2,30	2,50	2,88	3,08	2,74	3,34	4,21	4,21
Максимально -часовой расход топлива по МУП «УТВиВ «Сибиряк», т у. т./ч	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	8,55	9,05	11,92	11,92

Таблица 7.2– Перспективные топливные балансы по Варианту 2 котельных МУП «УТВиВ «Сибиряк»

Период эксплуатации	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 г.г.	2024-2028 г.г.
котельная №1									
Годовое тепло, тыс. Гкал/год в т.ч.	93,13	101,29	107,06	120,49	126,11	0,00	0,00	0,00	0,00
- отопительный	82,08	87,92	92,56	103,79	108,22	0,00	0,00	0,00	0,00
- межотопительный	11,05	13,36	14,50	16,70	17,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Вид основного топлива	попутный газ								
Вид резервного топлива	попутный газ								
Годовой расход топлива, тыс. т у.т.	16,4	17,46	18,45	20,77	21,73	0,00	0,00	0,00	0,00
- отопительный	14,36	15,15	15,95	17,89	18,65	0,00	0,00	0,00	0,00
- межотопительный	2,04	2,30	2,50	2,88	3,08	0,00	0,00	0,00	0,00
Максимально -часовой расход топлива, т у. т./ч	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	0,00	0,00	0,00	0,00
новая котельная №2									
Годовое тепло, тыс. Гкал/год в т.ч.	-	-	-	-	-	165,97	180,80	235,78	235,78
- отопительный	-	-	-	-	-	148,27	159,25	208,63	208,63
- межотопительный	-	-	-	-	-	17,70	21,55	27,15	27,15
Вид основного топлива	попутный газ								
Вид резервного топлива	попутный газ								
Годовой расход топлива, тыс. т у.т.	-	-	-	-	-	25,72	28,02	36,55	36,55
- отопительный	-	-	-	-	-	22,98	24,68	32,34	32,34
- межотопительный	-	-	-	-	-	2,74	3,34	4,21	4,21
Максимально -часовой расход топлива, т у. т./ч	-	-	-	-	-	8,55	9,05	11,92	11,92
Всего годовой расход топлива по МУП «УТВиВ «Сибиряк», тыс. т у.т. в т.ч.:	16,24	17,46	18,45	20,77	21,73	25,72	28,02	36,55	36,55
- отопительный	14,16	15,15	15,95	17,89	18,65	22,98	24,68	32,34	32,34
- межотопительный	2,08	2,30	2,50	2,88	3,08	2,74	3,34	4,21	4,21
Максимально -часовой расход топлива по МУП «УТВиВ «Сибиряк», т у. т./ч	6,10	6,10	6,10	6,10	6,10	8,55	9,05	11,92	11,92

Глава 9 “Оценка надёжности теплоснабжения”

а) Перспективные показатели надёжности, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии

На основании исходных данных, предоставленных МУП УТВиВ «Сибиряк» обработана статистика по отключениям тепловых сетей в системе централизованного теплоснабжения за период 2010-2012 гг.

Сводные данные по повреждениям тепловых сетей, их времени восстановления и реконструкции приведены в таблице 9.1.

Таблица 8.1 - Количество повреждений тепловых сетей, времени восстановления и реконструкции

Наименование показателя	2010г	2011г	2012г
Статистика отказов тепловых сетей, шт.	56	51	68
Среднее время, затраченное на восстановление, час	4,40	4,20	4,00
Протяженность тепловых сетей, замененных в ремонтный период, км.	0,11	0,102	0,14

Схемой на 2017 г. запланировано строительство новой котельной №2, с последующей реконструкцией котельной №1. Отпуск тепла от обеих котельных предусматривается по повышенному температурному график 110/70 °С.

Работа котельных запланирована на локальные зоны, однако, заложенные Схемой переемы позволяют перераспределять при необходимости тепловую энергию между зонами теплоснабжения в аварийном или летнем режимах.

Характеристика переемычек, строительство которых предусматривается для обеспечения нормативной надёжности в аварийных режимах, представлена в таблице 9.2.

Таблица 8.2 - Характеристика новых участков тепловых сетей, требуемых для повышения надёжности и обеспечении возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии МУП «УТВиВ «Сибиряк»

Наименование магистрали (участка)	Тип прокладки	Диаметр трубопровода, мм	Длина участка, км	Стоимость строительства, млн. руб.		Номер по схеме (рис. 7.1)
				1 км	общая	
2021г.						
Строительство тс от УТ6 до УТ7	Подземная ППУ	2Ду250	0,4	48	19,2	22
Реконструкция участка от МТК3 до МТК4	Подземная ППУ	2Ду300	0,2	77	15,4	23
Строительство тс от УТмкр№9 до больницы	Подземная ППУ	2Ду150	0,3	36,7	11,0	24
Всего:					45,6	

Также Схемой предусматриваются следующие решения для повышения надежности, безотказности и живучести системы теплоснабжения поселения:

- применение наиболее прогрессивных конструкций тепловых сетей – стальных труб в изоляции ППУ ТГИ, ППМИ и других современных технологий;
- при планировании капитальных ремонтов (перекладок) тепловых сетей использовать статистические данные по условиям прокладки, срокам службы трубопроводов;
- увеличение объемов замены трубопроводов до 5 % в год от оставшегося объема нереконструированных трубопроводов.

б) Перспективные показатели, определяемые приведенной продолжительностью прекращения подачи тепловой энергии

Время восстановления трубопроводов по типам прокладки приведено в таблице 9.3. Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20 °С до +12 °С) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период представлено в таблице 9.4.

Таблица 8.3 – Время восстановления трубопроводов по типам прокладки

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Надземная
20	4,7	3,5
50	5,6	4,1
65	5,7	4,2
80	6,2	4,5
100	6,7	5,5
125	7,9	6,0
150	8,6	6,5
200	11,3	6,9
250	14,1	7,2
300	16,6	7,5
400	18,1	8,1
500	20,3	8,7
600	21,8	9,4

Таблица 8.4 – Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20 °С до +12 °С) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период

Температура наружного воздуха	Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения, ч
-43	8,15
-40	8,59
-35	9,43
-30	10,46
-25	11,74
-20	13,39
-15	15,57
-10	18,61
-5	23,14
0	30,65
5	45,73
8	65,92

Как видно, при расчетной температуре наружного воздуха период восстановления теплоснабжения не должен превышать 8,15 часов для нерезервируемых участков.

в) Перспективные показатели, определяемые приведенным объёмом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Расчет перспективного недоотпуска тепла из-за нарушений в подаче тепловой энергии за отопительный период приведен в таблице 9.5.

Таблица 8.5 - Оценка недоотпуска тепловой энергии зон теплоснабжения (сравнение с существующим положением)

Наименование расчета	Средняя отопительная нагрузка, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой энергии потребителями на отопление, Гкал/отоп.период	Средний суммарный недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отоп. период	Относительная величина недоотпуска тепловой энергии к расчетному потреблению, %
котельная №1				
существующее положение	12,8	78900	440,1	0,56
Перспектива	10	61500	323,6	0,53
новая котельная №2				
Перспектива	15,9	97800	510,3	0,52

Как видно из таблицы 9.5, относительная величина недоотпуска тепловой энергии в сравнении с существующим положением находится на постоянном низком уровне, несмотря на значительный ожидаемый прирост нагрузки на источниках. Это объясняется высокой надежностью зон теплоснабжения котельной №1 и новой котельной №2.

г) Перспективные показатели, определяемые средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих

отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии

Расчет отклонения параметров теплоносителя в результате ограничения тепловой нагрузки выполняется в предположении, что ограничение подачи тепла осуществляется за счет снижения циркуляции теплоносителя в тепловых сетях при сохранении температуры прямой сетевой воды на уровне, соответствующем температурному графику.

Время восстановления трубопровода для наиболее трудозатратного трубопровода Ду 500 мм подземной прокладки составляет 20 ч (см. таблицу 9.3).

Коэффициент лимита тепла для трубопровода Ду 500 мм составляет 0,55.

Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя, представлен в таблице 9.5.

Таблица 8.2 – Расчет средневзвешенной величины отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя

Время z, ч	Температура внутри помещения через z часов, °С	Температура обратной сетевой воды, $t_{обр}$, °С
0	20	53.0
1	19.5	52.6
2	19.1	52.1
3	18.6	51.7
4	18.2	51.2
5	17.7	50.8
6	17.3	50.3
7	16.9	49.9
8	16.5	49.5
9	16.1	49.1
10	15.6	48.7
11	15.3	48.3
12	14.9	47.9
13	14.5	47.5
14	14.1	47.1
15	13.7	46.8
16	13.4	46.4
17	13.0	46.0
18	12.7	45.7
19	12.3	45.3
20	12.0	45.0
Средневзвешенная величина	15,8	48.8

Таким образом, средневзвешенная величина температуры обратной сетевой воды в результате нарушения подачи тепловой энергии составит $48,8^{\circ}\text{C}$, отклонение от расчетной величины составит $70-48,8=21,2^{\circ}\text{C}$.

Глава 10 “Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение”

а) Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

Предложения по величине необходимых инвестиций в техническое перевооружение и строительство источников тепла на каждом этапе планируемого периода представлено по вариантам развития системы теплоснабжения в таблице 10.1-10.2, тепловых сетей – в таблице 10.3, а сводные данные – в таблице 10.4.

Объемы инвестиций в строительство и реконструкцию источников тепловой энергии и тепловых сетей определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Таблица 9.1– Объемы инвестиций в техническое перевооружение и строительство источников тепла по Варианту 1

Наименование источника	Планируемые мероприятия	Цели реализации мероприятия	Ориентировочный объем инвестиций*, млн.руб.							
			всего	в том числе по годам						
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2028
Котельная № 1	Всего, в том числе:		374,5	32,0	-	-	24,0	89,0	108,2	-
	- установка ВПУ производительностью 25 т/ч	Повышение качества сетевой воды	32,0	32,0	-	-	-	-	-	-
	демонтаж котельных агрегатов ДЕВ-25/14 №№1-4	подготовка площадки под строительство нового оборудования	48,0	-	-	-	24,0	24,0	-	-
	монтаж двух водогрейных котлов ДЕВ-25/14 производительностью 15 Гкал/ч каждый	обеспечение расчетного уровня нагрузки	221,0	-	-	-	-	115,0	106,0	-
	монтаж одного водогрейного котла ДЕВ-16/14 производительностью 10 Гкал/ч	обеспечение прохождения аварийных режимов	73,5	-	-	-	-	-	73,5	-
Котельная № 2	Строительство нового теплоисточника мощностью 60 Гкал/ч	Обеспечение тепловой энергией существующих и перспективных потребителей	660	132,0	264,0	264,0	-	-	-	-
Итого по источникам тепловой энергии			1034,5	164,0	264,0	264,0	24,0	139,0	179,5	-

Таблица 9.2– Объемы инвестиций в техническое перевооружение и строительство источников тепла по Варианту 2

Наименование источника	Планируемые мероприятия	Цели реализации мероприятия	Ориентировочный объем инвестиций*, млн.руб.							
			всего	в том числе по годам						
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020-2028
Котельная № 2	Строительство первой очереди нового теплоисточника мощностью 60 Гкал/ч	Обеспечение тепловой энергией существующих и перспективных потребителей	660,0	132,0	264,0	264,0	-	-	-	-
	Строительство второй очереди котельной №2 30 Гкал/ч		330,0	-	-	-	110,0	110,0	110,0	-
Котельная № 1	демонтаж котельной №1	Расконсервация почвы	57,0	-	-	-	-	57,0	-	-
Итого по источникам тепловой энергии			1047,0	132,0	264,0	264,0	110,0	167,0	110,0	-

Таблица 9.3 – Объемы инвестиций в строительство и реконструкцию тепловых сетей

Планируемые мероприятия	Цели реализации мероприятия	Номер по схеме (рис. 7.1)	Ориентировочный объем инвестиций*, млн.руб.								
			всего	в том числе по годам							
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2028
Однозначно по всем вариантам											
Строительство тс от ТК11а до общественных зданий мкр.№7	подключение новых потребителей	3	10,0	-	10,0	-	-	-	-	-	-
Строительство тс мкр. №6 до общественных зданий мкр.№12, №6		2	11,0	-	11,0	-	-	-	-	-	-
Строительство тс от проектируемой УТ10 до жилых домов мкр №7		5	2,0	-	13,1	-	-	-	-	-	-
Реконструкция тс от МТК1-МТК2	увеличение пропускной способности тс	7	88,0	-	24,0	64,0	-	-	-	-	-
Строительство тс от УТ2 до нового ЦТП мкр №9	подключение новых потребителей	4	14,4	-	-	-	14,4	-	-	-	-
Строительство тс от УТ11 - до нового ЦТП мкр №5:		6	38,6	-	-	-	38,6	-	-	-	-
Строительство тс от УТ2 до мкр №11		10	4,2	-	-	-	4,2	-	-	-	-
Строительство ЦТП мкр № 9		6	15,0	-	-	-	15,0	-	-	-	-
Реконструкция тс от МТК2-МТК3	увеличение пропускной способности тс	8	31,0	-	-	-	-	31,0	-	-	-
Реконструкция тс от МТК4-УТ4		11	67,2	-	-	-	31,0	36,2	-	-	-
Реконструкция тс от МТК10-ТК11		12	7,4	-	-	-	-	7,4	-	-	-

Планируемые мероприятия	Цели реализации мероприятия	Номер по схеме (рис. 7.1)	Ориентировочный объем инвестиций*, млн.руб.								
			всего	в том числе по годам							
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2028
Строительство тс от УТ4 до нового спортцентра по ул. Автомобилистов	подключение новых потребителей	14	3,7	-	-	-	-	-	3,7	-	-
Строительство тс от УТ5 до общественных зданий мкр №3		15	35,4	-	-	-	-	-	35,4	-	-
Реконструкция участка от УТ4 до УТ5		16	11,4	-	-	-	-	-	11,4	-	-
Строительство тс от УТ12 до общественных зданий мкр №5		17	4,8	-	-	-	-	-	4,8	-	-
Реконструкция участка от МТК 2 до УТ11	увеличение пропускной способности тс	19	15,5	-	-	-	-	-	-	15,5	-
Строительство тс от УТ8 до общественных зданий мкр №4	подключение новых потребителей	18	6,2	-	-	-	-	-	-	6,2	-
Строительство тс от УТ3 до общественных зданий мкр №9,10		20	12,3	-	-	-	-	-	-	12,3	-
Строительство тс от УТ3 до общественных зданий мкр №15,16		21	14,3	-	-	-	-	-	-	14,3	-
Строительство тс от УТ6 до УТ7	повышение надежности, обеспечении возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников	22	19,2	-	-	-	-	-	-	-	19,2
Реконструкция участка от МТК3 до МТК4		23	15,4	-	-	-	-	-	-	-	15,4
Строительство тс от УТмкр№9 до больницы		24	11,0	-	-	-	-	-	-	-	11,0
Наладка абонентских вводов	создание оптимального теплогидравлического режима в системе теплоснабжения	-	5,0	-	-	-	-	-	-	-	5,0

Планируемые мероприятия	Цели реализации мероприятия	Номер по схеме (рис. 7.1)	Ориентировочный объем инвестиций*, млн.руб.								
			всего	в том числе по годам							
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2028
Всего капиталовложений в тепловые сети однозначно по всем вариантам			454,1	0	58,1	64,0	103,2	74,6	55,3	48,3	50,6
Дополнительно по варианту 1											
Строительство вывода с котельной №2 до проектируемой УТК1	подключение новых потребителей	1	11,1	-	-	11,1	-	-	-	-	-
Всего капиталовложений в тепловые сети по варианту 1			465,2	0	58,1	75,1	103,2	74,6	55,3	48,3	50,6
Дополнительно по варианту 2											
Строительство двух выводов с котельной №2 до проектируемой УТК1	подключение новых потребителей	1	19,2	-	-	19,2	-	-	-	-	-
Всего капиталовложений в тепловые сети по варианту 2			473,3	0	58,1	83,2	103,2	74,6	55,3	48,3	50,6

Таблица 9.4 – Суммарные объемы инвестиций в теплоисточники и тепловые сети

Направление инвестиций	Ориентировочный объем инвестиций*, млн.руб.								
	всего	в том числе по годам							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2028
Вариант 1									
Источники тепловой энергии	1034,5	164,0	264,0	264,0	24,0	139,0	179,5	-	-
Тепловые сети	465,2	0	58,1	75,1	103,2	74,6	55,3	48,3	50,6
Всего	1499,7	164	322,1	339,1	127,2	213,6	234,8	48,3	50,6
Вариант 2									
Источники тепловой энергии	1047,0	132,0	264,0	264,0	110,0	167,0	110,0	-	-
Тепловые сети	473,3	0	58,1	83,2	103,2	74,6	55,3	48,3	50,6
Всего	1520,3	132	322,1	347,2	213,2	241,6	165,3	48,3	50,6
* Объемы инвестиций определены в ценах 2014 года ориентировочно по укрупненным показателям и должны быть уточнены при разработке проектно-сметной документации									

б) Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности

В настоящее время потребители тепловой энергии с.п. Нижнесортымский приобретают тепловую энергию и теплоноситель у теплоснабжающих организаций МУП «УТВиВ «Сибиряк» по заключенным договорам на теплоснабжение.

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

- потребители тепловой энергии, в том числе застройщики, планирующие подключение к системе теплоснабжения, заключают договоры о подключении к системе теплоснабжения и вносят плату за подключение к системе теплоснабжения;

- потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности;

- потребители могут заключать с теплоснабжающей организацией долгосрочные договоры теплоснабжения (на срок более чем один год) с условием оплаты потребленной энергии как по долгосрочному тарифу, устанавливаемому органом регулирования, так и по ценам, определенным соглашением сторон.

В с.п. Нижнесортымский на момент разработки Схемы договоры на поддержание резервной тепловой мощности, долгосрочные договоры теплоснабжения, по которым цена определяется по соглашению сторон, и долгосрочные договоры, в отношении которых установлен долгосрочный тариф, не заключались.

Так как реконструкция теплоисточников и тепловых сетей является необходимой с точки зрения повышения экономичности и надежности системы теплоснабжения, затраты на проведение этих работ не могут быть переложены на застройщиков или организации, подавшие заявки на подключение.

Для реализации проектов должны использоваться все возможные источники финансирования: бюджетные средства, собственные средства ресурсоснабжающих организаций, кредитные средства.

в) Расчёты эффективности инвестиций

В данном разделе приведены результаты выполненной оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов на реализацию схемы теплоснабжения с.п. Нижнесортымский.

Оценка эффективности схемы теплоснабжения рассматривается с учетом действующих на территории РФ нормативно-правовых актов и методических рекомендаций^{1,2}. В соответствии с методическими положениями по проведению обоснования эффективности реализации инвестиционных проектов основным критерием для принятия решения о финансировании является получение прибыли инвестора.

¹Постановление Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 года №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»

²«Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», Утв. приказом ОАО «РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008 г. №155

Предусмотренные схемой мероприятия предусматривают работы, обеспечивающие подключение новых потребителей и нормальную, безаварийную работу системы теплоснабжения.

Поскольку инвестиции представляют собой долгосрочное вложение финансовых ресурсов с целью создания и получения прибыли в будущем, для оценки инвестиций необходимо все требуемые вложения и отдачу по проектам оценить с учетом временной ценности денег. Т.е. с учетом того обстоятельства, что сумма денег, находящаяся в распоряжении в настоящее время, обладает большей ценностью, чем такая же сумма в будущем. Поэтому при оценке эффективности вариантов целесообразно использовать концепцию дисконтирования потока реальных денег.

Критериями эффективности вариантов являются минимум приведенных затрат³ и максимум чистого дисконтированного дохода от реализации продукции.

Приведенные затраты отражают экономическую эффективность вариантов теплоснабжения потребителей и служат для выбора оптимального направления развития энергетических систем. Для расчета приведенных затрат предлагается использовать следующую формулу:

$$Z_{T,i} = \left(\sum_{t=1}^T (K_{t,i} + I_{t,i}) \times (1 + p_t)^{-t} \right)$$

где: $Z_{T,i}$ - приведенные затраты на производство продукции за расчетный период по варианту i ; T - длительность расчетного периода (лет); $K_{t,i}$ - капиталовложения по варианту i в год t ; $I_{t,i}$ - суммарные годовые издержки на производство продукции (руб./год) по варианту i в год t ; p_t - ставка дисконтирования.

Данный критерий служит для определения оптимального с экономической точки зрения направления развития энергосистем, однако не позволяет оценить возможность их практической реализации в реальных условиях. С целью оценки возможности практической реализации используются критерии, основанные на сравнении расходной и доходной части проектов, которые в настоящее время рекомендованы для применения действующими нормативными документами.

Основными показателями эффективности использования инвестиционных ресурсов являются: чистый дисконтированный доход (NPV), внутренняя норма рентабельности (IRR) и срок окупаемости проекта. Критериями принятия решения являются:

- NPV > 0;
- IRR > ставки дисконтирования;
- Дисконтированный срок окупаемости < срока службы основного оборудования.

При сравнении вариантов – максимум NPV и IRR, минимум дисконтированного срока окупаемости.

Чистый дисконтированный доход (NPV) характеризует интегральный эффект от реализации проекта и определяется как величина, полученная дисконтированием разницы между всеми годовыми оттоками и притоками реальных денег, накапливаемых в течение горизонта расчета проекта:

³«Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook», IAEA, 1984

$$NPV = \left(\sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1+p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1+p)^T},$$

где $B_{t,i}$ и $C_{t,i}$ – суммарные доход и затраты по варианту i в год t , p – ставка дисконтирования; L_T – ликвидационная стоимость на конец расчетного периода, T – длительность расчетного периода.

Внутренняя норма рентабельности (IRR) – это ставка дисконтирования, при которой дисконтированная стоимость притоков реальных денег равна дисконтированной стоимости оттоков. Другими словами, это ставка дисконтирования, при которой $NPV=0$, т.е. норма прибыли на располагаемые инвестиционные ресурсы. Расчетная формула имеет вид – найти p такое, чтобы

$$\left(\sum_{t=1}^T \frac{B_{t,i} - C_{t,i}}{(1+p)^t} \right) + \frac{L_T}{(1+p)^T} = 0$$

Внутренняя норма рентабельности является удельной характеристикой эффективности вложения средств в конкретный проект.

Срок окупаемости служит для определения степени рисков реализации проекта и ликвидности инвестиций. Различают простой срок окупаемости и дисконтированный. Простой срок окупаемости проекта – это период времени, по окончании которого чистый объем поступлений (доходов) перекрывает объем инвестиций (расходов) в проект, и соответствует периоду, при котором накопительное значение чистого потока наличности изменяется с отрицательного на положительное. Расчет дисконтированного срока окупаемости проекта осуществляется по накопительному дисконтированному чистому потоку наличности. Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает стоимость капитала и показывает реальный период окупаемости.

Расчеты выполнены по состоянию на 01.01.2014 г. в текущих ценах (т.е. с учетом инфляции) в соответствии с действующим на территории РФ на указанную дату налоговым и хозяйственным законодательством. Кроме того, выполнены расчеты в прогнозных (дефлированных) ценах, сравнение результатов дало почти полное совпадение показателей эффективности использования инвестиционных ресурсов. Следует отметить, что использование расчетных цен делает расчеты более информативными и их легче анализировать.

Годовые индексы роста потребительских цен и цепной индекс роста к ценам 2011 года приведены на рисунке 10.1.

Задача определения показателей экономической и финансово-экономической эффективности реализации проекта решалась в динамической постановке с учетом прогнозируемого роста стоимости топлива и, соответственно, тепла и электроэнергии⁴. Прогнозы роста стоимости топлива и электроэнергии приведены на рисунках 10.2-10.5.

Сценарные условия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2030 года (далее – Сценарные условия) разработаны ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» по поручению Минэнерго России.

⁴«Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030г» Министерство энергетики РФ, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике, Москва, 2011

Целевые ориентиры и приоритеты развития электроэнергетики, представленные в Сценарных условиях, соответствуют базовому варианту Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на период до 2030 года. Сценарные условия предназначены для формирования энергетическими компаниями уточненных предложений по развитию энергетических объектов в период до 2020 года с оценкой перспективы до 2030 года на основе единого для всех энергокомпаний сценария развития электроэнергетики, в том числе, для оценки эффективности инвестпроектов.

При проведении расчетов по оценке вариантов развития системы теплоснабжения г.п. Нижнесортымский использовалась ставка дисконтирования на уровне 11% в год. Данная ставка использовалась при разработке упомянутых сценарных условий.

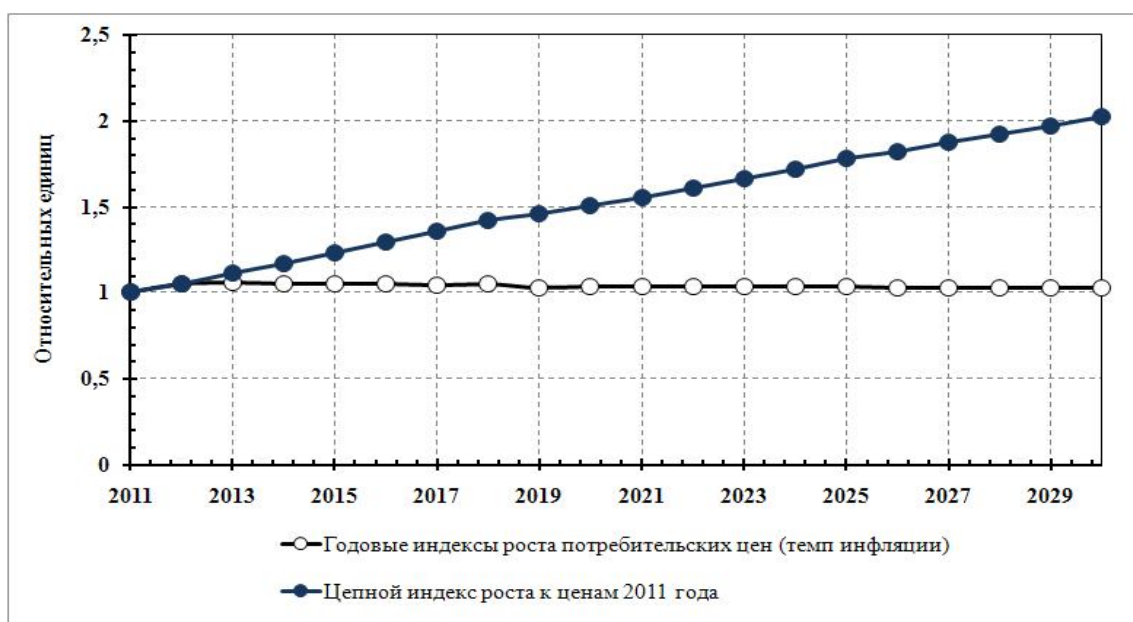


Рисунок 9.1– Годовые индексы роста потребительских цен

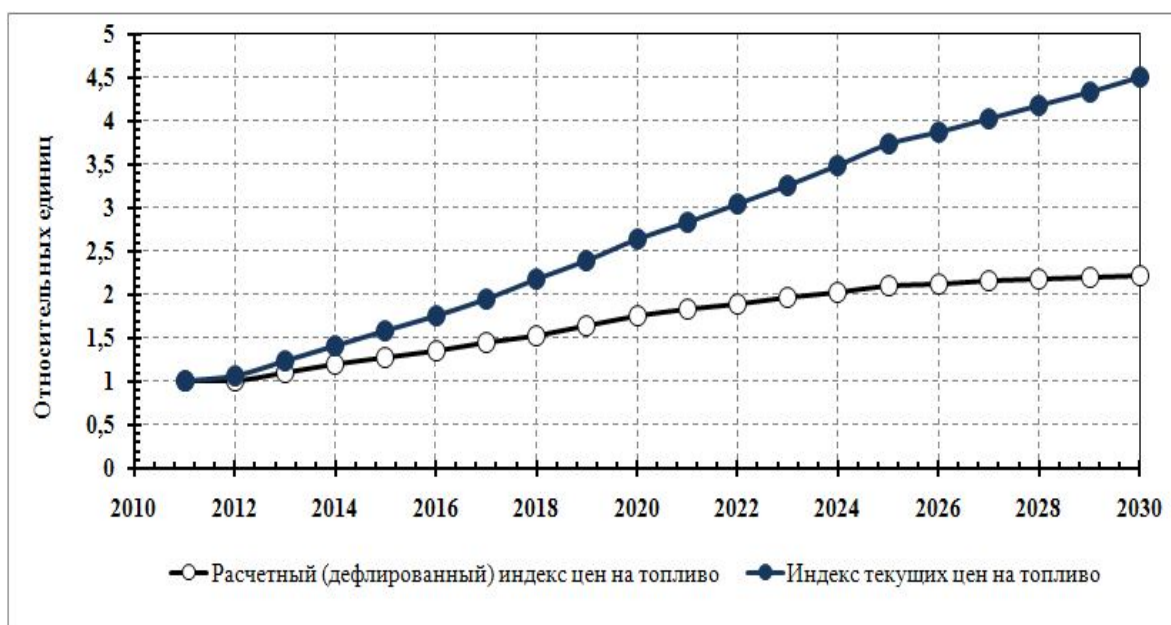


Рисунок 9.2 – Индекс текущих цен на природный газ

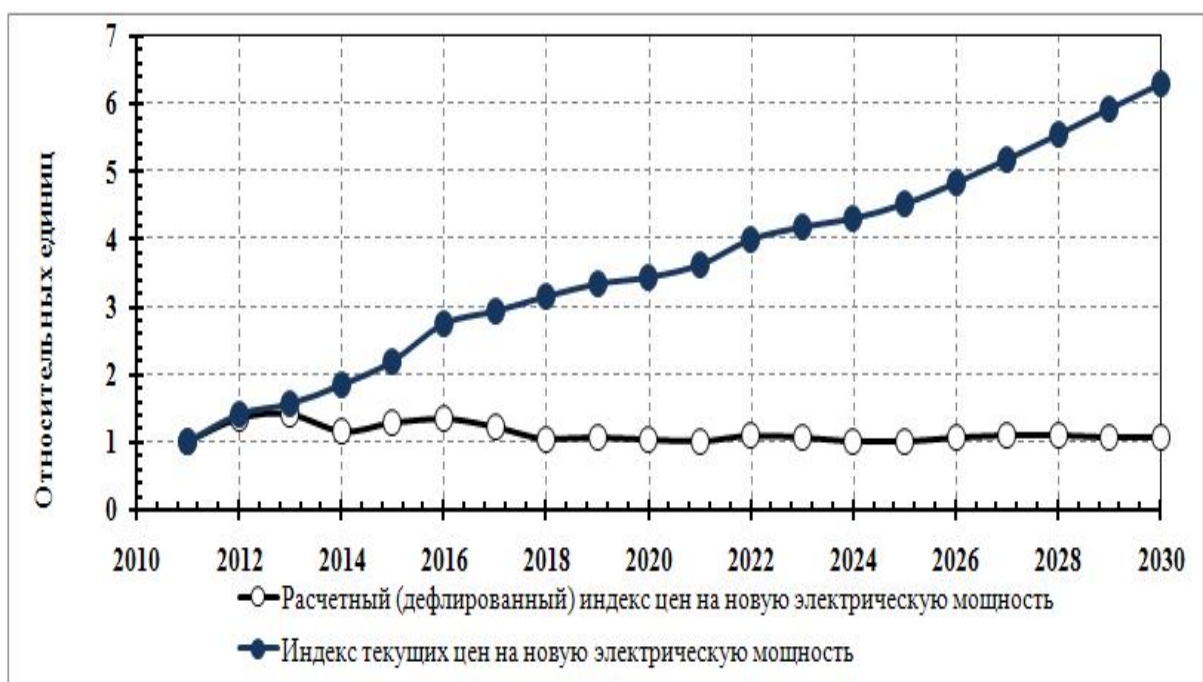


Рисунок 9.3- Индекс текущих цен на новую электрическую мощность

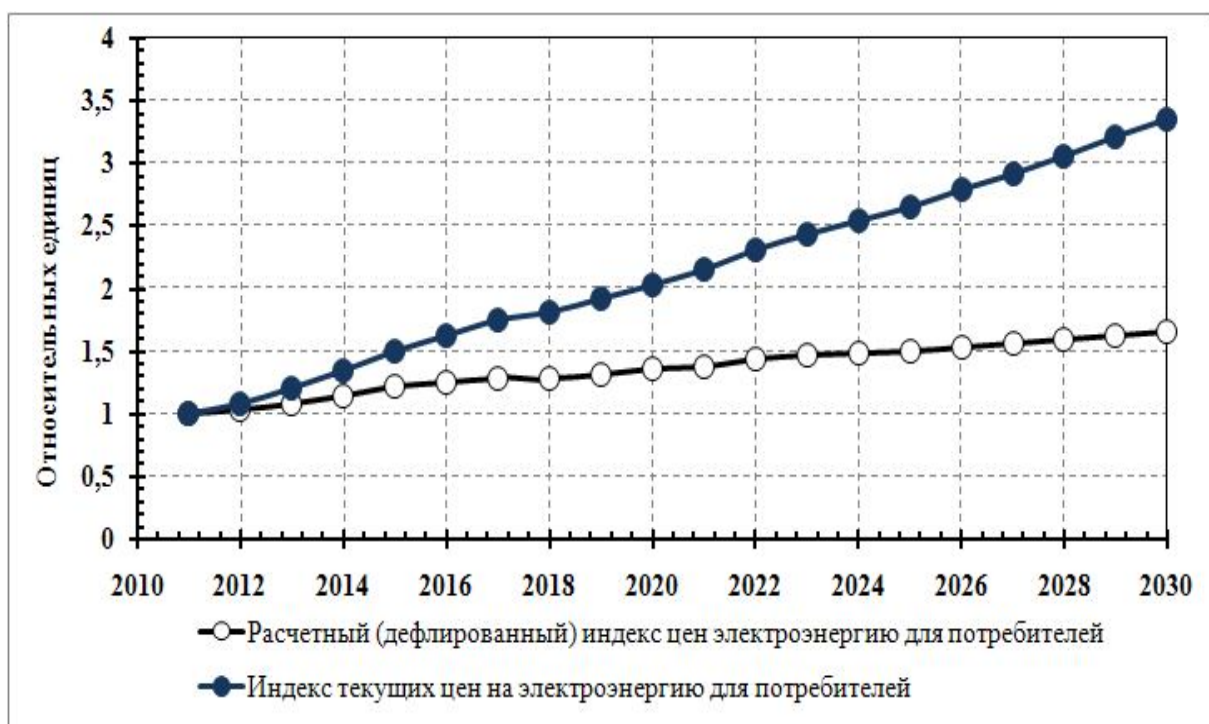


Рисунок 9.4 – Индекс текущих цен на электроэнергию для потребителей

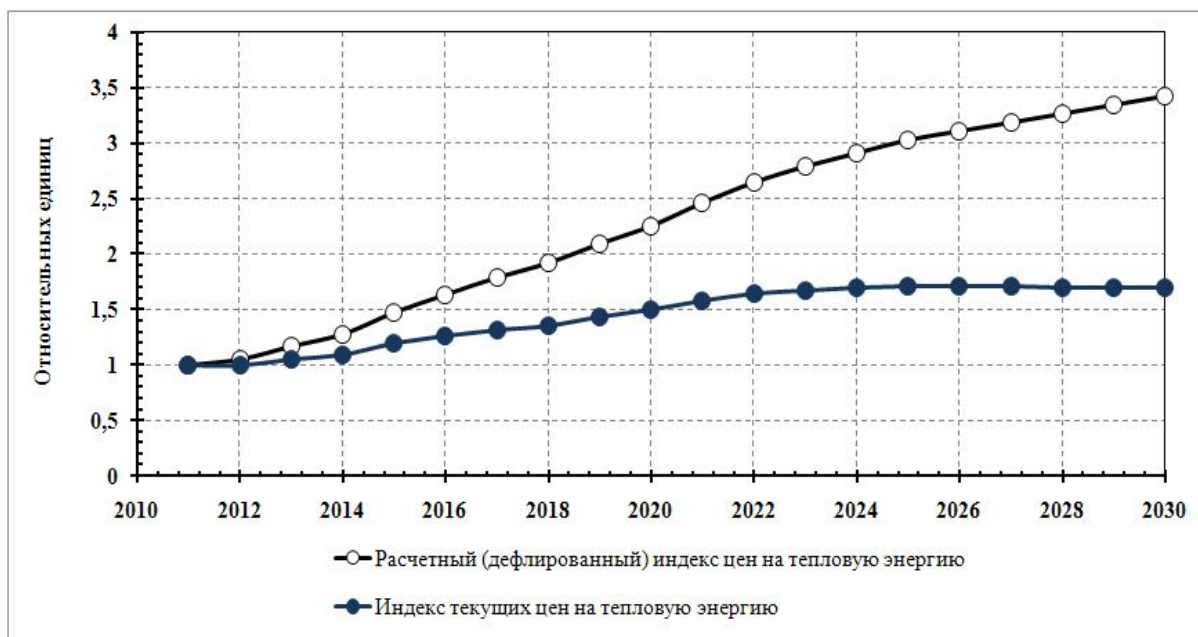


Рисунок 9.5 – Индекс текущих цен на тепловую энергию

Расчет себестоимости продукции, отпускаемой от энергоисточников, выполнен с использованием действующих нормативных и методических материалов^{5,6,7}. В составе затрат на производство и реализацию продукции (услуг), включаемых в себестоимость, учитываются:

- материальные затраты (затраты на топливо, покупка электроэнергии и тепла, смазочные материалы и др. расходы);
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе затраты на ремонты и обслуживание⁸, налоги⁹ и др.)

Затраты на амортизацию принимались на основе^{10,11} по группам вводимых основных производственных фондов.

Исходные данные приведены в таблице 10.5, результаты расчетов – в таблице 10.6 и на рисунке 10.5.

⁵ Методика расчета проектной себестоимости электрической и тепловой энергии на вновь строящихся, расширяемых и реконструируемых тепловых электростанциях, Москва, ГПИО, Энергопроект

⁶ Состав себестоимости для целей налогообложения определяется в соответствии с главой 25 второй части налогового кодекса Российской Федерации

⁷ «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» Утв. Приказом ФСТ РФ от 6 августа 2004 года №20-э/2

⁸ Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций РАО «ЕЭС России» СО 34.20.611-2003

⁹ В соответствии с действующим законодательством

¹⁰ «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», утв. Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 №1с последующими изменениями

¹¹ Налоговый кодекс РФ, кл.2

Таблица 9.2- Исходные данные для финансового анализа

Показатель на 2028 год	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой отпуск тепла (с учетом тепловых потерь)	тыс. Гкал	230,4	
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	36,55	
Капиталовложения	млн. руб.	1499,7	1520,3
Средняя заработная плата (по состоянию на 2012 г.)	руб./ чел.мес.	27158	
Цена природного газа (по состоянию на 2012 г.)	руб/ тыс.м3	2313,36	
Тариф на электроэнергию (по состоянию на 2012 г.)	руб/ т у.т.	2,957	
Тариф на теплоэнергию (по состоянию на 2012 г.)	тыс.руб/ т у.т.	1,351	
Коэффициент дисконтирования	отн. ед.	0,11	
Налоговое окружение		По состоянию на 01.01.13 г.	

Таблица 9.3 – Результаты финансового анализа

Показатель на 2028 год	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Годовой расход условного топлива	тыс. т у.т.	36,5	36,5
Годовой отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	230,4	230,4
	млн.руб	566,3	566,3
Суммарная годовая выручка	млн.руб	566,3	566,3
Капиталовложения	млн. руб.	1 499,7	1 520,3
Годовые затраты на отпуск продукции	млн. руб	2 181,1	2 131,6
Годовая балансовая прибыль	млн. руб	74,5	85,7
Годовая чистая прибыль	млн. руб	59,6	68,5
Показатели эффективности проекта			
Дополнительная годовая прибыль по сравнению с вариантом 1	млн.руб	-	11,2
Годовая чистая прибыль по сравнению с вариантом 1	млн.руб	-	8,9
Изменение дополнительного чистого дисконтированного дохода по состоянию на 2035 г. по сравнению с вариантом 1	млн.руб	-	41,7

Показатель на 2028 год	Размерность	Вариант 1	Вариант 2
Приведенные затраты	Млн. руб.	4 019,50	3 975,90
Внутренняя норма рентабельности	%	-	10%

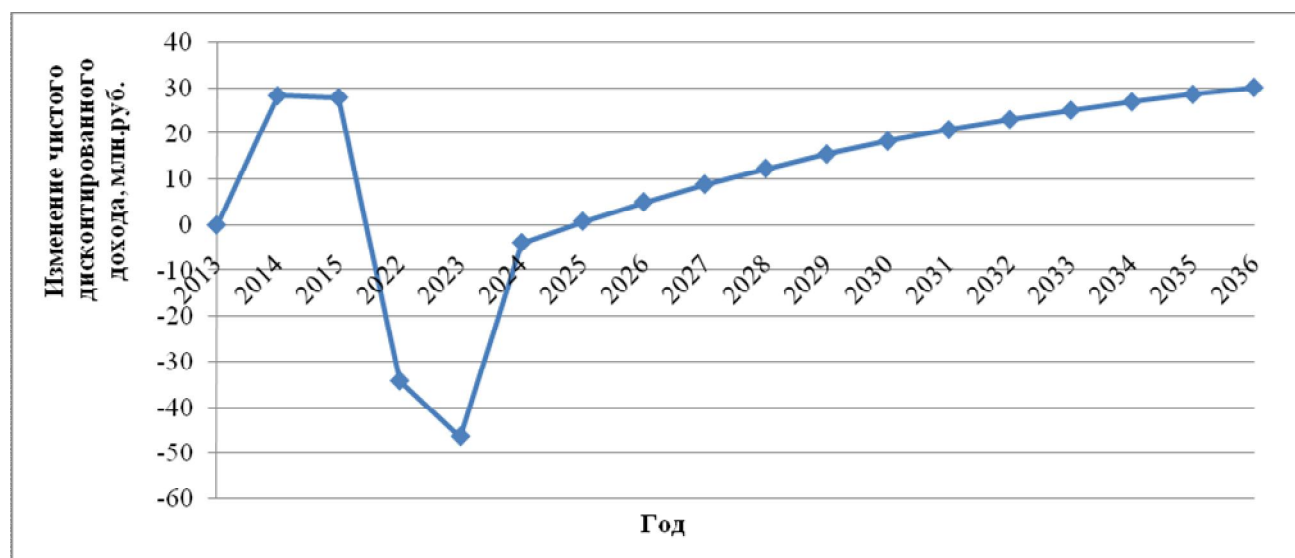


Рисунок 9.6 –Изменение чистого дисконтированного дохода по варианту 2 по сравнению с вариантом 1

Результаты расчетов показали, что как с точки зрения минимизации затрат, так и с точки зрения получения прибыли инвестором оптимальным вариантом развития системы теплоснабжения с.п. Нижнесортымский является вариант 2, который и рекомендуется к реализации.

г) Расчёты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения

Результаты расчета ценовых последствий для потребителей при реализации мероприятий, предлагаемых Схемой для с.п. Нижнесортымский приведены в таблицах 10.7.

Таблица 9.4—Ценовые последствия для потребителей при реализации рекомендуемого варианта развития системы теплоснабжения с.п. Нижнесортымский

Наименование показателя (норматива-индикатора)	Ед. измерения	Рекомендуемые значения РСТ Югры		Прогнозный период, данные схемы теплоснабжения															
		Удельный вес, %	руб./Гкал	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Финансовые показатели																			
Топливо на технологические цели	руб./ Гкал	x	380,68-500,89	378,21	435,69	509,96	510,25	447,65	446,79	431,88	431,88	431,88	431,88	431,88	431,88	431,88	431,88	431,88	431,88
Вода на технологические цели	руб./ Гкал	x	14,65-18,49	17,84	18,54	22,89	22,72	21,27	21,00	19,72	19,72	19,72	19,72	19,72	19,72	19,72	19,72	19,72	19,72
Электрическая энергия на технологические цели	руб./ Гкал	x	124,05-136,06	101,09	137,89	140,65	143,46	146,33	149,26	152,24	155,29	158,39	161,56	164,79	168,09	171,45	174,88	178,38	181,94
Заработная плата и отчисления ОПР	руб./ Гкал	x	176,17-200,79	221,93	252,77	231,50	221,30	205,05	225,44	194,95	194,95	194,95	194,95	194,95	194,95	194,95	194,95	194,95	194,95
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./ Гкал	x	12,37-179,65	67,79	71,18	74,74	78,48	82,40	86,52	90,85	95,39	100,16	105,17	110,43	115,95	121,75	127,83	134,22	140,94
Амортизация производственного оборудования	руб./ Гкал	x	42,99-132,34	159,37	164,54	179,07	223,22	181,84	190,26	159,61	163,33	167,22	167,22	167,22	167,22	167,22	167,22	167,22	167,22
Прочие расходы в т.ч.	руб./ Гкал	x	134,38-356,90	530,69	538,64	565,57	593,85	623,54	654,72	687,45	721,83	757,92	795,81	835,60	877,38	921,25	967,31	1 015,68	1 066,46
Цеховые расходы	руб./ Гкал	x	43,59-163,92	59,47	62,44	65,56	68,84	72,28	75,90	79,69	83,68	87,86	92,25	96,87	101,71	106,79	112,13	117,74	123,63
Общехозяйственные расходы	руб./ Гкал	x	74,93-116,73	228,35	217,48	228,35	239,77	251,76	264,35	277,57	291,44	306,02	321,32	337,38	354,25	371,96	390,56	410,09	430,60
Прочие расходы	руб./ Гкал	x	15,85-76,26	242,87	258,72	271,65	285,23	299,50	314,47	330,20	346,70	364,04	382,24	401,35	421,42	442,49	464,62	487,85	512,24
Итого производственные расходы (себестоимость)	руб./ Гкал	x	x	1 476,9	1 619,2	1 724,4	1 793,3	1 708,1	1 774,0	1 736,7	1 782,4	1 830,2	1 876,3	1 924,6	1 975,2	2 028,2	2 083,8	2 142,0	2 203,1
Расходы из прибыли	руб./ Гкал	x	x	0,0	13,7	1 408,5	3 275,7	2 618,0	1 476,2	1 240,4	850,8	253,4	265,1	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Рентабельность	%	2,20	x	2,30	0,8%	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Полезный отпуск	тыс. Гкал	x	x	84,1	85,3	94,2	98,6	133,0	145,1	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8	195,8
Тариф	руб./ Гкал	x	1 205,47	1 510,9	1 633,1	1 762,3	1 832,7	1 745,7	1 813,0	1 774,9	1 821,6	1 870,5	1 917,6	1 966,9	2 018,6	2 072,8	2 129,6	2 189,2	2 251,6
Прогноз финансового результата	тыс.руб.	x	x	16256	14047	-	-	-	-	-	-	-8984	-11086	39722	39940	40169	40408	40659	40922
Производственные показатели																			
КПД котлов	%	90-92	x	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепловой энергии	кг.у.т./Гкал	150,3-158,7	x	156	156	156	156	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155	155
Удельный расход воды на выработку 1 Гкал тепловой энергии	м3/Гкал	0,41-0,72	x	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Удельный расход электрической энергии на выработку 1 Гкал тепловой энергии	кВтч/Гкал	28-32	x	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32

Наименование показателя (норматива-индикатора)	Ед. измерения	Рекомендуемые значения РСТ Югры		Прогнозный период, данные схемы теплоснабжения																
		Удельный вес, %	руб./Гкал	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Подключенная нагрузка от установленной мощности	%	48,0-66,8	х	44%	46%	48%	66%	52%	70%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	
Износ котельного оборудования	%	не более 50	х	63	66	68	71	31	32	10	10	11	11	12	12	13	13	14	14	
Износ тепловых сетей	%	не более 50	х	50	49	47	46	44	43	42	40	39	38	37	36	35	34	33	32	
Потери в тепловых сетях	%	5-16,75	х	20	20	20	20	18	18	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	
Численность ОПР от уст. Мощности	чел./Гкал ч.	0,45-0,66	х	0,55	0,55	0,55	0,55	0,58	0,58	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	
Численность ОПР от протяженности тепловых сетей	чел./км	1,77-4,45	х	0,82	0,78	0,74	0,70	0,85	0,83	0,98	0,95	0,93	0,91	0,89	0,88	0,86	0,84	0,82	0,81	
Численность цехового персонала от уст. Мощности	чел./Гкал ч.	0,04-0,39	х	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	
Численность цехового персонала от протяженности тепловых сетей	чел./км	0,25-1,28	х	0,82	0,78	0,74	0,70	0,85	0,83	0,98	0,95	0,93	0,91	0,89	0,88	0,86	0,84	0,82	0,81	
Соотношение цехового персонала к ОПР	коэффициент	0,10-0,27	х	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	
Численность общехозяйственного персонала от уст. Мощности	чел./Гкал ч.	0,04-0,20	х	0,09	0,09	0,09	0,09	0,10	0,10	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	
Численность общехозяйственного персонала от протяженности тепловых сетей	чел./км	0,30-0,69	х	0,14	0,13	0,13	0,12	0,15	0,14	0,17	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15	0,15	0,14	0,14	0,14	
Соотношение общехозяйственного персонала к ОПР	коэффициент	0,06-0,31	х	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	
Случаи аварийного отключения потребителей	случай	х	х	0	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	
Справочные показатели																				
Кол-во котельных	шт.	х	х	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
Кол-во котлов (водогр.)	шт.	х	х	3	3	3	3	4	4	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Установленная мощность котельных	Гкал/час	х	х	51	51	51	51	60	60	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Располагаемая мощность котельных	Гкал/час	х	х	35	35	35	35	60	60	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Протяженность тепловых сетей	км	х	х	34	36	38	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	
Количество ЦТП	шт.	х	х	6	6	7	7	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	
Вид топлива	х	х	х	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	ГП	
Расход газа	тыс. м3	х	х	12066	14528	16354	17110	20252	22063	28780	28780	28780	28780	28780	28780	28780	28780	28780	28780	
Средний коэффициент перевода натурального топ-	х	х	х	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	

Наименование показателя (норматива-индикатора)	Ед. измерения	Рекомендуемые значения РСТ Югры		Прогнозный период, данные схемы теплоснабжения															
		Удельный вес, %	руб./Гкал	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
лива в условное (газ горючий, природный)																			
Годовой расход условного топлива	т.у.т.	х	х	15324	18450	20770	21730	25720	28020	36550	36550	36550	36550	36550	36550	36550	36550	36550	36550
Расход воды	тыс.м3	х	х	47,8	48,5	53,6	56,0	75,6	82,5	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3	111,3
Численность всего в.т.ч.	чел.	х	х	40	40	40	40	50	50	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
основных производственных рабочих	чел.	х	х	28	28	28	28	35	35	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
цехового персонала	чел.	х	х	7	7	7	7	9	9	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
общехозяйственного персонала	чел.	х	х	5	5	5	5	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Прирост потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя нарастающим итогом (жилые здания, в т.ч. индивидуальные)	тыс.Гкал	х	х	0	7	13	26	32	72	87	142	142	142	142	142	142	142	142	142
Прирост потребления тепловой энергии (мощности), теплоносителя нарастающим итогом (промышленные здания)	тыс.Гкал	х	х	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Примечание: ГП - газ попутный

Годовой отпуск тепловой энергии и, следовательно, всех остальных показателей после 2014 года получен расчетным путем как сумма базового фактического отпуска тепла в 2012 года (который отличается от расчетного, учтенного в тарифе) и прироста теплопотребления, определенного на основании генплана и данных комитета архитектуры. Данные по 2014-2013 году приняты на основании протоколов рассмотрения калькуляции расходов, связанных с производством и передачей тепловой энергии.

Данные для анализа превышения фактических показателей над нормами отсутствуют, так как в рамках схемы теплоснабжения не предусматривается подробный анализ статей затрат и особенностей хозяйственной деятельности теплоснабжающих предприятий.

Глава 11 “Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации (организаций)”

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

«Единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее – единая теплоснабжающая организация) – теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации»

Порядок определения единой теплоснабжающей организации:

- статус единой теплоснабжающей организации присваивается органом местного самоуправления или федеральным органом исполнительной власти при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа, а в случае смены единой теплоснабжающей организации – при актуализации схемы теплоснабжения;

- в проекте схемы теплоснабжения должны быть определены границы зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций). Границы зоны деятельности единой теплоснабжающей организации определяются границами системы теплоснабжения, в отношении которой присваивается соответствующий статус.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

1) владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации или тепловыми сетями, к которым непосредственно подключены источники тепловой энергии с наибольшей совокупной установленной тепловой мощностью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

2) размер уставного капитала хозяйственного товарищества или общества, уставного фонда унитарного предприятия должен быть не менее остаточной балансовой стоимости источников тепла и тепловых сетей, которыми указанная организация владеет на праве собственности или ином законном основании в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации. Размер уставного капитала и остаточная балансовая стоимость имущества определяются по данным бухгалтерской отчетности на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации;

3) в случае наличия двух претендентов статус присваивается организации, способной в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

Способность обеспечить надежность теплоснабжения определяется наличием у организации технической возможности и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими режимами, что обосновывается в схеме теплоснабжения.

В системе теплоснабжения с.п. Нижнесортымский действуют две теплоснабжающие организации:

- МУП «УТВиВ «Сибиряк» муниципального образования сельское поселение Нижнесортымский;
- ОАО «Сургутнефтегаз» в лице НГДУ «Нижнесортымснефть».

Обе теплоснабжающие организации обеспечивают тепловой энергией свои локальные зоны. Характеристики котельных, а также материальные характеристики тепловых сетей котельных приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Установленная и располагаемая тепловая мощность котельных с.п. Нижнесортымский, а также материальные характеристики тепловых сетей в зонах действия теплоснабжающих организаций

Теплоснабжающая организация	Количество теплоисточников	Тепловая мощность, Гкал/ч		Материальная характеристика тепловых сетей, м ²
		установленная	располагаемая	
МУП «УТВиВ «Сибиряк»	1	55,6	35,4	9500
НГДУ «Нижнесортымскнефть»	3	62,9	62,9	8500

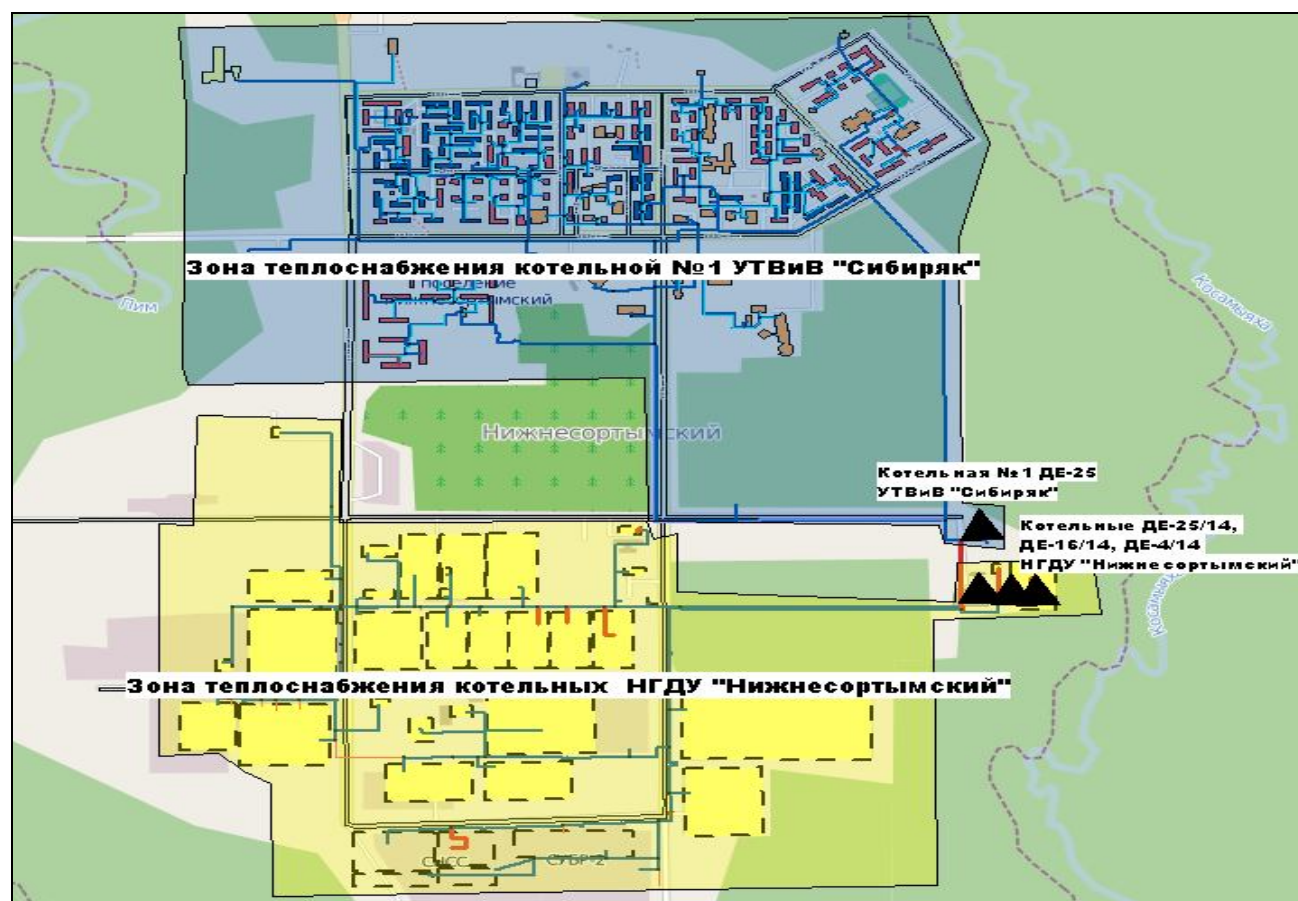


Рисунок 11.1 – Зоны теплоснабжения теплоснабжающих организаций в с.п. Нижнесортымский.

В соответствии с первым критерием выбора единой теплоснабжающей организации, Схемой рекомендуется закрепить статус ЕТО за обеими теплоснабжающими организациями в границах существующих зон их действия.

Решение об установлении организации (ий) в качестве ЕТО в соответствии с ч. 6 ст. 6 Федерального закона № 190 «О теплоснабжении» принимает орган местного самоуправления городского округа.

Единая теплоснабжающая организация обязана:

- заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;

- осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;

- надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;

- осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

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 отключения от системы теплоснабжения;

- технологического объединения или разделения 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.

Заключение

В государственной стратегии Российской Федерации развития систем теплоснабжения поселений, городских округов определено, что в населенных пунктах с высокой плотностью застройки следует модернизировать и развивать системы централизованного теплоснабжения от крупных котельных и теплоэлектроцентралей.

Требованиями пункта 8 статьи 23 Федерального закона Российской Федерации от 27.07.2010 «О теплоснабжении» обязательными критериями принятия решения в отношении развития системы теплоснабжения являются:

- обеспечение надежности теплоснабжения потребителей;
- минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- приоритет комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с учетом экономической обоснованности;
- учет инвестиционных программ организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности указанных организаций, региональных программ, муниципальных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программами газификации.

Возможные и оптимальные пути решения этих задач в системе теплоснабжения отражены в разработанном документе «Схема теплоснабжения сельского поселения Нижнесортымский».

В настоящее время централизованным теплоснабжением в с.п. Нижнесортымский охвачены 100 % всех потребителей тепла, тепловая нагрузка которых составляет – 30,95 Гкал/ч.

Система централизованного теплоснабжения поселения на 01.01.2013 г. сложилась на базе одной отопительной котельной, находящейся в ведении МУП «УТВиВ «Сибиряк». Тепловые сети, обеспечивающие транспортировку теплоты до потребителей жилых районов, также находятся в ведении МУП «УТВиВ «Сибиряк».

В качестве теплоносителя в системе централизованного теплоснабжения используется сетевая вода.

В целом система теплоснабжения с.п. Нижнесортымский находится в хорошем состоянии и может обеспечивать надежное теплоснабжение всех подключенных к ней потребителей. В последние годы была выполнена значительная реконструкция основных магистралей с применением современной ППУ изоляции, вложены значительные средства с целью повышения энергоэффективности и улучшения технического состояния системы.

Вместе с тем, в системе теплоснабжения с.п. Нижнесортымский имеются следующие проблемы:

- оборудование котельной № 1 МУП «УТВиВ «Сибиряк» жилого района морально и физически изношено, работает с превышением своего нормативного срока. Требуется модернизация котельной с установкой оборудования нового поколения, а также автоматизация технологического процесса выработки тепловой энергии;

- отсутствие приборного учета тепла у всех потребителей не позволяет составить достоверный энергетический баланс предприятия;

- дефицит тепловой мощности на котельной № 1.

В перспективе в с.п. Нижнесортымский ожидается прирост новой жилой площади в размере 162 866 м², в том числе:

- индивидуальный жилой фонд - 19 800 м²,
- жилые здания блокированного типа - 18 200 м²,
- многоэтажная застройка - 125 616 м².

На конец расчетного периода Схемы тепловая нагрузка централизованной зоны МУП «УТВиВ «Сибиряк» увеличится более чем в 2 раза и составит около 64,8 Гкал/ч (без учета тепловых потерь).

На перспективу Схемой запланировано обеспечение теплом новых многоквартирных домов и общественных зданий от системы централизованного теплоснабжения, кроме индивидуальных жилых домов, планируемых к строительству на новых осваиваемых территориях (мкр №№12, 13, 14, 15). Ввиду низкой плотности застройки, малой величиной их тепловой нагрузки, а также возможности газификации эти микрорайоны предлагается обеспечивать теплом децентрализованно от ИТГ.

В настоящее время ООО ПСК «Инжпроект» разрабатывается проект строительства отопительной котельной №2 суммарной мощностью 60 Гкал/ч для жилого района с.п. Нижнесортымский. Проведенные проработки подтвердили необходимость строительства в поселении второго источника тепла.

Для повышения эффективности и надежности теплоснабжения потребителей, а также ликвидации дефицита тепловой мощности в сельском поселении Схемой рассмотрены два варианта развития системы теплоснабжения:

Вариант 1 – строительство новой отопительной котельной №2 с передачей на нее части тепловой нагрузки котельной №1 с полной реконструкцией котельной №1.

Вариант 2 – строительство новой отопительной котельной №2 с выводом из эксплуатации и демонтажом котельной №1.

Проведенные технико-экономические и финансовые расчеты показали, что как с точки зрения минимизации затрат, так и получения большей прибыли инвестором оптимальным является вариант 2, предусматривающий строительство новой отопительной котельной с выводом существующей котельной №1 из эксплуатации.

Для обеспечения надежности теплоснабжения отпуск тепловой энергии от новой котельной №2 предусматривается по двум магистральным выводам.

Предлагаемые в Схеме мероприятия определяют основные направления развития системы теплоснабжения и инфраструктуры на кратковременную, среднесрочную и долгосрочную перспективу, дают возможность принятия стратегических решений по развитию поселения, определяют необходимый объем инвестиций для их реализации.

Реализация этих мероприятий позволит снизить себестоимость вырабатываемого тепла и тарифы на тепловую энергию для потребителей в с.п. Нижнесортымский, повысить надежность работы теплосетевых объектов.

Литература

1. Федеральный закон от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (с изменениями).
2. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изменениями).
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
4. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения, утвержденные приказом Минэнерго и Минрегиона России от 29.12.2012 № 565/667.
5. Свод правил СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», актуализированная редакция СНиП 23-01-99, Москва, 2012.
6. Свод правил СП 89.13330.2012 «Котельные установки», актуализированная редакция СНиП II-35-76, Москва, 2012.
7. Свод правил СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий», актуализированная редакция СНиП 23-02-2003, Москва, 2012.
8. Свод правил СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», актуализированная редакция СНиП 41-02-2003, Москва, 2012.

Термины и сокращения

Аббревиатура	Определение
ВПУ	Водоподготовительная установка
ГВС	Горячее водоснабжение
ЖКС	Жилищно-коммунальный сектор
ИТГ	Индивидуальный теплогенератор
ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
ППУ	Пенополиуретановая изоляция и полиэтиленовая оболочка
ТК	Тепловая камера
ТП	Тепловой пункт
ТЭР	Топливо-энергетические ресурсы
ХВО	Химическая водоочистка
ЦТП	Центральный тепловой пункт
ЭМСТ	Электронная модель системы теплоснабжения

Приложение А

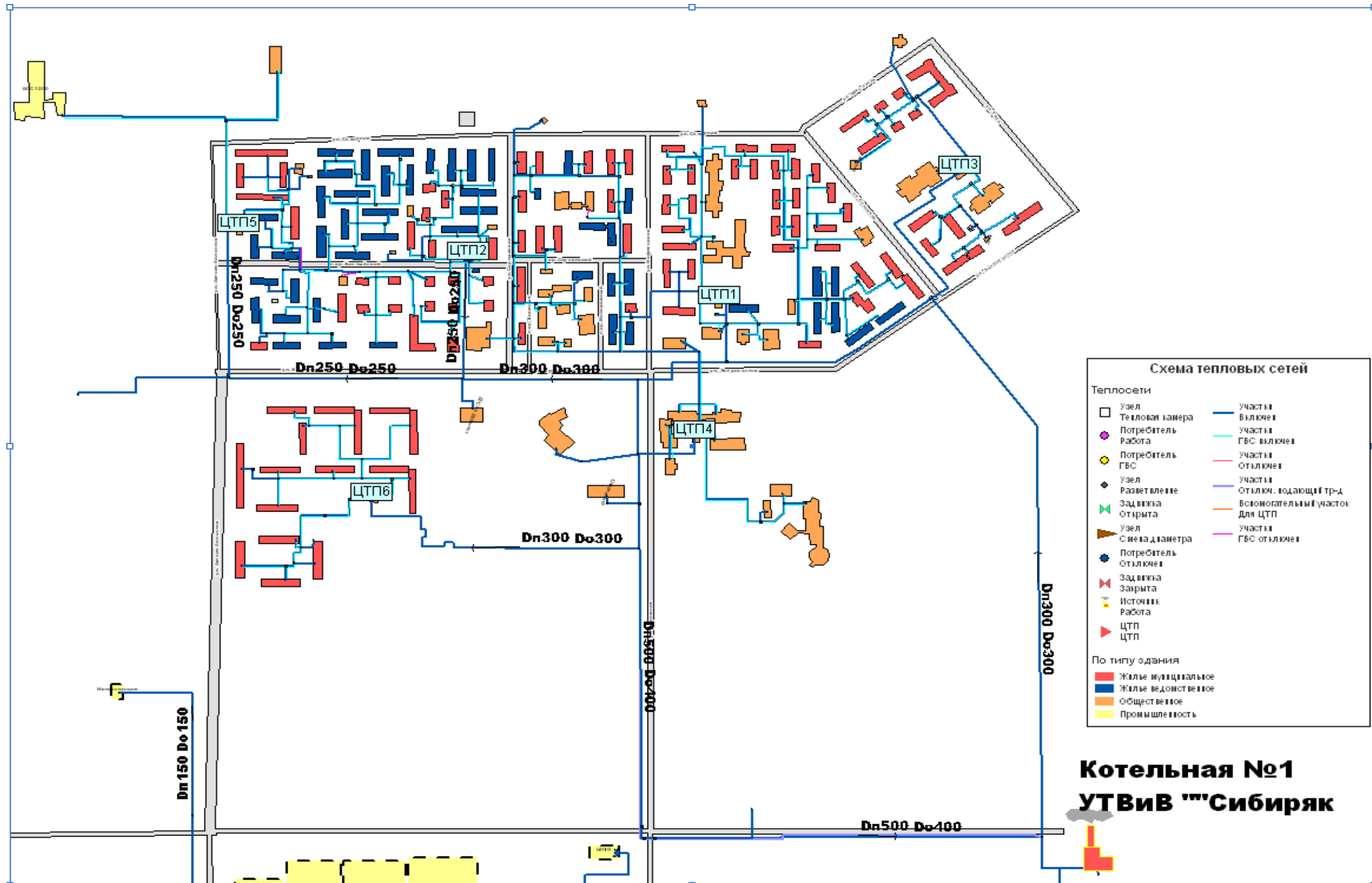


Рисунок А.1 - Схема тепловых сетей котельной № 1 МУП «УТВИБ Сибиряк»

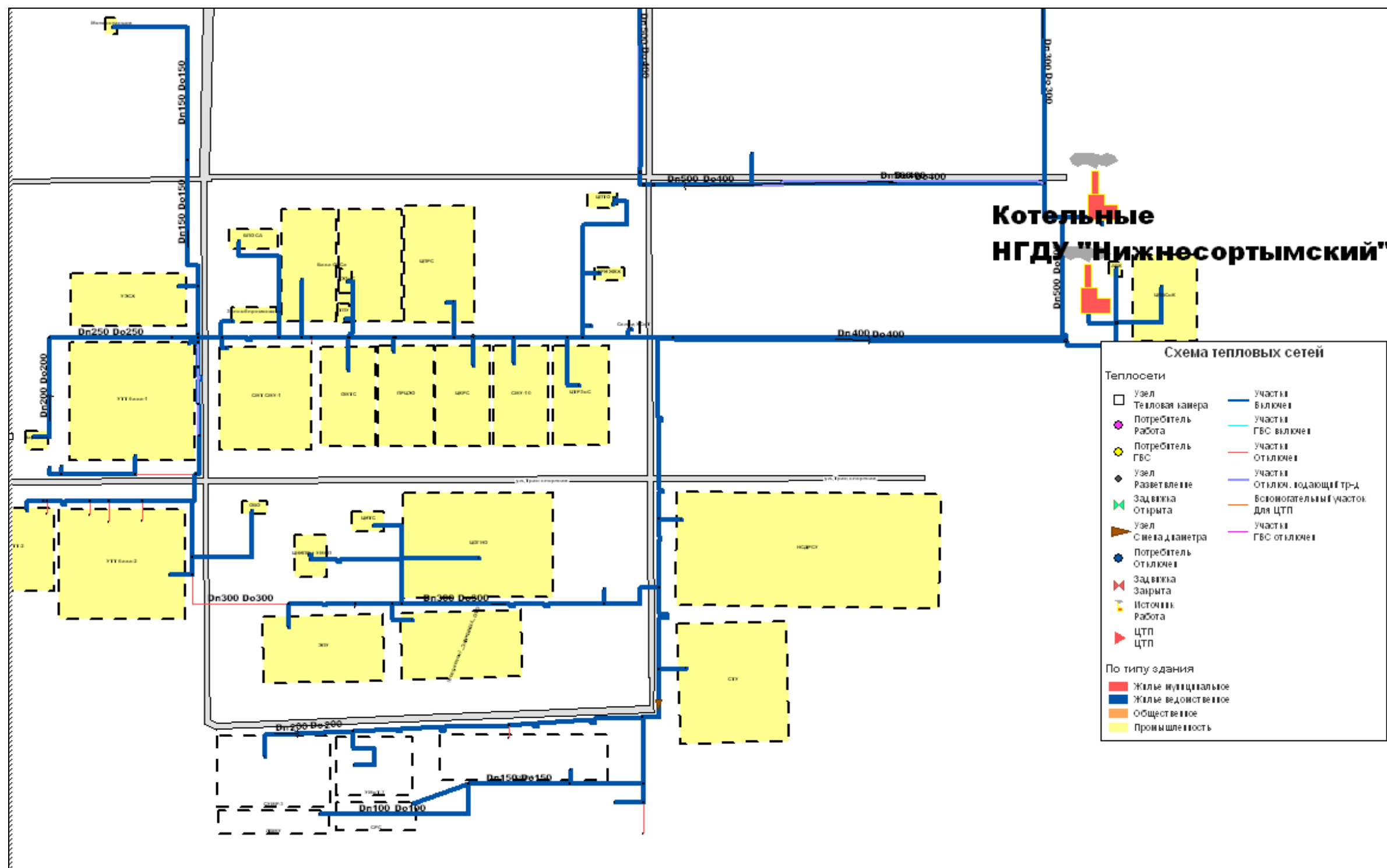


Рисунок А.2 - Схема тепловых сетей котельных НГДУ «Нижнесортимскнефть»

Приложение Б

Приложение Б.1 Гидравлические расчеты тепловых сетей существующего положения. График отпусла тепла 95/70 °С

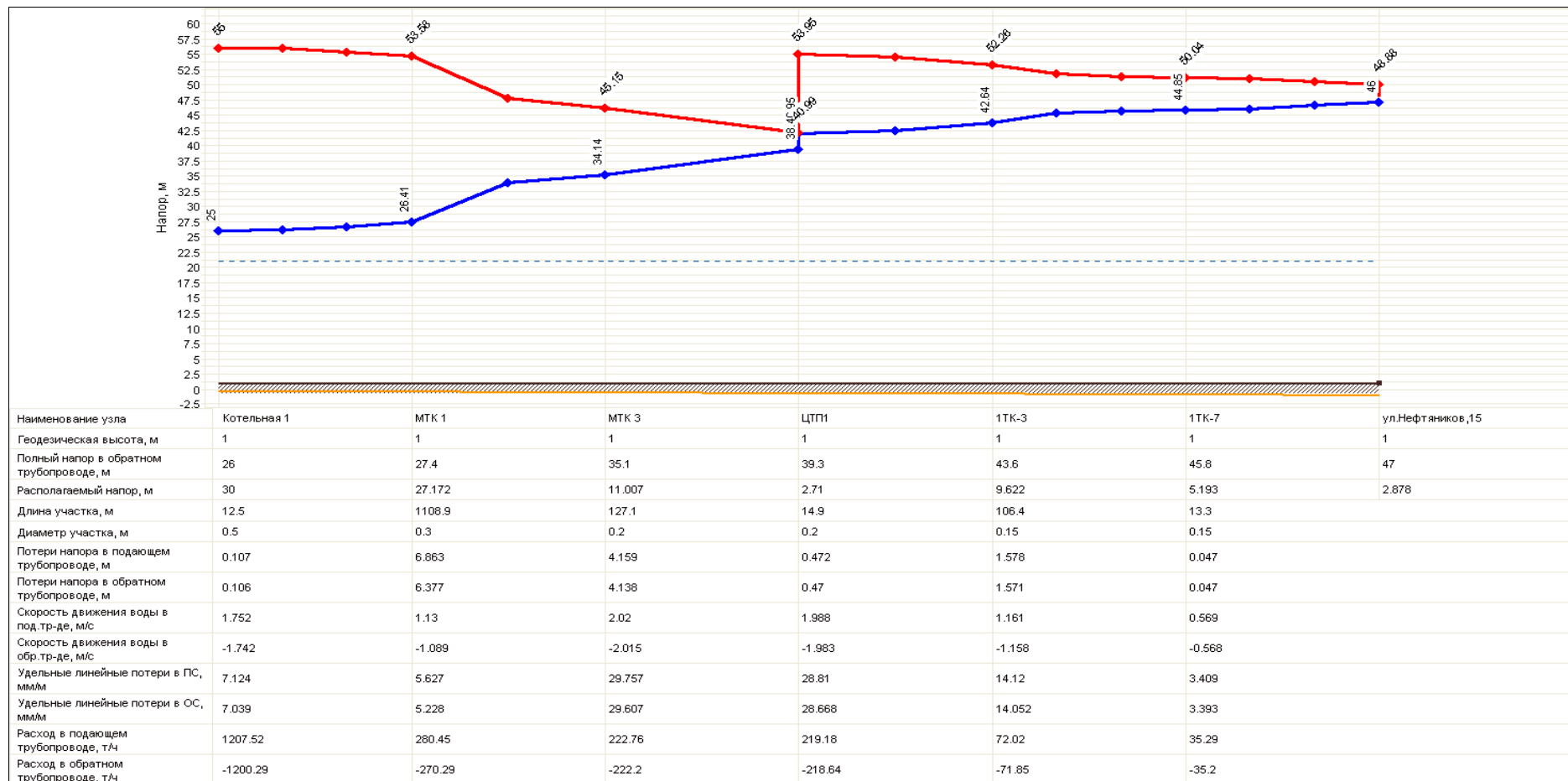


Рисунок Б.1.1- Пьезометрический график работы Котельной №1. Путь Котельная №1- ЦТП№1-жд ул. Нефтяников 15.

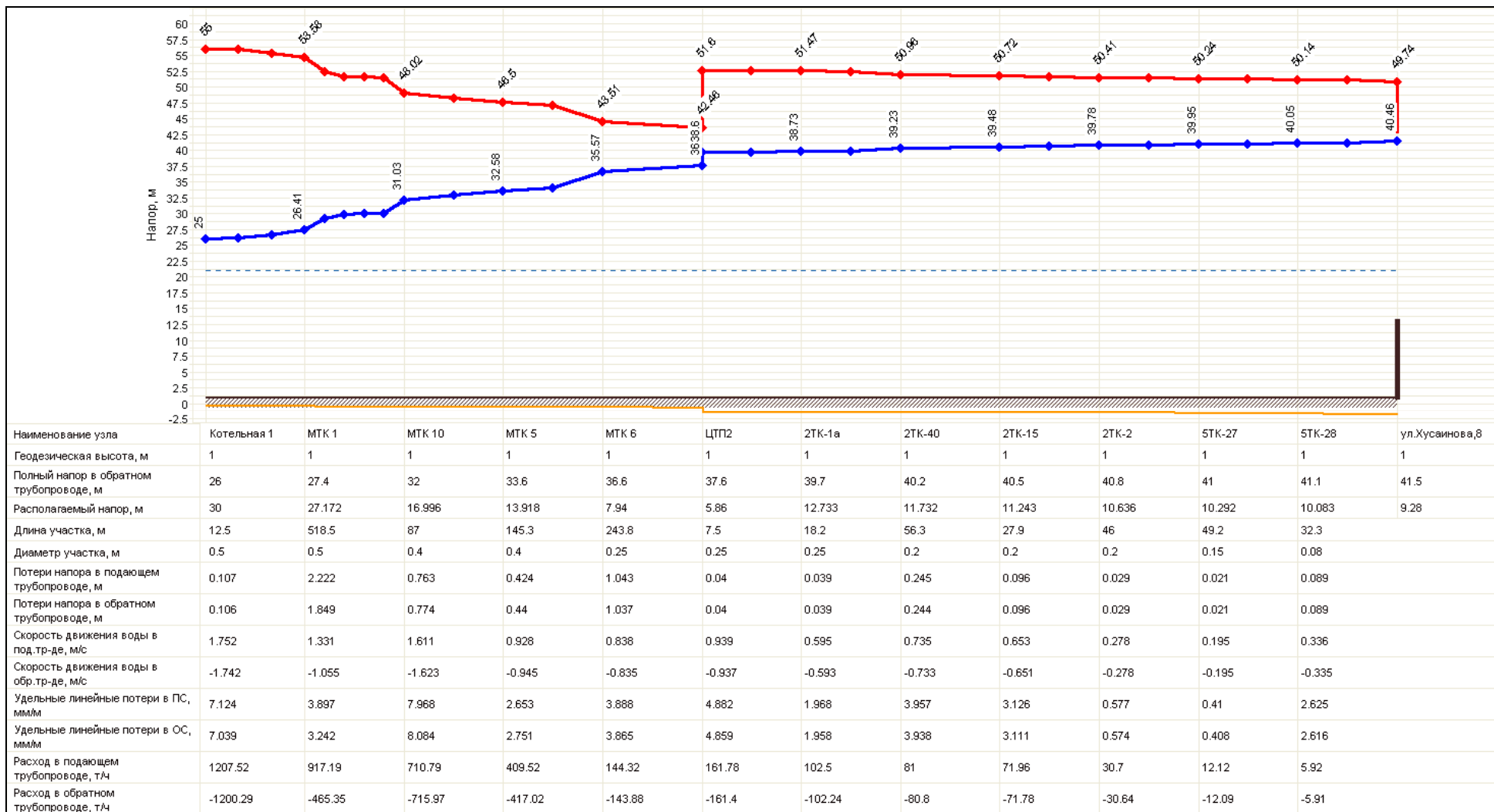


Рисунок Б.1.2 - Пьезометрический график работы Котельной №1. Путь Котельная №1- ЦТП№2-жд ул. Хусаинова,8.

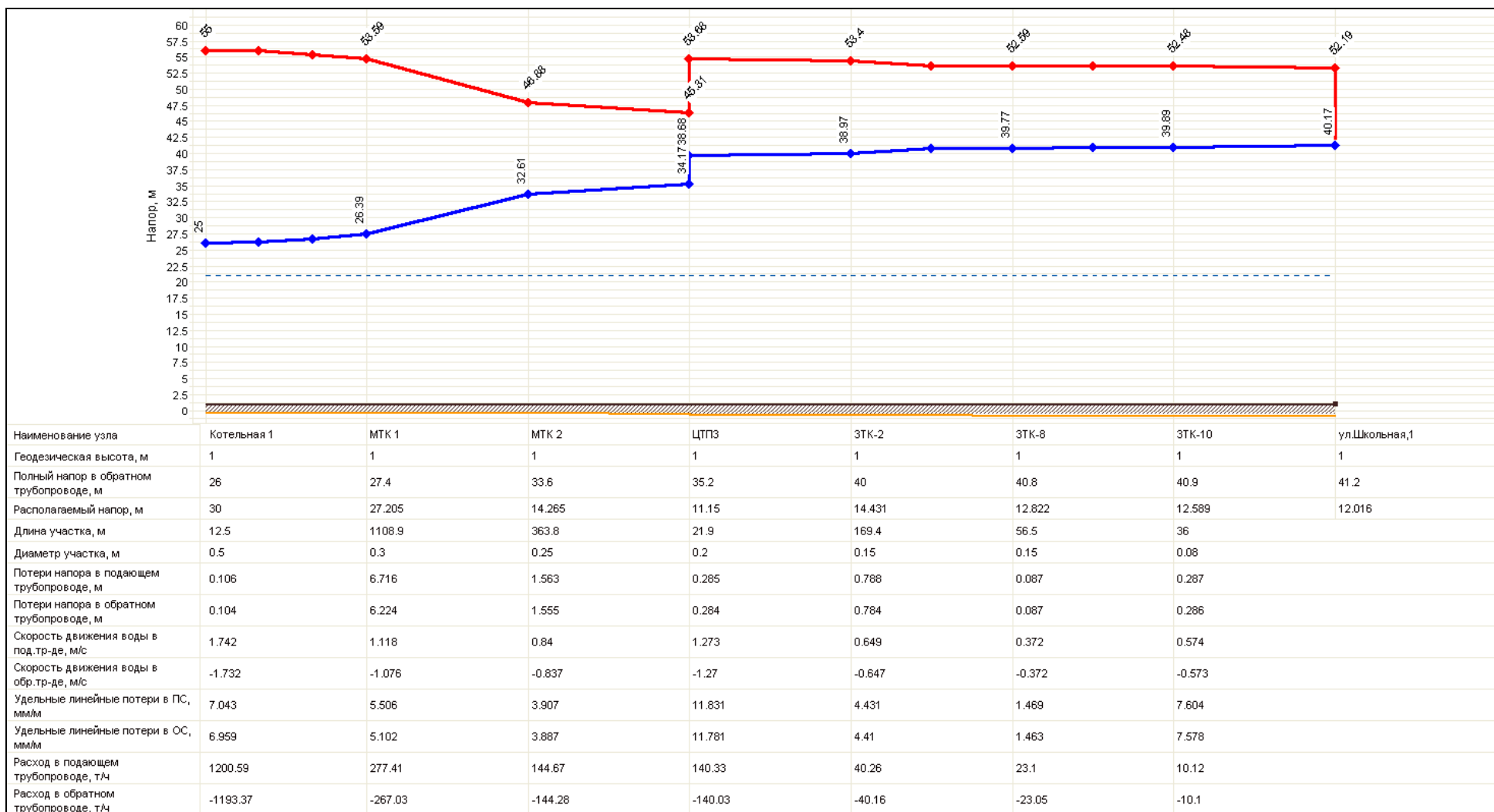


Рисунок Б.1.3 - Пьезометрический график работы Котельной №1. Путь Котельная №1- ЦТП№3-жд ул. Школьная,1.

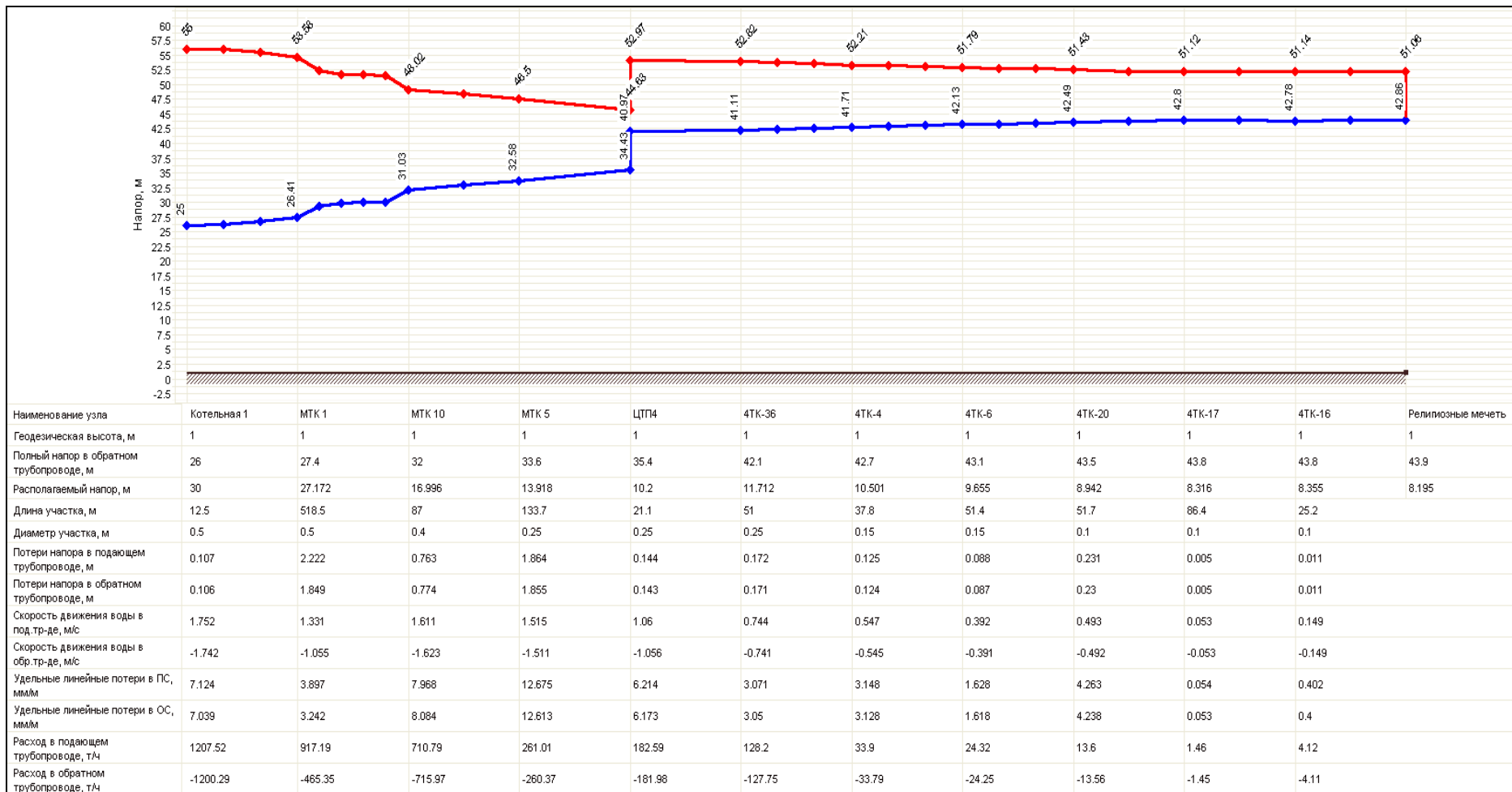


Рисунок Б.1.4 - Пьезометрический график работы Котельной №1. Путь Котельная №1- ЦТП№4-Мечеть.

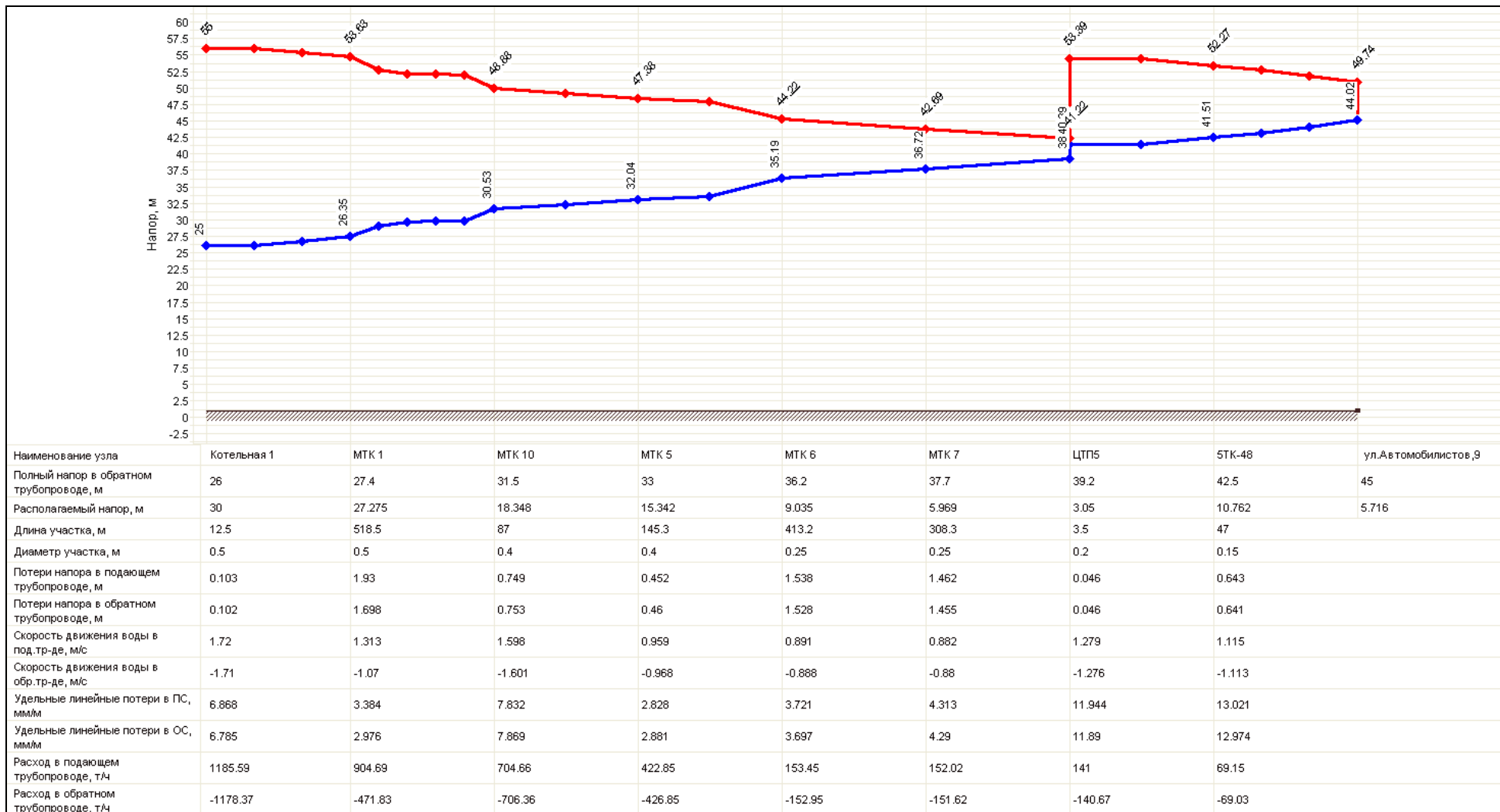


Рисунок Б.1.5 - Пьезометрический график работы Котельной №1. Путь Котельная №1- ЦТП№5-ул. Автомобилистов,9.

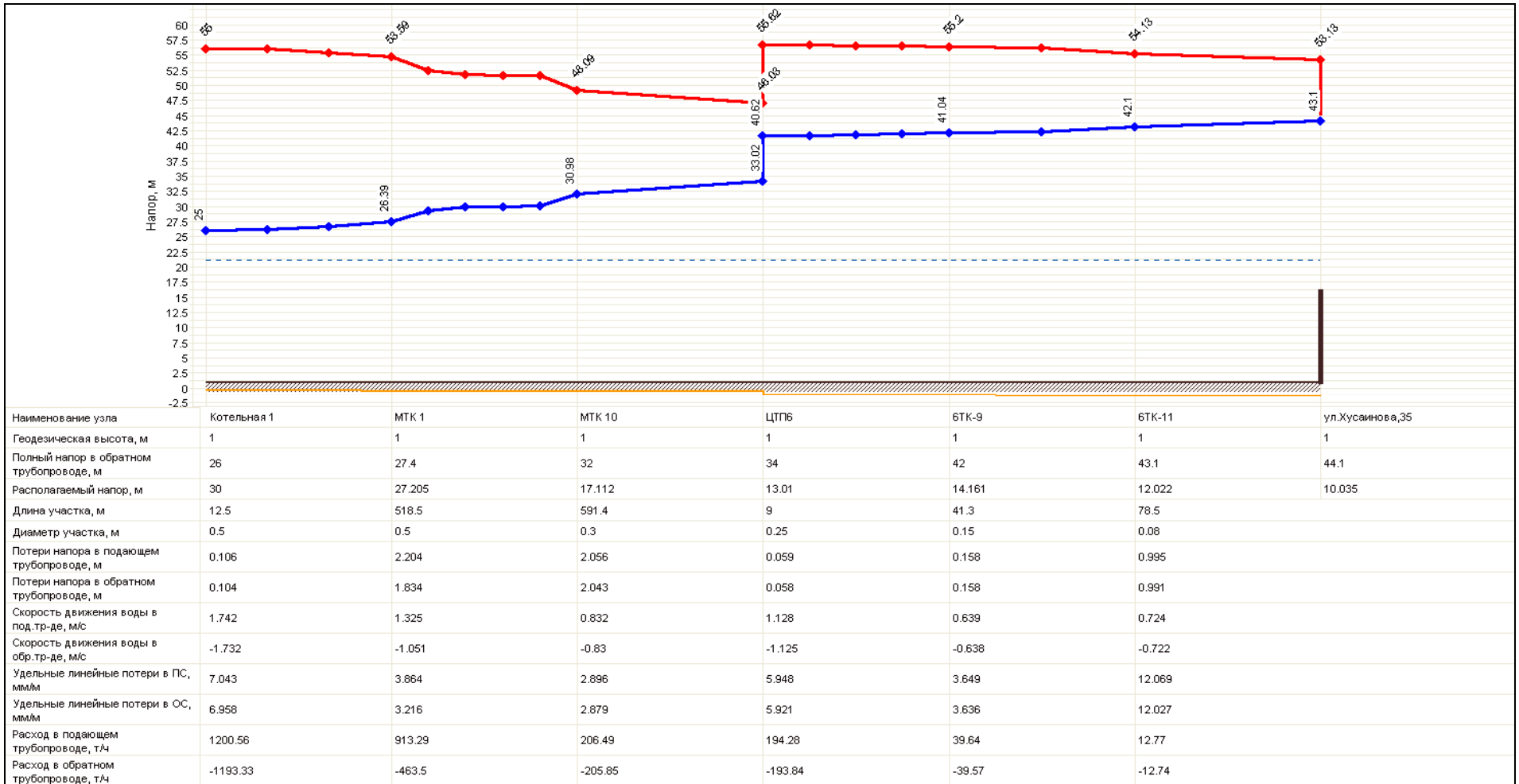


Рисунок Б.1.6 - Пьезометрический график работы Котельной №1. Путь Котельная №1- ЦТП №6- ул. Хусаинова,35.

Приложение Б.2

Гидравлические расчеты тепловых сетей с учетом перспективной нагрузки по Варианту 1. График отпуска тепла 110/70 °С.



Рисунок Б.2.1- Пьезометрический график работы Котельной №1 с учетом перспективной нагрузки.
Путь Котельная №1- ЦТП №2-жд ул. Нефтяников 15.

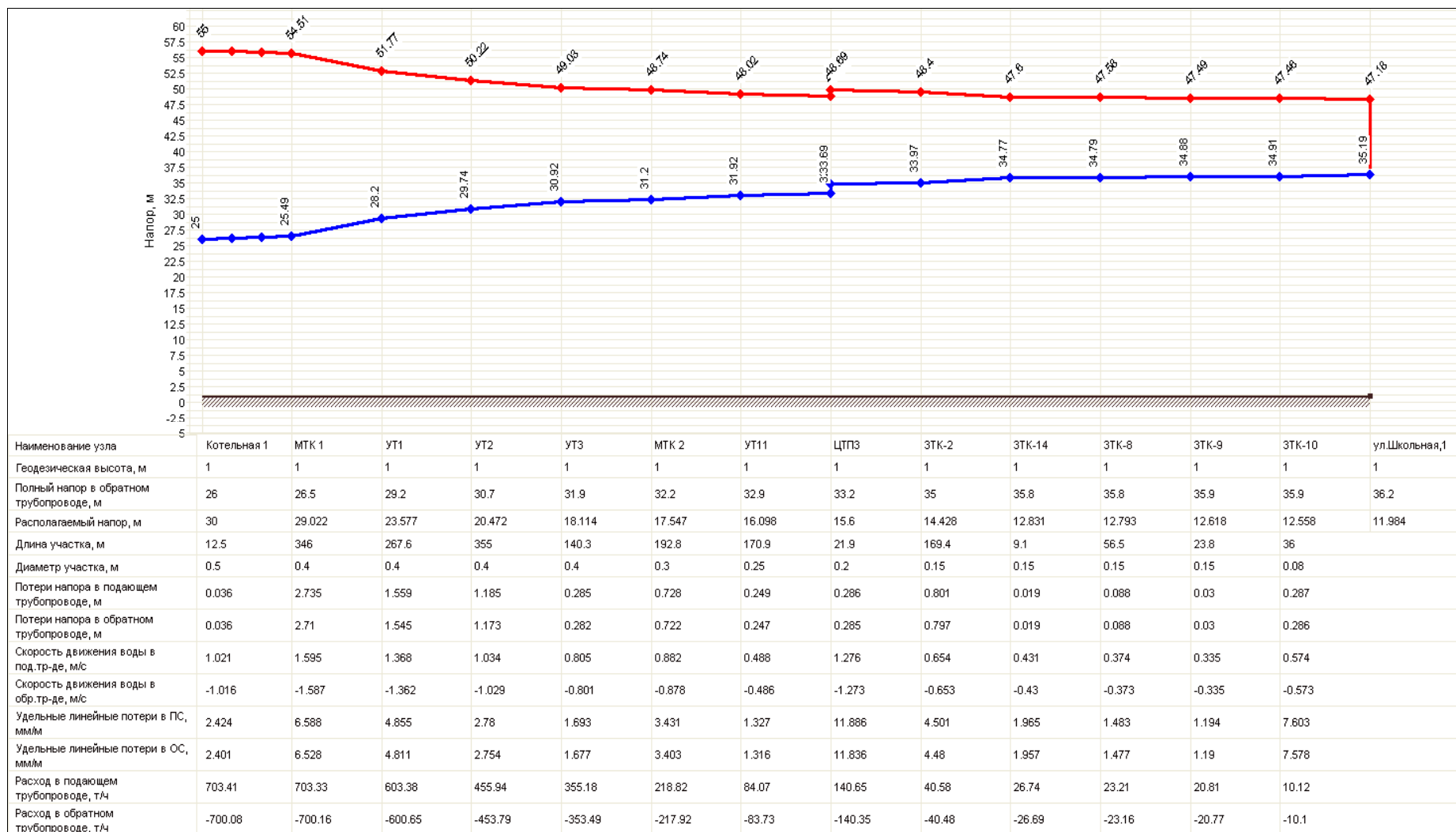


Рисунок Б.2.2- Пьезометрический график работы Котельной №1 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №1-ЦТП№3-жд ул. Школьная,1.

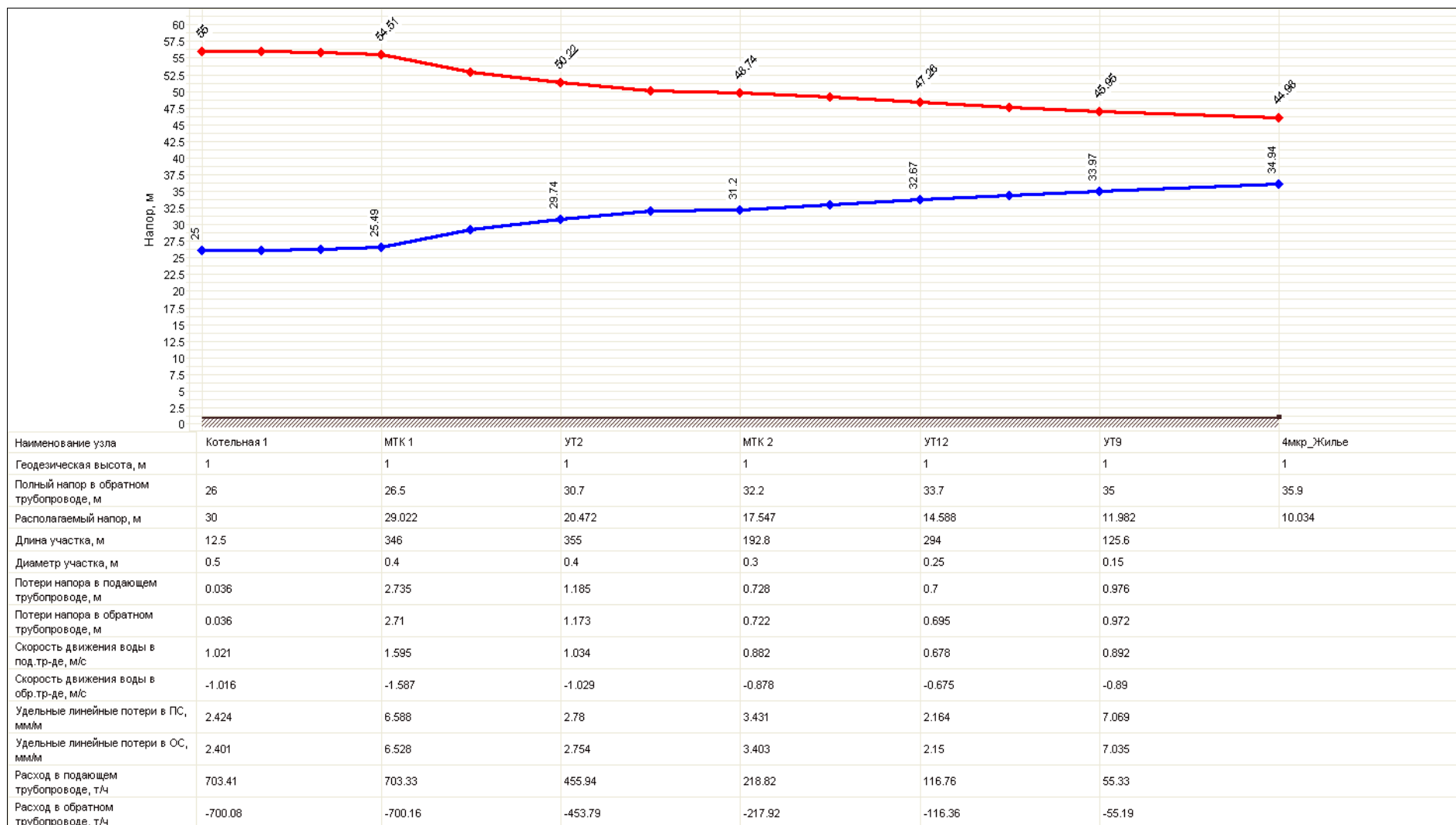


Рисунок Б.2.3- Пьезометрический график работы Котельной №1 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №1- мкр №4.

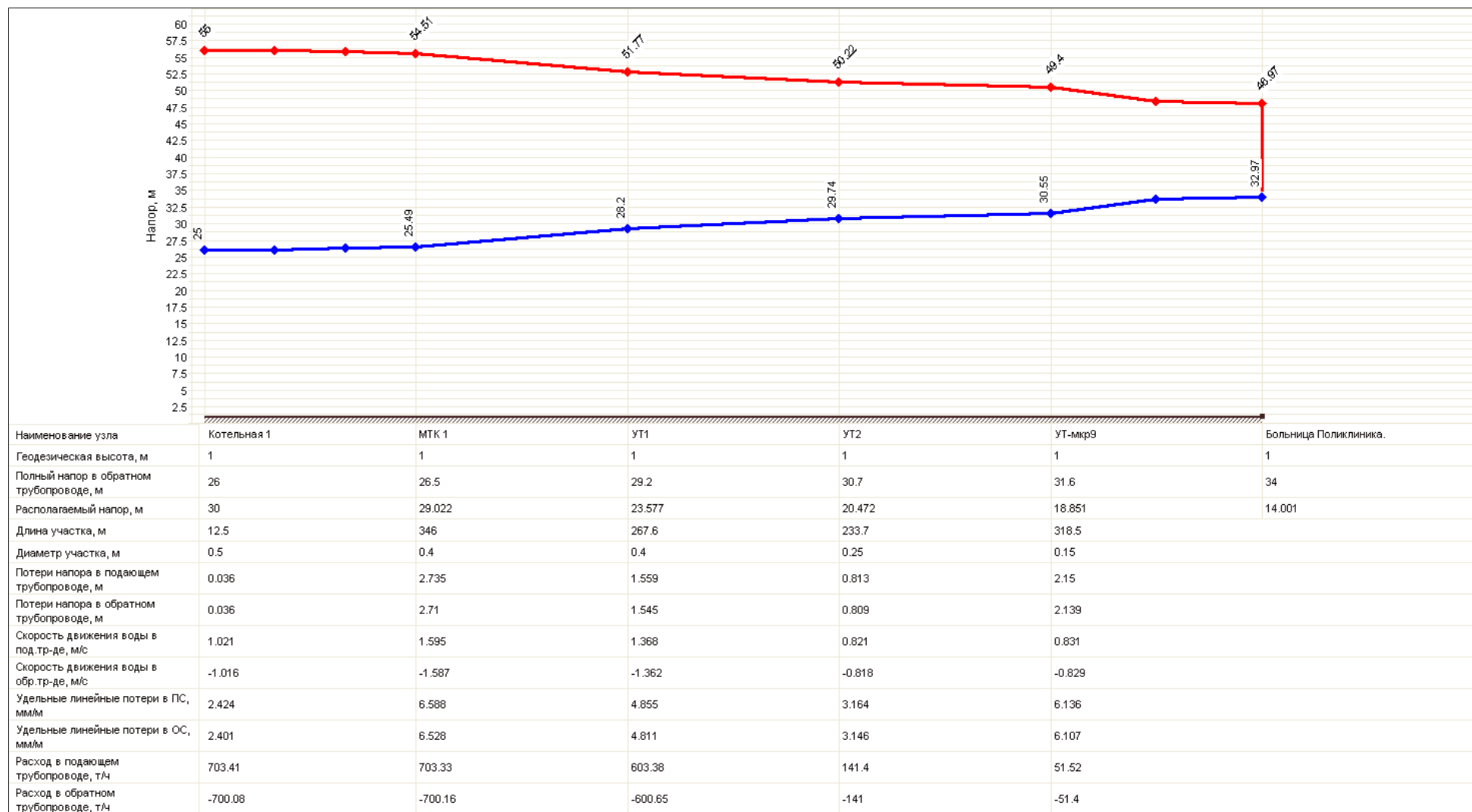


Рисунок Б.2.4- Пьезометрический график работы Котельной №1 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №1- «Больница».



Рисунок Б.2.5- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2-ЦТП№2-жд ул. Хусаинова,8.

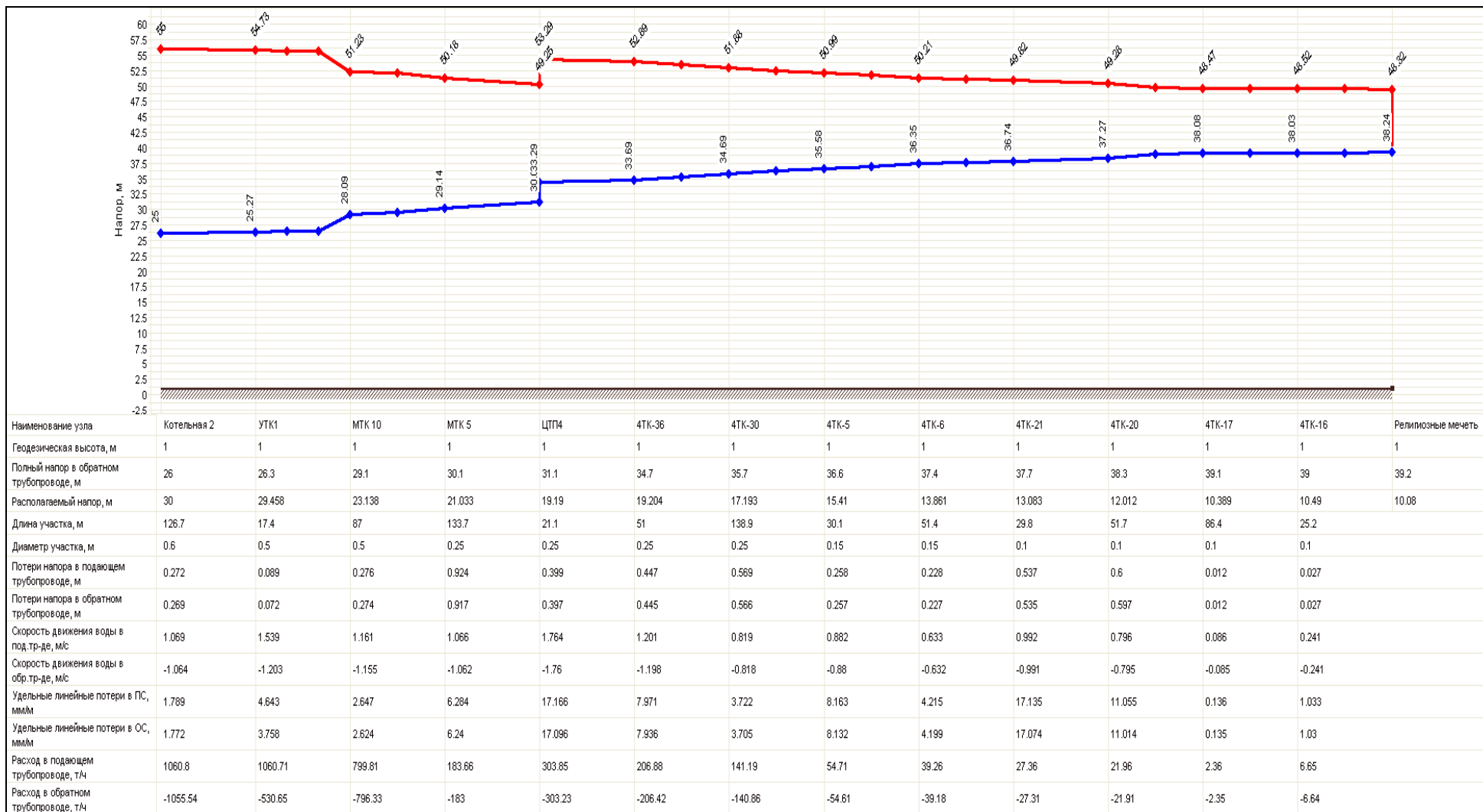


Рисунок Б.2.6- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2-ЦТП№4-«Мечеть».

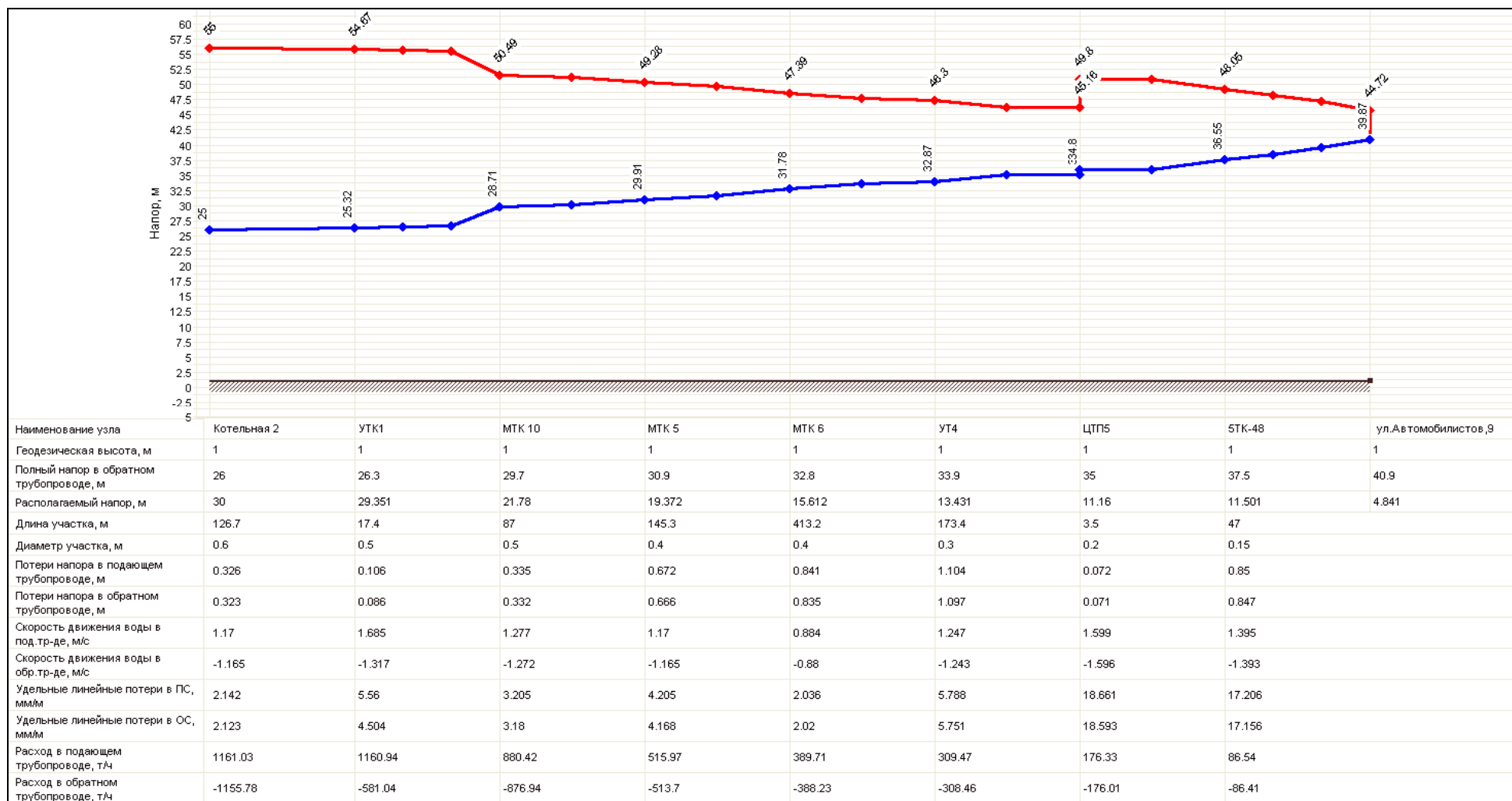


Рисунок Б.2.7- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2-ЦТП№5-ул. Автомобилистов,9.

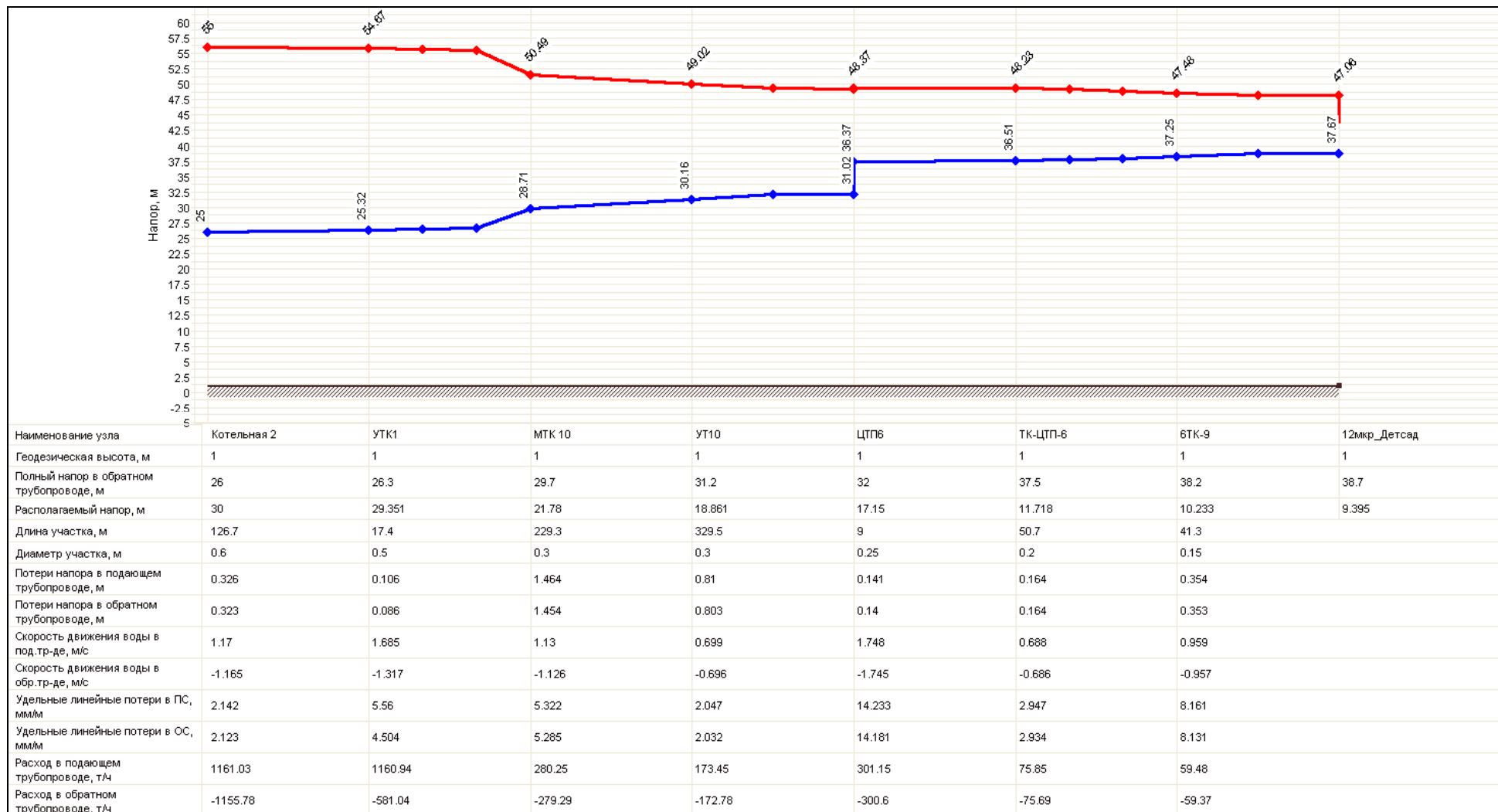


Рисунок Б.2.8- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- ЦТП№6- Д/С мкр №12.

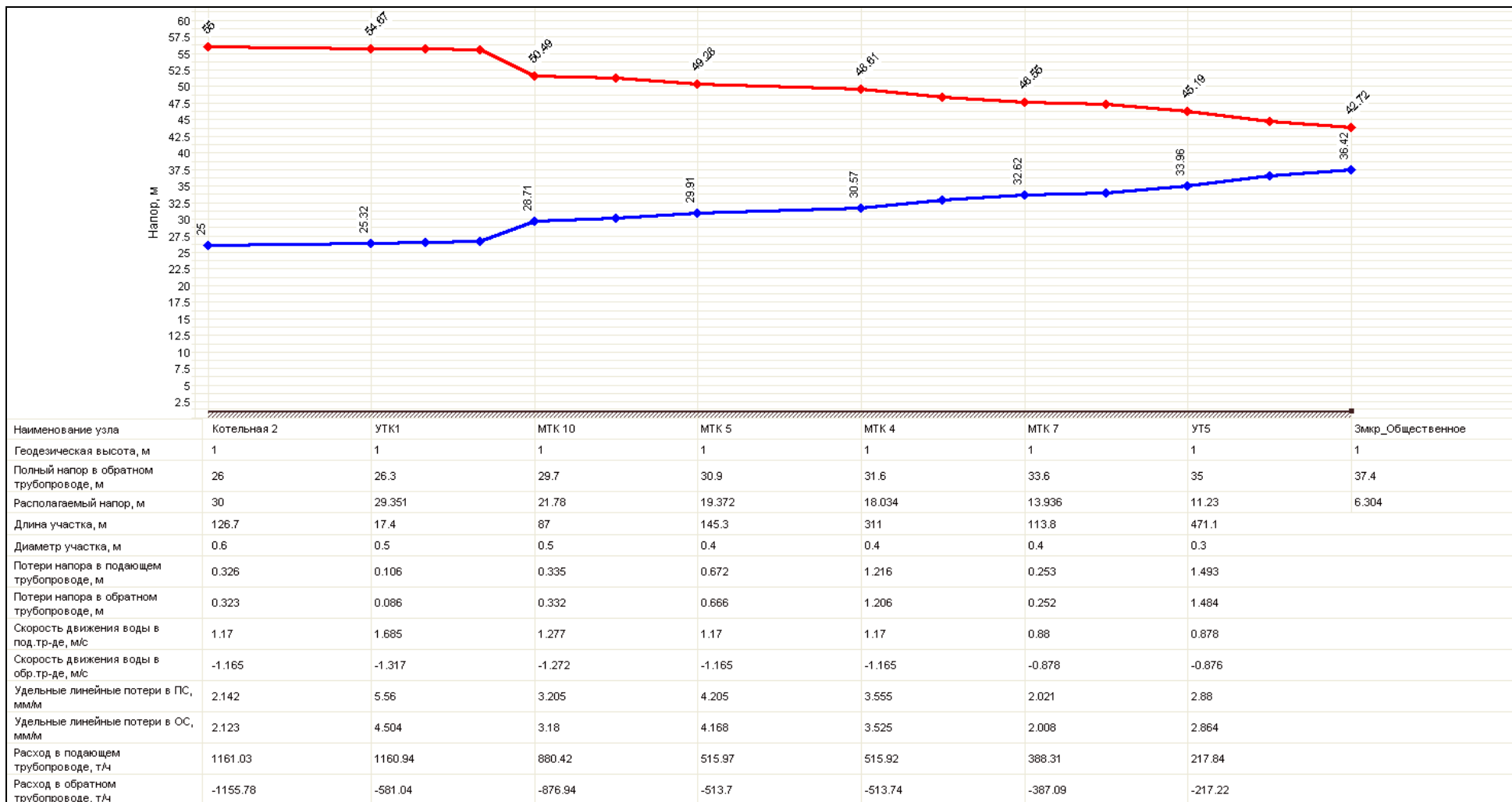


Рисунок Б.2.9- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- мкр №3.

Приложение Б.3
Гидравлические расчеты тепловых сетей с учетом перспективной нагрузки по Варианту 2. График отпуска тепла 110/70 °С.

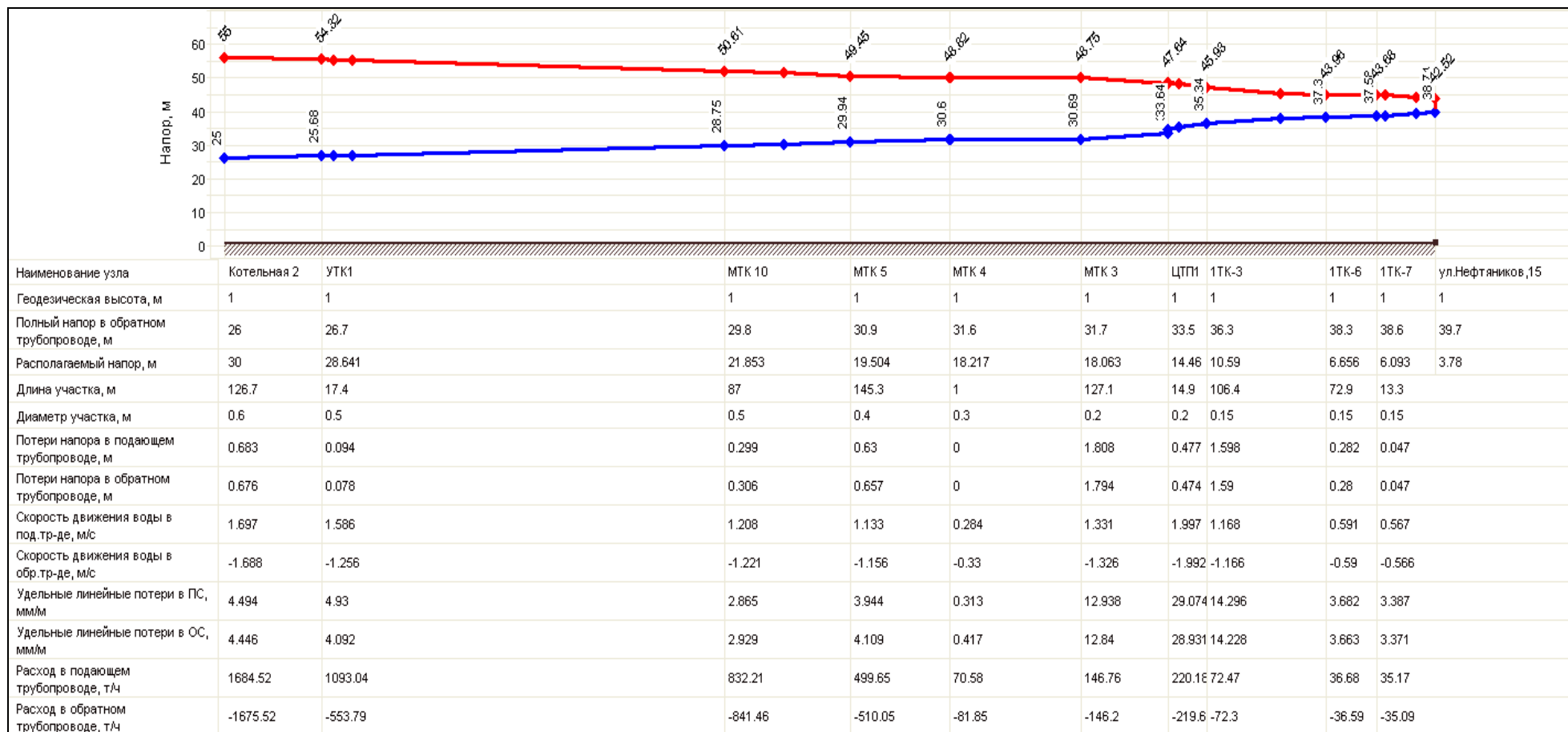


Рисунок Б.3.1- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- ЦТП №1-жд ул. Нефтяников 15.

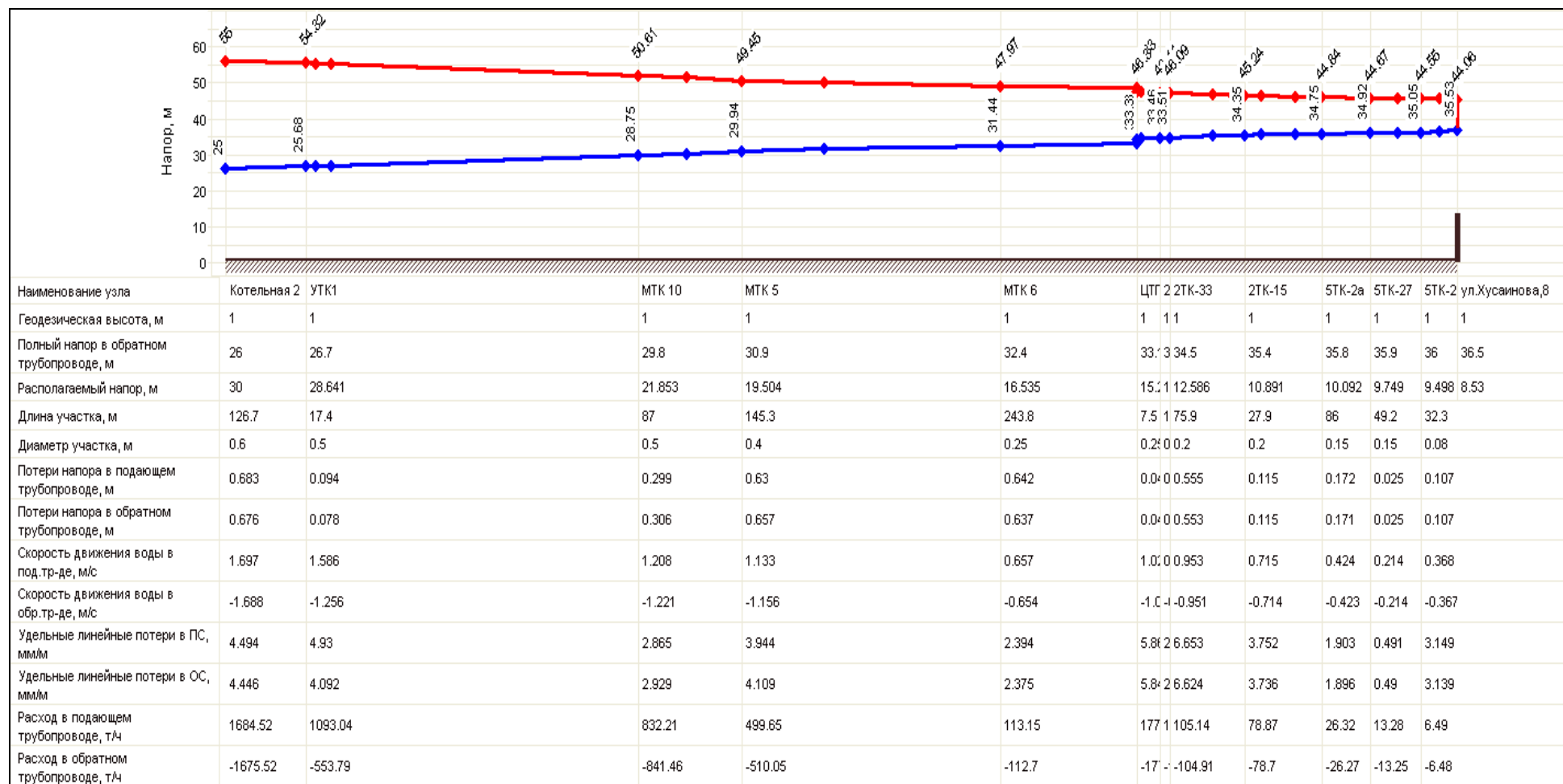


Рисунок Б.3.2- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- ЦТП №2-жд ул. Хусаинова 8.

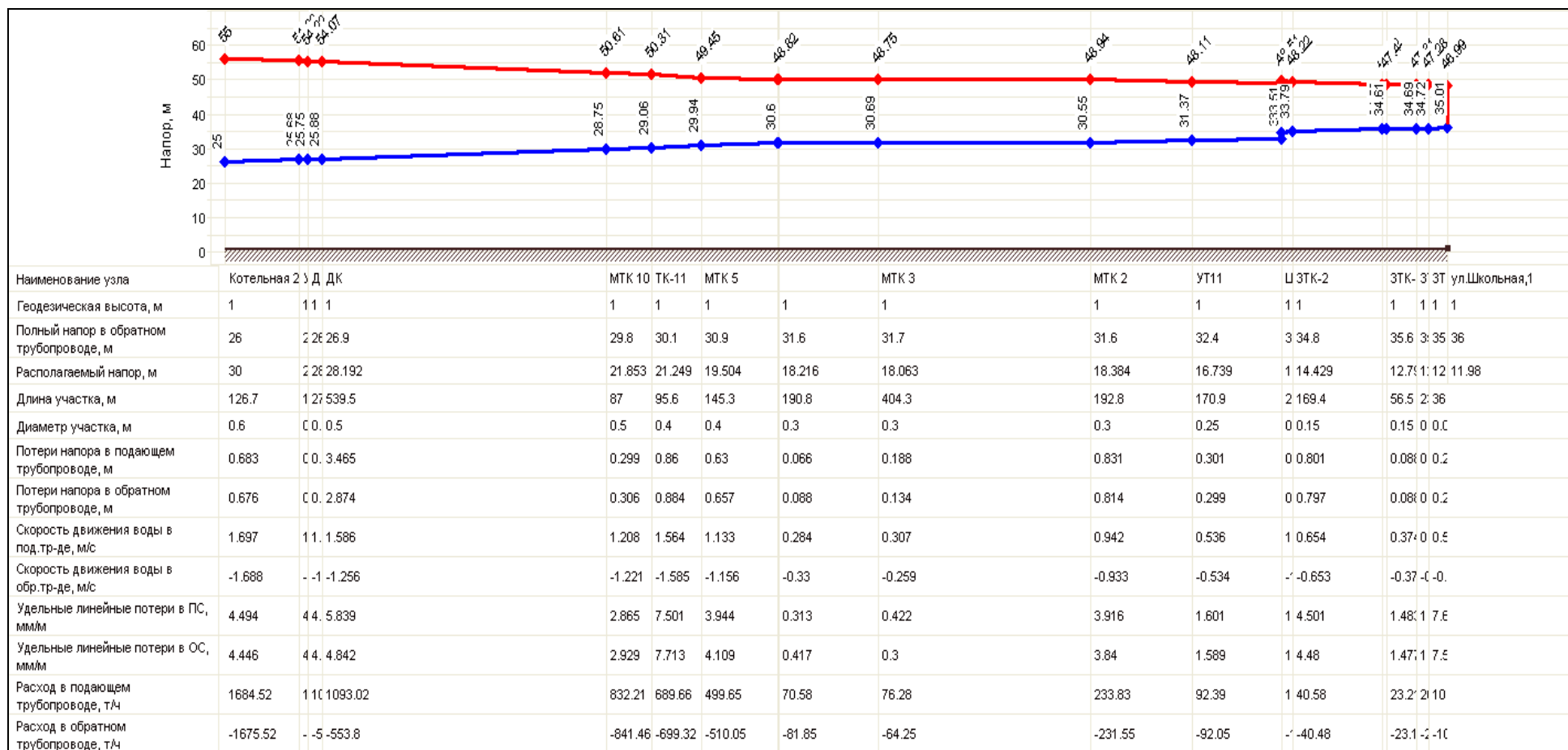


Рисунок Б.3.3- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- ЦТП №3-жд ул. Школьная 1.

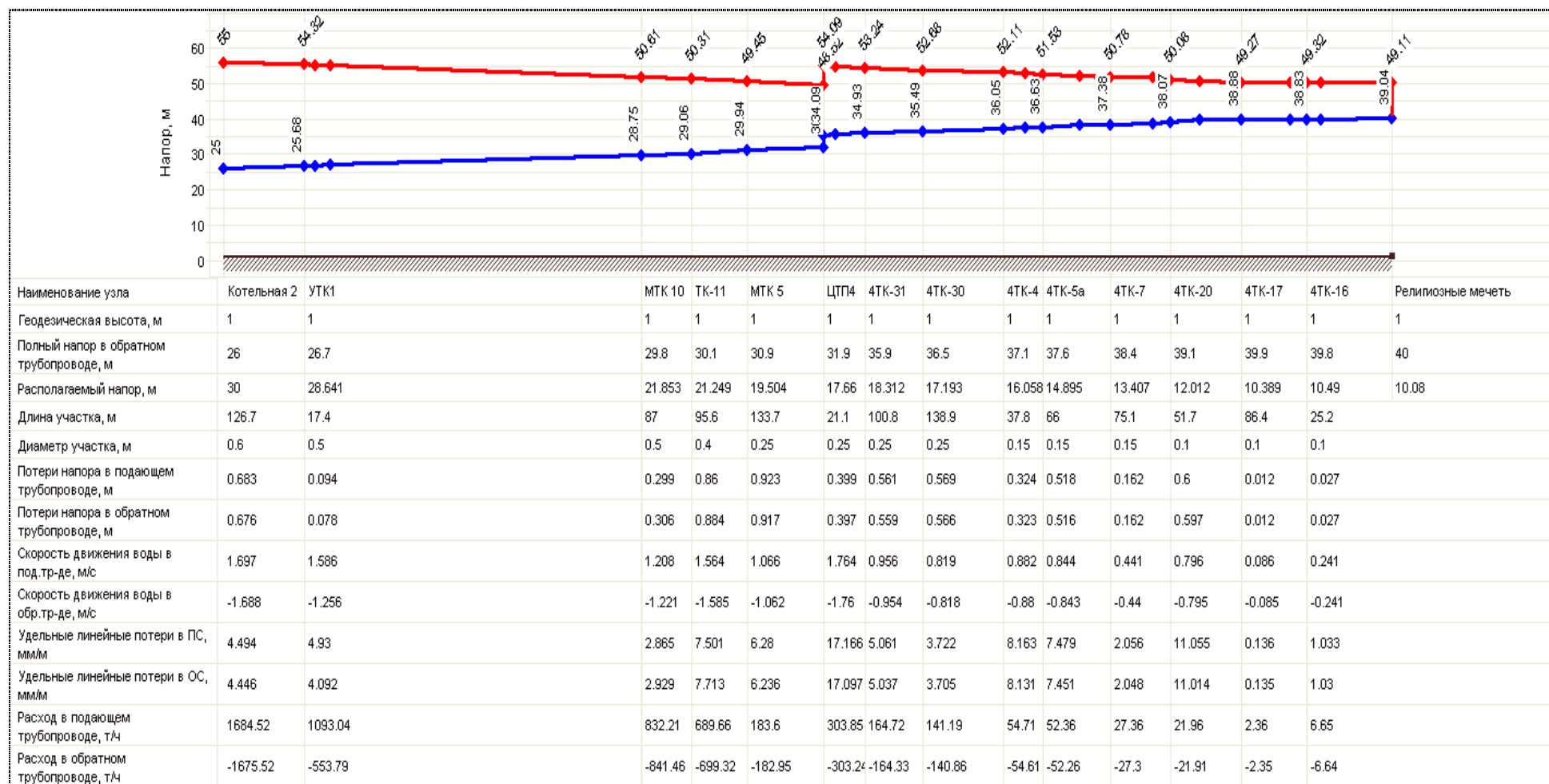


Рисунок Б.3.4- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки.
Путь Котельная №2- ЦТП №4-Мечеть

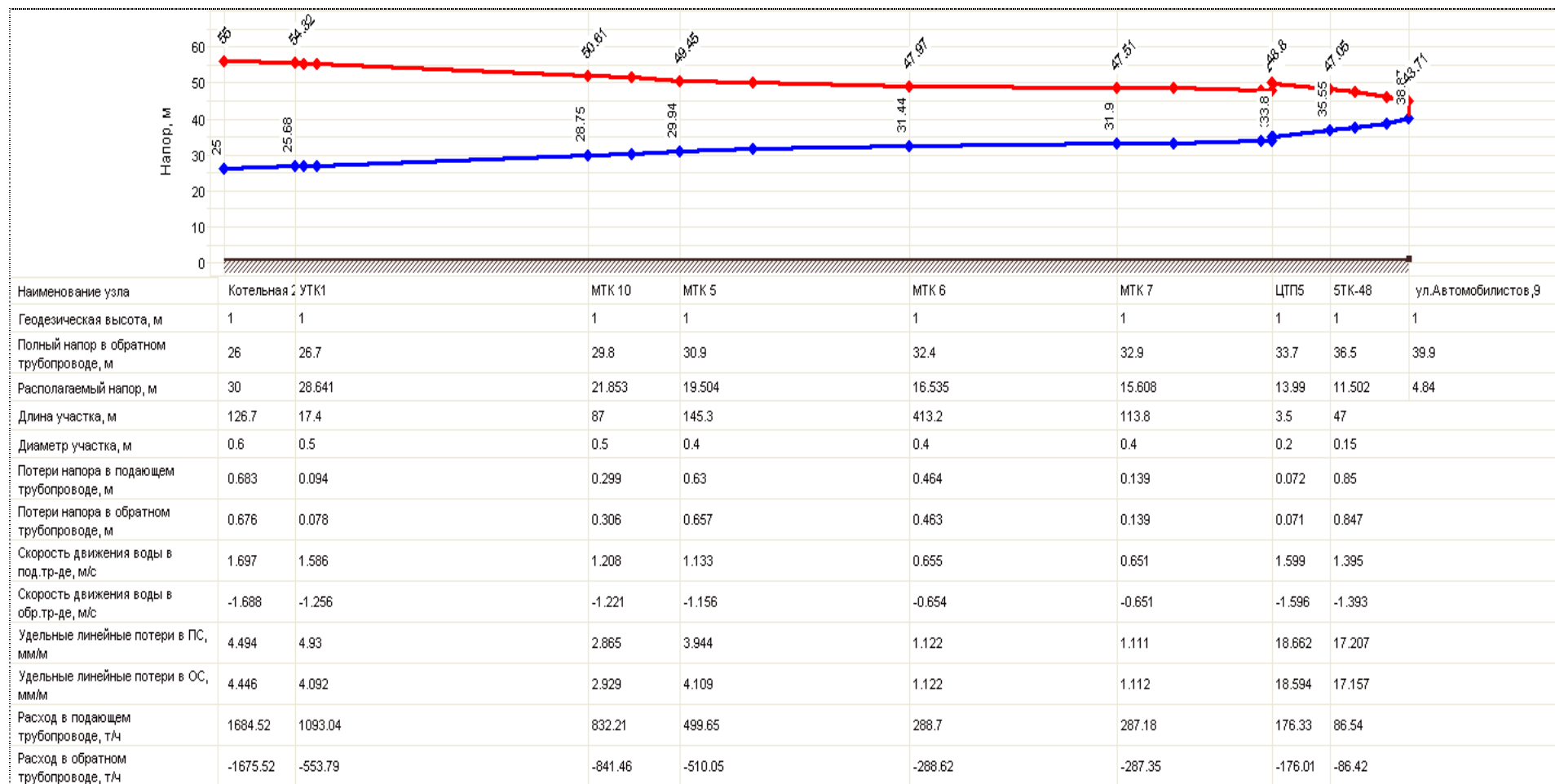


Рисунок Б.3.5- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- ЦТП №5-Автомобилистов 9

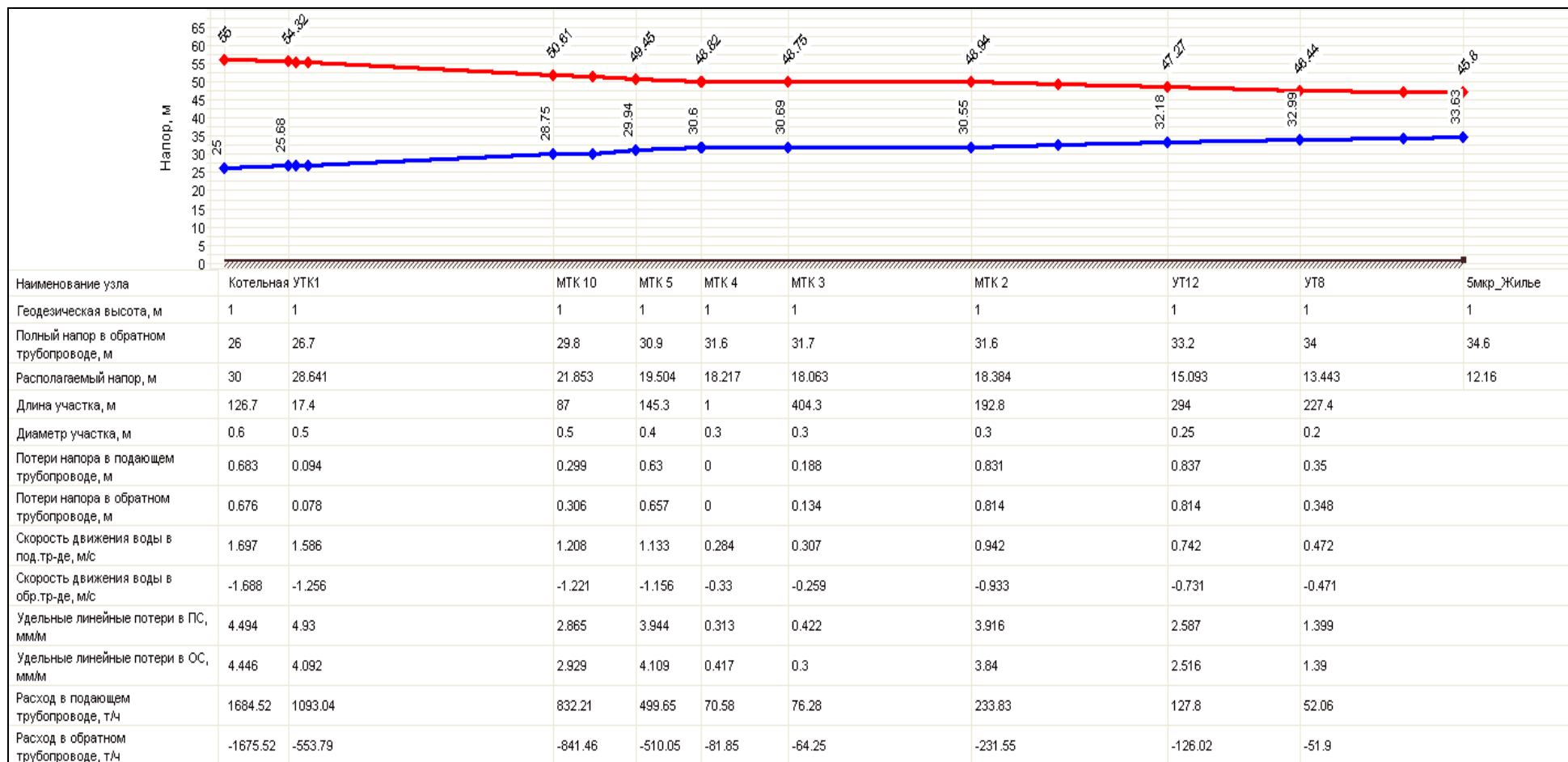


Рисунок Б.3.6- Пьезометрический график работы Котельной №2 с учетом перспективной нагрузки. Путь Котельная №2- мкр №5

Приложение В Расчет надежности Введение

Надежность теплоснабжения оценивается двумя вероятностными показателями, определяемыми за отопительный период для узлов расчетной схемы, к которым подключены потребители:

- коэффициентами готовности K_j , определяемыми для каждого узла-потребителя и представляющими собой вероятность того, что в произвольный момент времени в течение отопительного периода в j -й узел будет обеспечена подача расчетного количества тепла.

Так как в СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» значение минимально допустимого показателя готовности системы теплоснабжения в целом принято равным 0,97 без выделения долей источника теплоты, тепловых сетей и потребителей, для выполнения расчетов надежности нормативное значение коэффициента готовности K_g также принимается равным 0,97.

- вероятностью безотказной работы P_j , определяемой для каждого узла-потребителя и представляющей собой вероятность того, что в течение отопительного периода температура воздуха в зданиях не опустится ниже минимально-допустимого значения.

В соответствии со СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» минимально допустимое значение показателя вероятности безотказной работы всей системы теплоснабжения в целом, должно быть не ниже $P_{сцт} = 0,86$. При этом вклад вероятностью безотказной работы тепловой сети, в этот показатель составляет 0,9.

Вероятностью безотказной работы тепловой сети P_j рассчитывается с учетом нормы подачи тепла в аварийных ситуациях представленной в таблице В.1.

Таблица В.1- Норма подачи тепла в аварийных ситуациях

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_0 , °С				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
		Допускаемое снижение подачи теплоты, %, до				
300	15	32	50	60	59	64
400	18	41	56	65	63	68
500	22	49	63	70	69	73
600	26	52	68	75	73	77
700	29	59	70	76	75	78
800-1000	40	66	75	80	79	82
1200-1400	До 54	71	79	83	82	85

На основе расчета показателей K_j и P_j определяются ненадежные участки тепловой сети и зоны, требующие резервирования.

Для достижения нормативных показателей безотказности работы тепловых сетей Схемой предусматриваются следующие мероприятия:

- установление предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;

- размещение резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;
- достаточность диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- замена на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также переходом при необходимости на надземную или тоннельную прокладку;
- первоочередной ремонт и замена теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на две категории:

- первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494.

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

- вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч, например:

- жилые и общественные здания - до 12 °С;
- промышленные здания - до 8 °С.

Расчет показателей надежности осуществляется в соответствии с действующей нормативной документацией с использованием электронной модели схемы теплоснабжения с.п. Нижнесортымский.

Исходные данные для расчета

На основании исходных данных, предоставленных МУП УТВиВ «Сибиряк» обработана статистика по отключениям тепловых сетей в системе централизованного теплоснабжения за период 2010-2012 гг.

Сводные данные по повреждениям тепловых сетей, их времени восстановления и реконструкции приведены в таблице 9.1.

Таблица В.2 - Количество повреждений тепловых сетей, времени восстановления и реконструкции

Наименование показателя	2010г	2011г	2012г
Статистика отказов тепловых сетей, шт.	56	51	68
Среднее время, затраченное на восстановление, час	4,40	4,20	4,00
Протяженность тепловых сетей, замененных в ремонтный период, км.	0,11	0,102	0,14

Исходные данные, принимаемые в расчетах, приведены в таблице В.3.

Таблица В.3- Исходные данные, принимаемые для расчета

№ № п/п	Название показателя	Обозначен ия	Размерность	Значение			
1	Расчетная температура наружного воздуха	$t_{\text{н}}^{\text{р}}$	°С	-43			
2	Расчетная температура воз- духа внутри жилых зданий	$t_{\text{в}}^{\text{р}}$	°С	20			
3	Минимальная температура воздуха внутри отапливаемых зданий I категории	$t_{\text{в}}^{\text{м}}$	°С	20			
				II категории (общественные и жилые)	-//-	-//-	12
				II категории (промышленные)	-//-	-//-	8
4	Температура наружного воз- духа на начало отопительного периода	$t_{\text{н}}$	°С	8			
5	Средняя за отопительный пе- риод температура наружного воздуха	$t^{\text{ср}}$	°С	-9,9			
6	Коэффициент аккумуляции здания Жилые, общественные Промышленные	β		60			
				40			
7	Длительность отопительного периода	$\tau^{\text{от}}$	ч	6168			
8	Длительность стояния наруж- ной температуры воздуха, свыше расчетной	$\tau^{\text{хол}}$	ч	30			
9	Параметры распределения Вейбулла-Гнеденко при сроке эксплуатации трубопровода (τ)	α	т от 0 до 3 лет	0,8			
			т от 3 до 17 лет	1			
			т больше 17 лет	$0.5 \cdot \exp(\tau/20)$			
10	Параметры восстановления (ремонтов)	A	в канале и без канала	3			
		A	наружная	6			
		B	в канале и без канала	20,8			
		B	наружная	0,9			
		C	в канале и без канала	-1,9			
		C	наружная	0,15			
11	Среднее расстояние между секционирующими задвижка- ми	$l_{\text{сз}}$	км	1			

Повторяемость температур наружного воздуха за отопительный период для с.п. Нижнесортымский приведена в таблице В.4.

Таблица В.4 - Повторяемость температур за отопительный период

Температура наружного воздуха	Число часов стояния наружных тем- ператур за отопительный период, ч
-43 и ниже	36
-40 и ниже	69
-35 и ниже	236
-30 и ниже	526
-25 и ниже	930
-20 и ниже	1442
-15 и ниже	2059
-10 и ниже	2778

Температура наружного воздуха	Число часов стояния наружных температур за отопительный период, ч
-5 и ниже	3595
0 и ниже	4509
5 и ниже	5518
8 и ниже	6168

Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки, а также относительные доли для вычисления потока отказов приведены в таблице В.5.

Таблица В.5 - Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки и относительные доли для вычисления потока отказов

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Надземная
20	4,7	3,5
50	5,6	4,1
65	5,7	4,2
80	6,2	4,5
100	6,7	5,5
125	7,9	6,0
150	8,6	6,5
200	11,3	6,9
250	14,1	7,2
300	16,6	7,5
400	18,1	8,1
500	20,3	8,7
600	21,8	9,4

Расчет существующих показателей надежности для котельной №1 МУП «УТВиВ Сибиряк»

Источником теплоты является районная котельная с присоединенной тепловой нагрузкой 31 Гкал/ч.

Схема тепловой сети, приведенная на рисунке В.1, включает 6 ЦТП.

Тепловая энергия от котельной подается потребителям по двухтрубным водяным тепловым сетям, проложенным преимущественно бесканальным способом. На ЦТП происходит регулирование теплоносителя на график отпуска тепла 95/70 °С, а также подогрев воды на нужды горячего водоснабжения.

Магистральные сети от МТК-1 до МТК-10 проложены трехтрубной прокладкой 1Ду 500 мм подающий и 2Ду 400 мм обратный трубопровод, а также кольцуются от МТК1- МТК2 2Ду300мм.

Кроме того, имеются внутриквартальные «закольцовки» между зонами ЦТП.

Диаметр головного участка 500 мм. Наиболее удаленным от Котельной №1 является потребитель «ВОС» (около 3,5 км).

В связи с отсутствием статистики по отказам трубопроводов, исходные данные для расчета принимаются на основе накопленных данных по другим поселениям ХМАО для различных категорий трубопроводов.

Средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков представлена в таблице В.6.

Таблица В.6 - Средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов для категорий трубопроводов

Категория тепловых сетей	Диаметр трубопроводов, мм	Средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов, 1/км*час
Для квартальных сетей старше 10 лет, проложенным бесканальным способом с применением мин. ватной изоляции	Ду 50÷250 мм	$1,7 \div 5 \cdot 10^{-5}$
Магистральные сети старше 10 лет, проложенные бесканальным способом с применением мин. ватной изоляции	Ду 200÷500 мм	$1 \cdot 10^{-5}$
Участки тепловой сети, с применением ППУ изоляции, не старше 10 лет	Ду 50÷500 мм	$5,7 \cdot 10^{-6}$

Результаты расчетов вероятностных показателей надежности для магистральных трубопроводов, выполненный с использованием ГИС Zulu расчетный модуль «Zulu-Thermo», представлены в таблице В.7. и на рисунке В.2.

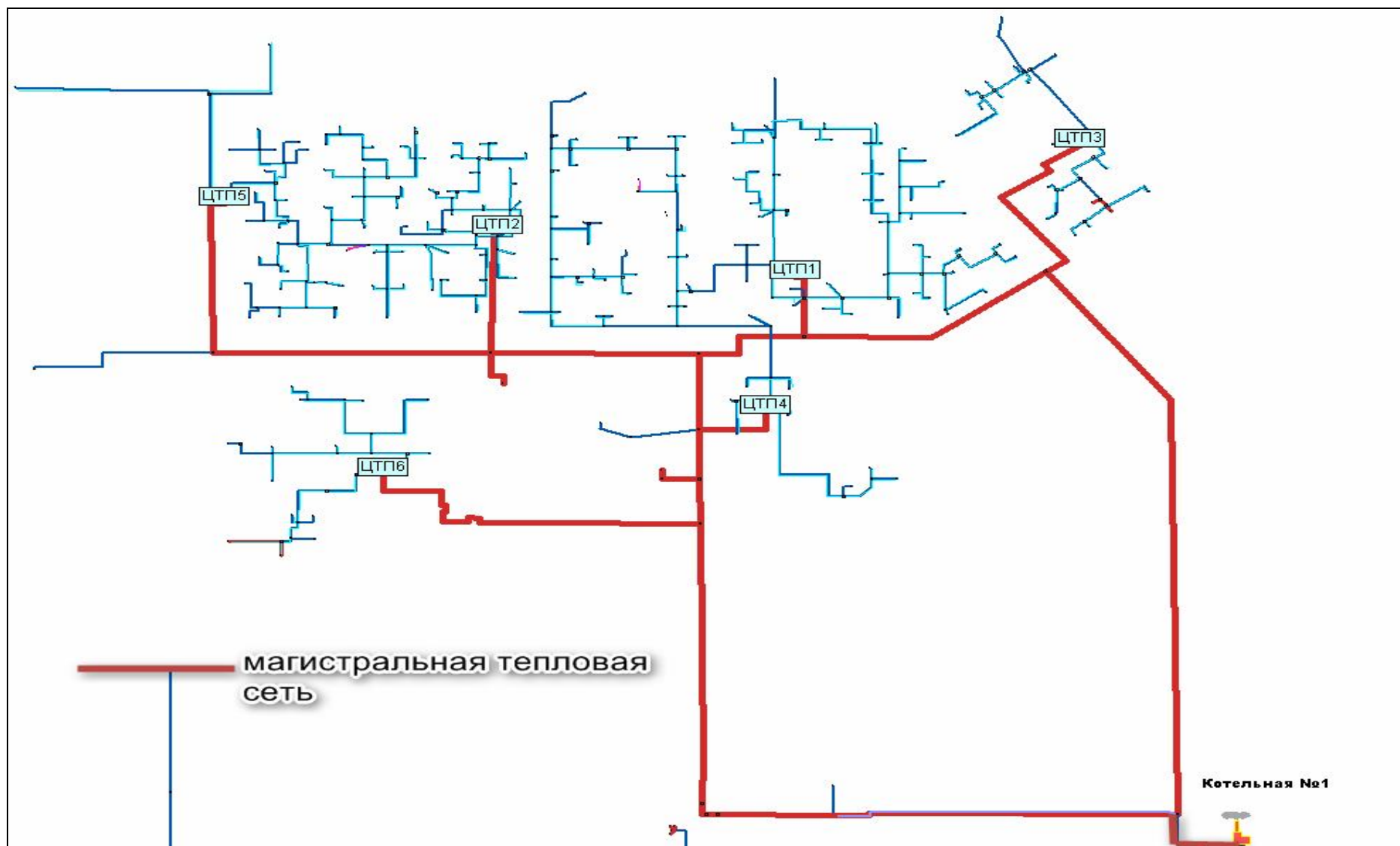


Рисунок В.1- Схема тепловых сетей с.п. Нижнесортымский

Таблица В.7 –Вероятностные показатели надежности для магистральных трубопроводов

Номер участка	Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Средняя интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Период эксплуатации, лет	Время восстановления, ч	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа
19	МТК 1	ВР-ГКНС	518,51	0,5	5,70E-06	7	25,950546	1,14E-05	5,90E-06	0,0001529
22	МТК 10	ТК-11	87	0,4	5,70E-06	14	20,438328	1,14E-05	1,00E-06	2,02E-05
24	МТК 5	МТК 4	145,27	0,4	5,70E-06	14	20,438328	1,14E-05	1,70E-06	3,37E-05
26	МТК 4	МТК 6	311,02	0,3	1,00E-05	19	16,856531	2,41E-05	7,50E-06	0,0001261
28	МТК 6	МТК 7	413,21	0,25	1,00E-05	20	13,437948	3,57E-05	1,06E-05	0,000142
30	МТК 7	ЦТП5	308,25	0,25	1,00E-05	20	13,437948	3,57E-05	7,90E-06	0,0001059
32	МТК 6	ЦТП2	243,83	0,25	1,00E-05	19	13,401952	3,41E-05	5,90E-06	7,86E-05
34	МТК 4	МТК 3	190,78	0,2	1,70E-05	19	11,479054	3,14E-05	2,20E-06	2,49E-05
36	МТК 3	ЦТП1	127,05	0,2	1,70E-05	21	11,104448	4,67E-05	5,90E-06	6,57E-05
38	МТК 1	МТК 2	1108,87	0,3	5,70E-06	4	15,967288	1,14E-05	1,26E-05	0,0002012
39	МТК 2	МТК 3	404,33	0,25	1,00E-05	17	13,642463	2,00E-05	8,10E-06	0,0001099
41	МТК 2	ЦТП3	363,75	0,25	5,70E-06	13	13,642463	1,14E-05	4,10E-06	5,64E-05
43	МТК 10	ЦТП6	591,42	0,3	5,70E-06	7	16,494628	1,14E-05	6,70E-06	0,0001108
47	МТК 5	ЦТП4	133,67	0,25	5,70E-06	13	13,977002	1,14E-05	1,50E-06	2,12E-05
1451	ВР-ГКНС	ДК	172,94	0,5	5,70E-06	7	25,950546	1,14E-05	2,00E-06	5,10E-05
1916	ДК	МТК 10	539,53	0,5	5,70E-06	7	25,950546	1,14E-05	6,20E-06	0,0001591
2018	ТК-11	МТК 5	95,56	0,4	5,70E-06	14	20,438328	1,14E-05	1,10E-06	2,22E-05
2021	ТК-11	ТК-11а	55,74	0,25	5,70E-06	1	14,365012	1,81E-05	1,00E-06	1,44E-05
2023	ТК-11а	Спортивный центр	15,6	0,25	5,70E-06	1	14,365012	1,81E-05	3,00E-07	4,00E-06



Рисунок В.2- Интенсивность отказов участков магистральной тепловой сети

Большие значения интенсивности отказов элементов (28, 30, 32, 34, 36) соответствует участкам теплосети от МТК 6- ЦТП№2, ЦТП№5 и от МТК4-ЦТП№1 (рисунок В.2.), что объясняется длительным сроком их эксплуатации (свыше 20 лет). Для повышения надежности эти участки рекомендуются к замене.

Расчет вероятностных показателей надежности потребителей представлены в таблице В.8 и на рисунках В.3-В.4.

Как видно из представленных расчетов (таблица В.7, рисунок В.3), теплоснабжение потребителей зоны ЦТП №1-6 отвечает нормативным требованиям надежности. Вне зоны нормативной надежности находится потребитель категории 69- («больница»). Низкий показатель надежности (0,88) объясняется отсутствием резервирования для потребителя I категории.

Таблица В.8- Расчет вероятностных показателей надежности потребителей зоны Котельной №1

Номер потребителя	Местоположение	Наименование узла	Путь, пройденный от источника, м	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
35	мкр №1	потребители ЦТП1	2100	60	12	0,98	0,99
44	Мкр №6	потребители ЦТП6	2050	60	12	0,97	0,99
31	Мкр. «Пионерный»	потребители ЦТП 2	2320	60	12	0,96	0,99
40	Мкр №2	потребители ЦТП3	1640	60	12	0,98	0,99
46	мкр «Вахтовый»	потребители ЦТП4	1760	60	12	0,97	0,99
69	Мкр №8	Больница	2200	60	20	0,88	0,99
29	мкр «Пионерный»	ЦТП 5	2800	60	12	0,94	0,99
1408		ВОС	3380	40	8	0,95	0,99

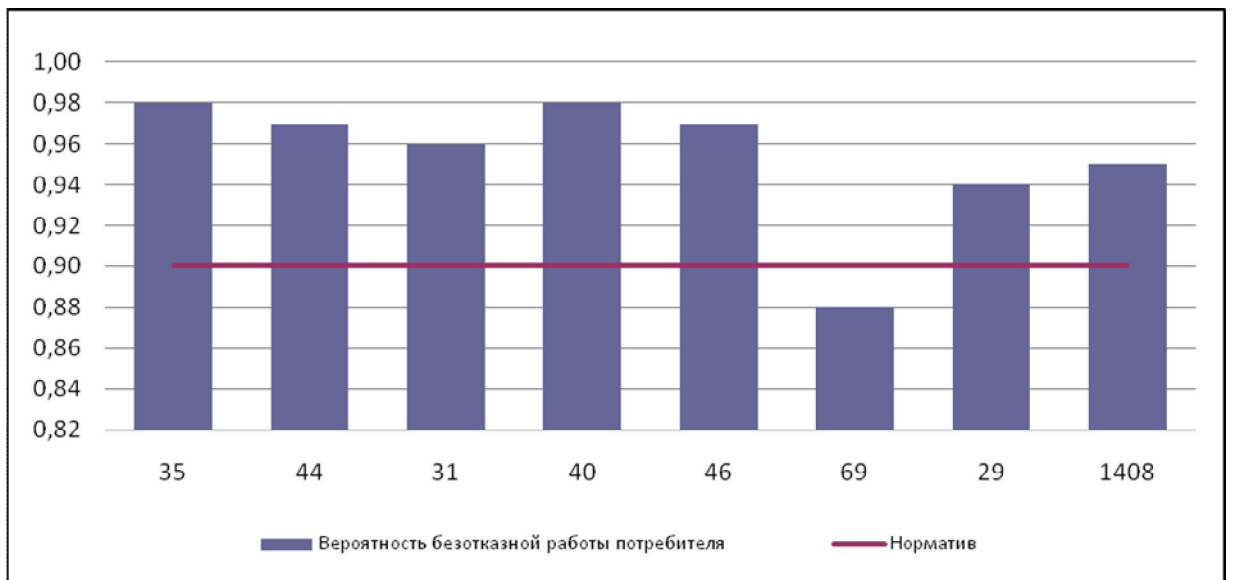


Рисунок В.3-Вероятность безотказной работы потребителей

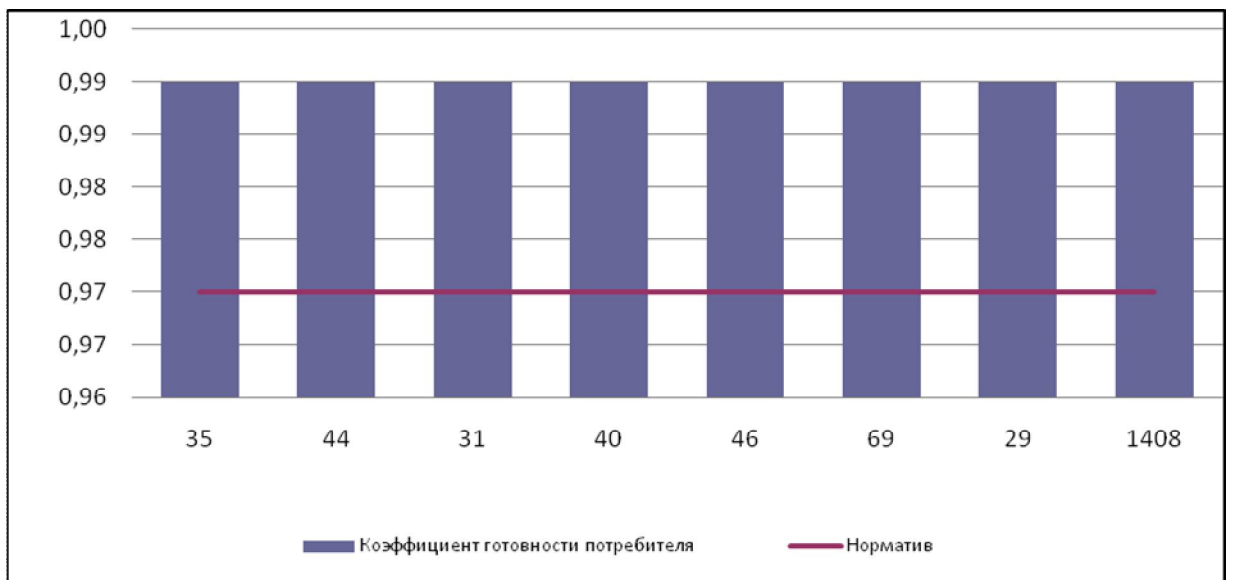


Рисунок В.4-Коэффициент готовности потребителей.

Анализ перспективной надежности

По рекомендуемому варианту Схемой к 2017 г. запланировано строительство первой очереди новой котельной №2, на период 2017-2020гг. строительство второй очереди котельной №2. Отпуск тепловой энергии планируется отпускать от двух независимых выводов. Работа проектируемых тепломагистралей возможна как на локальные зоны, так и на общую зону. Данную возможность позволяет осуществить заложенные Схемой перемычки, которые смогут перераспределять тепловую энергию между зонами теплоснабжения в аварийном или летнем режимах.

В с.п. Нижнесортымский запланировано массовая застройка не только жилого фонда, но и множества общественных объектов. Картограмма приростов представлена на рисунке 2.1.

Размещение перспективных потребителей и узлы их подключения к существующим и планируемыми магистральным тепловым сетям указаны в таблице 7.1. Схема новых и реконструируемых теплосетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки, а также обеспечения нормативной надежности представлена на рисунке 7.1., характеристика участков представлена в таблице 7.2.

Расчет перспективных показателей надежности потребителей представлен в таблице В.9. и на рисунке В.5.

Таблица В.9 -Расчет перспективных показателей надежности потребителей зоны теплоснабжения УТВиВ «Сибиряк» (сравнение с существующим положением)

Номер потребителя	Местоположение	Наименование узла	Путь, пройденный от источника, м	Коэффициент тепловой аккумуляции, ч	Минимально допустимая температура, °С	Существующие показатели надежности		Перспективные показатели надежности	
						Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности
35	мкр №1	потребители ЦТП1	2100	60	12	0,98	0,99	0,98	0,99
44	Мкр №6	потребители ЦТП6	2050	60	12	0,97	0,99	0,97	0,99
31	Мкр. «Пионерный»	потребители ЦТП 2	2320	60	12	0,96	0,99	0,98	0,99
40	Мкр №2	потребители ЦТП3	1640	60	12	0,98	0,99	0,98	0,99
46	мкр «Вахтовый»	потребители ЦТП4	1760	60	12	0,97	0,99	0,98	0,99
69	Мкр №8	Больница	2200	60	20	0,88	0,99	0,98	0,99
29	мкр «Пионерный»	ЦТП 5	2800	60	12	0,94	0,99	0,98	0,99
1408		ВОС	3380	40	8	0,95	0,99	0,98	0,99
2031	мкр №7	новое ЦТП мкр №7	982	60	12	-	-	0,98	0,99
2034	мкр №9	новое ЦТП мкр №9	1730	60	12	-	-	0,98	0,99
2036	мкр №11	Новые жилые здания мкр №11	1540	60	12	-	-	0,99	0,99
2038	мкр №3	Новые общественные здания мкр №3	2640	60	12	-	-	0,98	0,99
2039	мкр №4	Новые жилые здания мкр №4	3000	60	12	-	-	0,98	0,99
2037	мкр №5	Новые жилые здания мкр №5	3050	60	12	-	-	0,98	0,99

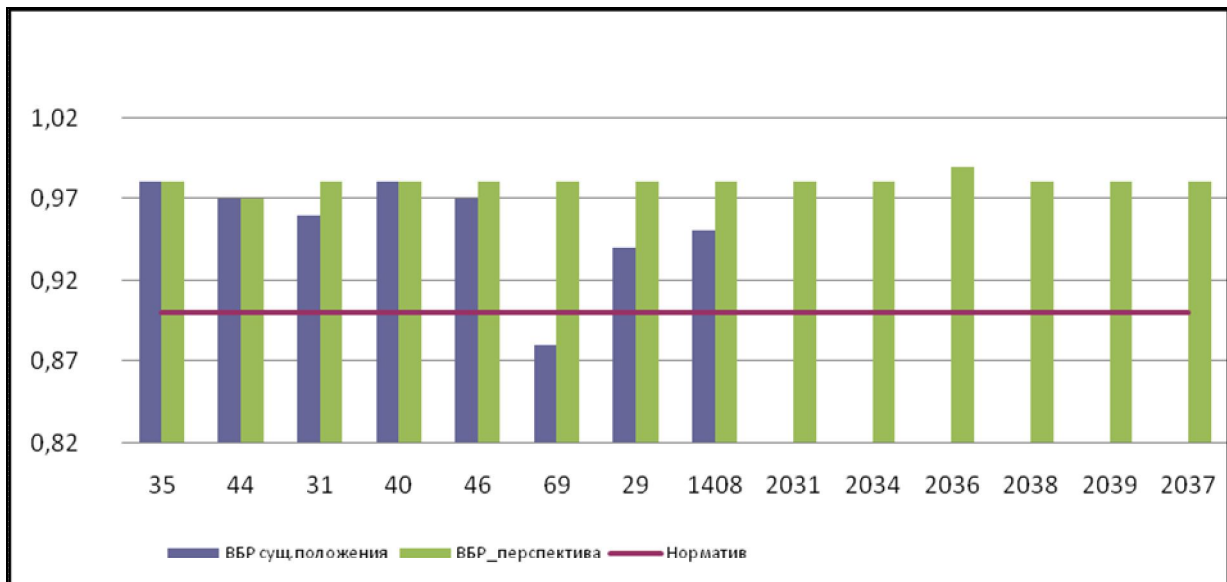


Рисунок В.5-Сравнение перспективных показателя ВБР потребителей с существующим положением

Как видно из приведенных расчетов (таблица В.8 и рисунок В.5), все потребители зоны теплоснабжения котельной №2 имеют нормативные показатели надежности. Потребитель «Больница» может быть обеспечен тепловой энергией от двух независимых тепломагистралей.

Расчет среднего недоотпуска тепловой энергии представлен в таблице В.10.

Таблица В.10 - Оценка недоотпуска тепловой энергии по рекомендуемому варианту (сравнение с существующим положением)

Наименование расчета	Средняя отопительная нагрузка, Гкал/ч	Расчетное потребление тепловой энергии потребителями на отопление, Гкал/отоп.период	Средний суммарный недоотпуск тепловой энергии, Гкал/отоп. период	Относительная величина недоотпуска тепловой энергии к расчетному потреблению, %
котельная №1				
существующее положение	12,8	78900	440,1	0,56
новая котельная №2				
перспектива	26,9	159300	833,9	0,52

Как видно из таблицы В.10, относительная величина недоотпуска тепловой энергии в сравнении с существующим положением находится на постоянном низком уровне, несмотря на значительный ожидаемый прирост нагрузки на источниках. Это объясняется высокой надежностью зоны теплоснабжения новой котельной №2.